



AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

**SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO  
ECONÔMICA - SRE**

**Nota Técnica n.º 090/2008-SRE/ANEEL**  
Brasília, 03 de abril de 2008

**SEGUNDA REVISÃO TARIFÁRIA  
PERIÓDICA DA CONCESSIONÁRIA DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

.....

**EMPRESA ENERGÉTICA DE MATO GROSSO  
DO SUL - ENERSUL  
CICLO 2008 - 2013**

**FINAL**

**Agência Nacional de Energia Elétrica**  
Superintendência de Regulação Econômica  
SGAN 603 / Módulo "I" – 1º andar  
CEP: 70830-030 – Brasília – DF  
Tel: + 55 61 2192-8695  
Fax: + 55 61 2192-8679

# Índice

I. DO OBJETIVO .....	1
II. ANTECEDENTES .....	1
III. FUNDAMENTOS ECONÔMICOS DA REVISÃO TARIFÁRIA .....	4
III.1 – ASPECTOS CONCEITUAIS .....	4
III.2 – ASPECTOS METODOLÓGICOS .....	5
III.2.1 – O Reposicionamento Tarifário .....	6
III.2.2 – O Fator X .....	7
III.2.3 – A Qualidade do Serviço .....	8
III.2.4 – Tratamento Regulatório das Perdas de Energia .....	9
III.2.5 – Tratamento Regulatório das Outras Receitas .....	10
IV. A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DA ENERSUL .....	10
IV.1 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA A .....	11
IV.1.1 – PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA .....	11
IV.1.2 – BALANÇO ENERGÉTICO .....	16
IV.1.3 – COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA .....	18
IV.1.4 – ENCARGOS SETORIAIS E CUSTO COM TRANSPORTE DE ENERGIA .....	21
IV.1.4.1 – Encargos Setoriais .....	21
IV.1.4.2 – Custos com Transporte de Energia .....	24
IV.1.5 – VALOR TOTAL DA PARCELA A (VPA) .....	26
IV.2 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA B .....	26
IV.2.1 – CUSTOS OPERACIONAIS .....	27
IV.2.1.1 – Enfoque Metodológico .....	27
IV.2.1.2 – Custos por Área .....	29
IV.2.1.3 – Resultados Finais .....	30
IV.2.2 – CUSTO DO CAPITAL .....	31
IV.2.2.1 – Estrutura Ótima de Capital .....	32
IV.2.2.2 – Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) .....	34
IV.2.3 – BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA .....	38
IV.2.3.1 – Determinação do Valor da Base de Remuneração .....	38
IV.2.3.2 – Cálculo da Remuneração do Capital .....	40
IV.2.4 – DEPRECIAÇÃO .....	41
IV.2.5 – VALOR TOTAL DA PARCELA B (VPB) .....	42
IV.3 – CÁLCULO DO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO .....	42
IV.3.1 – RECEITA REQUERIDA .....	42
IV.3.2 – RECEITA VERIFICADA .....	42
IV.3.3 – OUTRAS RECEITAS .....	43
IV.3.4 – RESULTADO DO REPOSICIONAMENTO .....	44
IV.4 – CÁLCULO DO FATOR X .....	44
V. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS À REVISÃO TARIFÁRIA .....	48
VI. CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA .....	62
VII. DO FUNDAMENTO LEGAL .....	64
VIII. CONCLUSÕES .....	65

Em 03 de abril de 2008

Processo n.º 48500.004310/2006-30

Assunto: Segunda revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica ENERSUL.

## I. DO OBJETIVO

A presente Nota Técnica tem por objetivo submeter à consulta pública, a metodologia utilizada e os resultados da segunda revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica da ENERSUL.

2. Na seção II apresenta-se uma breve caracterização da área de concessão da ENERSUL. A seção III apresenta uma visão geral do regime de regulação por incentivos aplicável às concessionárias de distribuição de energia elétrica.

3. A revisão tarifária periódica da ENERSUL é apresentada na seção IV, onde se explicitam a metodologia adotada e os resultados obtidos para o reposicionamento tarifário e também os resultados do cálculo do Fator X a ser aplicado nos próximos reajustes tarifários.

4. Na seção V são apresentados os cálculos dos componentes tarifários financeiros externos à revisão tarifária periódica, que devem ser agregados às tarifas resultantes da revisão. A seção VI apresenta os comentários finais sobre o processo de revisão tarifária, enquanto a seção VII apresenta os aspectos legais do processo de revisão tarifária periódica, destacando-se a legislação pertinente e o contrato de concessão.

5. As conclusões do processo de revisão tarifária periódica da ENERSUL encontram-se na seção VIII, ressaltando-se que os resultados desta revisão tarifária são aplicáveis para o período de abril/2008 a março/2013. Finalmente, os anexos detalham as metodologias e dados utilizados.

## II. ANTECEDENTES

6. A Empresa Energética Mato Grosso do Sul - ENERSUL é uma sociedade anônima, de capital aberto, que atende 72 dos 77 municípios do Estado do Mato Grosso do Sul, com uma área de concessão de aproximadamente 330.000 km<sup>2</sup>, o que representa cerca de 92% da área total do Estado. A tabela a seguir sintetiza o mercado atendido pela concessionária no ano de 2006.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fls. 3 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes, que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária, ou seja, os custos de operação (pessoal, material e serviços de terceiros). Além destes, a Parcela B inclui a remuneração do capital. A composição de cada parcela pode ser vista no quadro a seguir.

Tabela 2: Composição da Receita de uma Distribuidora

COMPOSIÇÃO DA RECEITA REQUERIDA	
PARCELA A (custos não-gerenciáveis)	PARCELA B (custos gerenciáveis)
Encargos Setoriais	Despesas de Operação e Manutenção
Reserva Geral de Reversão (RGR)	Pessoal
Conta de Consumo de Combustível (CCC)	Materiais
Taxa de Fiscalização de Serviços de E.E. (TFSEE)	Serviços de Terceiros
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de E.E. (Proinfa)	Despesas Gerais e Outras
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	
P&D e Eficiência Energética	
Operador Nacional do Sistema (ONS)	Despesas de Capital
Custo com Transporte de Energia	Quota de Reintegração Regulatória
Uso das Instalações de Transmissão (RB + DIT)	Remuneração do Capital
Uso das Instalações de Conexão	
Uso das Instalações de Distribuição	
Transporte de Energia Elétrica Proveniente de Itaipu	
Compra de Energia Elétrica para Revenda	
Contratos Bilaterais	
Energia de Itaipu	
Contratos de Leilões	

9. Os contratos de concessão contemplam procedimento específico para reajuste dessas parcelas durante cada ano do período tarifário. No momento da revisão tarifária, cada concessionária tem estabelecida a estrutura tarifária com seus valores iniciais que, aplicados ao seu mercado, definem a receita anual do primeiro ano do período tarifário subsequente (RA). Em cada reajuste anual do período tarifário, o valor da Parcela A (VPA) é obtido pelas condições vigentes de cada um dos itens que compõem a citada parcela (compra de energia e outros). O novo valor da Parcela B (VPB) é obtido pela diferença entre RA e VPA, corrigido pela variação do IGP-M observada nos 12 meses anteriores à data do reajuste. Tais regras estimulam a concessionária a reduzir os custos de operação (cobertos pela Parcela B da receita) ao longo do período anterior à próxima revisão tarifária, uma vez que custos menores para um mesmo nível real de tarifas implicam maiores benefícios para a concessionária, sob a forma de maior remuneração do capital.

10. Após a primeira revisão tarifária periódica realizada em 2003, as tarifas de fornecimento de energia elétrica da ENERSUL foram reajustadas durante quatro anos consecutivos, de acordo com as regras acima mencionadas. A tabela a seguir apresenta os valores dos reajustes tarifários anuais ocorridos, bem como o resultado da revisão tarifária periódica, enquanto que a figura 2 mostra a evolução da tarifa média (R\$/MWh) com relação ao crescimento do mercado da ENERSUL (em MWh).

(Fls. 4 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

Tabela 3: Reajustes Tarifários Anuais da ENERSUL (%)

Ano	2003*	2004	2005	2006	2007	2007**
Reajuste	32,59%	16,99%	21,35%	16,75%	8,05%	-6,6%
Econômico	32,59%	11,19%	14,81%	11,46%	4,44%	
Financeiro	0,00%	5,80%	6,54%	5,29%	3,61%	

\* Revisão Tarifária Periódica

\*\* Efeito médio percebido pelos consumidores em função do reajuste das tarifas realizado em dezembro de 2007 em função da alteração da base de remuneração relativa ao primeiro ciclo de revisões tarifárias.

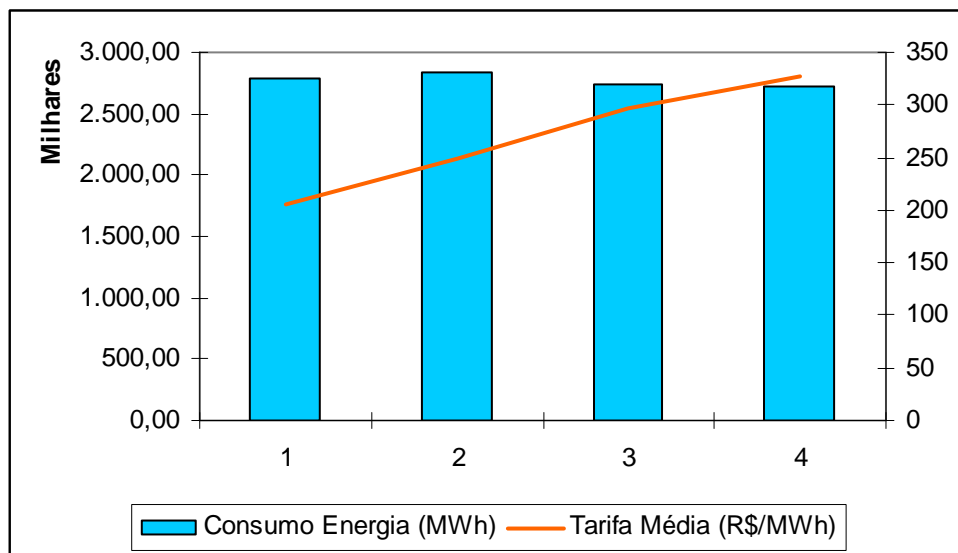


Figura 2: Evolução das Tarifas e Mercado da ENERSUL

### III. FUNDAMENTOS ECONÔMICOS DA REVISÃO TARIFÁRIA

#### III.1 – ASPECTOS CONCEITUAIS

11. O objetivo precípua da regulação econômica é reproduzir, no desempenho da empresa monopolista regulada, os efeitos da pressão da concorrência (efetiva e potencial) observada em mercados competitivos. De forma consistente com esse objetivo, o atual modelo de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica consagrou um regime tarifário denominado regime de preços máximos (*price-cap*), pelo qual os serviços são regulados pelo preço, segundo regras econômicas inovadoras cuja finalidade é a remodelação da prestação do serviço público primando-se pelos princípios da eficiência e modicidade tarifária.

(Fls. 5 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

### III.2 – ASPECTOS METODOLÓGICOS

12. O processo de revisão tarifária é realizado em duas etapas. Na primeira etapa, denominada reposicionamento tarifário, são estabelecidas tarifas compatíveis com a cobertura dos custos operacionais eficientes – para um dado nível de qualidade do serviço – e com uma remuneração justa e adequada sobre investimentos realizados com prudência. A segunda etapa consiste no cálculo do Fator X, que é o estabelecimento de metas de produtividade para o segundo período tarifário.

13. No momento da revisão tarifária são estabelecidas novas tarifas com base em custos eficientes, de forma que os consumidores sejam beneficiados pelas reduções de custos e pela maior eficiência que a concessionária teve a oportunidade de obter no período anterior. Dessa forma, a remuneração do capital investido na prestação do serviço não é pré-determinada (como no regime de custo do serviço), mas pode ser majorada como resultado da redução dos custos de operação, uma vez que os contratos prevêem mecanismos que procuram fazer as tarifas permanecerem constantes em termos reais. As atuais regras jurídicas e econômicas relativas ao regime tarifário dos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica no Brasil constituem uma vertente do regime de regulação por incentivos. Sua finalidade precípua é o aumento da eficiência e da qualidade na prestação do serviço, atendendo ao princípio da modicidade tarifária. Conforme estabelecido pelo art. 14 da Lei n° 9.427, de 26 de dezembro de 1996, o regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica compreende *“IV - apropriação de ganhos de eficiência empresarial e da competitividade”*.

14. Pelas razões expostas, o valor da Parcela B resultante da revisão tarifária periódica é específico para cada concessionária, e não é correto afirmar que exista qualquer relação entre esse valor e o valor da Parcela B do último ano do primeiro período tarifário. Conforme exposto anteriormente, o contrato de concessão determina que sejam repassadas às tarifas as variações anuais de custos observadas na Parcela A. Já a Parcela B – calculada por resíduo – é reajustada anualmente pelo IGP-M, com vistas à sua atualização monetária, sendo que o referido índice de preços é ajustado por um “Fator X”, determinado pela ANEEL na revisão tarifária periódica.

15. A figura a seguir tem a finalidade de ilustrar o efeito do regime de preços máximos sobre as tarifas. Para simplificar, supõe-se que as variações do índice que reajusta anualmente a Parcela B (IGP-M) e dos custos da Parcela A sejam iguais a zero ao longo do período tarifário anterior. A tarifa (ou “preço máximo”), inicialmente fixada em  $T_1$ , permanece com seu valor fixo (em termos reais) no período tarifário, ou seja, até a próxima revisão tarifária periódica. Isso significa que a concessionária tem a oportunidade de reduzir custos de operação – o que está expresso pela área azul da figura – e, assim, aumentar sua remuneração ao longo desse período. Se a concessionária for eficiente, poderá se apropriar do aumento da remuneração resultante de sua gestão ao longo do período. As novas tarifas são estabelecidas no nível  $T_2$ .

(Fls. 6 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

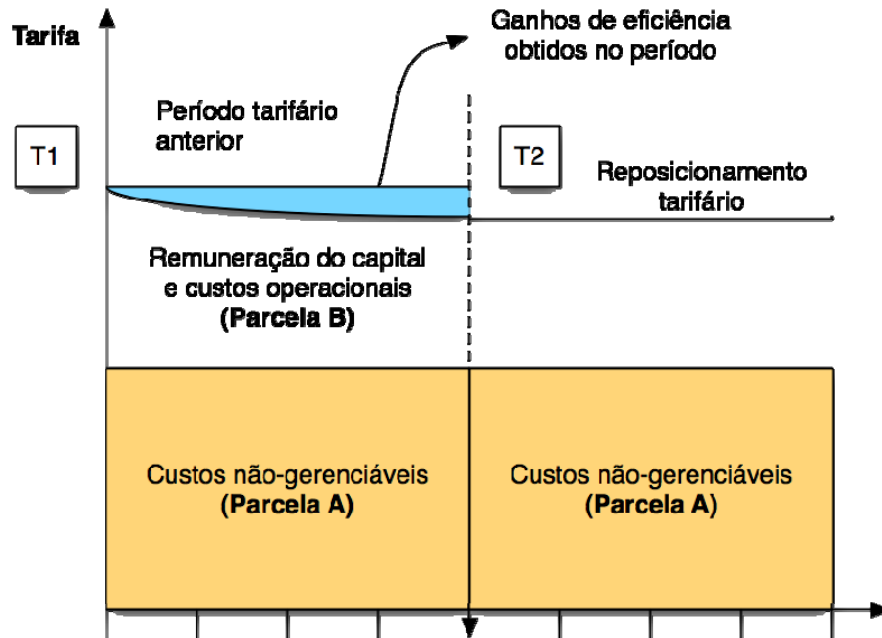


Figura 3: Regime de Regulação por Incentivos

16. A determinação das variáveis do reposicionamento tarifário e o cálculo do Fator X devem ser realizados de forma a considerar que todos os procedimentos e análises fazem parte de um único processo, que é a revisão tarifária periódica. Em particular, deve-se assegurar a consistência entre o enfoque adotado para a definição e remuneração dos ativos necessários para prestar o serviço e a determinação do que se considera como custos operacionais eficientes associados a essa prestação.

### III.2.1 – O Reposicionamento Tarifário

17. O reposicionamento tarifário estabelece o nível de custos operacionais eficientes e uma justa remuneração do capital, a serem cobertos pelas tarifas.

18. A determinação dos “custos operacionais eficientes” constitui, efetivamente, um dos grandes desafios da revisão tarifária. A análise dos custos da própria empresa sujeita o regulador aos efeitos da “assimetria de informação”. Conceitualmente, a assimetria de informação se refere ao fato de que o prestador do serviço regulado é quem gerencia todas as informações (técnicas, operativas, financeiras, contábeis, etc.) vinculadas à prestação do serviço regulado. O Regulador, por sua vez, tem acesso parcial e limitado às informações que, em geral, são fornecidas pela própria empresa regulada. Embora o Regulador possa realizar auditorias permanentes nas informações recebidas, é evidente que a situação de ambas as partes no que se refere ao acesso e ao manejo dessas informações é totalmente assimétrica.

19. Os enfoques regulatórios baseados unicamente nas análises de informações fornecidas pelas concessionárias potencializam os efeitos negativos dessa situação assimétrica e se desenvolvem, em geral,



(Fls. 7 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

em condições prejudiciais para o Regulador e, conseqüentemente, para os clientes do serviço cujos direitos devem ser preservados.

20. Assim, torna-se adequada uma ação regulatória não baseada somente em informações fornecidas pelas concessionárias e em auditorias das mesmas, mas na definição externa de parâmetros de eficiência que permitam determinar as tarifas dos serviços regulados e, ao mesmo tempo, constituam referências para orientar a gestão empresarial sem, contudo, causar ingerências indevidas na empresa.

21. No que diz respeito à remuneração sobre o capital investido a ser incluída nas tarifas, há que se considerar a necessidade de preservar a atratividade de investimentos para o setor, o que significa que a remuneração deve corresponder exclusivamente ao custo de oportunidade do capital do investidor. O cálculo da remuneração requer que se defina o valor do investimento a ser remunerado (ou base de remuneração) e a taxa de retorno adequada a ser aplicada sobre esse valor. Considerando ainda que as empresas podem financiar suas atividades com capital próprio e capital de terceiros (dívidas) e que o custo de cada alternativa de financiamento é diferente, há que se definir a participação desses capitais no financiamento das atividades da concessionária, isto é, a estrutura de capital regulatória – uma vez que distintas estruturas de capital possuem custos de capital diferenciados. Dessa forma, a taxa de retorno deve refletir o custo do capital próprio e o custo do capital de terceiros ponderados pelas respectivas participações no capital total.

### III.2.2 – O Fator X

22. Uma vez que as tarifas tenham sido reposicionadas segundo a abordagem descrita na seção anterior, são então estimados os ganhos de produtividade para o período tarifário subsequente. Esses ganhos, que não estão associados a uma gestão mais eficiente da concessionária, correspondem à área verde na figura a seguir. No caso do serviço de distribuição de energia elétrica, no qual a evolução tecnológica é gradual (diferentemente de setores como o de telecomunicações), esses ganhos de produtividade projetados têm como causa principal alterações na escala do negócio. Durante o período tarifário se produzirão incrementos nas vendas da concessionária, tanto pelo maior consumo dos clientes existentes (crescimento vertical) como pela incorporação de novos clientes na área servida (crescimento horizontal). Esse incremento nas vendas será atendido pela concessionária com custos incrementais decrescentes em relação aos definidos no reposicionamento tarifário. Esse ganho de produtividade do negócio, que não decorre de uma maior eficiência na gestão da concessionária distribuidora, deve ser repassado aos consumidores mediante a aplicação de um redutor do índice que reajusta a Parcela B da receita (IGP-M). Esse redutor consiste no Fator X. As novas tarifas máximas para o próximo período tarifário corresponderão à curva pontilhada da figura a seguir.

23. Assim como no período tarifário anterior, a concessionária distribuidora tem um forte incentivo para obter uma maior eficiência em sua gestão, já que poderá reter como benefícios a diferença entre os custos operacionais eficientes definidos na revisão tarifária periódica e os que efetivamente possa alcançar. Da mesma forma, se essa diferença é negativa, a concessionária sofrerá uma redução em suas expectativas de benefícios.

(Fls. 8 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

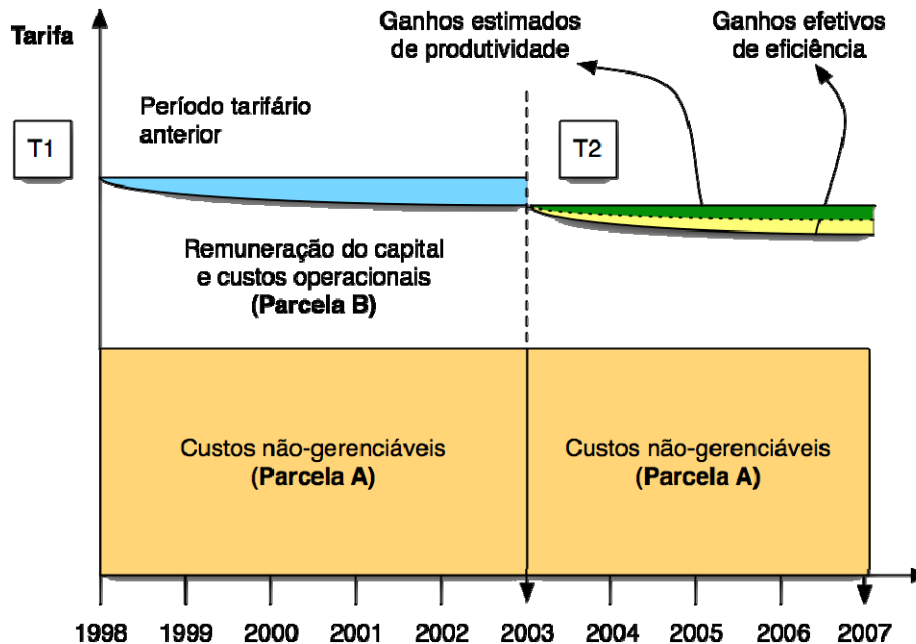


Figura 4: Regime de Regulação por Incentivos

24. Portanto, quanto maior for a eficiência da concessionária, maior será seu benefício. Se, porém, a concessionária não explorar seu potencial de eficiência, o resultado será a sujeição a uma perda ou, pelo menos, a uma redução de benefícios. A área em amarelo da figura anterior corresponde aos benefícios que podem ser auferidos pela concessionária ao realizar uma trajetória de custos ainda mais eficientes que os considerados no reposicionamento tarifário.

25. Poderia se argumentar contra a ampliação da remuneração obtida pela concessionária eficiente, e que os ganhos de eficiência deveriam refletir-se imediatamente na redução das tarifas, de modo a beneficiar unicamente os consumidores. Esse raciocínio, no entanto, é contraditório com os princípios fundamentais da regulação por incentivos, uma vez que a determinação de que todo ganho de eficiência seja imediatamente repassado aos consumidores significaria um desincentivo para a obtenção de eficiência pela concessionária, isto é, se a redução dos custos não lhe trouxesse nenhum benefício, a concessionária não realizaria esforço algum nesse sentido.

### III.2.3 – A Qualidade do Serviço

26. Em serviços que apresentam características de monopólio natural, é competência do Regulador estabelecer normas e padrões em matéria de parâmetros de qualidade do serviço prestado, seja quanto aos aspectos técnicos (frequência e duração de interrupções) ou quanto ao atendimento comercial (prazos máximos para solução de reclamações, possibilidade de efetuar trâmites por modalidades que representem maior grau de conforto, etc.). O Regulador tem ainda a responsabilidade essencial de verificar se, na realidade, os clientes cativos estão recebendo efetivamente um serviço de qualidade de acordo com o

(Fls. 9 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

definido nessas normas (e contemplado nas tarifas vigentes). Este aspecto é de fundamental importância quando se aplica um enfoque regulatório baseado em incentivos, como o regime tarifário de “preços máximos” vigente no Brasil para a determinação das tarifas das concessionárias distribuidoras.

27. É imprescindível que todo regime de regulação por incentivos inclua a definição e efetiva implementação de um regime da qualidade do serviço técnico e atendimento comercial recebidos pelos clientes, que compreenda:

- i) A determinação de parâmetros que reflitam um nível mínimo de qualidade;
- ii) A efetiva medição desses parâmetros para cada cliente individual;
- iii) A definição e aplicação de penalidades para os casos em que o serviço não alcança os níveis mínimos de qualidade exigidos, com valores determinados, por exemplo, com base no custo da energia não fornecida. É desejável que essas penalidades sejam pagas pela concessionária distribuidora aos clientes afetados pelo serviço de qualidade inadequada.

### III.2.4 – Tratamento Regulatório das Perdas de Energia

28. É reconhecido que a concessionária distribuidora não possui controle sobre os custos da Parcela A, embora seja razoável admitir-se que possui certa capacidade para negociar os preços de compra de energia elétrica, com as condições e restrições determinadas pela legislação aplicável. No entanto, é adequado afirmar que a concessionária possui capacidade de gestão sobre as perdas de energia elétrica, que influem na quantidade de energia elétrica comprada considerada na Parcela A da receita requerida pela concessionária.

29. A quantidade de energia considerada na Parcela A corresponde à soma das vendas da distribuidora com as perdas incorridas nas atividades desenvolvidas para fazer chegar a energia elétrica desde os pontos de produção até os pontos de consumo. Tais perdas são usualmente divididas em: a) perdas técnicas - associadas ao transporte/transformação de energia elétrica no sistema de distribuição da concessionária; e b) perdas não técnicas, associadas a furto de energia, fraude em medidores, erros de medição, falhas no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, etc. Esse tipo de perda está diretamente associada à gestão comercial da distribuidora e são definidas como a diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas.

30. A regulação econômica do serviço de distribuição deve transmitir sinais de eficiência em todos os temas relacionados à sua esfera de competência. Em particular, é importante considerar que um nível elevado de perdas se traduz na necessidade de incrementar a energia elétrica disponível na atividade de geração. No âmbito mundial e, em particular, em todos os países em desenvolvimento, o custo marginal de longo prazo de geração costuma ser mais alto que os custos associados à redução de perdas técnicas e não técnicas na atividade de distribuição.

31. Assim, com a finalidade de calcular os montantes de energia que a concessionária deve comprar, o Regulador determina, para cada ano de um período tarifário, o nível máximo de perdas a ser admitido sobre a energia injetada em seu sistema distribuição. Essa determinação pode ser feita mediante a

(Fls. 10 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

fixação de um valor único para todo o período tarifário ou mediante a definição de uma “trajetória” ou curva decrescente. Com o valor “regulatório” de perdas determinado dessa forma, adicionado ao valor das perdas de energia na rede básica, se calcula o montante de energia a ser considerado na Parcela A das tarifas da concessionária. Isso significa valorar as perdas ao preço representativo das compras de energia elétrica da distribuidora. Do exposto, se depreende que a concessionária distribuidora tem um forte incentivo para reduzir as perdas em seu sistema elétrico a níveis inferiores ao “padrão regulatório”, já que poderá reter como benefício, durante o período tarifário, a diferença entre esse montante e o valor que possa obter na realidade, valorada ao preço de compra.

### III.2.5 – Tratamento Regulatório das Outras Receitas

32. A apuração de outras receitas concentra-se na definição da receita regulatória de compartilhamento de infra-estrutura e sua reversão parcial em prol da modicidade tarifária. A receita de compartilhamento de infra-estrutura deve ser identificada, para cada concessionária de distribuição, a partir dos contratos de compartilhamento firmados, os quais deverão ser apresentados quando do processo de revisão tarifária periódica.

33. Identificada a receita de compartilhamento e visando a implementação do incentivo de manter para a concessionária a remuneração sobre o capital próprio associado aos ativos compartilhados, deve ser considerado 90% (noventa por cento) do valor apurado como redutor tarifário a título de Outras Receitas.

34. Não serão consideradas na apuração de outras receitas aquelas decorrentes de:

- Atividades Extraconcessão;
- Serviços Cobráveis ou Taxados;
- Serviços de Consultoria; e
- Aluguéis de Imóveis.

35. Identificadas outras atividades não citadas nesta metodologia, estas serão avaliadas e suas receitas deverão estar sujeitas às seguintes regras:

- Receitas decorrentes de atividades que não têm custos cobertos pelas tarifas do serviço básico não devem ser revertidas para modicidade tarifária como outras receitas, mas por meio de ajustes naturais na empresa de referência no ciclo seguinte;
- Receitas de atividades cujos custos compõem as tarifas do serviço básico devem ser revertidas, em parte, para a modicidade tarifária, visando a recuperação desses custos. Nesse caso, também deve ser revertido, em prol da modicidade tarifária, 90% (noventa por cento) da receita da atividade estimada para o Ano-Teste.

## IV. A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DA ENERSUL

36. Conforme mencionado na seção III, a revisão tarifária periódica é realizada em duas etapas: o reposicionamento tarifário e o Fator X. No reposicionamento tarifário se calcula a Receita Requerida da

Superintendência de Regulação Econômica – SRE/ANEEL

Processo n.º 48500.004310/2006-30

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 11 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

concessionária, que consiste na receita compatível com a cobertura de custos operacionais eficientes e com um retorno adequado sobre o capital prudentemente investido. Como a Receita Requerida é calculada em bases anuais, se estabelece um fluxo de receita compatível com os custos econômicos da prestação do serviço referenciados ao período de 12 meses subsequentes à data da revisão tarifária. Para a concessionária ENERSUL esse período anual, denominado ano-teste, compreende os 12 meses de abril/2008 a maio/2009.

37. O reposicionamento tarifário (RT) é o resultado da comparação entre a Receita Requerida (em R\$) para o ano-teste e a Receita Verificada (em R\$) da concessionária no mesmo período, conforme definido na fórmula a seguir:

$$RT = \frac{\text{Receita Requerida} - \text{Outras Receitas}}{\text{Receita Verificada}} \quad (1)$$

38. A Receita Requerida é composta pela Parcela A e Parcela B, referenciadas ao Ano-Teste, sendo que:

- a Parcela A é obtida pelo somatório dos custos relativos aos encargos setoriais, encargos de transmissão e de distribuição e de compra de energia, considerando os critérios estabelecidos em Resoluções específicas da ANEEL; e
- a Parcela B é obtida pelo somatório dos custos operacionais eficientes, da remuneração dos investimentos prudentes e da quota de reintegração regulatória (depreciação).

39. Para efeito de modicidade tarifária, são deduzidas da Receita Requerida as outras receitas, conforme apresentado na seção anterior. A Receita Verificada corresponde à receita que seria por ela auferida com as tarifas vigentes antes da revisão tarifária periódica, aplicadas ao mercado de venda do ano-teste.

40. Os itens seguintes detalham os critérios e os valores determinados para as parcelas A e B.

#### IV.1 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA A

41. A Parcela A inclui os denominados custos “não-gerenciáveis” da concessionária, isto é, custos cujos montantes e variação não são administrados pela concessionária. Tais custos referem-se à compra de energia elétrica, encargos tarifários e custo com transporte de energia.

42. Para se determinar o montante de compra de energia é necessário calcular o balanço energético da empresa, que implica a determinação do valor regulatório de perdas de energia elétrica, o que é apresentado a seguir.

##### IV.1.1 – PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA

(Fls. 12 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

43. Inicialmente cabe explicitar alguns conceitos adotados nesta parte da Nota Técnica. Em relação a perdas de energia elétrica, denominam-se *Perdas na Distribuição* o somatório de *Perdas Técnicas e Não Técnicas*, considerando *Perdas Técnicas* de Energia as perdas inerentes ao transporte de energia elétrica na rede da distribuidora, e de *Perdas Não Técnicas* o restante da diferença entre a Energia Injetada (Suprida) na rede da distribuidora e a Energia Fornecida por meio dessa rede (considerados o mercado cativo, suprimento e consumidores livres), conforme as seguintes equações, com seus componentes expressos em MWh):

$$\text{Energia Injetada} - \text{Energia Fornecida} = \text{Perdas de Energia na Distribuição}$$

$$\text{Energia Injetada} = \text{Energia Fornecida} + \text{Perdas de Energia na Distribuição}$$

$$\text{Perdas de Energia na Distribuição} = \text{Perdas Técnicas} + \text{Perdas Comerciais}$$

44. A Energia Injetada é o referencial para cálculo dos valores percentuais das Perdas de Energia na Distribuição, conforme segue:

$$\text{Perdas de Energia na Distribuição (\%)} = \frac{\text{Perdas de Energia na Distribuição (MWh)}}{\text{Energia Injetada (MWh)}} \times 100$$

Analogamente:

$$\text{Perdas Técnicas (\%)} = \frac{\text{Perdas Técnicas (MWh)}}{\text{Energia Injetada (MWh)}} \times 100$$

$$\text{Perdas Comerciais (\%)} = \frac{\text{Perdas Comerciais (MWh)}}{\text{Energia Injetada (MWh)}} \times 100$$

e

$$\text{Perdas de Energia na Distribuição (\%)} = \text{Perdas Técnicas (\%)} + \text{Perdas Comerciais (\%)}$$

45. Cabe observar que as Perdas na Rede Básica serão consideradas especificamente no balanço energético, apresentado no item IV.1.2.

46. A figura a seguir apresenta a evolução das perdas totais na rede de distribuição da ENERSUL nos últimos anos, englobando as perdas técnicas e não-técnicas. O valor das perdas apresentado é calculado sobre a energia injetada.

(Fls. 13 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

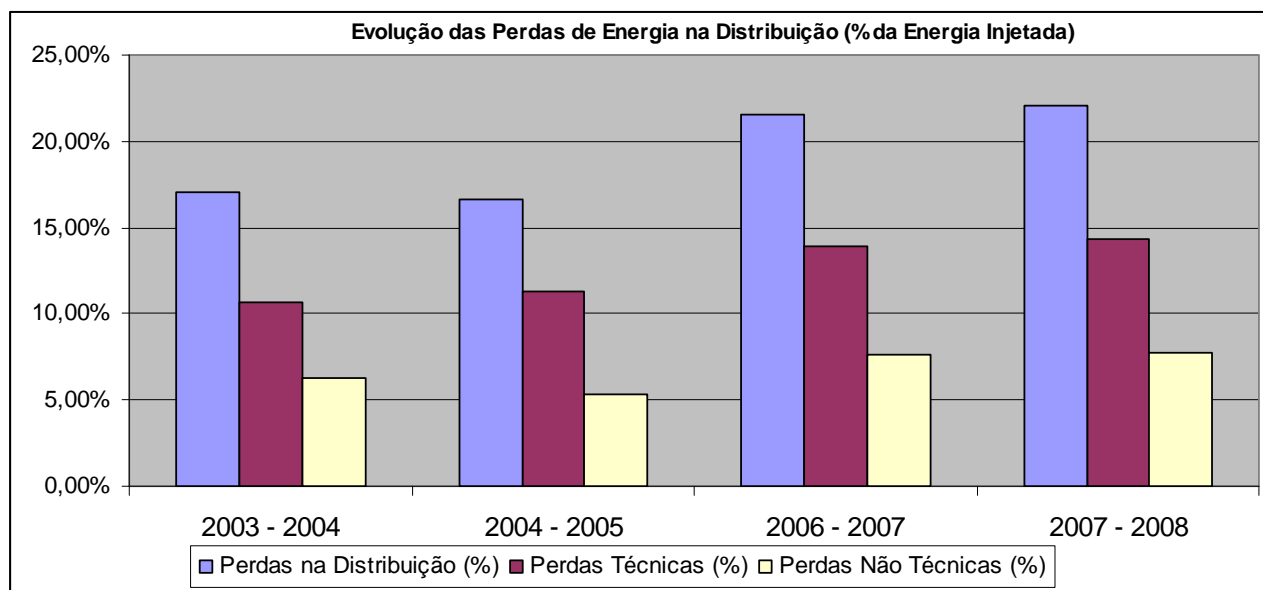


Figura 5: Evolução das Perdas de Energia da ENERSUL

47. A análise da evolução das perdas de energia na ENERSUL mostra que a concessionária teve crescimento de perdas durante o primeiro ciclo tarifário. Segundo contribuição da concessionária, o incremento de perdas técnicas se deve, principalmente, à alteração do ponto de fronteira com a Rede Básica. Até março de 2005, a fronteira da ENERSUL com a Rede Básica era em Campo Grande. Em função das alterações estabelecidas pelas Resoluções 344/2002 e 67/2004, tal ponto de fronteira passou a ser em Jupiá, na divisa com o Estado de São Paulo. Com tal alteração, as perdas nos quatro circuitos de 138kV que interligam Campo Grande à Jupiá passaram a fazer parte das perdas no sistema de distribuição da ENERSUL e não mais das perdas na Rede Básica.

48. No que tange ao crescimento das perdas não técnicas, a concessionária cita como causas o racionamento de Energia Elétrica no Biênio 2001-2002, os sucessivos aumentos tarifários desde a Revisão Tarifária de 2003, as liminares concedidas pelo Poder Judiciário, que teriam dificultado o combate ao furto e à fraude, o Programa Luz Para Todos e a constante queima da bobina de potencial dos medidores eletromecânicos de energia elétrica.

49. Com relação às ações empreendidas de combate às perdas, a concessionária mencionou que têm intensificado as ações de inspeção e regularização de ligações, feito campanhas publicitárias, solicitado apoio jurídico e policial, instalado medição na saídas dos transformadores, procedido ações sociais, como o projeto integrar e realizado investimentos em sua rede de distribuição que visam inibir o furto de energia elétrica.

50. A concessionária também apresentou estudo contendo detalhada caracterização sócioeconômica de sua área de concessão, mostrando que grande parte das perdas se situam em duas grandes regiões: região 1 – Campo Grande, Sidrolândia, Água Clara e cercanias; região 2 – Corumbá, Aquiduana, Miranda e região. Com relação à primeira região, a concessionária menciona a deterioração da condição sócioeconômica em função da crise do agronegócio entre os anos de 2000 e 2005 e a rápida

(Fls. 14 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

ploriferação dos efeitos da liminar concedida pelo Poder Judiciário local. A segunda região, segundo a concessionária, é a que possui os piores indicadores sócioeconômicos, o que explicaria o grande volume de perdas.

51. Cabe a ANEEL, a cada novo ciclo tarifário, definir limites para o repasse das perdas para a Parcela A. No modelo de regulação *price cap*, o comportamento dos entes regulados é regido por incentivos e cabe ao regulador definir uma meta regulatória para as perdas globais. A definição da meta regulatória deve ser uma solução de compromisso entre a busca da modicidade tarifária e o correto incentivo para que as concessionárias reduzam suas perdas além do nível regulatório, uma vez que poderiam se apropriar dos ganhos advindos de tal situação.

52. A concessionária tem forte incentivo ao combate das perdas não técnicas, uma vez que a regularização de um consumidor traz benefícios econômicos à concessionária. Primeiro, a legislação permite que a concessionária proceda à revisão do faturamento no período em que for comprovada a ocorrência da fraude; segundo, a partir do momento da regularização há um incremento da energia faturada, uma vez que o consumidor passa a ser faturado pelo valor real medido, superior ao valor faturado durante a existência da fraude e; terceiro, quando da regularização de uma ligação clandestina, cessa-se o incentivo ao consumo irresponsável de energia elétrica e, portanto, há um decréscimo na necessidade de compra de energia pela concessionária.

53. No que tange às perdas técnicas, o georeferenciamento da rede elétrica, as campanhas de medição de carga, as modernas técnicas de cálculo das perdas técnicas e as ferramentas de planejamento da expansão e renovação otimizadas do sistema elétrico fazem com que a concessionária tenha boa gestão sobre o nível de perdas técnicas.

54. Entre as melhores práticas de combate às perdas técnicas praticadas por concessionárias de distribuição de energia elétrica destacam-se: o balanceamento de cargas entre as três fases do sistema de distribuição; a instalação de bancos de capacitores em pontos que possam aliviar o carregamento de alimentadores e transformadores; revisão dos pontos de conexão; expansão e renovação do sistema de distribuição utilizando planejamento de carregamento ótimo dos equipamentos do sistema de distribuição, levando em consideração um horizonte razoável de crescimento da carga, etc. Complementarmente, o adequado combate às perdas não técnicas tem como reflexo imediato a redução das perdas técnicas de energia e demanda. Isto porque o consumidor em situação irregular tem forte incentivo ao consumo irresponsável de energia elétrica. Como as redes e transformadores são projetados considerando-se os perfis de consumo de clientes regulares, a fraude faz com que os equipamentos de distribuição tenham carregamentos distintos daqueles que foram projetados para operar. Após a regularização a tendência natural é a redução do consumo de energia elétrica e, conseqüentemente, se traz de volta o perfil de consumo para próximo daquele para o qual a rede foi projetada para atender, aliviando-se o carregamento dos alimentadores e transformadores e, portanto, conduzindo-os de volta a níveis economicamente adequados de carregamento.

55. Conforme disposto na NT 348/2007-SRE/ANEEL, submetida à Audiência Pública AP 052/2007, a proposta de tratamento regulatório dado às perdas não técnicas envolve a comparação entre empresas cuja área de concessão possua características socioeconômicas semelhantes, com vias de se



(Fls. 15 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

determinar para cada empresa uma meta para as perdas regulatórias baseada nos melhores resultados, sob a ótica de perdas não técnicas, em áreas de concessão com condições socioeconômicas similares.

56. Na análise comparativa das perdas não técnicas da ENERSUL, utilizou-se como referencial o índice percentual em proporção do mercado consumidor de baixa tensão, primeiramente por se tratar da fatia do mercado em que se concentram as irregularidades originárias de tais perdas, e também por constituir uma base mais estável do ponto de vista de variações anuais, livre da influência das migrações ou oscilações do mercado livre. As perdas não técnicas da Enersul são de 18,30% sobre o mercado de BT.

57. Além disso, a forte presença de mercado livre pode, no caso de algumas distribuidoras, contribuir para um baixo índice percentual de perdas em relação a outras com níveis de perdas semelhantes, distorcendo a análise comparativa proposta.

58. Na análise comparativa realizada, em consonância com a proposta de metodologia colocada em Audiência Pública, a ENERSUL destacou-se com elevados níveis de perdas em relação a outras empresas com áreas de concessão tão ou mais complexas sob o ponto de vista socioeconômico. No caso específico da Enersul, utilizando a metodologia proposta na Audiência Pública nº. 052/2007, o referencial utilizado foi a CEMIG, empresa com condições socioeconômicas semelhantes e nível de perdas menor, 10,5% sobre o mercado de baixa tensão. Assim, baseado no entendimento de que não é justo repassar para a tarifa perdas não técnicas em níveis muito superiores aos praticados por empresas com áreas de concessão semelhantes ou até mesmo piores do ponto de vista sócio-econômico, definiu-se para a ENERSUL uma trajetória de redução gradativa dessas perdas até que se atinja ao final deste ciclo tarifário o valor de 10,5% sobre o mercado de baixa tensão.

59. O quadro a seguir apresenta o nível de perdas técnicas apurados pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD (aí considerado o referencial sobre a energia injetada), e a trajetória de redução de perdas não técnicas (aí considerados dois referencias: sobre a energia injetada e sobre o mercado de BT, sendo este último referência para os próximos reajustes tarifários anuais). Destaque-se que o atual nível de perdas na distribuição da ENERSUL é de 22,09% sobre a energia injetada.

**Tabela 4 – Resumo Trajetória Redução de Perdas ENERSUL**

	Ano Teste	IRT 2009	IRT 2010	IRT 2011	IRT 2012
Perdas Não-Técnicas sobre Mercado BT (%)	16,74%	15,18%	13,62%	12,06%	10,50%
Perdas Técnicas sobre Energia Injetada(%)	13,95%	13,95%	13,95%	13,95%	13,95%
Perdas Não-Técnicas sobre Energia Injetada (%)	7,44%	6,75%	6,06%	5,36%	4,67%
Ganho de mercado anual com combate as perdas	10.091,00	12.224,89	13.608,00	15.010,18	16.441,09
Ganho acumulado		20.182,01	44.631,78	71.847,77	101.868,12

60. O nível de perdas técnicas utilizado foi calculado pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD através da Nota Técnica nº 068/2008-SRD/ANEEL. Tal apuração já contempla as perdas nas linhas de 138kV que interligam Jupiá a Campo Grande. Saliente-se que o nível de perdas ainda é provisório, a Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – SFE deverá fiscalizar os dados de medição informados pela concessionária no período julho de 2006 a junho de 2007, utilizados pela SRD na apuração do nível de perdas técnicas. Complementarmente a concessionária deverá encaminhar análise detalhada das razões do elevado valor de perdas técnicas, sobretudo no nível de A2,

(Fls. 16 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

assim como o detalhamento das ações a serem empreendidas pela distribuidora em seu planejamento visando a redução do nível de perdas técnicas do seu sistema.

61. No que tange à trajetória de redução de perdas não técnicas, também é provisória uma vez que a metodologia empregada ainda encontrar-se em fase de Audiência Pública. Após análise das contribuições, na revisão tarifária definitiva da Enersul será utilizada a metodologia definida após a Audiência Pública 0052/2007. Segundo metodologia proposta, para que seja possível atingir a meta proposta, a ANEEL está considerando no cálculo do Fator X investimentos anuais de R\$ 3.493.357,40 para combate às perdas. Para tal é utilizada a mesma premissa utilizada para dimensionamento dos custos operacionais, ou seja, de que o investimento necessário para manutenção do nível de perdas já está contemplado na análise feita pela SRD, restando reconhecer-se, somente, o investimento necessário para a redução do nível de perdas.

62. No que tange aos custos operacionais para combate às perdas, entende-se que a estrutura central, dimensionada no modelo da empresa de referência, é suficiente para a correta gestão dos níveis de perdas dentro da área de concessão da ENERSUL, não sendo necessária estrutura exclusiva para este fim. A estrutura para manutenção do nível de perdas também já está contemplada no modelo. Adicionalmente, está sendo reconhecido um adicional para redução do nível de perdas, relativo às atividades de inspeção e regularização de R\$ 3.493.357,40 .

63. A contrapartida é que só se reconhecerá no cálculo tarifário tarifa o limite das perdas regulatórias, que será reduzido a cada novo reajuste tarifário anual e se adicionará ao mercado projetado no cálculo do Fator X a recuperação de faturamento em função do combate às perdas não técnicas, conforme explicitado na tabela anterior.

#### IV.1.2 – BALANÇO ENERGÉTICO

64. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para a revenda, elaborou-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits de energia elétrica considerando o período de referência em questão.

65. As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e energia requerida, ambos do período de referência. A energia disponível é igual ao somatório das seguintes informações físicas: geração própria, ITAIPU, CCEAR, compra de energia de contratos bilaterais e quota de energia do PROINFA. A energia requerida é obtida a partir do mercado de venda da concessionária, adicionado das perdas regulatórias, calculadas conforme os percentuais estabelecidos no item anterior.

66. O requisito de energia elétrica da ENERSUL para atendimento ao seu mercado de referência no ano-teste é de 3.959.127 MWh, formado por 2.949.091 MWh para atendimento ao mercado de fornecimento e suprimento e 1.010.037 MWh para cobertura das perdas regulatórias de energia elétrica.

67. A ENERSUL não apresentou, para o ano-teste, sobras de energia elétrica, conforme demonstrado no quadro abaixo.

(Fls. 17 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

Tabela 5: Balanço Energético para Definição de Sobras Físicas

DESCRIÇÃO	CÁLCULO	TOTAL (MWh)
GERAÇÃO PRÓPRIA	(1)	0
PROINFA	(2)	52.236
COMPRAS	(3)	3.882.643
ITAIPU		874.658
ENERPEIXE		472.164
ENERGEST		116.070
ENERTRADE		306.600
Produto 2005-08		751.827
Produto 2006-08		858.439
Produto 2007-08		182.583
Produto 2008-08		120.025
MCSD Produto 2008-08		1.619
Produto 2008-T15 - 1º Leilão E.Nova		10.025
Produto 2008-H30 - 1º Leilão E.Nova		1.269
Produto 2009-T15 - 1º Leilão E.Nova		14.469
Produto 2009-T15 - 2º Leilão E. Nova		9.864
Produto 2009-H30 - 1º Leilão E.Nova		1.134
Produto 2007-08 (A-1)		13.946
Leilão de Ajuste 2008-01 - 6º leilão		26.539
MCSD Produto 2005-08		83.666
MCSD Produto 2005-08		18.218
MCSD Produto 2006-08		3.287
MCSD Produto 2006-03		495
<b>ENERGIA DISPONÍVEL</b>	<b>(4) = (1) + (2) + (3)</b>	<b>3.934.879</b>
Fornecimento	(5)	2.949.091
Suprimento	(6)	-
Consumidores Livres	(7)	442.287
<b>TOTAL DE VENDAS</b>	<b>(8) = (5) + (6)</b>	<b>2.949.091</b>
Perdas na Rede Básica (%)		86.796
Perdas na Distribuição (%) Sobre Energia Injetada	(9)	21,40%
Total de Perdas na Distribuição (MWh)	(10) = (8 + 7+10) x (9)	923.241
Perdas Técnicas na Distribuição (MWh)		602.086
Perdas Não Técnicas na Distribuição (MWh)		321.155
<b>ENERGIA REQUERIDA (Mercado Regulatório)</b>	<b>(11) = (8) + (10)</b>	<b>3.959.127</b>
<b>EXPOSIÇÃO LÍQUIDA</b>	<b>(12) = (4) – (11)</b>	<b>(24.248)</b>

(Fls. 18 da Nota Técnica n.º 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

#### IV.1.3 – COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA

68. A Lei n.º 10.848, de 15 de março de 2004, que trata da comercialização de energia elétrica, alterou as regras de compra e venda de energia elétrica, especialmente no que diz respeito às concessionárias de distribuição de energia elétrica. Foram estabelecidas regras diferenciadas em função do porte da concessionária, ou seja, aquelas com mercado próprio maior ou igual a 500 GWh/ano e aquelas que atendem um consumo inferior a esse patamar.

69. O modelo instituído pela Lei n.º 10.848/2004 define dois ambientes em que as contratações devem ser feitas. O primeiro é o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o segundo o Ambiente de Contratação Livre – ACL. Os agentes de distribuição devem comercializar energia exclusivamente no ACR. O art. 2º da Lei n.º 10.848/04 determina que as empresas de distribuição de energia elétrica *“deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada”*. A compra nesse ambiente é efetivada por meio de leilões, promovidos pela ANEEL ou pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

70. Quando se trata da compra de energia por agentes de distribuição com mercado próprio menor que 500 GWh/ano, além de permitir: a (i) participação em leilões de compra no ACR; a legislação ainda possibilita a compra de energia (ii) de geradores distribuídos, na forma dos arts. 14 e 15 do Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004; (iii) com tarifa regulada do atual agente supridor; ou (iv) mediante processo de licitação pública promovido pelos agentes de distribuição. As condições gerais para a contratação do suprimento de energia elétrica para essas concessionárias foram estabelecidas por meio da Resolução Normativa n.º 206, de 22 de dezembro de 2005.

71. Com o intuito de complementar a energia necessária ao atendimento do mercado, o art. 26 do Decreto n.º 5.163/2004 prevê a compra por meio de Leilões de Ajustes no ACR, em que podem ser adquiridos contratos de até um 1% da carga da distribuidora. Esses contratos são caracterizados por uma duração de, no máximo, dois anos.

72. No Ambiente da Contratação Livre – ACL destacam-se as operações de compra e venda de energia elétrica envolvendo: i) agentes concessionários; ii) permissionários e autorizados de geração; iii) comercializadores; iv) importadores; v) exportadores de energia elétrica; e vi) consumidores livres.

73. De acordo com o art. 48 do Decreto n.º 5.163/2004, os consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, quando adquirirem energia de fontes solar, eólica, biomassa, cuja potência instalada seja menor ou igual a 30 MW, serão incluídos no ACL, da mesma forma que os consumidores livres.

74. Ainda, as concessionárias de distribuição situadas nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste estão obrigadas a adquirir a energia elétrica gerada pela usina hidrelétrica de Itaipu.

75. O valor da despesa com compra de energia elétrica de Itaipu é apurado com base na tarifa de repasse de potência da Itaipu Binacional e nos montantes de potência e energia associada, publicados em Resolução Normativa da ANEEL. Para valoração dessa despesa, considera-se a taxa de câmbio, em

(Fls. 19 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

R\$/US\$, e adota-se a data próxima ao reajuste tarifário anual ou revisão tarifária periódica. A tarifa de Itaipu é fixada em dólares e publicada por meio de Resolução Homologatória da ANEEL.

76. Os atuais contratos se classificam nas modalidades a seguir:

- Contratos Bilaterais (CB) – são os contratos de livre negociação entre os agentes, firmados antes da Lei n.º 10.848/2004. As contratações de energia de Geração Distribuída por meio de chamada pública, realizadas após a Lei n.º 10.848/2004, também são classificadas como Contratos Bilaterais, assim como aquelas oriundas das licitações realizadas pelas próprias concessionárias com mercado menor que 500 GWh/ano. A Resolução Normativa n.º 167, de 10 de outubro de 2005, estabelece as condições para a comercialização de energia proveniente de Geração Distribuída. Os montantes de energia desses contratos são registrados na CCEE pelo Agente vendedor e validados pelo Agente comprador.
- Contratos de Leilões (CL) – são os contratos de compra e venda de energia anteriores ao Decreto n.º 5.163/2004, decorrentes de leilão público de montantes de energia, realizados no âmbito do antigo Mercado Atacadista de Energia – MAE (hoje Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE).
- Contratos de ITAIPU (IT) – referem-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das quotas-partes da produção disponibilizada para o Brasil, conforme o disposto na Resolução Normativa n.º 218, de 11 de abril de 2006. A ELETROBRÁS é o agente comercializador dos contratos de Itaipu, para fins de registro na CCEE.
- CCEAR – são contratos de comercialização de energia no ambiente regulado, decorrentes de leilões definidos com base no Decreto n.º 5.163/2004.

77. Para o cálculo dos custos com compra de energia elétrica, tomou-se como ponto de partida os montantes adquiridos pela concessionária de Itaipu, contratos bilaterais e leilões públicos de energia. Para compor a Parcela A da Receita Requerida foram considerados apenas os montantes de compra de energia elétrica necessários para o atendimento ao mercado de referência previsto para o ano-teste, acrescido de um adicional a título das perdas regulatórias de energia elétrica.

78. Para manter a neutralidade da Parcela A, torna-se necessário calcular a valoração dos montantes de energia admitidos para o ano-teste pelas tarifas que estarão vigentes na data de revisão tarifária periódica da concessionária.

79. Na tabela a seguir estão relacionados os contratos de compra de energia elétrica da ENERSUL, os seus respectivos montantes bem como as despesas de cada contrato.

(Fls. 20 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

Tabela 6: Contratos de Compra de Energia Elétrica da ENERSUL e respectivas Tarifas

Contratos	Custo Total (R\$)	Tarifa (R\$/MWh)	Compra Considerada (MWh)
<b>CCEAR</b>	<b>163.674.297,23</b>	<b>77,46</b>	<b>2.113.151,81</b>
Produto 2005-08	49.912.666,98	66,39	751.827,11
Produto 2006-08	66.730.293,82	77,73	858.439,25
Produto 2007-08	15.905.454,55	87,11	182.583,33
Produto 2008-08	11.218.583,88	93,47	120.025,16
Produto 2007-08 (A-1)	1.547.013,45	110,93	13.946,39
Leilão de Ajuste 2008-01 - 6º leilão	3.678.368,05	138,60	26.539,45
Produto 2008-T 15 - 1º Leilão E.Nova	1.525.833,12	152,20	10.025,18
Produto 2008-H30 - 1º Leilão E.Nova	148.225,07	116,82	1.268,78
Produto 2009-T 15 - 1º Leilão E.Nova	2.016.899,09	139,39	14.469,47
Produto 2009-T 15 - 2º Leilão E. Nova	1.445.043,62	146,50	9.863,78
Produto 2009-H30 - 1º Leilão E.Nova	141.545,35	124,83	1.133,89
Produto 2009-H30 - 2º Leilão E.Nova	2.147.242,61	136,37	15.745,29
MCSD Produto 2005-08	5.414.849,43	64,72	83.666,49
MCSD Produto 2006-08	1.381.436,88	75,83	18.217,67
MCSD Produto 2007-08	279.974,06	85,17	3.287,14
MCSD Produto 2006-03	33.422,18	67,54	494,82
MCSD Produto 2008-08	147.445,10	91,09	1.618,61
<b>CONTRATOS BILATERAIS</b>	<b>116.284.674,94</b>	<b>129,95</b>	<b>894.834,00</b>
ENERTRADE	32.368.400,31	105,57	306.600,00
ENERGEST	17.278.781,97	148,87	116.070,00
ENERPEIXE	66.637.492,65	141,13	472.164,00
<b>OUTROS</b>	<b>73.420.337,32</b>		<b>926.893,20</b>
QUOTA ITAIPU	73.420.337,32	-	874.657,67
QUOTA ENERGIA PROINFA	-	-	52.235,53
<b>SOBRAS</b>	<b>(2.464.353,96)</b>	<b>101,63</b>	<b>(24.248,29)</b>
<b>TOTAL</b>	<b>355.843.663,45</b>		<b>3.959.127</b>

80. Os preços dos CCEAR e dos contratos bilaterais foram reajustados conforme fórmula de reajuste estabelecida em cada contrato de compra e venda de energia da ENERSUL com a respectiva vendedora.

81. Os contratos de compra de energia cujos fornecedores pertencem ao mesmo grupo controlador da distribuidora (partes relacionadas) devem ser homologados pela ANEEL. Cabe destacar que o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica da ENERSUL estabelece, na Cláusula Sétima, a seguinte subcláusula:

Superintendência de Regulação Econômica – SRE/ANEEL  
Processo n.º 48500.004310/2006-30

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 21 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

*“A CONCESSIONÁRIA obriga-se a obter a energia elétrica requerida pelos usuários ao menor custo efetivo, dentre as alternativas disponíveis, quando comparado com os custos observados no contexto nacional e internacional.”*

82. Em relação ao montante contratado de energia proveniente de ITAIPU a partir de 2008, foi considerada a redução de garantia física de 430 MW médio, em consequência da Portaria nº 303, do Ministério de Minas e Energia – MME, de 18 de novembro de 2004, e Resolução nº 218/2006, de 11 de abril de 2006. Os montantes estão previstos na Resolução 574, de 4 de dezembro de 2007.

83. Com base no exposto, os custos a serem considerados na Receita Requerida da concessionária ENERSUL a título de compra de energia elétrica são de R\$ 355.843.663,45 , já expurgadas as sobras de energia. Ressalte-se que esse valor deverá ser atualizado até a data da Revisão Tarifária.

#### IV.1.4 – ENCARGOS SETORIAIS E CUSTO COM TRANSPORTE DE ENERGIA

84. Os Encargos Setoriais, RGR, CCC, CDE, CFURH, TFSEE, ONS, PROINFA e ESS são definidos em Leis, têm destinação específica e resultam de políticas de Governo para o setor elétrico nacional. Seus valores são estabelecidos pela ANEEL, e não representam receita para a concessionária. Já os custos com transporte de energia elétrica cobrem o custo de transmissão da energia das usinas até as redes de distribuição da concessionária, sendo compostos por Rede Básica, Conexão, Transporte de Itaipu e Encargos de Uso, não constituindo receita da concessionária.

##### IV.1.4.1 – Encargos Setoriais

85. A Reserva Global de Reversão – RGR foi criada pelo Decreto n.º 41.019, de 26 de fevereiro de 1957. A Lei n.º 9.648, de 1998, definiu que a RGR seria extinta em 31 de dezembro de 2002. A Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002, estendeu sua vigência até 2010. A RGR refere-se a um valor anual estabelecido pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, para financiamento de fontes alternativas de energia elétrica, para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de potenciais hidráulicos e para desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, limitado a 3,0% de sua receita anual. A Quota de RGR fixada anualmente é paga mensalmente em duodécimos pelas concessionárias à ELETROBRÁS, que é a gestora dos recursos arrecadados para esse fim.

86. A Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC foi criada pelo Decreto n.º 73.102, de 7 de novembro de 1973. A CCC tem como finalidade o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para geração de energia termoeleétrica. Esse tipo de geração de energia apresenta custos superiores à geração hidroelétrica, uma vez que utiliza combustíveis como óleo combustível, óleo diesel e carvão. A geração termoeleétrica é essencial nas regiões do país localizadas fora da área de atendimento do sistema interligado, como na região Norte, nos denominados sistemas isolados.

(Fls. 22 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

87. Os custos da geração termoelétrica dos sistemas isolados são rateados por todos os consumidores do país, mediante a fixação de valores anuais para cada concessionária de distribuição, proporcionais ao seu mercado, e podem variar em função da necessidade do uso das usinas termoelétricas. Os valores da CCC são fixados anualmente pela ANEEL, com base no Plano Anual de Combustíveis – PAC, elaborado pela ELETROBRÁS, após analisar a previsão de geração térmica elaborada pelo Comitê Técnico de Planejamento do Grupo Técnico Operacional da Região Norte – GTON, para os Sistemas Isolados e, até 2005, pelo Operador Nacional do Sistema – ONS, para os Sistemas Interligados Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste. Essas previsões são feitas com base nas condições previstas de hidraulicidade, na taxa esperada de crescimento do consumo para o ano corrente e nos preços dos combustíveis vigentes aplicados sobre a necessidade de geração térmica. A Quota da CCC é paga mensalmente pelas concessionárias à ELETROBRÁS, que é a gestora dos recursos arrecadados para esse fim.

88. Até 2005, as Quotas de CCC eram estabelecidas para os seguintes sistemas elétricos: i) Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste; ii) Sistema Interligado Norte/Nordeste; e iii) Sistemas Isolados. De acordo com a Lei n.º 9.648/1998, e a Resolução ANEEL n.º 261, de 13 de agosto de 1998, a partir de 1º de janeiro de 2006, ficou extinto o benefício da CCC para a geração de energia elétrica nos sistemas elétricos interligados.

89. A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE foi criada pela Lei n.º 10.438/2002 e refere-se ao valor anual estabelecido pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para: i) o desenvolvimento energético dos Estados; ii) a competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados; e iii) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. A CDE, cuja duração é de 25 anos, é fixada anualmente e paga mensalmente pelas concessionárias à ELETROBRÁS.

90. Os recursos necessários ao funcionamento da CDE são provenientes (i) dos pagamentos anuais realizados a título de Uso de Bem Público – UBP; (ii) das multas aplicadas pela ANEEL; e (iii) dos pagamentos de quotas anuais por parte de todos os agentes que comercializem energia elétrica com o consumidor final.

91. Os valores dos recursos provenientes do pagamento pelo UBP, estabelecidos nos contratos de concessão de geração e das multas impostas aos agentes do Setor pela ANEEL, são aplicados, exclusivamente e até quando necessário, no desenvolvimento da universalização do serviço público de energia elétrica no meio rural, nos termos da Lei n.º 10.762/2003.

92. Para os valores de multas aplicadas pela ANEEL, nos termos da Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e do Decreto n.º 2.335, de 6 de outubro de 1997, somente poderão ser considerados, para efeito de receita da CDE, aqueles efetivamente depositados na conta ELETROBRÁS-CDE que, conforme a legislação prevê, são destinados à universalização.

93. As quotas da CDE foram definidas originalmente com base nos valores da CCC dos Sistemas Interligados de 2001, cujos valores foram reajustados anualmente, a partir de 2002, na proporção do crescimento de mercado de cada agente, e em 2004 também pelo Índice de Preço ao Consumidor Amplo – IPCA (IBGE). As quotas da CDE para o exercício seguinte têm por base a quota definida para o exercício

Superintendência de Regulação Econômica – SRE/ANEEL

Processo n.º 48500.004310/2006-30

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fls. 23 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

anterior, incorporando o crescimento de mercado, no período de setembro/ano1 a agosto/ano2, e atualizado pelo IPCA do mesmo período.

94. A **Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH** foi criada pela Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989. O cálculo da CFURH baseia-se na geração efetiva das usinas hidrelétricas, de acordo com a seguinte fórmula:  $CFURH = TAR \times GH \times 6,75\%$ , em que TAR refere-se à Tarifa Atualizada de Referência estabelecida anualmente pela ANEEL (em R\$/MWh) e GH é o montante (em MWh) da geração mensal da usina hidrelétrica. Do montante correspondente ao percentual de 6% arrecadado mensalmente a título de compensação financeira, 45% se destinam aos estados, 45% aos municípios, 3% ao Ministério de Meio Ambiente, 3% ao Ministério de Minas e Energia e 4% ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico administrado pelo Ministério de Ciência e Tecnologia. Os recursos correspondentes aos 0,75% constituem pagamento pelo uso de recursos hídricos e são receitas da Agência Nacional de Águas - ANA para aplicação na implementação do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos.

95. A **Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE** foi instituída pela Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária. O valor anual da TFSEE é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades. A TFSEE fixada anualmente é paga mensalmente em duodécimos pelas concessionárias.

96. A Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002, instituiu o **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA**, com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica (energia eólica, biomassa e pequena central hidrelétrica), privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, visando, também, ao aumento da participação de agentes no setor elétrico.

97. A responsabilidade pela contratação da energia elétrica gerada no âmbito do PROINFA é da ELETROBRÁS, de forma que todos os custos concernentes à aquisição da energia gerada pelo PROINFA incorridos pela ELETROBRÁS, inclusive os custos administrativos, financeiros e os decorrentes de encargos tributários, são rateados por todas as classes de consumidores finais atendidos pelo Sistema Elétrico Interligado – SIN, exclusive os integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda cujo consumo seja igual ou inferior a 80 kWh/mês.

98. A Resolução Normativa ANEEL n.º 127, de 6 de dezembro de 2004, estabeleceu os procedimentos para o rateio do custo PROINFA, bem como para a definição das respectivas quotas de energia elétrica, nos termos do Decreto n.º 5.025, de 30 de março de 2004.

99. O **Encargo de Serviços do Sistema – ESS** representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema para o atendimento da carga, apurado mensalmente pela CCEE e pago pelos agentes da categoria de consumo aos agentes de geração que prestarem serviços não remunerados pelo Preço de Liquidação de Diferenças – PLD.

(Fls. 24 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

100. O ESS divide-se em Encargo de Serviços de Restrição de Transmissão e o Encargo de Serviços Ancilares. Este último inclui o cálculo do pagamento pelo uso de combustível gasto em reserva de prontidão, gasto com investimentos para prestação de serviços ancilares e custo de operação como compensador síncrono, conforme Resoluções ANEEL n.º 265, de 10 de junho de 2003, e n.º 688, de 24 de dezembro de 2003. A maior parte desse encargo diz respeito ao pagamento para geradores que receberam ordem de despacho do ONS para atendimento a restrições de transmissão.

101. O encargo referente à Pesquisa e Desenvolvimento Energético (P&D) foi criado pela Lei n.º 9.991, de 24 de julho de 2000, que estabelece que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar anualmente o montante de, no mínimo, 0,75% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética.

102. As distribuidoras pagam mensalmente valores relativos ao custeio das atividades do Operador Nacional do Sistema – ONS. Esse tem como atividades a coordenação e o controle da operação dos sistemas elétricos interligados, e a administração e coordenação da prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica por parte das transmissoras aos usuários acessantes da rede básica.

103. Assim, os valores dos encargos setoriais considerados nesta revisão tarifária, bem como os atos legais que lhes deram origem, estão demonstrados no quadro abaixo:

Tabela 7: Encargos Setoriais da ENERSUL

Encargos	Dispositivo Legal	Valor (R\$)
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	Resolução Homologatória n° 616/2008	R\$ 26.498.613,05
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	Resolução Normativa n° 291/2007	R\$ 26.846.767,20
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	Nota Técnica n° 063/2008-SRE/ANEEL	R\$ 2.674.436,58
Reserva Global de Reversão – RGR	Memorando 314/2008-SFF/ANEEL	R\$ 14.161.542,65
Proinfra	Resolução Homologatória n° 567/2007	R\$ 8.013.284,32
ONS	Previsão para 2008	R\$ 41.118,57
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	Resolução Homologatória n°573/2007	R\$ 70.503,54
P&D e Eficiência Energética	Fórmula - REN 233/2006	R\$ 8.259.987,61
<b>Total de Encargos Tarifários</b>		<b>R\$ 86.566.253,52</b>

#### IV.1.4.2 – Custos com Transporte de Energia

104. O Uso das Instalações da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão de Energia Elétrica refere-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição às Transmissoras,

Superintendência de Regulação Econômica – SRE/ANEEL

Processo n.º 48500.004310/2006-30

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 25 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

conforme Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST celebrado com o ONS, para acesso à rede de transmissão do sistema interligado. São calculados mensalmente pelo ONS, com base nos valores de demanda de potência multiplicados por tarifa específica estabelecida pela ANEEL. Essa tarifa, por sua vez, depende da receita anual permitida para as concessionárias de transmissão para cobrir os custos decorrentes da atividade de transmissão. A ANEEL estabeleceu a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), nas formas de TUST<sub>RB</sub>, relativa ao uso de instalações da Rede Básica, e TUST<sub>FR</sub>, referente ao uso de instalações de fronteira com a Rede Básica.

105. O Uso das Instalações de Conexão refere-se ao uso, pelas distribuidoras, das instalações de conexão não integrantes da rede básica e pertencentes às transmissoras, para conectar-se às instalações da rede básica de transmissão. As instalações de conexão são disponibilizadas diretamente aos acessantes pelas proprietárias, mediante contrato de conexão ao sistema de transmissão. Os valores desses encargos são estabelecidos pela ANEEL e têm reajuste anual concatenado com as tarifas de fornecimento das distribuidoras de energia elétrica.

106. O Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional (MUST-Itaipu) refere-se ao custo de transporte da quota parte de energia elétrica adquirida, pela concessionária, daquela geradora. A despesa com transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu é o resultado da multiplicação do montante de demanda de potência (MW) adquirida pela tarifa de transporte de Itaipu fixada pela ANEEL, em R\$/MW. As distribuidoras detentoras das quotas-partes de Itaipu pagam também pelos Encargos de Uso da Rede Básica atribuídos à Itaipu Binacional, de forma proporcional às suas quotas-partes.

107. Os encargos associados às instalações de transmissão, informados pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT, no período de abril de 2008 a março de 2009, são detalhados nas tabelas abaixo.

**Tabela 8: Encargos de Uso da Rede Básica**

Descrição	2007	2008
Rede Básica	26.191.206,00	8.500.944,00
MUST - Itaipu	3.537.047,07	1.178.747,00
<b>Valor total no ano-teste</b>	<b>39.407.944,07</b>	

**Tabela 9: Encargo Anual de Conexão referente às DITs**

Descrição	Valor (R\$)
COPEL T	148.380,66
CTEEP	1.830.098,99
ELETROSUL	14.467.615,68
PPTTE	99.221,02
<b>Valor Total</b>	<b>16.545.316,35</b>

108. A receita referente às demais instalações de transmissão e às instalações de conexão, incluindo as instalações implantadas sob a luz da Resolução n.º 489/2002, deve ser concatenada na data de reajuste tarifário ou revisão periódica das concessionárias ou permissionárias de distribuição, como encargos

(Fls. 26 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

de conexão e transmissão. Por isso, o encargo anual de conexão foi atualizado pelo IGP-M de junho de 2007 a abril de 2008, chegando ao valor de R\$ 17.971.020,59 .

109. O custo de transporte de Itaipu foi estabelecido mediante aplicação da tarifa vigente, aprovada pela Resolução Homologatória nº 497/2007, de R\$ 3.012,28/MW, sobre a quota parte da ENERSUL, representando o custo para o ano-teste de R\$ 5.493.617,21 .

110. A ENERSUL ainda possui Contratos de Uso do Sistema de Distribuição com a CAIUÁ e CEMAT, totalizando, para o ano teste, o valor de R\$ 6.461.384,00 .

111. Os valores totais dos encargos relacionados ao transporte de energia elétrica são discriminados na tabela a seguir:

**Tabela 10: Encargo de Uso e Conexão da Rede Básica**

Transporte de Energia	Valor (R\$)
Rede Básica	R\$ 28.772.193,00
Rede básica fronteira	R\$ 5.919.957,00
Conexão	R\$ 17.971.020,59
Transporte de Itaipu	R\$ 5.493.617,21
MUST - ITAIPU	R\$ 4.715.794,07
CUSD	R\$ 6.461.384,00
<b>Total</b>	<b>R\$ 69.333.965,88</b>

#### IV.1.5 – VALOR TOTAL DA PARCELA A (VPA)

112. Conforme já mencionado, a Parcela A deve ser neutra para efeito tarifário, ou seja, se reconhece que a concessionária não deve ser beneficiada ou prejudicada por eventos que não pode controlar. Assim, os custos da Parcela A são integralmente repassados às tarifas. O valor total apurado para a Parcela A da ENERSUL, calculado nos termos dos itens IV.1.3 e IV.1.4 é detalhado na tabela a seguir.

**Tabela 11: Valor Total da Parcela A (VPA)**

Componente	Valor (R\$)
Compra de Energia para Revenda	R\$ 355.843.663,45
Encargos Setoriais	R\$ 86.566.253,52
Custo com Transporte de Energia	R\$ 69.333.965,88
<b>Total</b>	<b>R\$ 511.743.882,85</b>

#### IV.2 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA B

113. Os itens a seguir detalham os critérios e os valores definidos na Parcela B.

(Fls. 27 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

## IV.2.1 – CUSTOS OPERACIONAIS

### IV.2.1.1 – Enfoque Metodológico

114. A construção dos custos operacionais passa pela elaboração dos custos de referência utilizando-se a ferramenta da Empresa de Referência e, posteriormente, pela análise de consistência dos resultados obtidos de forma a determinar os custos operacionais eficientes que sejam aderentes às reais condições geo-econômicas do ambiente no qual a concessionária desenvolve sua atividade de prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica.

115. A determinação dos recursos necessários para a composição dos custos operacionais deve contemplar o dimensionamento dos seguintes itens:

- Recursos humanos (administrativo e de operação e manutenção);
- Infra-estrutura física, envolvendo edificações, móveis e sistemas de informática;
- Materiais e serviços;
- Transporte.

116. Para a determinação das capacidades internas e externas requeridas para o cumprimento eficiente dos Processos e Atividades (P&A), deve-se analisar uma estrutura organizacional referencial, contemplando a definição dos postos de trabalho que a integram, a dotação dos recursos humanos de cada um deles e a remuneração dos mesmos. Para isto, a empresa de distribuição deve prestar eficientemente o serviço elétrico, através do cumprimento das atividades básicas de distribuição de energia elétrica considerando os requisitos de qualidade do produto oferecido e do serviço prestado, estabelecidos no contrato de concessão e nas normas aplicáveis.

117. Esse processo, quando eficiente, requer o funcionamento harmônico de uma estrutura organizacional adequadamente desenhada e implementada, contemplando a otimização dos recursos e custos atribuídos ao desempenho de cada processo e atividade. Calculada sob essas premissas, a receita máxima que a distribuidora poderá receber por esses serviços deverá assegurar um adequado retorno sobre o capital investido e fazer face a custos otimizados, considerados como tais custos eficientes minimizados no atendimento a níveis de qualidade crescentes.

118. De uma forma geral, e independente do modelo estrutural que possa ser adotado em função de estratégias específicas, a organização da distribuidora requer o cumprimento de funções básicas, como descrito a seguir, e que serão utilizadas na composição da Empresa de Referência (ER), adotando-se nomenclatura típica:

- **Direção, Estratégia e Controle:** Inclui atividades de: a) Direção Geral, no estabelecimento de estratégias e relacionamentos institucionais; b) Controle de Gestão, referidas ao monitoramento e ajuste do desempenho da gestão global da companhia; c) Assessoramento Legal, nos assuntos e situações onde for necessário;

(Fls. 28 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

- **Administração:** Contempla atividades de: a) Gestão de Recursos Humanos, incluindo o recrutamento, a capacitação e a administração dos empregados permanentes e temporários (se houver) da organização; b) Compras e Contratos referentes à gestão (provisionamento e logística) dos produtos e serviços necessários; c) Informática e Comunicações, vinculadas ao desenvolvimento, implantação e a manutenção dos processos informatizados que suportam as atividades da concessionária;
- **Finanças:** Contempla as atividades referentes à gestão econômico-financeira de curto e longo prazos, incluindo, entre outros, aspectos tais como a obtenção dos recursos financeiros necessários para a operação da distribuidora, a gestão tributária e o controle do seu endividamento;
- **Comercial:** Contempla atividades de: a) Atendimento ao cliente, incluindo o atendimento personalizado e telefônico aos clientes; b) Serviço Técnico Comercial, incluindo a conexão de novos serviços, corte e religação, e controle de perdas “não técnicas”; c) Gestão Comercial, que inclui o planejamento, acompanhamento e controle da execução dos processos comerciais e atendimento aos clientes, acompanhamento das perdas “não técnicas”, laboratório de medidores e previsões de recursos; d) Compra de Energia e relacionamento com Grandes Consumidores que inclui atividades de comercialização de energia no atacado;
- **Técnica:** Inclui atividades relacionadas às instalações físicas do sistema elétrico físico e de seu controle: a) Operação das instalações elétricas de forma programada ou intempestiva; b) Manutenção ou reparação programadas ou não programadas, inspeção e revisão, e adequação de instalações; c) Controle e supervisão das atividades de O&M, manejo dos sistemas de apoio, previsão de materiais e ferramentas, acompanhamento da qualidade do serviço.

119. Os P&A de Direção, Estratégia e Controle e de Administração e Finanças não requerem funcionalidade com dispersão geográfica, sendo executados de maneira centralizada na sede corporativa da empresa. Cumpre observar que os P&A relacionados ao planejamento da expansão física do sistema elétrico, respectivos projeto e implantação (construção/obras) não são detalhados no escopo da Empresa de Referência, por estarem relacionados ao investimento remunerado no âmbito da concessão, não sendo as despesas correspondentes a pessoal, material, serviços de terceiros e outros tratados em rubricas de custeio.

120. O processo de elaboração dessa estrutura da ER baseia-se nas funções descritas e contempla a análise dos postos de trabalho (em quantidade e qualificação) requeridos para prover o eficiente desempenho dessas funções, considerados os requisitos do contrato de concessão e outras normas regulatórias. Os P&A de Planejamento Técnico, Engenharia e Operação incluem tarefas que podem ser executadas de maneira centralizada e outras que devem ser cumpridas junto às regionais onde se encontram as instalações físicas utilizadas para prover os serviços. A operação e a manutenção (O&M) das instalações elétricas requerem descentralização geográfica, devendo realizar-se nos denominados “Centros de Serviço”.

(Fls. 29 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

121. Interpretam-se como atividades de Operação e Manutenção (O&M) a manutenção corretiva e preventiva dos equipamentos e instalações que constituem as redes de distribuição, bem como as operações necessárias em tarefas programadas e para repor a continuidade do serviço.

122. Os gastos que fazem parte dos custos de O&M surgem da avaliação a “preços de mercado” de todas as tarefas que devem ser exercidas por uma empresa eficiente. Os custos indiretos correspondentes às atividades de Direção, Estratégia e Controle não são componentes que devam incluir-se como parte dos custos de O&M, motivo pelo qual seu cálculo não deve ser considerado neste ponto. Avalia-se, então, a suficiência da dotação do pessoal disponível para estas tarefas, fazendo-se logo a comparação com outras empresas que possam ser consideradas referências válidas. A partir dessa análise, procede-se à determinação dos custos de O&M, reconhecendo-se inicialmente as atividades próprias de O&M em cada um dos segmentos ou níveis de tensão do sistema de distribuição.

123. Quanto aos custos incluídos nesse referencial, consideram-se os seguintes itens:

- Todos os gastos de pessoal, materiais, reposições para o equipamento elétrico e serviços;
- Todas as anuidades de investimento de curto período de recuperação, como por exemplo: hardware e software, veículos, etc;
- Toda a infra-estrutura de edifícios de uso geral, que se considera alugada.

124. Dessa forma, os custos calculados não incluem os investimentos em ativos associados especificamente à prestação do serviço, ou seja, à rede elétrica composta por linhas de distribuição e subestações.

125. Para efeito de determinação dos custos da estrutura de Administração, dos custos diretos e indiretos de Operação e Manutenção das instalações e das atividades de Comercialização, torna-se necessário desenhar uma Empresa de Referência (ER) que tenha uma estrutura eficiente e que realize suas atividades de maneira que os custos resultantes correspondam aos que existiriam no âmbito de um mercado competitivo.

126. Deste modo se obtém, a partir da consideração dos P&A típicos e de uma estrutura de administração adaptada à realidade geo-econômica da distribuidora, o dimensionamento apropriado da ER, dotado dos recursos necessários para uma empresa caracterizada como eficiente.

127. O detalhamento dos critérios utilizados e os cálculos realizados são apresentados no Anexo I desta Nota Técnica e são apresentados sucintamente no item a seguir.

#### IV.2.1.2 – Custos por Área

128. A seguir é apresentado um quadro que resume os custos totais anuais que correspondem à gestão da Empresa de Referência – ER, para prestar de forma eficiente os serviços de distribuição e comercialização de energia elétrica aos clientes de sua área de concessão. Os valores estão referenciados à dezembro de 2007.

(Fls. 30 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

Tabela 12: Custos Totais por Ano – Preços a dezembro de 2007

UNIDADE	FUNÇÃO	CUSTO DE PESSOAL (R\$)	CUSTO DE MATERIAIS E SERVIÇOS (R\$)	CUSTO TOTAL ANUAL (R\$)
ESTRUTURA CENTRAL	CONSELHOS E PRESIDÊNCIA	5.651.911	1.552.086	7.203.997
	DIRETORIA ADMINISTRATIVA	4.805.378	7.440.815	12.246.193
	DIRETORIA FINANCEIRA	2.961.316	271.969	3.233.285
	DIRETORIA DE DISTRIBUIÇÃO	6.178.539	9.588.857	15.767.396
	DIRETORIA COMERCIAL	5.865.509	6.529.569	12.395.078
ESTRUTURA REGIONAL	GERÊNCIAS REGIONAIS	18.157.938	2.991.054	21.148.992
	ESCRITÓRIOS COMERCIAIS	11.577.805	4.216.780	15.794.584
PROCESSOS E ATIVIDADES	P&A COMERCIAIS	5.348.249	12.267.727	17.615.976
	P&A DE O&M	38.546.692	20.561.211	59.107.903
OUTROS	CUSTOS ADICIONAIS	8.857.996	7.962.871	16.820.867
CUSTOS TOTAIS POR ANO		107.951.333	73.382.938	181.334.271

129. Apresenta-se, a seguir, o quadro com as quantidades de pessoal e a participação percentual no total de pessoal da ER.

Tabela 13: Quantidade de Pessoal

UNIDADE	FUNÇÃO	QUANTIDADE DE PESSOAL	PESSOAL UNIDADE / TOTAL (%)
ESTRUTURA CENTRAL	CONSELHOS E PRESIDÊNCIA	41	2,39%
	DIRETORIA ADMINISTRATIVA	57	3,33%
	DIRETORIA FINANCEIRA	31	1,81%
	DIRETORIA DE DISTRIBUIÇÃO	59	3,45%
	DIRETORIA COMERCIAL	145	8,47%
ESTRUTURA REGIONAL	GERÊNCIAS REGIONAIS	232	13,55%
	ESCRITÓRIOS COMERCIAIS	251	14,66%
PROCESSOS E ATIVIDADES	P&A COMERCIAIS	265	15,48%
	P&A DE O&M	631	36,86%
TOTAL		1.712	100%

#### IV.2.1.3 – Resultados Finais

130. O modelo de Empresa de Referência será aprimorado para aplicação no segundo ciclo de revisão tarifária. Desta forma, os resultados ora apresentados são provisórios.

131. Os detalhes sobre a metodologia de cálculo dos custos operacionais aplicada provisoriamente ao contrato de concessão da ENERSUL, os itens de custos considerados e os respectivos cálculos encontram-se no Anexo I. As respostas às contribuições recebidas em Audiência Pública estão no Anexo VI. Dessa forma, os custos operacionais provisórios admitidos como eficientes que devem ser cobrados na tarifa da ENERSUL equivalem ao valor de R\$ 181.334.271,17, referenciados a abril de 2008.



(Fls. 31 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

132. A proposta colocada em Audiência Pública previa custos de R\$ 183.253.769,39. Em sua contribuição à Audiência Pública, a concessionária apresentou pleitos que, se somados, resultariam em custos de operacional de R\$ 262.280.195,39. Por outro lado, Abrace e CORECON/MS-SIDECON/MS apresentaram pleitos no sentido de reduzir os custos operacionais, notadamente de ganhos de e redução do número de escritórios comerciais

133. As contribuições foram analisados pela ANEEL, tendo sido, em sua maior parte, indeferidos. Dentre as alterações procedidas, destacam-se:

- Escritórios comerciais: O objetivo do dimensionamento da estrutura de escritórios comerciais foi refletir um correto atendimento comercial à luz da regulamentação vigente. Como a proposta de revisão da Resolução 456/2000, em Audiência Pública, previu que municípios com mais de 2.000 unidades consumidoras deveriam ter atendimento, o Modelo de Empresa de Referência refletiu tal necessidade. Na revisão tarifária definitiva, caso a regulamentação de atendimento comercial seja diferente da proposta colocada em Audiência Pública, a Empresa de Referência refletirá tal alteração. Tal alteração trouxe redução no valor da ER;
- Leitura e faturamento trimestral no meio rural: com base no art. 41 da Resolução 456/2000, para os clientes rurais, atendidos em baixa tensão, está sendo considerada leitura e faturamento trimestral. No entanto, as atividades de impressão de faturas e cobrança foi mantida a periodicidade mensal. Tal alteração trouxe redução no valor da ER;
- Atendimento de *call center*: revisto a jornada diária de um atendente de call center de 5,66 horas para 5,33 hora em função do previsto na norma NR-17. Tal alteração traz incremento no valor da ER;
- Quantitativo de ativos: Na atualização dos ativos de setembro de 2007 para novembro de 2007 (proposta de Audiência Pública) alguns ativos não haviam sido atualizados. Tal alteração traz incremento no valor da ER;

134. Com relação às Perdas de Receita Irrecuperáveis, foi proposta em Audiência Pública metodologia a ser aplicada no segundo ciclo de revisão tarifária, conforme previsto na Resolução n.º 234/2006. Para fins dessa revisão tarifária será adotado, provisoriamente, o percentual proposto em Audiência Pública de 0,60% da receita bruta de distribuição.

135. Considerando uma receita igual a R\$ 1.173.177.559,75 inclusos PIS/COFINS com alíquota média de 6,50% e ICMS com alíquota de 19,40%, chega-se ao valor de R\$ 7.039.065,36 , a ser atribuído a título de perdas de receita irrecuperáveis. Ressalte-se que na proposta colocada em Audiência Pública havia sido utilizada a alíquota de 24%, que estava incorreta, por se tratar da alíquota “por fora”.

#### IV.2.2 – CUSTO DO CAPITAL

136. A determinação da remuneração sobre o capital investido requer três definições:

(Fls. 32 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

- i) a taxa de retorno adequada a ser aplicada sobre o capital próprio e de terceiros;
- ii) a participação do capital próprio e de terceiros no capital total (estrutura de capital); e
- iii) o próprio valor do capital a ser remunerado, ou base de remuneração.

137. A remuneração sobre o capital investido, que deve ser incluída nas tarifas, é o resultado da aplicação da taxa de retorno adequada para a atividade de distribuição no Brasil sobre o investimento a ser remunerado, ou base de remuneração.

138. Os itens a seguir detalham a metodologia e os valores obtidos na determinação da estrutura de capital e da taxa de retorno sobre o capital próprio e de terceiros.

#### IV.2.2.1 – Estrutura Ótima de Capital

139. A definição de uma estrutura ótima de capital baseia-se no pressuposto concreto de que as empresas estão permanentemente tentando reduzir o custo de financiamento de suas operações. Para tanto, buscam encontrar um ponto ideal de alavancagem financeira (participação de capital de terceiros no capital total), uma vez que o capital de terceiros custa menos que o capital próprio. O aumento do grau de alavancagem, no entanto, introduz o risco de falência.

140. Dessa forma, a estrutura de capital é definida como as proporções dos diversos tipos de capital próprio (por exemplo: ações ordinárias, ações preferenciais) e de capital de terceiros (diversos tipos de obrigações, dívidas) no ativo total da empresa. Entretanto, na maioria dos estudos realizados, toma-se a estrutura de capital numa forma mais simples, agregando os diversos tipos de capital próprio numa única conta de capital próprio e os diversos tipos de capital de terceiros numa outra conta única de dívidas. Assim, quando são considerados apenas capitais próprios e de dívidas na estrutura de capital, pode-se definir a estrutura de capital pela razão do capital de terceiros ou dívida (D) sobre o capital total ( $P+D$ ), ou seja,  $D/(P+D)$ .

141. A estrutura de capital afeta a taxa de retorno de diversas maneiras. Primeiro, entra diretamente na fórmula do WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), determinando os pesos dos diversos custos de capital que comporão a taxa de retorno. Segundo, tem impactos sobre diversos riscos, como o risco financeiro, já que a presença de capital de terceiros eleva a volatilidade dos retornos sobre o capital próprio do projeto.

142. Além desses efeitos diretos, a estrutura de capital tem um efeito importante sobre o retorno sobre o capital total, devido ao tratamento diferenciado que recebem os juros de dívida e os juros pagos a título de remuneração do capital próprio, para efeito de abatimento no cálculo dos impostos sobre a renda. Se uma concessionária toma emprestado para financiar suas atividades, os juros pagos são abatidos diretamente do lucro da empresa.

143. A metodologia utilizada para o cálculo da estrutura ótima de capital das distribuidoras para o segundo ciclo de revisão tarifária (2007-2010) foi estabelecida na Resolução Normativa da ANEEL n.º 234, de

(Fls. 33 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

31 de outubro de 2006. Segundo essa metodologia, a determinação da estrutura ótima de capital baseia-se em dados empíricos das empresas de distribuição de energia elétrica dos seguintes países que utilizam o regime regulatório de preços máximos: Argentina, Chile, Brasil, Austrália e Grã-Bretanha. A partir da análise da relação capital de terceiros/capital total (relação D/V) dessas empresas, é obtida a estrutura ótima de capital para as concessionárias brasileiras de distribuição de energia elétrica.

144. Primeiramente agrupa-se os cinco países em três grupos. O primeiro grupo de países, chamado de grupo 1, é formado por Argentina e Chile. A razão para o agrupamento desses dois é que ambos são países em desenvolvimento, cujas empresas de distribuição de eletricidade estão sujeitas à regulação do tipo *price-cap*. Posteriormente, agrupam-se a Austrália e a Grã-Bretanha, países com alto grau de desenvolvimento e que aplicam a regulação *price-cap* no setor de distribuição de eletricidade, que é chamado de grupo 2. Finalmente, forma-se o grupo 3, que contém apenas as empresas brasileiras relacionadas na tabela 1.

145. Após a formação dos três grupos, determina-se uma faixa de valores da relação capital de terceiros/capital total (relação D/V) para cada país a partir da observação empírica das empresas nos respectivos países. Em seguida, procede-se à formação de uma faixa de valores da relação D/V para cada grupo.

146. Formalmente, o procedimento para a construção da faixa de valores em cada um dos grupos citados consiste nos dois passos seguintes:

- Determinação de uma faixa para cada país. O limite inferior dessa faixa é igual à média das relações D/V (médias das empresas) dos últimos três anos menos  $\frac{1}{2}$  (meio) desvio-padrão médio dos últimos três anos, enquanto o limite superior é igual a essa mesma média mais  $\frac{1}{2}$  (metade) desse mesmo desvio-padrão;
- Determinação de uma faixa para os grupos 1 e 2, cujo limite inferior é igual à média dos limites inferiores das faixas dos dois países e cujo limite superior é igual à média dos limites superiores das faixas dos dois países. Obteve-se então o intervalo [36,36 – 51,84%] para o grupo 1 e [64,12 – 77,54%] para o grupo 2.

147. O passo seguinte combina as faixas desses dois grupos (1 e 2), obtendo-se uma outra faixa que servirá de comparação com a que resulta dos dados brasileiros (grupo 3). O procedimento a ser seguido é o seguinte:

- Realiza-se a união das faixas dos grupos 1 e 2 para se obter uma nova faixa. O limite inferior dessa faixa é obtido por considerar o menor valor de D/V entre as faixas obtidas para cada grupo, enquanto o limite superior é o maior. Com a união das faixas, obtém-se o intervalo de variação que se esperaria encontrar para empresas distribuidoras de eletricidade de países que já usam o regime de *price-cap* há algum tempo. O intervalo obtido com este procedimento foi então de [36,36 – 77,54%].
- Determina-se a faixa para a relação D/V das empresas brasileiras como a interseção da faixa obtida a partir dos dados das empresas brasileiras (grupo 3) com a faixa obtida no passo anterior. A faixa obtida para o grupo 3 foi [44,62 – 66,59%], sendo a interseção resultante igual a [44,62 – 66,59%].

(Fls. 34 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

148. De posse do intervalo regulatório, a meta pontual será o valor dentro desse intervalo final que mais se aproxima da média da faixa definida pela união dos grupos 1 e 2. O valor resultante foi então de 56,95% para a participação de dívida no capital total. Após o ajuste em função da participação da RGR na dívida das empresas, o valor final adotado foi de 57,16% para a estrutura de capital.

#### IV.2.2.2 – Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)

149. Para o cálculo da taxa de retorno utiliza-se a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital – WACC*), incluindo o efeito dos impostos sobre a renda. Esse enfoque busca proporcionar aos investidores um retorno igual ao que seria obtido sobre outros investimentos com características de risco comparáveis. Em suma, considera-se na tarifa uma remuneração que corresponda exclusivamente ao custo de oportunidade do capital do investidor.

150. O método do WACC procura refletir o custo médio das diferentes alternativas de financiamento (capital próprio e de terceiros) disponíveis para o empreendimento, sendo expresso pela seguinte fórmula:

$$r_{WACC} = \frac{P}{P + D} \cdot r_P + \frac{D}{P + D} \cdot r_D \cdot (1 - T) \quad (2)$$

onde:

$r_{WACC}$ : custo médio ponderado de capital após impostos (taxa de retorno);

$r_P$ : custo do capital próprio;

$r_D$ : custo da dívida;

$P$ : capital próprio;

$D$ : capital de terceiros ou dívida;

$T$ : alíquota tributária marginal efetiva.

151. A seguir apresenta-se, de forma sintética, o cálculo do custo de capital próprio e de terceiros, que compõem o custo médio ponderado (WACC).

##### a) Custo de Capital Próprio

152. Para o custo de capital próprio, adota-se o método CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), que busca identificar a percepção do mercado sobre os verdadeiros riscos do setor. O modelo de custo do capital próprio pelo método *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), no mercado doméstico (Brasil), em reais, encontra-se expresso na fórmula a seguir.

$$r_{CAPM} = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f) + r_R + r_B + r_X \quad (3)$$

onde:

$r_{CAPM}$ : custo de capital próprio;

$r_f$ : taxa de retorno do ativo livre de risco;

(Fls. 35 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

$\beta$ : beta do setor regulado;  
 $r_m - r_f$ : prêmio de risco do mercado de referência;  
 $r_R$ : prêmio de risco de regime regulatório;  
 $r_B$ : prêmio de risco país;  
 $r_X$ : prêmio de risco cambial.

153. Para a taxa livre de risco ( $r_f$ ) utiliza-se o rendimento do bônus do tesouro americano com vencimento de 10 anos e *duration* de aproximadamente 8 anos. Para esse título, utilizou-se a média das taxas de juros anuais no período de janeiro de 1995 a junho de 2006, obtendo-se, através de média aritmética, uma taxa de juros média anual de 5,32%.

154. O prêmio de risco de mercado ( $r_m - r_f$ ) é calculado a partir da diferença entre os retornos médios da taxa livre de risco e do índice *Standard & Poor's 500* (S&P500), que consiste num índice composto pelas ações das 500 maiores empresas negociadas na bolsa de Nova Iorque. Dessa forma, com base nas séries históricas de janeiro de 1928 a junho de 2006, obteve-se uma taxa anual média (aritmética) de retorno do mercado acionário de 6,09%.

155. O cálculo do Beta ( $\beta$ ) envolve os seguintes passos: i) cálculo do Beta alavancado para a amostra de empresas de energia elétrica dos EUA que apresentem a transmissão e distribuição em suas atividades; ii) desalavancagem dos Betas obtidos para cada empresa, utilizando-se o grau de alavancagem específico de cada empresa e a alíquota de 40% de imposto de renda dos EUA, obtendo-se o Beta associado ao risco do negócio; iii) cálculo da média dos Betas desalavancados ponderado pela participação dos ativos das empresas no total de ativos da amostra, cujo resultado chamar-se-á de Beta desalavancado do setor; e iv) realavancagem do Beta desalavancado do setor, usando-se a estrutura de capital no Brasil estabelecida sob o enfoque regulatório e a alíquota de 34% de impostos, composta de 25% da alíquota do Imposto de Renda de Pessoa Jurídica e 9% de Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido.

156. Para se proceder ao cálculo dos *betas*, foram escolhidas empresas americanas do setor elétrico cujas atividades principais estão vinculadas à distribuição e transmissão de energia elétrica. O critério utilizado para selecionar as empresas foi a participação dos ativos ligados à atividade de distribuição e transmissão no ativo total. Foram selecionadas então empresas cuja participação desses ativos fosse igual ou maior que 50% do ativo total. De acordo com este critério, foi escolhida uma amostra de 20 empresas. Utilizando dados semanais de preço de fechamento de ações no período, entre julho/2001 e junho/2006, calculou-se os betas cujos valores são apresentados na tabela a seguir. A partir da estrutura média de capital dos últimos 5 anos, utilizando-se a alíquota de imposto de 40%, e ponderando-se pelo capital total da empresa com data base em 2005, obteve-se o *beta* desalavancado médio igual a 0,296. O *beta* realavancado, considerando uma estrutura de capital (D/V) igual a 56,95%, resulta em 0,554.

157. Assim, o prêmio de risco total do negócio, financeiro e regulatório pode ser expresso pelo cálculo de um *beta* que reflita todos esses riscos, que será dado genericamente por:

$$\beta = \beta_R^{Alavancado} + \Delta\beta \quad (4)$$

onde:

(Fls. 36 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

$\beta_R^{Alavancado}$  é o beta no mercado de referência (regime rate of return) alavancado pela estrutura de capital adotada;

$\Delta\beta$  é o ajuste por risco regulatório, a ser considerado no segmento de Distribuição.

158. Para o ajuste do beta em função do risco de regime regulatório adotou-se para o beta inglês alavancado o valor 1,0 (um) conforme disposto na proposta final da OFGEM para o processo de revisão tarifária das distribuidoras de eletricidade no Reino Unido<sup>1</sup>. Considerando a estrutura de capital regulatória adotado pela OFGEM de 57,5%<sup>2</sup> obtém-se um valor para o beta inglês desalavancado de 51,36%, valor este que utilizado na equação do ajuste por risco do regime regulatório (4) resulta no valor de 0,218.

159. Sendo assim, o *beta* final calculado a partir da equação (9) é igual a 0,772, resultando em um prêmio total do risco do negócio, financeiro e regulatório ( $\beta \cdot (r_m - r_f)$ ) de 4,70% (em termos nominais).

160. O prêmio de risco país ( $r_B$ ) é definido como a diferença entre o prêmio de risco soberano do Brasil e o prêmio de risco de crédito do Brasil. O prêmio de risco soberano é o *spread* que um título de renda fixa do governo brasileiro emitido em dólares paga sobre a taxa livre de risco dos EUA. O prêmio de risco de crédito Brasil é computado como o *spread* sobre a taxa livre de risco que estão pagando os bônus emitidos por empresas dos EUA com mesma classificação de risco que o Brasil. Representando por  $r_s$  o prêmio de risco soberano e por  $r_c^B$  o prêmio de risco de crédito Brasil, o prêmio de risco país ( $r_B$ ), é dado por:

$$r_B = r_s - r_c^B \quad (5)$$

onde:

$r_B$ : prêmio de risco país;

$r_s$ : prêmio de risco soberano;

$r_c^B$ : prêmio de risco de crédito Brasil.

161. Para o cálculo do prêmio de risco soberano, utiliza-se a série histórica diária do índice *Emerging Markets Bonds Index* relativo ao Brasil (*EMBI+Brazil*), de abril de 1994 a junho de 2006, resultando no valor médio de 7,87%. No cálculo do prêmio de risco de crédito Brasil, adota-se a média dos *spreads* sobre a taxa livre de risco de título emitidos por empresas com classificação de risco igual ao do Brasil (Ba2, na terminologia da Moody's), no mesmo período acima definido, resultando em uma taxa média 2,96% como prêmio de risco de crédito Brasil. Dessa forma, o prêmio de risco Brasil ( $r_B$ ) é igual a 4,91%.

162. O risco cambial é definido como a diferença entre o *spread* do câmbio no mercado futuro e a expectativa de desvalorização cambial, sendo que a realização da desvalorização cambial é a expectativa de desvalorização adicionada de um "ruído branco". Assim, aplica-se um procedimento estatístico, chamado *Filtro de Kalman*, para se eliminar o "ruído branco". O prêmio de risco cambial ( $r_x$ ) é calculado a partir dos dados mensais do mercado futuro de câmbio da Bolsa de Mercadorias e Futuros (BMF) de julho de 1999 a junho de 2006, resultando no valor de 1,78%.

163. Assim, o custo de capital próprio, em termos nominais, é de 16,71%.

<sup>1</sup> Electricity Distribution Price Control Review Final Proposals, November 2004, 265/04, OFGEM.

<sup>2</sup> Idem.

(Fls. 37 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

## b) Custo de Capital de Terceiros

164. Para o custo de capital de terceiros das empresas existentes adota-se uma abordagem similar à do capital próprio, ou seja, adiciona-se à taxa livre de risco os prêmios de risco adicionais exigidos para se emprestar recursos a uma concessionária de distribuição no Brasil. O custo do capital de terceiros é calculado pelo método CAPM de dívida, conforme a seguinte expressão:

$$r_d = r_f + r_C + r_B + r_X \quad (6)$$

onde:

$r_d$ : custo de capital de terceiros;

$r_f$ : taxa de retorno do ativo livre de risco;

$r_C$ : prêmio de risco de crédito;

$r_B$ : prêmio de risco país;

$r_X$ : prêmio de risco cambial.

165. O prêmio de risco de crédito ( $r_C$ ) deve representar o *spread* sobre a taxa livre de risco que pagam empresas com a mesma classificação de risco das distribuidoras de energia elétrica brasileiras. Dessa forma, no cálculo do prêmio de risco de crédito foram selecionadas empresas com classificação de risco Ba2 que tinham série de títulos de longo prazo com liquidez calculado no período de abril de 1994 a junho de 2006<sup>3</sup>. Calculando a média dos *spreads* dessas empresas ao longo da série, determina-se uma taxa média de 2,96% como prêmio de risco de crédito, conforme mostrado na figura abaixo.

166. Assim, o custo de capital de terceiros, em termos nominais, é de 14,97%.

## c) Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)

167. Tendo sido calculados todos os componentes, pode-se encontrar o custo de capital próprio a ser aplicado ao setor de distribuição de energia elétrica. Como as tarifas são reajustadas por um índice de inflação (IGP-M ou IPCA), interessa-nos ter o custo de capital expresso em termos reais. Para deflacionar o custo de capital, basta descontar a taxa de inflação média anual dos EUA, de acordo com a fórmula abaixo, onde  $\pi$  é a taxa de inflação média anual dos EUA no período de 1995-2005:

$$r_{REAL} = \frac{1 + r_{NOMINAL}}{1 + \pi} \quad (7)$$

168. Aplicando-se a equação anterior e adotando-se a alíquota de imposto ( $T$ ) igual a 34%, resulta em um custo de capital para a estrutura de capital sugerida (D/V=57,16%) em termos nominais de 12,81%. Deflacionando-se o custo nominal pela taxa de inflação média anual dos EUA no período de janeiro de 1995 a junho de 2006 2,60%, obtém-se o custo em termos reais, que resultou em 9,95% depois dos impostos. Os resultados finais são mostrados na tabela a seguir.

<sup>3</sup> Moodys Investors Service. Credit Trends Historical Yield Archive (Intermediate Corporate Bonds).

(Fls. 38 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

Tabela 14: Custo Médio Ponderado do Capital – WACC

Componente	Fórmula	Valor
<b>Estrutura de Capital</b>		
Capital Próprio	$(P/V)$	42,84%
Capital de Terceiros	$(D/V)$	57,16%
<b>Custo de Capital Próprio</b>		
Taxa livre de risco	$r_f$	5,32%
Prêmio de risco de Mercado	$r_m - r_f$	6,09%
Beta médio desalavancado	$\beta_{RR}^{Desalav}$	0,296
Beta médio alavancado	$\beta_{RR}^{Alav}$	0,554
Ajuste do beta (regime regulatório)	$\Delta\beta$	0,218
Beta final	$\beta = \beta_{RR}^{Ala} + \Delta\beta$	0,772
Prêmio de risco do negócio, financeiro e regulatório	$\beta \cdot (r_m - r_f)$	4,70%
Prêmio de risco Brasil	$r_B$	4,91%
Prêmio de risco cambial	$r_X$	1,78%
Custo de capital próprio nominal	$r_P$	16,71%
Custo de capital próprio real	$r_P$	13,75%
<b>Custo de Capital de Terceiros</b>		
Prêmio de risco de crédito	$r_C$	2,96%
Custo de dívida nominal	$r_D$	14,97%
Custo de dívida real		12,06%
<b>Custo Médio Ponderado</b>		
WACC nominal depois de impostos	$r_{WACC}$	12,81%
Inflação americana	$\pi$	2,60%
WACC real depois de impostos	$r_{WACC}$	9,95%

169. Com base no exposto, o Custo Médio Ponderado do Capital, ou seja, a taxa de retorno adequada para investimentos em distribuição de energia elétrica no Brasil é de 9,95%, conforme apresentado na tabela anterior.

#### IV.2.3 – BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA

##### IV.2.3.1 – Determinação do Valor da Base de Remuneração

170. Para o montante de investimento a ser remunerado – base de remuneração – a ANEEL está considerando o valor dos ativos necessários para prestar o serviço de distribuição, nos termos da Resolução ANEEL n.º 234, de 31 de outubro de 2006.

171. Assim, de acordo com a resolução em questão, para a avaliação dos ativos das concessionárias, vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, visando à



(Fls. 39 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

definição da Base de Remuneração no segundo ciclo da revisão tarifária periódica, devem ser adotados, nesta seqüência, os seguintes procedimentos:

- a) a base de remuneração aprovada no primeiro ciclo de revisão tarifária deve ser blindada. Entende-se como base blindada os valores aprovados para o primeiro ciclo;
- b) da base blindada devem ser expurgadas as baixas ocorridas entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária;
- c) após a exclusão dessas baixas, ano a ano, os valores remanescentes devem ser atualizados pela aplicação do IGP-M;
- d) também deve ser levado em consideração o efeito da depreciação acumulada ocorrida entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária, obtendo-se o valor da base de remuneração atualizada;
- e) as inclusões entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária, desde que ainda em operação, são avaliadas utilizando-se a metodologia definida na Resolução n.º 234/2006;
- f) os valores finais da avaliação são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração (item d) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária (item e).

172. Dessa forma, para fins de composição da base de remuneração para o próximo período tarifário da ENERSUL, deve-se avaliar a base incremental do último período tarifário, mantendo-se o conceito chave da Resolução n.º 493/2002 e ratificada na Resolução n.º 234/2006 de refletir apenas os investimentos prudentes na definição das tarifas dos consumidores. Tratam-se dos investimentos requeridos para que a concessionária possa prestar o serviço de distribuição cumprindo as condições do contrato de concessão (em particular os níveis de qualidade exigidos), avaliados a “preços de mercado” e “adaptados” através dos índices de aproveitamento definidos na referida Resolução.

173. No momento atual, as concessionárias de distribuição encontram-se em processo de cumprimento da avaliação dos ativos estabelecida na Resolução n.º 234/2006. Cabe à ANEEL avaliar a razoabilidade dos montantes resultantes das avaliações realizadas, no contexto do disposto no parágrafo anterior. Por outro lado, na hipótese da concessionária não proceder à avaliação dos ativos e ao encaminhamento das informações nos prazos compatíveis com o cronograma da revisão tarifária periódica, cabe à ANEEL arbitrar o valor da base de remuneração a ser considerada na presente revisão, a título provisório.

174. Considerando-se que a ANEEL ainda não dispõe do valor da base de remuneração da ENERSUL, nos termos da Resolução ANEEL n.º 234/06, para efeito da presente revisão tarifária adotou-se como referência, em caráter provisório, os valores estimados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF) para a Base de Remuneração. Ressalte-se que o valor da Base de Remuneração, embora provisório, já contempla o efeito da alteração do resultado da primeira revisão tarifária periódica da ENERSUL (processo 48500.001696/2005-59, que resultou na publicação da Resolução Homologatória 575/2007)

175. Assim, a Base de Remuneração provisória foi estimada conforme segue:

(Fls. 40 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

- a) O Ativo Imobilizado em Serviço – AIS provisório, contendo os ajustes previstos na Resolução n.º 234/06 (deduzido dos valores de Servidões; Terrenos, Bens Administrativos, Veículos e Moveis e Utensílios), sobre o qual deve ser calculada a Quota de Depreciação anual, a valores de abril de 2008, é de R\$ 1.442.732.809,59.
- b) A Base de Remuneração Líquida provisória, a valores de abril de 2008, já deduzida do valor de Obrigações Especiais, é de R\$ 829.491.019,76.
- c) O valor de Obrigações Especiais é de R\$ 308.092.789,22.
- d) A Taxa de Depreciação média é 4,21%.
- e) A Quota Anual de Depreciação média é de R\$ 60.739.051,28 .

176. Os resultados estão sintetizados na tabela a seguir.

Tabela 15: Resumo da Base de Remuneração Regulatória

<b>Ativos de Distribuição</b>	
<b>Descrição</b>	<b>Valores SFF</b>
(1) Ativo Imobilizado em Serviço - AIS	2.103.880.319,48
(2) Depreciação Acumulada	967.763.537,59
(3) AIS Líquido = (1) - (2)	1.136.116.781,89
(4) Almoxarifado em Operação	1.467.027,10
(5) Ativo Diferido	0,00
(6) Obrigações Especiais	308.092.789,22
(7) Terrenos e Servidões	3.925.186,76
(8) Bens 100% Depreciados	349.129.533,90
(9) Base de Remuneração Bruta = (1) - (6) - (8)	1.442.732.809,59
(10) Base de Remuneração Líquida = (3) +(4) + (5) - (6) + (7)	829.491.019,76
(11) Taxa de Depreciação	4,21%
(12) Quota de Reintegração Regulatória = (11) * (9)	60.739.051,28

#### IV.2.3.2 – Cálculo da Remuneração do Capital

177. A partir do custo médio ponderado de capital em termos reais de 9,95%, obtido no item IV.2.2, procede-se ao cálculo da remuneração líquida do capital (RLC) nos termos da equação a seguir:

$$RLC = BRRl * r_{WACC} \quad (8)$$

(Fls. 41 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

onde:

$BRR$  = base de remuneração regulatória líquida;

$r_{wACC}$  = custo médio ponderado de capital (real).

178. Por conseguinte, a remuneração bruta do capital (RBC) é dada pela equação a seguir, onde  $T$  é a alíquota do imposto (34%):

$$RBC = \frac{RLC}{1 - T} \quad (9)$$

179. O valor da remuneração bruta do capital apurado de acordo com as duas equações anteriores foi de R\$ 125.052.055,25 . Convém salientar que esse valor é provisório e será corrigido até a data da revisão tarifária periódica da ENERSUL, caso seja disponibilizada e validada a base de remuneração nos termos da Res. nº 234/2006. Em caso contrário se adotará como base de remuneração provisória estabelecido no item IV.2.3.1.

#### IV.2.4 – DEPRECIACÃO

180. A quota de reintegração regulatória é composta das quotas de depreciação e de amortização e representa a forma de recomposição dos investimentos realizados para prestação do serviço ao longo da vida útil desses bens.

181. Para este item foi considerado o percentual de 4,21% sobre o valor do Ativo Imobilizado em Serviço menos Terrenos, conforme detalhado no Anexo II desta Nota Técnica. Esse percentual reflete a taxa média de depreciação e amortização dos ativos da ENERSUL.

182. Vale destacar que, de acordo com a Resolução n.º 234/2006, a depreciação dos ativos adquiridos com recursos oriundos das Obrigações Especiais não é computada na parcela B da receita requerida da Concessionária. Tais recursos são relativos à participação financeira do consumidor, das dotações orçamentárias da União, verbas federais, estaduais e municipais e de créditos especiais vinculados aos investimentos aplicados nos empreendimentos vinculados à concessão, conforme previsto no art. 1º do Decreto n.º 28.545, de 24 de agosto de 1950, art. 142 do Decreto n.º 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, e art. 18 da Lei n.º 4.156, de 28 de novembro de 1962. Dessa forma, as Obrigações Especiais não são passivos onerosos e não são créditos do acionista. Assim, para fins de revisão tarifária periódica das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, tais contas devem compor a Base de Remuneração como redutoras do ativo imobilizado em serviço.

183. Assim, o valor apurado da quota de reintegração foi de R\$ 60.739.051,28 . Com relação a esse item vale a mesma ressalva anterior, ou seja, será alterado até a data da revisão tarifária periódica em função da alteração da base de remuneração. A tabela a seguir apresenta os valores e cálculos efetuados.

(Fls. 42 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

**Tabela 16: Quota de Reintegração Regulatória**

Quota de Reintegração Regulatória – QRR		
Descrição	Cálculo	Valor
Taxa de Depreciação	(1)	4,21%
Base de Cálculo para a QRR	(2)	1.442.732.809,59
<b>Valor Total da QRR</b>	<b>(3) = (1) x (2)</b>	<b>60.739.051,28</b>

#### IV.2.5 – VALOR TOTAL DA PARCELA B (VPB)

184. O valor total apurado para a Parcela B da ENERSUL, calculado nos termos dos itens IV.2.1, IV.2.3 e IV.2.4 é de R\$ 374.164.443,06 , conforme detalhado na tabela abaixo.

**Tabela 17: Valor Total da Parcela B (VPB)**

Componente	Valor (R\$)
Custos Operacionais	R\$ 188.373.336,53
Remuneração do Capital	R\$ 125.052.055,25
Quota de Reintegração Regulatória	R\$ 60.739.051,28
<b>Total</b>	<b>R\$ 374.164.443,06</b>

#### IV.3 – CÁLCULO DO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO

##### IV.3.1 – RECEITA REQUERIDA

185. A Receita Requerida da concessionária é formada pela soma das Parcelas A e B. A Parcela A é composta pela Compra de Energia, Encargos Setoriais e Custo com Transporte de Energia e totaliza R\$ 511.743.882,85 . A Parcela B é composta por Custos Operacionais Eficientes, Remuneração do Capital e Quota de Reintegração e totaliza R\$ 374.164.443,06.

186. Assim, o total da Receita Requerida é de R\$ 885.908.325,91.

##### IV.3.2 – RECEITA VERIFICADA

187. A Receita Verificada (estimada para o ano-teste) é de R\$ 885.908.325,91 . Esse valor é o resultado da aplicação das tarifas de fornecimento, suprimento e de uso do sistema de distribuição em vigor, aos mercados de venda de fornecimento, suprimento e de consumidores livres, respectivamente referenciados ao ano-teste, de 3.391.378 MWh, conforme previsão feita pela SRE baseada no histórico de crescimento de mercado da concessionária, na energia total contratada para o ano teste e no nível histórico de perdas.

188. 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

Superintendência de Regulação Econômica – SRE/ANEEL

Processo n.º 48500.004310/2006-30

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 43 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

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.

Tabela 18: Receita Verificada para o Ano-Teste

Classe de Consumo	Mercado – Ano-Teste (MWh)	Receita Estimada (R\$)
<b>FORNECIMENTO</b>	2.949.091	889.397.531,43
A1 (230 kV ou mais)	-	-
A2 (88 a 138 kV)	-	-
A3 (69 kV)	13.071	1.783.978
A3a (30 kV a 44 kV)	240.532	52.693.200
A4 (2,3 kV a 25 kV)	773.439	182.099.409
As	-	-
BT (menor que 2,3 kV)	1.922.049	652.820.945
<b>SUPRIMENTO</b>	-	-
<b>USO (LIVRE, DISTRIB, GERADOR)</b>	442.287	48.561.573
<b>TOTAL</b>	<b>3.391.378</b>	<b>937.959.104,73</b>

#### IV.3.3 – OUTRAS RECEITAS

189. Outras Receitas compreendem as receitas que não decorrem exclusivamente das tarifas, mas que mantêm relação, mesmo que indireta, com o serviço público prestado ou com os bens afetos à sua prestação. A apuração de outras receitas concentra-se na definição da receita regulatória de compartilhamento de infra-estrutura e sua reversão parcial em prol da modicidade tarifária.

190. Neste sentido, identificada a receita de compartilhamento e visando a implementação do incentivo de manter para a concessionária a remuneração sobre o capital próprio associado aos ativos compartilhados, deve ser considerado 90% (noventa por cento) do valor apurado como redutor tarifário a título de Outras Receitas, ou seja:

$$\text{Outras Receitas} = 0,90 \times R_{comp} \quad (10)$$

onde:

$R_{comp}$  = Receita de compartilhamento estimada para o Ano-Teste.

191. Para determinação da receita de compartilhamento, considerou-se o montante de receita informado pela concessionária e fiscalizado pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira - SFF, o que totalizou, para o Ano-Teste, o montante de R\$ 1.427.445,74 . Desse total, considerou-se o percentual de 90% para apuração de outras receitas, resultando no valor de R\$ 1.284.701,17 .

(Fls. 44 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

#### IV.3.4 – RESULTADO DO REPOSICIONAMENTO

192. Nos termos da equação apresentada no início da seção IV, o reposicionamento tarifário (RT) da ENERSUL é de -5,69%. Dessa forma, para que a ENERSUL tenha receita capaz de cobrir custos operacionais eficientes e adequada remuneração sobre investimentos prudentes, suas tarifas de fornecimento de energia elétrica devem ser reposicionadas em -5,69%. O cálculo do reposicionamento tarifário está expresso a seguir.

Tabela 19: Cálculo do Reposicionamento Tarifário

Descrição	Cálculo	Valor
Receita Requerida	(1)	R\$ 885.908.325,91
Outras Receitas	(2)	R\$ 1.284.701,17
Receita Verificada	(3)	R\$ 937.959.104,73
Reposicionamento Tarifário	[(1) – (2)] / (3)	-5,69%

193. Esse reposicionamento assegura, no momento da revisão tarifária periódica, o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão de distribuição de que a ENERSUL é titular. Com a aplicação das regras de reajuste tarifário anual esse equilíbrio deverá ser mantido até a próxima revisão.

#### IV.4 – CÁLCULO DO FATOR X

194. Conforme já exposto, além do reposicionamento tarifário, a revisão tarifária periódica compreende uma segunda etapa, na qual se calcula o denominado Fator X. Os contratos de concessão das distribuidoras determinam que o valor da Parcela B da receita será ajustado anualmente no período tarifário entre revisões, aplicando-se ao valor vigente dessa parcela o índice “IGP-M – X”. Nos termos dos contratos de concessão:

*“CLÁUSULA SÉTIMA – TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS (...)*

*Sexta Subcláusula - O reajuste será calculado mediante a aplicação, sobre as tarifas homologadas, na “Data de Referência Anterior” do Índice de Reajuste Tarifário (IRT), assim definido:*

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 \times (IVI \pm X)}{RA_0}$$

onde:

*VPA<sub>1</sub> - Valor da Parcela A referido na Subcláusula anterior, considerando-se as condições vigentes na data do reajuste em processamento e a energia comprada em função do “Mercado de Referência”, aqui entendido como mercado de energia garantida da CONCESSIONÁRIA, nos doze meses anteriores ao reajuste em processamento;*

(Fls. 45 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

*RA<sub>0</sub> - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", não incluindo o ICMS;*

*VPB<sub>0</sub> - Valor da Parcela B, referida na Subcláusula anterior, considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior", e o "Mercado de Referência", calculado da seguinte forma:*

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

*onde:*

*VPA<sub>0</sub> - Valor da Parcela A referida na Subcláusula anterior, considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e a energia comprada em função do "Mercado de Referência";*

*IVI - Número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior". Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, o PODER CONCEDENTE estabelecerá novo índice a ser adotado; e*

*X - Número índice definido pela ANEEL, de acordo com a Oitava Subcláusula desta Cláusula, a ser subtraído ou acrescido ao IVI.*

*[...]*

*Oitava Subcláusula - No processo de revisão das tarifas, estabelecido na Subcláusula anterior, o PODER CONCEDENTE estabelecerá os valores de X, que deverá ser subtraído ou acrescido na variação do IVI ou seu substituto, nos reajustes anuais subseqüentes, conforme descrito na Subcláusula Sexta. Para os primeiros cinco reajustes anuais, o valor de X será zero."*

195. Conforme já exposto, para cada empresa distribuidora a ANEEL irá reposicionar a tarifa, considerando os custos operacionais eficientes e uma adequada remuneração dos investimentos prudentes. Uma vez determinado o valor da Parcela B no reposicionamento, este será reajustado anualmente por IGP-M – X até a próxima revisão tarifária. O reajuste tarifário anual tem por finalidade assegurar a manutenção da condição de equilíbrio econômico-financeiro definida no reposicionamento tarifário. Assim, se os requisitos de eficiência associados à gestão dos custos operacionais já estão contemplados nos custos operacionais eficientes considerados no reposicionamento tarifário, o reajuste por IGP-M - X deve manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária. Isso requer que sejam considerados os efeitos sobre a produtividade derivados da mudança na escala do negócio por incremento da demanda da área servida (tanto por maior consumo dos clientes existentes como pela incorporação de novos usuários).

196. A abordagem que assegura plena consistência entre o reposicionamento tarifário e o cálculo do Fator X, nos termos do conceito descrito no parágrafo anterior, se realiza aplicando a metodologia de cálculo do método de fluxos de caixa descontados, do tipo "forward looking", conforme estabelecido na Resolução n.º 234/2006. A determinação do Fator X mediante a aplicação desse procedimento contempla estritamente a produtividade derivada dos ganhos de escala que uma concessionária distribuidora obtém ao atender uma maior demanda com custos incrementais menores que os reconhecidos no reposicionamento tarifário. Do mesmo modo, o Fator X assim calculado contempla o impacto que os investimentos associados ao atendimento desta demanda têm sobre a base de remuneração. Também se assegura que a

(Fls. 46 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

concessionária poderá reter, durante o segundo período tarifário, aqueles benefícios que obtiver como consequência de uma gestão mais eficiente que a definida como referência no reposicionamento tarifário.

197. Assim, visando manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão e tendo em conta a natureza contratual da aplicação do índice IGP-M – X, a abordagem adotada para o cálculo do Fator X é constituída de dois componentes. O primeiro refere-se exclusivamente aos ganhos de produtividade ( $X_e$ ) que podem ser obtidos na gestão do serviço durante o próximo período tarifário, nos termos acima expostos.

198. O segundo componente do Fator X é o  $X_a$  que tem como finalidade refletir a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA), do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, sobre a parcela mão-de-obra dos custos operacionais da concessionária.

199. A metodologia adotada definida na Resolução nº 234/2006 para determinar o valor do componente  $X_a$  permite que a aplicação do índice (IGPM -  $X_a$ ), em cada reajuste tarifário anual, assegure a preservação da condição de equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão definida pelo reposicionamento tarifário.

200. Para fins de determinação do componente  $X_a$ , deve-se levar em conta que a Parcela B é composta por:

- i) Custos Operacionais da concessionária – CO; e
- ii) Remuneração sobre o capital e a depreciação - RC. A soma desses dois itens é denominada PB.

201. A adoção do modelo da Empresa de Referência para a determinação dos custos operacionais da concessionária permite estabelecer as parcelas correspondentes a materiais e equipamentos –  $CO_{ME}$  e a mão-de-obra –  $CO_{MO}$ , sendo que a soma das parcelas  $CO_{ME}$  e  $CO_{MO}$  representa a totalidade dos custos da Empresa de Referência.

202. O IGP-M é o índice adequado para refletir a variação dos custos operacionais com materiais e serviços, enquanto que o IPCA é o índice que busca refletir a evolução dos custos operacionais com mão-de-obra. Assim, o Índice de Ajuste dos Custos Operacionais – IACO, específico para cada concessionária, é dado pela seguinte fórmula:

$$IACO = \left( \frac{CO_{ME}}{CO} \right) \times IGPM + \left( \frac{CO_{MO}}{CO} \right) \times IPCA \quad (10)$$

onde:

*IGPM: Número índice obtido pela divisão dos índices do IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior";*

*IPCA: Número índice obtido pela divisão dos índices do IPCA, do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior";*

Superintendência de Regulação Econômica – SRE/ANEEL

Processo n.º 48500.004310/2006-30



(Fls. 47 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

*CO<sub>ME</sub>*: Parcela referente a materiais e equipamentos dos custos operacionais; e  
*CO<sub>MO</sub>*: Parcela referente à mão-de-obra dos custos operacionais.

203. Em relação à remuneração de capital e à depreciação, é aplicado o IGP-M sobre a totalidade dos custos.

204. A aplicação do componente X<sub>a</sub> é dada de acordo com a fórmula a seguir:

$$X_a = IGPM - \left\{ \left[ \frac{CO}{PB} \times IACO \right] + \left[ \frac{RC}{PB} \times IGPM \right] \right\} \quad (11)$$

onde:

*IGPM*: Número índice obtido pela divisão dos índices do IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior";

*CO*: Custos operacionais da concessionária;

*RC*: Soma da remuneração do capital e da quota de depreciação;

*PB*: Parcela B da concessionária definida no momento da revisão tarifária; e

*IACO*: Índice de Ajuste dos Custos Operacionais.

205. Cada um dos componentes descritos é aplicado a cada reajuste tarifário anual de forma a ajustar em termos reais a Parcela B da receita da concessionária. O Fator X tal que (IGPM – X) é aplicado à Parcela B da receita da concessionária em cada reajuste tarifário anual do próximo período tarifário, de modo a contemplar o exposto nas seções anteriores, resulta da seguinte igualdade:

$$VPB \times (IGPM - X) = [VPB \times (1 - X_e)] \times (IGPM - X_a) \quad (12)$$

206. Ou seja, o Fator X será estabelecido de acordo com a fórmula a seguir:

$$\text{Fator } X = X_e \times (IGPM - X_a) + X_a \quad (13)$$

onde:

*X<sub>e</sub>* = componente que reflete a expectativa de ganho de produtividade decorrente da mudança na escala do negócio por incremento do consumo de energia elétrica na área servida, tanto por maior consumo dos consumidores existentes, como pela incorporação de novos consumidores, no período entre revisões tarifárias;

*X<sub>a</sub>* = componente que reflete a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA), do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, sobre a parcela mão-de-obra dos custos operacionais da concessionária; e

*IGPM* = número índice obtido pela divisão dos índices do IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas - FGV, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior".

(Fls. 48 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

207. Com base na metodologia estabelecida pela Resolução nº 234/2006, o cálculo preliminar de Xe para a ENERSUL resulta em 0,50%, cujos detalhes de cálculo encontram-se no Anexo V. Esse percentual é provisório, uma vez que além do procedimento de determinação do Fator X, tal como exposto, requerer o valor definitivo da Parcela B do reposicionamento tarifário, foi proposto em Audiência Pública aprimoramentos relativos ao cálculo do Fator X.

## V. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS À REVISÃO TARIFÁRIA

208. O valor da tarifa de fornecimento 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 pagos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias.

209. Os componentes financeiros consistem em:

i) Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA, para compensar os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 025, de 24/01/2002 e nº 361, de 26/11/2004, dos Ministros de Estado de Minas e Energia e da Fazenda. O valor da CVA da foi calculado em - R\$ 2.141.633,66. Esse valor é composto pelo montante computado nos últimos 12 meses. Os valores apurados das CVA's estão demonstrados na tabela abaixo. A CVA saldo a compensar do ano anterior resultou no valor de R\$ 3.363.602,74 ;

Tabela 20 – Apuração da CVA ENERSUL

DESCRIÇÃO CVA	DELTA	30° DIA ANTERIOR	5° DIA UTIL ANTERIOR	12 MESES SUBSEQUENTES
CVA <sub>CCC</sub>	(831.396,86)	(1.209.979,85)	(1.218.148,80)	(1.289.524,62)
CVA <sub>CONTA DES.ENERG - CDE</sub>	195.436,49	215.062,45	216.514,40	229.200,77
CVA <sub>REDE BÁSICA</sub>	(1.046.441,05)	(1.162.589,59)	(1.170.438,60)	(1.239.018,90)
CVA <sub>COMPRA ENERGIA</sub>	138.053,11	565.342,53	570.049,82	603.451,13
CVA <sub>TRANSPORTE ITAIPU</sub>	(142.177,92)	(153.691,69)	(154.729,31)	(163.795,47)
CVA <sub>PROINFA</sub>	615.944,44	630.762,94	635.021,42	672.229,66
CVA <sub>ENCARGOS SERV SIST</sub>	(870.528,65)	(895.317,54)	(901.362,11)	(954.176,23)
CVA <sub>TOTAL DAS CVA'S EM PROCESSAMENTO</sub>	(1.941.110,45)	(2.010.410,76)	(2.023.093,19)	(2.141.633,66)
CVA <sub>SALDO A COMPENSAR</sub>				3.363.602,74
CVA <sub>TOTAL</sub>				1.221.969,08

ii) Despesas de Laudo de Avaliação e Campanha de Medição. Os efeitos dos custos incorridos pela ENERSUL referentes à campanha de medidas e reavaliação de ativos, para atendimento à Resolução ANEEL nº 234/06 foram de R\$ 103.235,00 e R\$ 306.449,04, respectivamente.

iii) Passivo do Programa Luz para Todos – No primeiro ciclo de revisões tarifárias não foi previsto no cálculo do Fator X, os investimentos necessários à execução do Programa Luz Para Todos. Cabe

(Fls. 49 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

agora à ANEEL definir do déficit incorrido pelas concessionárias em função de sua implementação. A metodologia de cálculo do déficit foi estabelecida pela Resolução Normativa nº 294, de 11 de dezembro de 2007, e consiste, basicamente, em recompor o equilíbrio econômico-financeiro estabelecido na última revisão tarifária.

Pela metodologia estabelecida na Resolução nº 294/2007, foi calculado um déficit no valor de R\$ 20.523.971,66 relativo às novas redes implementadas para atendimento das metas do Programa. Complementarmente, a ENERSUL vem incorporando redes particulares necessárias a execução do Programa Luz Para Todos. 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.

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. Desta 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. As tabelas a seguir detalham os cálculos.

**Tabela 21 – Déficit do Programa Luz Para Todos – Redes novas**

	2004	2005	2006	2007	2008
Receita	22.913,14	958.410,13	2.223.858,33	3.430.017,91	749.135,63
Remuneração AE	26.351,36	833.885,32	1.816.682,78	2.851.172,82	802.763,08
Remuneração RGR	25.405,34	796.109,62	1.623.608,24	2.971.931,46	846.192,10
Quota de Reintegração Regulatória	23.423,88	747.104,95	1.588.823,81	2.912.701,22	839.225,32
O&M	40.892,62	1.162.301,84	2.606.421,68	4.258.358,01	1.134.951,36
Déficit	(93.160,06)	(2.580.991,60)	(5.411.678,18)	(9.564.145,60)	(2.873.996,23)

**Tabela 22 – Déficit em função das redes particulares incorporadas para execução do Programa Luz Para Todos**

	2004	2005	2006	2007	2008
Receita	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Remuneração AE	17.229,34	112.975,06	613.795,14	760.630,72	200.070,17
Remuneração RGR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Quota de Reintegração Regulatória	4.605,35	30.592,00	167.107,99	239.056,92	64.134,52
O&M	59.774,68	427.813,80	1.288.369,31	2.691.946,94	1.113.854,67
Déficit	(81.609,37)	(571.380,86)	(2.069.272,44)	(3.691.634,59)	(1.378.059,35)

*iv) Repasse de Sobrecontratação de Energia.* O art. 38 do Decreto nº 5.163/04, determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica de que tratam os seus arts. 36 e 37 às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até cento e três por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Este repasse foi regulamentado pela Resolução Normativa nº 255 de 06 de março de 2007. Entretanto esta resolução determina que a apuração desta sobrecontratação é de responsabilidade de Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Neste momento foi considerando o valor de - R\$ 4.718.866,23, calculado pela ANEEL com base nos dados do ano civil de 2007 e com a aplicação da metodologia aprovada na Resolução nº 255/2007. Os valores definitivos relativos aos anos civis de 2005, 2006 e 2007 deverão ser recalculados assim que a Regra e o Procedimento de Comercialização na CCEE para disciplinar os cálculos estiverem aprovados pela ANEEL, e considerados no processo de reajuste tarifário de 2009.

(Fls. 50 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

O cálculo da sobrecontratação de energia sob a nova metodologia disciplinada na Resolução nº 255, de 06 de março de 2007, demandou novo tratamento dado à CVA de energia pela aplicação de fatores K mensais que limitassem o montante de energia contratada até 100% do mercado. Este tratamento adaptativo da CVA será provisório até que se conclua o estudo sobre a metodologia definitiva conforme determinado na reunião da Diretoria que homologou a citada Resolução.

v) **Exposição por Diferenças de Preços entre Submercados.** Conforme dispõe o art. 28 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seus §§ 2º e 3º, as regras de comercialização prevêm mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados, eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR na modalidade de quantidade de energia. Conforme cálculos da ANEEL, identificou-se uma exposição líquida de –R\$ 199.495,78 nas contabilizações efetuadas no período de janeiro a dezembro de 2007, cujo valor está sendo considerado no atual reposicionamento tarifário da concessionária.

vi) **Subsídios a irrigantes e aquícultores.** Consiste na previsão de perda de receita da concessionária em função da concessão de descontos aos consumidores da classe rural com atividade de irrigação no horário especial, conforme disciplina a Resolução Normativa n.º 207, de 09 de janeiro de 2006, apurado em R\$ 910.555,14. No reajuste tarifário de fevereiro de 2009 deverá ser apurada a diferença entre o valor considerado nesta revisão e o efetivamente realizado.

Como no último reajuste tarifário da Enersul não havia sido considerada previsão para o período abril de 2007 a abril de 2008, está-se também considerando no presente processo tarifário o subsídio para irrigantes e aquícultores validado pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira - SFF, no valor de R\$ 1.029.541,96.

vii) **Subsídio Fonte Incentivada.** Consiste na previsão de perda de receita da concessionária em função da concessão de descontos aos geradores e consumidores livres de fontes incentivadas, conforme disciplina a Resolução Normativa n.º 77, de 18 de agosto de 2004, apurado em R\$ 2.897.616,00 e R\$ 1.963.170,00, respectivamente. No reajuste tarifário de fevereiro de 2009 deverá ser apurada a diferença entre o valor considerado nesta revisão e o efetivamente realizado.

Como no último reajuste tarifário da Enersul não havia sido considerada previsão para o período abril de 2007 a abril de 2008, está-se também considerando no presente processo tarifário a perda de receita da concessionária em função da concessão de descontos aos geradores e consumidores livres apurados pela SFF, nos valores de R\$ 2.584.720,93 e R\$ 2.005.714,89, respectivamente.

viii) **Previsão – Baixa Renda.** Consiste na previsão de complemento de receita ao valor da subvenção da CDE destinado a cobertura dos descontos concedidos aos consumidores da subclasse residencial Baixa Renda, conforme Resolução Normativa n.º 89, de 25 de outubro de 2004, no valor de R\$ 3.361.166,00. No reajuste tarifário de fevereiro de 2009 deverá ser apurada a diferença entre o valor considerado nesta revisão e o efetivamente realizado.

ix) **Encargos de Transmissão – Conexão.** A superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT, por meio do Memorando nº 020/2008-SRT/ANEEL, de 21 de janeiro de

Superintendência de Regulação Econômica – SRE/ANEEL

Processo n.º 48500.004310/2006-30

(Fls. 51 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

2008, encaminhou a apuração do financeiro relativo aos encargos de conexão de anos anteriores, que totaliza R\$ 2.733.177,84 .

*x)* Parcela de Ajuste da Rede Básica – Fronteira. Está sendo considerada a Parcela de Ajuste – PA da Rede Básica Fronteira, de R\$ 528.144,63 , referente ao valor utilizado pelo ONS na contabilização dos encargos de uso dos sistemas de transmissão do período 2007-2008, devendo ser adicionado à receita anual permitida do mesmo período, de modo a compensar, déficit de arrecadação do período anterior (2006-2007) e os encargos financeiros decorrentes da majoração das alíquotas do PIS/PASEP e da COFINS.

*xi)* Parcela de Ajuste da Conexão. Da mesma forma que a P.A. da Rede Básica Fronteira, a P.A. da Conexão refere-se ao impacto financeiro da majoração das alíquotas do PIS/PASEP e da COFINS associado à de conexão de uso próprio e será aplicada na data de reajuste e/ou revisão tarifária de cada concessionária de distribuição. Também contempla Parcela de Ajuste de P&D, dado que quando da edição da Resolução Homologatória nº 70/2004, a ANEEL não incluiu o valor de P&D – Pesquisa e Desenvolvimento nas parcelas de Receita Anual Permitida, denominada RPC4, dos usuários das DIT's: concessionárias de distribuição, centrais geradoras e agentes consumidores. Desta forma, para a revisão em questão, está sendo acrescentado como componente financeiro o valor de R\$ 235.690,59 .

210. A tabela seguinte consolida os valores considerados como componentes financeiros, excetuando-se o ajuste financeiro da Revisão de 2003.

(Fls. 52 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

Tabela 23 – Resumo dos componentes financeiros

<b>COMPONENTES FINANCEIROS</b>	
Programa Luz Para Todos	<b>10.386.255,85</b>
Déficit em função da incorporação de redes particulares para atendimento do PLPT	<b>7.791.956,61</b>
Campanha de Medidas	<b>103.235,00</b>
Laudo de Avaliação	<b>306.449,04</b>
CVA em processamento	<b>(2.141.633,66)</b>
CVA Saldo a Compensar	<b>3.363.602,74</b>
Encargos Transmissão - Conexão	<b>2.733.177,84</b>
Parcela de Ajuste RB e RBF	<b>528.144,63</b>
Parcela de Ajuste Conexão	<b>235.690,59</b>
Previsão de Subsídio Consumidores Baixa Renda	<b>3.361.166,00</b>
Exposição entre submercados	<b>(199.495,78)</b>
Sobrecontratação	<b>(4.718.866,23)</b>
Previsão Aquicultores e Irrigantes	<b>910.555,14</b>
Previsão Fontes Incentivadas - REN 077/2004 - Consumidor Livre	<b>1.963.170,00</b>
Previsão Fontes Incentivadas - REN 077/2004 - Uso Geração	<b>2.897.616,00</b>
Subsídio Fontes Incentivadas - REN 077/2004 - Consumidor Livre - Últimos 12 meses - Memo 314/2008-SFF	<b>2.005.714,89</b>
Subsídio Aquicultores e Irrigantes - Últimos 12 meses	<b>1.029.541,96</b>
Recálculo IRT 2007 - Bolha Proinfa	<b>1.895.591,24</b>
Previsão Auto Produtor e Produtor Independente	<b>555.841,68</b>
Fontes Incentivadas - REN 077/2004 - Uso Geração	<b>2.584.720,93</b>
<b>TOTAL COMPONENTES FINANCEIROS</b>	<b>35.592.434,48</b>

## VI. COMPONENTES FINANCEIROS RELATIVOS AO RECÁLCULO DA REVISÃO TARIFÁRIA 2003

### *i)* Alteração do Ponto de Fronteira com a Rede Básica;

211. 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 Jupiá, 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 Jupiá 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:

(Fls. 53 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

Figura 6 – Interligação do sistema elétrico da Enersul com a Rede Básica do SIN



212. 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 Jupiá a Campo Grande a partir de março de 2005. Assim na proposta colocada em Audiência Pública, havia sido reconhecido o valor de R\$ 21.626.613,95. A concessionária, por sua vez, pleiteia o reconhecimento de um valor de R\$ 23.610.444,87.

213. 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.

214. 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.

215. 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

(Fls. 54 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

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.

216. 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.

217. 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.

218. 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.

219. 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.

220. 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

221. 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 tal alteração traria uma redução tarifária de aproximadamente 10%. Entretanto, e mesmo sendo a perda



(Fls. 55 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

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.

222. Segundo apurou a SRD, as perdas técnicas totais em 138 kV 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).

223. Outrossim, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT apurou 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.

224. 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.

225. 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.

226. 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.

*ii)* Ajuste financeiro em função do Recálculo da Revisão Tarifária de 2003;

227. Na 46ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria Colegiada da ANEEL, realizada no dia 4 de dezembro de 2007, a ANEEL decidiu retificar o resultado da 1ª Revisão Tarifária da ENERSUL, cujo valor passou de 50,81% para 43,23%. Tal alteração gerou efeitos prospectivos, resultando numa redução média de 6,66% para os consumidores da ENERSUL. Os efeitos financeiros seriam considerados na revisão tarifária e, portanto, no processo ora em andamento.

228. O recálculo da Revisão Tarifária de 2003 implicou alterações no reposicionamento tarifário, no cálculo do Fator X e nas parcelas do diferimento definidas na Revisão e que são aplicadas em cada um dos reajustes tarifário anuais. Assim a SRE procedeu ao recálculo dos reajustes tarifários anuais levando-se em consideração todas as alterações supracitadas. s reajustes calculados para os anos de 2004 a 2007, que foram recalculados pela SRE.

(Fls. 56 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

229. Para cada reajuste recalculado, foram geradas novas tarifas, e aplicadas ao mercado realizado em cada período. A diferença entre a receita realizada pela Enersul e a receita obtida com as novas tarifas resultam na diferença apurada para cada período tarifário, conforme tabela a seguir.

**Tabela 24 – Resumo das Diferenças Calculadas**

	Receita Realizada	Receita Recalculada	Diferença	Diferença Corrigida (Pro-rata primeiros 12 meses)	Diferença Corrigida para Abril de 2008
IRT 2004	593.388.956,14	593.189.265,61	(199.690,53)	(206.767,85)	(261.363,91)
IRT 2005	694.801.677,68	693.774.823,81	(1.026.853,87)	(1.067.367,74)	(1.214.173,76)
IRT 2006	814.483.416,18	770.058.409,84	(44.425.006,34)	(44.601.307,47)	(50.552.896,24)
IRT 2007	900.028.237,64	835.068.562,90	(64.959.674,74)	(66.433.848,39)	(72.220.593,97)
IRT 2008	621.877.513,97	579.650.879,06	(42.226.634,91)	(45.366.771,42)	(45.366.771,42)
				<b>TOTAL</b>	<b>(169.615.799,31)</b>

230. No momento dos reajustes tarifários de 2004 e 2005 foram também publicadas respectivamente a primeira re-revisão da Enersul e a revisão definitiva, que resultaram em diferenças financeiras consideradas nos respectivos reajustes, e consideradas nas tarifas publicadas de cada ano. Em 2006, também foi necessária realização de recálculo de reajustes anteriores, em função do processo de desverticalização da distribuidora, o que resultou também na necessidade de um ajuste financeiro.

231. Como o recálculo da revisão definitiva considerou a receita realizada pela Enersul a cada ano, fez-se necessário abater estas diferenças da diferença financeira apurada para cada ano devido a alteração da revisão tarifária realizada em 2007. Desta forma, os valores financeiros considerados no IRT's, relativos à diferença entre a Revisão Provisória e a Revisão Definitiva, foram atualizados pelo IGP-M para serem considerados no cálculo da bolha financeira a ser considerada da Revisão Tarifária de 2008. A Planilha a seguir sintetiza a composição final do passivo financeiro, já se considerando tal parcela:

**Tabela 25 – Resumo das diferenças calculadas desconsiderando-se as bolhas financeiras.**

Período de Apuração	Receita Econômica + Bolhas RTP 2003	Receita com IRT's Recalculados	Diferença (R\$)	Diferença Corrigida (Pro-rata primeiros 12 meses)	Diferença Corrigida. Valores de Abril/08
2003/2004	593.180.551,63	593.189.265,61	8.713,99	9.022,82	11.405,25
2004/2005	714.501.389,36	693.774.823,81	(20.726.565,54)	(21.544.319,06)	(24.507.530,18)
2005/2006	814.210.746,53	770.058.409,84	(44.152.336,69)	(44.327.555,72)	(50.242.615,12)
2006/2007	900.028.237,64	835.068.562,90	(64.959.674,74)	(66.433.848,39)	(72.220.593,97)
abr-2007 / dez-2007	621.877.513,97	579.650.879,06	(42.226.634,91)	(45.366.771,42)	(45.366.771,42)
				<b>TOTAL</b>	<b>(192.326.105,44)</b>

(Fls. 57 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

- iii)* Última parcela do diferimento da revisão de 2003, não repassado no reajuste 2007;

232. Pela regra definida na Revisão Tarifária de 2003, a última parcela do acréscimo de receita da “parcela B”, conhecido como delta PB, deveria ser reconhecida no reajuste tarifário de 2007. No entanto, o artigo 9º da Resolução Homologatória nº 572, de 4 de dezembro de 2007, que republicou o resultado do reajuste 2007 da ENERSUL, estabeleceu que tal parcela só seria reconhecida na revisão tarifária de 2008, devidamente corrigida. Tal diferimento visou a modicidade tarifária sem olvidar do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão definido na revisão tarifária periódica da ENERSUL.

233. O valor do diferimento inicialmente calculado na Revisão Tarifária da ENERSUL foi de R\$ 46.601.282,39. O ajuste do valor da Base de Remuneração da revisão de 2003, publicado em dezembro de 2007, resultou em recálculo de tal valor, passando a ser de R\$ 27.287.505,05 (valor de abril de 2003), que atualizado pelo (IGP-M-Xa) para a data da Revisão Tarifária Periódica de 2008 resultou em R\$ 35.927.485,94 que foi considerada na proposta colocada em Audiência Pública.

234. No entanto, foi recalculado o fluxo de caixa dos diferimentos do resultado definitivo da Revisão Tarifária de 2003, considerando-se a última parcela em 2008 e não mais em 2007, como estava inicialmente previsto, preservando o resultado da primeira revisão periódica. O resultado corrigido pelo (IGPM-Xa) resultou num valor maior, de R\$ 41.203.883,76.

## ANÁLISE DAS POSSIBILIDADES DE REPASSE DO AJUSTE FINANCEIRO EM FUNÇÃO DO RECÁLCULO DA REVISÃO TARIFÁRIA DE 2003

235. 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%.

236. 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.

237. 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; ajuste à vista e em dobro dos valores; o tratamento do montante financeiro ao longo de 12 meses; conversão em certificados de kWh; e o provisionamento do montante financeiro como reserva contra futuros aumentos tarifários. Passo a analisar, abaixo, cada uma dessas alternativas.

(Fls. 58 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

## TRATAMENTO DO EFEITO FINANCEIRO AO LONGO DE CINCO ANOS

238. 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.

239. Entretanto, tendo em vista que essa alternativa só foi esposada pela concessionária, ao passo que todas as demais, indicam o tratamento do efeito financeiro em horizontes menores. A adoção de tal proposta 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; (...).”*

240. 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. 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.

## AJUSTE FINANCEIRO À VISTA E EM DOBRO

241. No que tange ao efeito, para os consumidores, do ajuste financeiro resultante do recálculo da revisão tarifária de 2003 e seus reflexos nos reajustes subseqüentes, 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.

242. 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.

(Fls. 59 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

243. 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 dessa prática é apresentado sob o título “Emissão de Certificados de kWh”). 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

244. 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.

245. 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 significância, 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 da eletricidade alterados em função de sinal econômico transitório.

246. 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, analisou as demonstrações contábeis da concessionária disponibilizadas na Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

247. 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 requerem 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).

248. 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 1 – Evolução da Solvência da Enersul

R\$ Milhões	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Dívida Líquida	305	330	535	601	622	532
EBITDA	78	148	212	283	175	10
Dívida Líquida / EBITDA	7,3x	4,0x	2,5x	2,1x	3,6x	61,1x

249. 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

Superintendência de Regulação Econômica – SRE/ANEEL

Processo n.º 48500.004310/2006-30

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 60 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

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 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 2 – Histórico de Proventos da Enersul**

Proventos R\$ milhões	1998 a 2002	2003	2004	2005	2006	2007	2003 a 2007	Total
Reversão	-	-	-	-	(107)	(14)	(121)	(121)
Diferendos Propostos	24	-	17	147	20	-	191	241
Diferendos Intermediários	-	-	-	51	-	-	51	51
<b>Total</b>	<b>24</b>	<b>-</b>	<b>17</b>	<b>147</b>	<b>(79)</b>	<b>(14)</b>	<b>123</b>	<b>171</b>

#### EMISSÃO DE CERTIFICADOS DE kWh

250. 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.

251. 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.

252. 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

253. A não consideração de todo o ajuste financeiro, decorrente do recálculo da Revisão Tarifária de 2003, em 12 meses, 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.

254. 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.

255. 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.

(Fls. 61 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

256. 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, foi calculada com vistas a neutralizar os componentes financeiros que, por sua natureza, fazem parte do atual processo tarifário, mas não comporão os componentes financeiros do próximo reajuste tarifário anual, a ser realizado em abril de 2009.

257. 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.

258. 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 de forma proporcional 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 proporção do valor pago a maior.

259. As simulações realizadas 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.

260. 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.

261. 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.

(Fls. 62 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

## VII. CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

262. Observa-se, pelo exposto, que o cumprimento coordenado, conforme previsto nos contratos de concessão, das etapas do processo de revisão tarifária periódica, compostas de: i) fixação de tarifas (reposicionamento) no início do novo período tarifário, atendendo ao conceito de “custos eficientes de operação”; ii) fixação do Fator X, de forma a contemplar mudanças na produtividade não associadas à gestão da concessionária distribuidora durante o período tarifário que se inicia com a revisão, permite obter todos os objetivos fundamentais de um regime de regulação por incentivos, quais sejam:

1. Estimular a concessionária de distribuição a buscar eficiência e redução de custos ao longo do período tarifário que se inicia com a revisão tarifária, uma vez que poderá se apropriar dos benefícios derivados dessa redução durante esse período;
2. Assegurar que, ao início do novo período tarifário, sejam transferidos aos consumidores todos os ganhos de eficiência que a concessionária esteve em condições de obter durante o período anterior mediante uma gestão eficiente, definida por meio de parâmetros representativos “externos”, isto é, não vinculados com o desempenho efetivo da concessionária. Essa transferência se realiza de forma independente do fato de a concessionária ter ou não explorado o potencial de ganhos de eficiência e se apropriado, total ou parcialmente, desses ganhos de eficiência;
3. Garantir a transferência aos consumidores dos ganhos de produtividade obtidos na gestão do setor que possam ser produzidos durante o período tarifário que se inicia, em virtude de mudanças na escala do negócio e outras razões, não associadas à uma eficiência da concessionária maior que a definida através dos “custos operacionais eficientes” fixados no reposicionamento tarifário.

263. Em síntese, em face das abordagens adotadas pelo regulador na revisão tarifária, o reposicionamento tarifário e o Fator X obrigam as concessionárias a prestar o serviço com eficiência para não incorrerem prejuízos no segundo período tarifário.

264. Cumpre salientar que o resultado ora apresentado é preliminar, uma vez que poderá ser aprimorado em função das contribuições recebidas em Audiência Pública e em função dos valores efetivos para as seguintes variáveis:

265. No que se refere à Parcela A:

1. Variações do IGP-M e IPCA, que exercem efeitos nos valores da energia comprada mediante contratos bilaterais e CCEAR;
2. Conta de Combustíveis Fósseis – CCC;
3. Reserva Global de Reversão – RGR;
4. Encargos de Conexão e Rede Básica;
5. Perdas Regulatórias e;
6. Taxa de Fiscalização.



(Fls. 63 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

266. No que se refere à Parcela B:

1. Custos Operacionais Eficientes e Perdas de Receita Irrecuperáveis; e
2. Base de Remuneração Regulatória e Quota de Reintegração Regulatória.

267. Dessa forma, os valores definitivos do reposicionamento tarifário e do Fator X serão estabelecidos após a análise das contribuições recebidas na presente audiência pública e após o conhecimento dos valores acima citados.

268. Importa ressaltar que os resultados obtidos, ainda que preliminares, são a consequência da aplicação de metodologias que pretendem refletir, na prática, a missão essencial do Regulador de um serviço com características de monopólio natural como é o caso da distribuição de energia elétrica: garantir que sejam respeitados os direitos dos clientes cativos e dos prestadores do serviço que atuam com eficiência e prudência. Como já exposto, os clientes cativos, isto é, aqueles que não têm a possibilidade de escolher o prestador do serviço, têm o direito de receber o serviço com os níveis de qualidade estabelecidos na legislação aplicável – em especial, o contrato de concessão – e de pagar uma tarifa justa. O prestador do serviço que atua com eficiência e prudência tem o direito de obter um adequado retorno sobre o capital investido, dadas as características do negócio regulado.

269. Por fim, de forma a visualizar a participação de cada componente na receita total da distribuidora são apresentados a seguir os gráficos onde se destaca a composição da receita da empresa sem e com efeitos financeiros, bem como a participação relativa das Parcelas A e B no total da receita.

### Composição da Receita Bruta

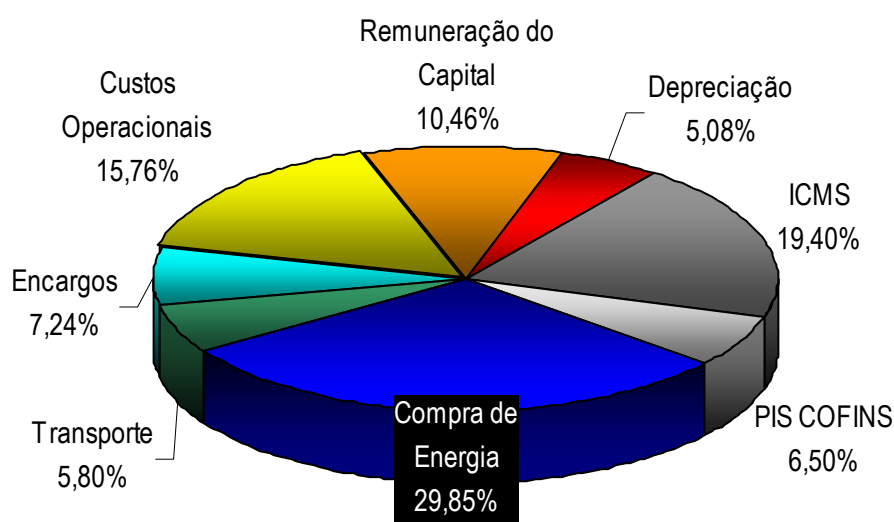


Figura 7: Composição da Receita da Concessionária (sem efeitos financeiros)

(Fls. 64 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

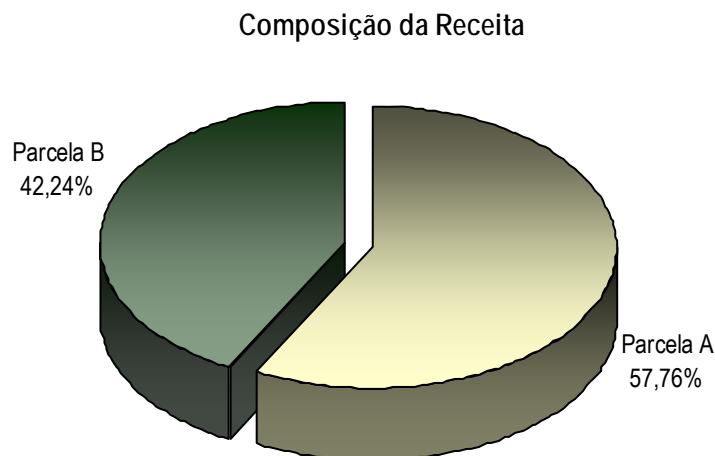


Figura 8: Participação das Parcelas A e B na Receita da Concessionária

## VIII. DO FUNDAMENTO LEGAL

270. O atual modelo de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica estabeleceu o denominado *regime de preços máximos*, cuja finalidade precípua é a eficiência na prestação do serviço e a modicidade tarifária, com vantagens para os usuários do serviço. Dessa forma, a revisão tarifária periódica constitui o instrumento regulatório do novo regime econômico e financeiro mediante o qual se assegura que os ganhos de eficiência empresarial se traduzam em modicidade tarifária.

271. A previsão de realização de revisão tarifária periódica está consignada em lei e nos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica. Portanto, trata-se de obrigação legal e contratual, cabendo à ANEEL sua implementação, conforme disposto no §2º do art. 9º da Lei n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995:

*“Art. 9.º...*

*§ 2º Os contratos poderão prever mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro.”*

272. Da mesma forma, o art. 29 da referida Lei estabelece que:

*“Art. 29. Incumbe ao poder concedente:*

*V - homologar reajustes e proceder à revisão das tarifas na forma desta Lei, das normas pertinentes e do contrato”.*

273. Já o inciso X, do art. 4º, do Anexo I, do Decreto n.º 2.335, de 6 de outubro de 1997, estabelece a competência da ANEEL para atuar, na forma da lei e do contrato, nos processos de definição e controle de preços e tarifas, homologando seus valores iniciais, reajustes e revisões, e criar mecanismos de acompanhamento de preços.

(Fls. 65 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

274. Neste sentido, os contratos de concessão para distribuição de energia elétrica estabelecem na cláusula que trata das tarifas aplicáveis na prestação dos serviços que a ANEEL, que de acordo com cronograma previsto no contrato, procederá às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia.

275. Outro aspecto a ser considerado é a apropriação de ganhos de produtividade. De fato, é inerente ao regime econômico e financeiro das concessões de serviços públicos de energia elétrica a fixação das tarifas no contrato e seu posterior reajuste ou revisão pela agência reguladora, nos termos do contrato, com a devida apropriação de ganhos de produtividade, conforme dispõem os artigos 14 e 15, da referida Lei 9.427/96:

*"Art. 14. O regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica, conforme estabelecido no respectivo contrato, compreende:*

*I - a contraprestação pela execução do serviço, paga pelo consumidor final com tarifas baseadas no serviço pelo preço, nos termos da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;*

*[...]*

*IV - apropriação de ganhos de eficiência empresarial e da competitividade;*

*[...]*

*Art. 15. Entende-se por serviço pelo preço o regime econômico-financeiro mediante o qual as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica são fixadas:*

*I - no contrato de concessão ou permissão resultante de licitação pública, nos termos da Lei n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;*

*[...]*

*IV - em ato específico da ANEEL, que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato."*

## IX. CONCLUSÕES

276. Assim, após a aplicação das metodologias definidas para a implementação da revisão tarifária periódica, são apresentados na tabela a seguir os índices de reposicionamento tarifário para cada um dos resultados, considerando-se a receita com e sem efeitos financeiros.

Tabela 26: Resultados do Reposicionamento Tarifário

DESCRIÇÃO	VALOR [R\$]	[ % ]
Receita Requerida Líquida	R\$ 884.623.624,75	
Receita Verificada	R\$ 937.959.104,73	
<b>ÍNDICE DE REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO</b>		<b>-5,69%</b>
<b>FINANCEIROS EXTERNOS AO REPOSICIONAMENTO</b>		<b>1,94%</b>
<b>ÍNDICE DE REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO (considerando os efeitos financeiros)</b>		<b>-3,75%</b>

277. É importante destacar que, em decorrência da retirada da base tarifária de um componente financeiro de -3,44%, que havia sido adicionado no reajuste anual de 2007, o consumidor irá perceber, no período de abril de 2008 a maio de 2009, considerando que os valores são ainda preliminares, uma redução média de -7,18% nas tarifas de fornecimento.

(Fls. 66 da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

## X. ANEXOS

Acompanham a presente Nota Técnica os seguintes Anexos:

- Anexo I – Metodologia e Cálculo dos Custos Operacionais;
- Anexo II – Determinação da Base de Remuneração Regulatória;
- Anexo III – Apuração das Perdas Técnicas de Distribuição de Energia;
- Anexo IV – Análise dos Investimentos; e
- Anexo V – Metodologia e Cálculo do Fator X
- Anexo VI – Análise das contribuições recebidas na AP 009/2008.

**LEANDRO CAIXETA MOREIRA**  
Especialista em Regulação de Serviços Públicos de  
Energia  
Matrícula: 1496714

**HÁLISSON RODRIGUES FERREIRA COSTA**  
Especialista em Regulação de Serviços Públicos de  
Energia  
Matrícula: 1559749

**ANDRÉ LUIZ GOMES DA SILVA**  
Especialista em Regulação de Serviços Públicos de  
Energia  
Matrícula: 1500060

**CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO**  
Especialista em Regulação de Serviços Públicos de  
Energia  
Matrícula: 1336107

De Acordo:

**DAVI ANTUNES LIMA**  
Superintendente de Regulação Econômica

# **ANEXO I**

**Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL**  
**Brasília, 03 de Abril de 2008**

## **DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS OPERACIONAIS DA ENERSUL**

# Índice

I. DO OBJETIVO.....	1
II. CARACTERIZAÇÃO DA EMPRESA.....	1
II.1. DESCRIÇÃO DA EMPRESA.....	1
II. METODOLOGIA DE CÁLCULO DOS CUSTOS OPERACIONAIS.....	2
II.1 - PROCESSO DE ELABORAÇÃO E ANÁLISE.....	2
II.1.1. Etapas de Construção dos Custos de Referência.....	2
II.1.2. Análise de Consistência Global.....	3
II.2. DEFINIÇÃO DOS RECURSOS.....	6
II.3 - CUSTOS DE REFERÊNCIA.....	8
II.3.1. Custos de Pessoal.....	9
II.3.1.1. Remunerações Adotadas.....	9
II.3.1.2. Encargos Adicionais de Pessoal.....	10
II.3.2. Custos Adicionais.....	11
II.3.3. Serviços e Materiais de Reposição.....	12
II.3.3.1. Custos de Referência da Área Administrativa.....	12
II.3.3.2. Custos de Referência da Área Comercial.....	13
II.3.3.3. Custos de Referência da Área de Operação e Manutenção.....	14
II.4. CRITÉRIOS PARA CÁLCULO DAS ANUIDADES.....	14
II.4.1. Edificações, Móveis e Utensílios.....	14
II.4.2. Transporte.....	15
II.4.3. Sistemas de Informática.....	17
III. DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS OPERACIONAIS.....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
III.1. ESTRUTURA ORGANIZACIONAL REFERENCIAL.....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
III.2.1 CONSELHO E PRESIDÊNCIA.....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
III.2.1.1 - Recursos Humanos Requeridos.....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
III.2.1.2 - Custos do Conselho de Administração e Fiscal e da Presidência.....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
III.2.2. DIRETORIA DE ADMINISTRAÇÃO.....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
III.2.2.1 - Recursos Humanos Requeridos.....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
III.2.2.2 - Custos da Diretoria de Administração.....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
III.2.3. DIRETORIA DE FINANÇAS.....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
III.2.3.1 - Recursos Humanos Requeridos.....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
III.2.3.2 - Custos da Diretoria de Finanças.....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
III.2.4. DIRETORIA TÉCNICA.....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
III.2.4.1 - Recursos Humanos Requeridos.....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
III.2.4.2 - Custos da Diretoria Técnica.....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
III.2.5. GERÊNCIAS REGIONAIS.....	33
III.2.5.1 - Recursos Humanos Requeridos.....	33
III.2.5.2 - Custos das Gerências Regionais.....	34
III.2.6. ÁREA COMERCIAL.....	34
III.2.6.1 - DIRETORIA COMERCIAL.....	34
III.2.6.1.1. Recursos Humanos Requeridos.....	35
III.2.6.1.2. Custos da Diretoria Comercial.....	36
III.2.6.2 - ESCRITÓRIOS COMERCIAIS.....	
III.2.6.2.1. Recursos Humanos Requeridos.....	
III.2.6.2.2. Custos dos Escritórios Comerciais.....	37
III.2.6.3 - PROCESSOS COMERCIAIS.....	38
III.2.6.3.1. Leitura, Envio de Faturas e Documentos e Cobrança.....	39
III.2.7. ÁREA TÉCNICA.....	42
III.2.7.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	42

III.2.7.1.1. Definição dos Processos e Atividades .....	42
III.2.7.1.2. Frequências Médias Anuais de Realização das Tarefas .....	45
III.2.7.1.3. Valoração dos Custos Associados às Tarefas .....	46
III.2.7.2. RECURSOS HUMANOS REQUERIDOS E CUSTOS TOTAIS .....	48
III.3. CUSTOS ADICIONAIS .....	49
III.4. DIMENSIONAMENTO DAS INSTALAÇÕES MÓVEIS E IMÓVEIS .....	50
III.4.1. Edificações, Móveis e Utensílios .....	51
III.4.2. Sistemas de Informática.....	51
III.4.3. Transporte .....	52
III.4.5. Custo Total das Anuidades.....	53
III.5. RESULTADOS FINAIS - MARÇO/2007 .....	53
III.6. RESULTADOS FINAIS - OUTUBRO/2007 .....	54
IV. CONCLUSÕES .....	55

Processo nº 48500.004310/2006-30

Assunto: Metodologia e cálculo dos custos de administração, operação e manutenção de Empresa de Referência relacionada à concessionária de distribuição de energia elétrica ENERSUL.

## I. DO OBJETIVO

O objetivo deste estudo é apresentar a metodologia e os critérios gerais adotados para determinação dos níveis eficientes de custos operacionais considerados para a segunda revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica ENERSUL.

## II. CARACTERIZAÇÃO DA EMPRESA

### II.1. DESCRIÇÃO DA EMPRESA

2. A seguir, apresenta-se a quantidade de unidades consumidoras faturadas em novembro de 2007, constantes do “Sistema de Apoio à Decisão - SAD” da ANEEL, classificadas por níveis de tensão e classe de consumo.

**Tabela 1: Quantidade de Clientes**

Classe de Consumo	A1	A2	A3	A3a	A4	AS-B1	B-B1	Total
Residencial	0	0	0	1	7	0	577.008	577.016
Industrial	0	0	0	116	395	0	4.040	4.551
Comercial	0	0	0	77	957	0	55.873	56.907
Rural	0	0	0	152	130	0	66.265	66.547
Poder Público	0	0	0	14	342	0	6.571	6.927
Iluminação Pública	0	0	0	0	0	0	1.082	1.082
Serviço Público	0	0	2	8	172	0	527	709
Consumo Próprio	0	0	0	1	4	0	137	142
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>369</b>	<b>2.007</b>	<b>0</b>	<b>711.503</b>	<b>713.881</b>

3. As instalações físicas informadas pela empresa são apresentadas no Apêndice I, separadas por localização (urbana / rural), tipos de instalação (redes, transformadores e equipamentos de manobra) e níveis de tensão. A partir dos dados, constata-se que a Concessionária tem, em novembro de 2007, uma densidade de 10,80 clientes (faturados) por km de rede (66.075,74 km de rede).



(Fls. 2 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

## II. METODOLOGIA DE CÁLCULO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

4. A seguir, detalha-se o processo de construção dos custos operacionais referenciais bem como as análises de consistência a serem realizadas. Também são especificados os principais critérios e parâmetros utilizados no cálculo dos custos operacionais.

### II.1 – PROCESSO DE ELABORAÇÃO E ANÁLISE

5. A construção dos custos operacionais passa pela elaboração dos custos de referência utilizando-se a ferramenta da Empresa de Referência e, posteriormente, pela análise de consistência dos resultados obtidos de forma a determinar os custos operacionais eficientes e que sejam aderentes às reais condições geo-econômicas do ambiente no qual a concessionária desenvolve sua atividade de prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. Para isso, apresentam-se a seguir as etapas do processo de elaboração e análise dos custos operacionais.

#### II.1.1. Etapas de Construção dos Custos de Referência

6. De forma a sintetizar o processo de construção dos custos operacionais e análise crítica dos resultados, deve-se observar uma seqüência de etapas a serem seguidas:

- **Etapa I – Levantamento, Consolidação e Auditagem de Informações**

7. Refere-se ao levantamento e consolidação de informações de natureza técnica e econômica junto às empresas. Para isso, obtêm-se os dados físicos tais como comprimento de rede, número de subestações e total de capacidade instalada, segregados por nível de tensão. Também se levantam os dados de custos operacionais das empresas, de forma desagregada, para subsidiarem as análises e a definição de parâmetros regulatórios. Esses dados são passíveis de fiscalização pelo órgão regulador que, após serem consolidados e auditados, constituem-se como entradas do modelo.

- **Etapa II – Empresa de Referência**

8. Nesta etapa é estruturada uma empresa de referência que será desenhada para as atividades administrativa e de operação e manutenção.

9. Assim, para a determinação dos custos administrativos, deverá ser definido:

- Estrutura de pessoal a partir de um organograma referencial para cada empresa, a partir de sua classificação dentro de determinados grupos de similaridade pré-definidos;
- Nível de remunerações sobre a base de salários em outras empresas similares e de acordo com referências de mercado;
- Estrutura física referencial de instalações.

10. Os custos de operação e manutenção são determinados através do cálculo dos Custos Unitários de Operação e Manutenção, seguindo-se o seguinte processo:

- a) Definição dos parâmetros de cálculo:
  - Custos de Hora-Homem;

(Fls. 3 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

- Custos de Horas-Máquina;
- Determinação das atividades de manutenção classificadas em manutenção corretiva e preventiva;
- Tempos regulares de correção e manutenção das instalações, incluindo os tempos médios de execução e deslocamento;
- Frequência de Manutenção, definida a partir da taxa média de falha das instalações por tipo e nível de tensão;
- Infra-estrutura referencial para o desenvolvimento da atividade de operação, envolvendo a área geográfica de atendimento e a definição de unidades de operação.

b) Cálculo do Custo Unitário Padrão por unidade de manutenção, envolvendo:

- Cálculo dos custos de manutenção regular, para o qual são multiplicadas as quantidades globais agrupadas (pelas etapas) do sistema de distribuição pelos custos unitários padrão de manutenção.
- Cálculo do Custo Regular por Unidade de Operação, em função de um dimensionamento eficiente da equipe de emergência e equipamento para executar o trabalho.

#### ▪ Etapa III – Determinação das Anuidades

11. Nesta etapa deverão ser determinadas as anuidades de investimento (edificações, veículos, sistemas de informática), os quais não são incluídos na base de remuneração.

#### ▪ Etapa IV – Composição Total dos Custos

12. Finalmente, nesta etapa são consolidados os custos identificados e calculados nas etapas anteriores, somando-se às anuidades, que irão compor o custo total da Empresa de Referência. Esse valor final deverá refletir a consistência entre as metodologias de cálculo e a análise dos resultados observados nas empresas, dadas as características específicas de cada uma.

### II.1.2. Análise de Consistência Global

13. No primeiro ciclo de revisão tarifária, foi definido um nível de custos operacionais eficientes com o propósito de estimular as empresas a uma maior eficiência em sua gestão, já que poderiam reter, como bônus, a diferença entre os custos definidos na revisão tarifária e os que efetivamente pudessem alcançar durante o período tarifário subsequente.

14. Assim, coerente com o regime de regulação por incentivos, no ciclo tarifário seguinte deve-se estabelecer novamente o nível eficiente de custos operacionais. Isso pode ser visto na figura abaixo, onde o período T1 corresponde à primeira revisão tarifária e o período T2 à segunda revisão e considera-se a redução de custos provenientes dos ganhos de eficiência advindos de uma gestão adequada da empresa. Evidentemente, o novo nível de custos operacionais deverá considerar também a evolução e crescimento dos ativos em virtude do mercado da concessionária bem como a adoção de novos métodos mais eficientes na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica.

(Fls. 4 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

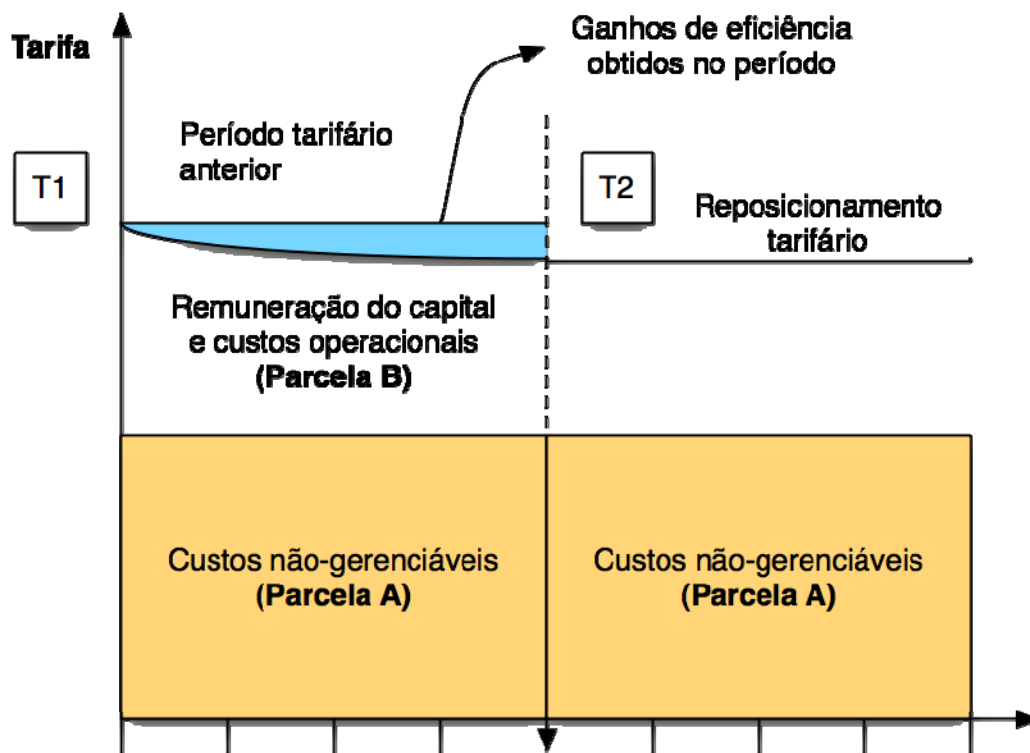


Figura 1: Regime de Regulação por Incentivos

15. Verifica-se que a aplicação da metodologia de Empresa de Referência no primeiro ciclo tarifário teve como resultado a redução da diferença de desempenho que havia entre as empresas, o que é uma característica acentuada nos estágios iniciais de regulação. A partir dessa primeira iteração, torna-se possível, agora, a utilização de análises complementares que avaliem o desempenho observado das empresas, com a aplicação de critérios de eficiência que simulem a competição entre elas de forma que, a cada ciclo tarifário, os custos possam se reduzir em função dos ganhos de eficiência obtidos pelo conjunto das empresas.

16. Adicionalmente, entende-se que as concessionárias (em sua maioria na condição de empresas privadas) procuram sua efetiva rentabilidade, de modo a remunerar os investimentos efetuados no negócio. A busca de rentabilidade ocorre por vários meios, incluindo o aumento de produtividade visando à redução de custos e otimização dos investimentos. Esse comportamento ocorre a despeito das concessionárias estarem sujeitas à regulação econômica, decorrente da condição de monopólio natural vigente na distribuição de energia elétrica.

17. Dessa forma, a ferramenta utilizada para construir a Empresa de Referência constitui-se em um instrumento de aferição do nível de custos praticados pela empresa real. É evidente que não há nenhum modelo robusto o suficiente que seja capaz de determinar com precisão todos os custos decorrentes das atividades desempenhadas por uma empresa de tamanha complexidade como é o caso de uma distribuidora de energia elétrica. Portanto, o objetivo da ferramenta utilizada não deve ser o de determinar os valores finais a serem reconhecidos como custos operacionais eficientes, mas como um mecanismo importante para construir esses custos.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 5 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

18. Como a ferramenta da Empresa de Referência constrói os custos a partir de uma abordagem "Bottom-up", esse resultado deve ser confrontado com uma análise global de "cima para baixo" de modo a garantir a consistência dos resultados finais.

19. A análise global deve se dar através de dois estudos, a saber:

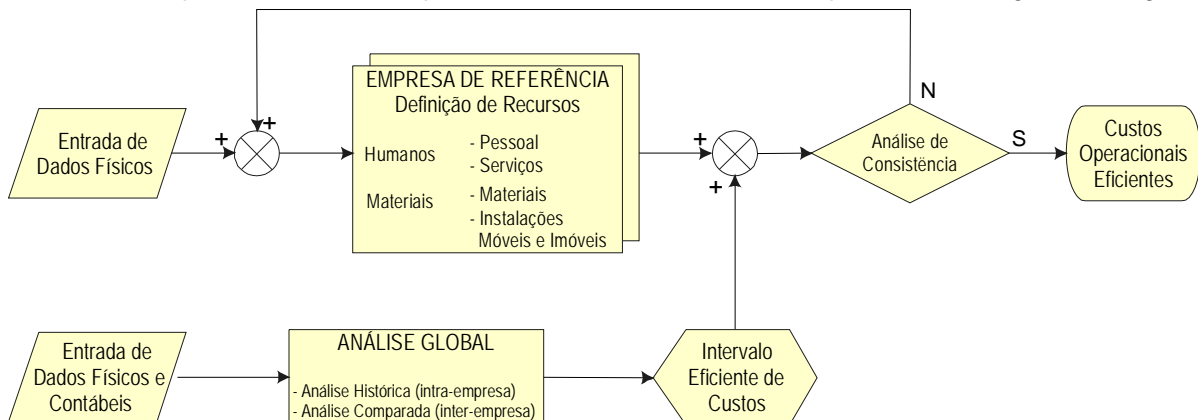
- i. **Análise histórica** de custos intra-empresa, segundo critérios de consistência e prudência, considerados os respectivos níveis de qualidade obtidos e aqueles estabelecidos em contratos de concessão;
- ii. **Análise comparada** de custos (inter-empresas) com base no exame do desempenho (eficiência operacional) de empresas similares.

20. A primeira análise tem como foco o exame da consistência e prudência da trajetória dos custos operacionais, investigando-se ainda a coerência e razoabilidade dos custos incorridos. Essa análise leva em consideração as características básicas da concessionária, particularmente a taxa de crescimento de seu mercado, a extensão geográfica, número e tipo de consumidores e cargas, identificando os principais movimentos das diferentes categorias de custos no período anterior à revisão bem como os níveis de qualidade de serviço.

21. A análise histórica/estrutural dos custos operacionais incorridos é a primeira aproximação à adequação ou razoabilidade do seu gerenciamento e está voltada à sua própria história recente, ao comportamento de parâmetros como os gastos por consumidor, ao comportamento dos diferentes itens em termos reais, às possíveis composições entre esses itens – caso da relação serviços de terceiros x gastos com pessoal e aos indicadores de qualidade de serviço hoje existentes.

22. O segundo estudo visa tão somente indicar o nível de eficiência da empresa analisada em relação às demais, o que subsidia a análise dos resultados a serem confrontados entre a Empresa de Referência e a empresa real. Essa análise é importante para validar a razoabilidade dos custos das empresas individuais. A análise comparada fornece, portanto, um princípio ordenador. Ou seja, empresas que sejam as mais eficientes ou estejam mais próximas das mais eficientes, sempre limitando-nos aqui aos custos operacionais.

23. O processo de análise pode ser visualizado, de forma simplificada, no diagrama a seguir.



**Figura 2: Processo de Análise dos Custos Operacionais**

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 6 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

## II.2. DEFINIÇÃO DOS RECURSOS

24. A determinação dos recursos necessários para a composição dos custos operacionais deve contemplar o dimensionamento dos seguintes itens:

- Recursos humanos (administrativo e de operação e manutenção);
- Infra-estrutura física, envolvendo edificações, móveis e sistemas de informática;
- Materiais e serviços;
- Transporte.

25. Para a determinação das capacidades internas e externas requeridas para o cumprimento eficiente dos Processos e Atividades (P&A), deve-se analisar uma estrutura organizacional referencial, contemplando a definição dos postos de trabalho que a integram, a dotação dos recursos humanos de cada um deles e a remuneração dos mesmos. Para isto, a empresa de distribuição deve prestar eficientemente o serviço elétrico, através do cumprimento das atividades básicas de distribuição de energia elétrica considerando os requisitos de qualidade do produto oferecido e do serviço prestado, estabelecidos no contrato de concessão e nas normas regulatórias aplicáveis.

26. Esse processo, quando eficiente, requer o funcionamento harmônico de uma estrutura organizacional adequadamente desenhada e implementada, contemplando a otimização dos recursos e custos atribuídos ao desempenho de cada processo e atividade. Calculada sob essas premissas, a receita máxima que a distribuidora poderá receber por esses serviços deverá assegurar um adequado retorno sobre o capital investido e fazer face a custos otimizados, considerados como tais custos eficientes minimizados no atendimento a níveis de qualidade crescentes.

27. De uma forma geral, e independente do modelo estrutural que possa ser adotado em função de estratégias específicas, a organização da distribuidora requer o cumprimento de funções básicas, como descrito a seguir, e que serão utilizadas na composição da Empresa de Referência (ER), adotando-se nomenclatura típica:

- **Direção, Estratégia e Controle:** Inclui atividades de: a) Direção Geral, no estabelecimento de estratégias e relacionamentos institucionais; b) Controle de Gestão, referidas ao monitoramento e ajuste do desempenho da gestão global da companhia; c) Assessoramento Legal, nos assuntos e situações onde for necessário;
- **Administração:** Contempla atividades de: a) Gestão de Recursos Humanos, incluindo o recrutamento, a capacitação e a administração dos empregados permanentes e temporários (se houver) da organização; b) Compras e Contratos referentes à gestão (provisionamento e logística) dos produtos e serviços necessários; c) Informática e Comunicações, vinculadas ao desenvolvimento, implantação e a manutenção dos processos informatizados que suportam as atividades da concessionária;
- **Finanças:** Contempla as atividades referentes à gestão econômico-financeira de curto e longo prazos, incluindo, entre outros, aspectos tais como a obtenção dos recursos financeiros necessários para a operação da distribuidora, a gestão tributária e o controle do seu endividamento;

(Fls. 7 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

- **Comercial:** Contempla atividades de: a) Atendimento ao cliente, incluindo o atendimento personalizado e telefônico aos clientes; b) Serviço Técnico Comercial, incluindo a conexão de novos serviços, corte e religação, e controle de perdas “não técnicas”; c) Gestão Comercial, que inclui o planejamento, acompanhamento e controle da execução dos processos comerciais e atendimento aos clientes, acompanhamento das perdas “não técnicas”, laboratório de medidores e previsões de recursos; d) Compra de Energia e relacionamento com Grandes Consumidores que inclui atividades de comercialização de energia no atacado;
- **Técnica:** Inclui atividades relacionadas às instalações físicas do sistema elétrico físico e de seu controle: a) Operação das instalações elétricas de forma programada ou intempestiva; b) Manutenção ou reparação programadas ou não programadas, inspeção e revisão, e adequação de instalações; c) Controle e supervisão das atividades de O&M, manejo dos sistemas de apoio, previsão de materiais e ferramentas, acompanhamento da qualidade do serviço.

28. Os P&A de Direção, Estratégia e Controle e de Administração e Finanças não requerem funcionalidade com dispersão geográfica, sendo executados de maneira centralizada na sede corporativa da empresa. Cumpre observar que os P&A relacionados ao planejamento da expansão física do sistema elétrico, respectivos projeto e implantação (construção/obras) não são detalhados no escopo da Empresa de Referência, por estarem relacionados ao investimento remunerado no âmbito da concessão, não sendo as despesas correspondentes a pessoal, material, serviços de terceiros e outros tratados em rubricas de custeio.

29. O processo de elaboração dessa estrutura da ER baseia-se nas funções descritas e contempla a análise dos postos de trabalho (em quantidade e qualificação) requeridos para prover o eficiente desempenho dessas funções, considerados os requisitos do contrato de concessão e outras normas regulatórias. Os P&A de Planejamento Técnico, Engenharia e Operação incluem tarefas que podem ser executadas de maneira centralizada e outras que devem ser cumpridas junto às regionais onde se encontram as instalações físicas utilizadas para prover os serviços. A operação e a manutenção (O&M) das instalações elétricas requerem descentralização geográfica, devendo realizar-se nos denominados “Centros de Serviço”.

30. Interpretam-se como atividades de Operação e Manutenção (O&M) a manutenção corretiva e preventiva dos equipamentos e instalações que constituem as redes de distribuição, bem como as operações necessárias em tarefas programadas e para repor a continuidade do serviço.

31. Os gastos que fazem parte dos custos de O&M surgem da avaliação a “preços de mercado” de todas as tarefas que devem ser exercidas por uma empresa eficiente. Os custos indiretos correspondentes às atividades de Direção, Estratégia e Controle não são componentes que devam incluir-se como parte dos custos de O&M, motivo pelo qual seu cálculo não deve ser considerado neste ponto. Avalia-se, então, a suficiência da dotação do pessoal disponível para estas tarefas, fazendo-se logo a comparação com outras empresas que possam ser consideradas referências válidas. A partir dessa análise, procede-se à determinação dos custos de O&M, reconhecendo-se inicialmente as atividades próprias de O&M em cada um dos segmentos ou níveis de tensão do sistema de distribuição.

32. Quanto aos custos incluídos nesse referencial, consideram-se os seguintes itens:

(Fls. 8 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

- Todos os gastos de pessoal, materiais, reposições para o equipamento elétrico e serviços;
- Todas as anuidades de investimento de curto período de recuperação, como por exemplo: hardware e software, veículos, etc;
- Toda a infra-estrutura de edifícios de uso geral, que se considera alugada.

33. Dessa forma, os custos calculados não incluem os investimentos em ativos associados especificamente à prestação do serviço, ou seja, à rede elétrica composta por linhas de distribuição e subestações.

34. Para efeito de determinação dos custos da estrutura de Administração (CA), dos custos diretos e indiretos de Operação e Manutenção das instalações (COM), e das atividades de Comercialização (CC), torna-se necessário desenhar uma Empresa de Referência (ER) que tenha uma estrutura eficiente e que realize suas atividades de maneira que os custos resultantes correspondam aos que existiriam no âmbito de um mercado competitivo.

35. Para a determinação de todos os custos que surgem dos **processos e atividades de O&M e comercialização**, as etapas contempladas no procedimento desenvolvido incluem:

- Identificação dos processos e atividades (P&A) que devem ser cumpridos pela ER, tanto em O&M como em comercialização;
- Definição de critérios para a determinação de custos associados a cada P&A ;
- Determinação dos recursos requeridos para o cumprimento eficiente de cada P&A;
- Aplicação dos custos do P&A ao volume de instalações (para O&M) e clientes (para comercialização) da concessionária.

36. Para a determinação dos custos que surgem das **Atividades de Administração**, as etapas contempladas no procedimento desenvolvido incluem:

- Definição de critérios geográficos de zoneamento para os distintos processos e atividades;
- Definição de critérios de dimensionamento dos recursos de administração em função do volume de instalações e clientes, pessoal que é necessário fiscalizar e dispersão geográfica;
- Aplicação dos custos correspondentes aos recursos dimensionados;
- Definição dos recursos centralizados de suporte (sistemas informatizados, comunicações, etc).

37. Deste modo se obtém, a partir da consideração dos P&A típicos e de uma estrutura de administração adaptada à realidade geo-econômica da distribuidora, o dimensionamento apropriado da ER, dotado dos recursos necessários para uma empresa caracterizada como eficiente.

### II.3 – CUSTOS DE REFERÊNCIA

38. Todos os custos foram considerados a preços de **Dezembro de 2007**, em conseqüência, os custos calculados valem para essa data. A taxa de retorno antes dos impostos, para efeito do cálculo das anuidades dos investimentos considerados na ER, foi de **15,08%**, que corresponde ao retorno antes de impostos estabelecido pela ANEEL, na Resolução nº 246/2006, para o segundo ciclo de revisão tarifária periódica.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 9 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

39. Os custos de materiais utilizados provisoriamente no modelo de cálculo estão referenciados a julho de 2003 e expressos em “dólar”. Para sua conversão foi utilizada a cotação da taxa de câmbio média em julho de 2003, o que resultou em **US\$ 1,00 = R\$ 2,8790**.

40. Por fim, o resumo final de custos operacionais deverá ser ajustado para a data da revisão, aplicando-se o IPCA como índice de ajuste de custos de pessoal e o IGP-M como índice de ajuste de custos de materiais e serviços.

### II.3.1. Custos de Pessoal

#### II.3.1.1. Remunerações Adotadas

41. Os valores dos salários nominais adotados são apresentados na tabela abaixo que se referem às remunerações aplicadas para a Região Centro-Oeste.

**Tabela 2: Remunerações Adotadas**

CATEGORIA DE SALÁRIO	SALÁRIO NOMINAL (R\$/mês) FEV/2007
Diretor Presidente	65.573
Diretor	27.822
Gerente I	11.304
232BSuperintendentes I	11.304
Assessores I	11.304
Gerente II	8.236
238BSuperintendentes II	8.236
Assessores II	8.236
Chefes de Departamento	6.771
Profissionais Especialistas	6.771
Chefes de Unidade I	5.537
247BEngenheiros Sênior	5.537
Universitários Sênior	5.537
Chefes de Unidade II	4.581
Engenheiros Pleno	4.581
Universitários Pleno	4.581
257BChefes de Unidade III	3.583
259BEngenheiros Júnior	3.583
Universitários Júnior	3.583
Técnicos I	2.969
Supervisores I	2.969
Técnicos II	2.440
Supervisores II	2.440
Eletricista I	1.983
Secretária	1.983
Eletricista II	1.583
277BAssistente Comercial	1.583
Atendente Comercial	1.329

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fls. 10 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

Atendente de Call Center	753
Técnico Escritório Comercial	1.314
Operador Guindaste	972
Motorista	853
Auxiliares Comercial	753
292BAuxiliares O&M	753
Auxiliar Administração	753
Auxiliares Gerais	667

42. Os custos totais de mão-de-obra serão dados pela somatória dos salários nominais, os adicionais de salário, os encargos sociais e outros encargos obrigatórios aplicados sobre os Salários Nominais, considerados de maneira a cumprir a legislação vigente. Para as **atividades de O&M**, além das taxas descritas anteriormente, deve-se levar em conta ainda outros custos, tais como horas extras e periculosidade. A tabela seguinte apresenta os critérios para o cálculo das remunerações.

**Tabela 3: Critérios para Cálculo de Remunerações**

DESCRIÇÃO	PARÂMETRO	APLICAÇÃO
<b>Vencimentos</b>		
13º Salário	1/12 Salário Anual	
Gratificação de Férias	1/36 Salário Anual	
Horas de trabalho por dia	7,5 horas	
Dias de Trabalho por semana	5 dias	
Semanas trabalhadas por ano	48 semanas	
Turnos rotativos / Horas extras	15,0% Mensal	Atividades de O&M
Periculosidade	30,0% Mensal	Atividades específicas
Treinamento e Desenvolvimento (T&D)	1,50% Mensal	
Outros Custos de O&M (ferramentas, vestuários e outros)	25% Mensal	Atividades específicas
<b>Encargos Sociais</b>		
INSS	20,0%	
SAT	3,0%	
FGTS	8,0%	
FNDE	2,5%	
INCRA	0,2%	
SEBRAE	0,6%	
SESI	1,5%	
SENAI	1,2%	
<b>Total de Encargos</b>	<b>37,0%</b>	Total de vencimentos

### II.3.1.2. Encargos Adicionais de Pessoal

43. Para os **Encargos Adicionais de Pessoal** reconhece-se o montante de encargos adicionais sobre o salário-base anual (incluindo 13º salário e férias), de acordo com o critério estabelecido pela ANEEL. Assim, para o cálculo desses custos adotam-se os seguintes parâmetros:

- Fundação e Previdência Complementar: limitou-se os custos decorrentes de previdência privada ao total de **7%** sobre a folha de salários;

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 11 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

- Assistência Médica: limitou-se os custos decorrentes de assistência média ao total de 5% sobre a folha de salários;
- Outros benefícios: Para os outros benefícios, considerou-se o limite de até 8% sobre a folha de salário.

### II.3.2. Custos Adicionais

44. A seguir são apresentados os critérios de cálculo de outros custos complementares necessários ao funcionamento da Empresa de Referência, e que estão relacionados ao atendimento específico de conformidade legal e outros específicos de peculiaridades devidas às condições geo-econômicas de sua área de concessão, bem como à consideração de alterações programadas para o ano-teste da revisão tarifária.

**Tabela 4: Parâmetros para Determinação dos Custos Adicionais**

Descrição	Parâmetros		
	Unidade	Driver	Custo [R\$]
Seguros	[%/BRRb]	0,05%	1.050.460
Tributos	[%/BRRb]	0,025%	525.230
Publicações legais	[R\$]	---	627.162
Vigilância em Subestações	[R\$/SE-anual]	101.340	2.836.420
Manutenção em Linha Viva	[R\$]	---	1.402.810
Crescimento de Processos de O&M	[R\$]	0,63%	221.655
Crescimento de Processos Comerciais	[R\$]	0,38%	110.100
Consumo Próprio em Subestações	[R\$]	---	1.844.549
Exames Periódicos	[R\$/empregado]	59,28	106.082
SE Móvel	[R\$]	---	942.168
344BMeio Ambiente	[R\$]	---	395.920
Medição de Fronteira	[R\$]	4.874.962	271.590
Manutenção de Equipamentos em Oficina			512.623
Combate às Perdas			3.493.357
Engenharia e Supervisão de Obras	[%Inv]	1%	775.000
Limpeza de Faixa			613.157
360BInspeção Aérea			164.107
Adicional Veículo 4x4			815.253
Laboratório de Ensaios			113.223
<b>Total de Adicionais</b>			<b>16.820.867</b>

- Seguros: considera-se um valor correspondente a 0,05% do ativo imobilizado em serviço para fins de base de remuneração;
- Tributos: considera-se um valor correspondente a 0,025% do ativo imobilizado em serviço para fins de base de remuneração;
- Publicações Legais: adota-se um valor de despesa compatível com o porte da empresa;
- Vigilância em SE's: adotou-se o custo anual de vigilância de modo a cobrir 24 horas por dia, para um percentual de 30% do total de subestações da empresa;
- Manutenção em Linha Viva: adotou-se o valor da despesa que é consistente com os valores considerados para as empresas similares.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 12 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

- Crescimento de Processos O&M: ajustaram-se os gastos correspondentes aos processos de O&M tendo em conta o crescimento dos ativos em 60% da taxa de crescimento do número de clientes;
- Crescimento de Processos Comerciais: ajustaram-se os gastos correspondentes aos processos de COM tendo em conta a taxa de crescimento do número de clientes.
- Consumo Próprio em Subestações: adotou-se o valor da despesa informado por intermédio do banco de dados GTF.
- Exames Periódicos: adotou-se um custo unitário de exames periódicos por empregado da empresa.
- Subestação Móvel: adotou-se o valor da despesa que é consistente com os valores considerados para as empresas similares;
- Gerência de Meio Ambiente: Necessário à cobertura de custos com obrigações relativas à preservação ambiental;
- Engenharia e Supervisão de Obras: considera-se um valor correspondente a 1% dos investimentos previstos para o ano teste;
- Manutenção de equipamentos em oficina - adotou-se o valor da despesa que é consistente com os valores considerados para as empresas similares;
- Combate às perdas: custo necessário para se cumprir a trajetória de redução de perdas não técnicas imposta pela ANEEL;
- Limpeza de faixa: adotou-se o valor da despesa que é consistente com os valores considerados para as empresas similares;
- Inspeção aérea: adotou-se o valor da despesa que é consistente com os valores considerados para as empresas similares
- Adicional de veículo 4x4: devido a particularidade ambiental do Estado do Mato Grosso do Sul, em algumas regiões, o acesso se torna possível apenas com esses veículos;.

### II.3.3. Serviços e Materiais de Reposição

45. A seguir, são apresentados os critérios e parâmetros utilizados na valoração dos serviços e materiais de reposição para as áreas administrativa, comercial e de operação e manutenção.

#### II.3.3.1. Custos de Referência da Área Administrativa

46. O total de **custos de materiais e serviços da administração** a ser reconhecido na receita deve refletir as despesas mínimas necessárias para o desenvolvimento das atividades de apoio, ou seja, da área administrativa.

47. Assim, especificamente para este item deverão ser dimensionados os gastos de serviços incorridos pelo pessoal como água, energia elétrica, telefone, celulares, além de outros gastos tais como insumos computacionais, papel, formulários, fotocópias e artigos de papelaria. Estes gastos são valorados multiplicando a quantidade de empregados por um custo padrão por empregado.

48. Os custos serão agrupados nas contas abaixo, onde se detalha a composição de cada uma.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 13 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

- **COMUNICAÇÕES:** Incluem-se aqui os gastos correntes de telefone fixo e celular, além de redes de comunicação em banda larga.
- **MATERIAIS:** Incluem-se neste item os gastos correntes de escritório, tais como papelaria, manutenção de fax e copiadora, e outras compras menores.
- **SERVIÇOS GERAIS:** Neste item estão incluídos os serviços gerais tais como limpeza, segurança, manutenção predial e os serviços de água e eletricidade.
- **OUTROS GASTOS:** Por fim, incluem-se neste item custos que não foram contemplados nos itens anteriores, além de impostos e taxas. O critério utilizado neste item é estimar o custo como 4% das remunerações sem encargos, para cada gerência.

49. Os custos unitários referenciais para cálculo de alguns dos itens descritos acima são apresentados na tabela a seguir:

**Tabela 5: Custos Unitários para Cálculo de Materiais e Serviços**

Item		Parâmetros	
		Unidade	Driver
COMUNICAÇÕES	Gastos de telefonia	[R\$/pess-mês]	157,00
MATERIAIS	Gastos gerais (papelaria, manutenção equip. escritório, e outros)	[Nº empregados]	4%
385BSERVIÇOS GERAIS	Água e eletricidade	[R\$/pess-mês]	60,00
	Limpeza e manutenção	[R\$/pess-mês]	24,00
	Outros	[%/salários-mês]	4%

### II.3.3.2. Custos de Referência da Área Comercial

50. Além dos custos já expostos aplicados na Área Comercial, se têm custos das atividades comerciais assumidas como terceirizadas, vinculadas ao ciclo comercial regular, tais como a cobrança e impressão de faturas.

51. Os custos unitários referenciais são apresentados na tabela a seguir e correspondem a valores médios de mercado.

**Tabela 6: Custos Unitários para Atividades Comerciais**

Item	Parâmetros	
	Unidade	Custo [R\$]
399BCusto de Cobrança por fatura (URBANO)	[R\$/fatura]	1,14
Custo de Cobrança por fatura (RURAL)	[R\$/fatura]	1,14
Custo de Edição e Controle de Faturas Centralizado	[R\$/fatura]	0,21

(Fls. 14 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

### II.3.3.3. Custos de Referência da Área de Operação e Manutenção

52. Tendo em conta que cada tipo de instalação tem materiais específicos, se faz necessária a utilização de uma lista específica para cada tipo de instalação. Assim, para as tarefas técnicas referentes à operação e manutenção de instalações, utilizam-se materiais específicos por tipo de instalação que se encontram detalhados nas planilhas do modelo de cálculo da ER.

## II.4. CRITÉRIOS PARA CÁLCULO DAS ANUIDADES

### II.4.1. Edificações, Móveis e Utensílios

53. As instalações de imóveis podem ser classificadas, de acordo com sua utilização, em:

- *Edifícios administrativos e técnicos;*
- *Oficinas;*
- *Escritórios comerciais.*

54. As edificações são dimensionadas usando o critério de m<sup>2</sup>/funcionário que opera em cada escritório, conforme padrões eficientes. Para a remuneração das edificações, calcula-se um valor de aluguel associado ao total da área estimada que é valorada pelo custo de m<sup>2</sup>, de acordo com o tipo de instalação.

55. A tabela seguinte apresenta as principais variáveis de custo associadas aos imóveis.

**Tabela 7: Custos Unitários para Cálculo de Aluguéis**

ITEM	Unidades		Custos	
	Unidade	Driver	Unidade	Custo Anual de Aluguel
Escritórios centrais	[m <sup>2</sup> /pess]	10	[R\$/m <sup>2</sup> -mês]	18,1
Gerências regionais	[m <sup>2</sup> /pess]	10	[R\$/m <sup>2</sup> -mês]	18,1
Almoxarifados	[m <sup>2</sup> ]	500	[R\$/m <sup>2</sup> -mês]	5,4
Móveis e Utensílios			[R\$/m <sup>2</sup> -mês]	1,5

56. No caso do aluguel, foi adotado o critério de m<sup>2</sup> por empregado alocado na estrutura central ou nos escritórios comerciais, com um valor de R\$/m<sup>2</sup>, coerente com a localização da concessionária em estudo. Resulta um custo conjunto de R\$/mês por empregado, aplicado aos cargos dimensionados nas unidades da estrutura.

57. Para o pessoal de processos comerciais e de O&M, que desenvolvem tarefas essencialmente em campo, não são considerados estes custos indiretos. Presume-se que as instalações existentes de escritórios e outros têm capacidade para suporte temporário destes grupos de empregados.

58. Para fins do dimensionamento do mobiliário de escritórios, equipamentos de oficina e laboratórios foi adotado também o critério de m<sup>2</sup> por empregado alocado na estrutura central ou nos escritórios comerciais.

(Fls. 15 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

## II.4.2. Transporte

59. Para a definição dos custos de transporte, deve ser considerada a amortização dos veículos, além dos custos de manutenção e de combustível. Os custos de manutenção são calculados como valor percentual do custo de investimento, enquanto os custos de combustível são calculados a partir de estimativas médias de deslocamento e custos associados em termos anuais.

60. Para fins de dimensionamento e validação da quantidade de veículos, serão adotados os seguintes tipos:

- Automóvel;
- Pick-Up Média 4x2 – CD;
- Caminhão Leve 4x2 – 6 ton;
- Caminhão com cesto elevador 6 ton;
- Caminhão com cesto elevador e munk 8 ton;
- Caminhão com cesto elevador e munk 15 ton;
- Veículo com equipamento especial (Procura Falha);
- Veículo com cesto elevador (Lavador de Isoladores);
- Motocicleta (90 cc).

61. Neste item inclui-se a anualidade do investimento em veículos (CAV) que é calculada em regime, com depreciação linear na vida útil e com remuneração sobre 50% do custo de compra, conforme definida pela fórmula abaixo.

$$Cav = Pv * \left( \frac{1}{Vu} + \frac{r}{2} \right) \quad (1)$$

onde:

*Pv*: Preço do veículo;

*Vu*: Vida útil do veículo;

*r*: Taxa de retorno regulatória antes dos impostos.

62. Para o custo total de transporte, ainda deverá ser agregada uma taxa anual de manutenção, bem como estimado o custo anual de combustível. Assim, o custo total associado ao transporte é dado pela soma das parcelas de anuidade, manutenção e combustível, ou seja:

$$CT_v = Cav + Cmv + Ccv \quad (2)$$

onde:

*CT<sub>v</sub>*: Custo Total de Transporte;

*Cav*: Custo Anual de Veículos (amortização);

*Cmv*: Custo Anual de Manutenção;

*Ccv*: Custo Anual de Combustível.

63. Para o cálculo da amortização (Cav), utilizam-se os seguintes parâmetros:

- Taxa de juros (*r*): WACC real antes de impostos (15,12%);

(Fls. 16 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

- Custo do Veículo ( $P_v$ ): pesquisa de mercado;
- Vida útil ( $V_u$ ): média por classe de veículo (entre 5 e 10 anos);

64. Para o cálculo da manutenção ( $C_{mv}$ ) e de gastos com combustível ( $C_{cv}$ ), utilizam-se os seguintes parâmetros:

- Manutenção anual: 5% do preço de compra;
- Outros Custos (IPVA e seguros): 6% do preço de compra;
- Km por ano: entre 10.000 e 30.000 km/ano de acordo com tipo de veículo;
- Consumo de combustível por km: rendimento médio de veículos de mercado;
- Custo de combustível: pesquisa na ANP<sup>1</sup> por região.

65. A tabela seguinte apresenta os principais parâmetros considerados.

**Tabela 8: Custo Anual de Veículos**

Descrição	Código	Custo	Vida	Tipo de	Custo	Rend.	Deslocam.
		Unitário	Útil	Comb.	por litro	[L/km]	[km/veic-ano]
		[R\$/unid.]	Anos	Tipo	[R\$/L]		
Automóvel	V1	24.000	5	Gasolina	2,629	10	30.000
478BPick-Up Média 4x2 – CD	V2	57.000	5	Gasolina	2,629	8	30.000
Caminhão Leve 4x2 – 6 ton	V3	76.600	8	Diesel	2,001	6	20.000
Caminhão com cesto elevador 6 ton	V4	99.500	8	Diesel	2,001	6	20.000
Caminhão com cesto elevador e munk 8 ton	V5	151.100	10	Diesel	2,001	5	15.000
Caminhão com cesto elevador e munk 15 ton	V6	178.500	10	Diesel	2,001	3	15.000
Veículo com equip. especial (Procura Falha)	V7	142.500	10	Diesel	2,001	6	10.000
Veículo com equip. especial (Lavador de Isoladores)	V8	223.125	10	Diesel	2,001	3	10.000
Motocicleta (90 cc)	V9	3.200	5	Gasolina	2,629	40	30.000

66. Os veículos da estrutura administrativa são dimensionados em função do número de empregados, utilizando-se carros para as áreas de Diretoria e Comercial, e caminhonete para a área Técnica. Para escritórios comerciais, os veículos também são dimensionados em função da quantidade de empregados, resultando seis carros para cada Escritório Tipo 1, três carros para cada Escritório Tipo 2, dois carros para cada Escritório Tipo 3, e 1 carro para cada Escritório Tipo 4 com número de clientes atendidos acima de 1000. No caso dos processos de Operação e Manutenção, a quantidade de veículos é obtida segundo a participação dos veículos nas equipes típicas. Os *drivers* utilizados são apresentados na tabela abaixo.

**Tabela 9: Dimensionamento dos Veículos – Área Administrativa e Comercial**

Área	Unidade	Driver	Tipo de Veículo
Diretoria e Administração	[emp./veic]	15	V1
Área Técnica	[emp./veic]	5	V2
Área Comercial	[emp./veic]	10	V1
Escritório Comercial Tipo 1	[veic/escrit.]	6	V1

<sup>1</sup> ANP – Agência Nacional do Petróleo – [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br)

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 17 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

Escritório Comercial Tipo 2	[veic/escrit.]	3	V1
Escritório Comercial Tipo 3	[veic/escrit.]	2	V1
Escritório Comercial Tipo 4 (*)	[veic/escrit.]	1	V1

(\*) para localidades que atendem acima de 1000 clientes

### II.4.3. Sistemas de Informática

67. Como parte da infra-estrutura de apoio às atividades administrativas e técnicas, devem ser reconhecidos os sistemas corporativos de informática que dão suporte às atividades da empresa. Assim, além da amortização dos sistemas e compra dos softwares, também se inclui um custo adicional de manutenção anual que se calcula como um percentual do investimento.

68. Os sistemas a serem considerados neste item são os seguintes:

- Sistema de Gestão Empresarial: software de gestão da administração e finanças;
- SCADA: "*Supervisory Control And Data Acquisition*", quer dizer: aquisição de dados e controle de supervisão. Trata-se de uma aplicação especialmente desenhada para funcionar em computadores no controle de produção, proporcionando comunicação com os dispositivos de campo e controlando o processo de forma automática da tela do computador. Além disso, provê toda a informação gerada no processo produtivo, a diversos usuários, tanto do mesmo nível como de outros supervisores dentro da empresa: controle de qualidade, supervisão, manutenção, etc;
- Sistemas GIS: "*Geographical Information Systems*" um sistema de hardware, software e procedimentos desenhados para suportar a captura, gestão, manipulação, análise, modelagem e visualização de dados cartográficos para resolver problemas complexos de planejamento e gestão;
- Sistema de Gestão de Distribuição; Composto por aplicativos dedicados ao Apoio à Operação (programação de manobras, superação de contingências, contabilização de intercâmbios, etc) e aplicativos de engenharia típicos de simulação (fluxo de carga, curto-circuito, etc);
- Call Center; Sistema integrado de hardware e software e procedimentos, desenhado para controle de atendimentos realizados a clientes por meio de central telefônica franqueada ao usuário;
- Sistema de Gestão Comercial; Sistema integrado de hardware e software e procedimentos, desenhado para controle de relacionamento com consumidores, composto tipicamente de módulos de atendimento e prestação de serviços e de histórico de consumo e faturamento;
- Sistemas Centrais de Hardware e Software: Para controle de utilização de hardware e software corporativos e descentralizados, bem como da gestão da informação e conhecimento corporativos.

69. Os custos desses sistemas devem ser dimensionados de acordo com as estruturas típicas em função do porte da empresa, devendo ser ajustados de acordo com as características específicas das empresas.



(Fls. 18 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

70. Neste item inclui-se a anualidade do investimento em sistemas de informática (CAI) que é calculada em regime, com depreciação linear na vida útil e com remuneração sobre 50% do custo de compra, conforme definida pela fórmula abaixo.

$$Cai = Phs * \left( \frac{1}{Vu} + \frac{r}{2} \right) \quad (3)$$

onde:

*Phs*: Preço do sistema de hardware e software;

*Vu*: Vida útil;

*r*: Taxa de retorno regulatória antes dos impostos.

71. Para o custo total dos sistemas de informática, ainda deverá ser agregada uma taxa anual de manutenção. Assim, o custo total associado será dado por:

$$CT_i = Cai + Cmi \quad (4)$$

onde:

*CT<sub>i</sub>*: Custo Total de Sistemas de Informática;

*Cai*: Custo Anual de Informática (amortização);

*Cmi*: Custo Anual de Manutenção.

72. Para o cálculo da amortização (Cai), utilizam-se os seguintes parâmetros:

- Taxa de juros: WACC real antes de impostos (15,12%);
- Custo do Sistema: pesquisa de mercado e porte da empresa;
- Vida útil: 10 anos para sistemas e 5 anos para PCs.

73. Para o cálculo da manutenção (Cmi), utilizam-se os seguintes parâmetros:

- Manutenção anual: 10% do investimento em software mais 5% do investimento em hardware.

### III. DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

#### III.1. ESTRUTURA ORGANIZACIONAL REFERENCIAL

74. De acordo com o exposto até agora, decorre que a empresa deve possuir uma organização que permitirá cumprir com todos os processos inerentes às atividades próprias do negócio e uma estrutura que suporte o funcionamento da empresa compatível com o atendimento aos requisitos do contrato de concessão e demais normas regulatórias.

75. Para atender esse objetivo, define-se uma estrutura organizacional típica para uma empresa de distribuição. Apresenta-se a seguir um organograma esquemático da organização, com as funções básicas de uma empresa de distribuição de energia elétrica. As funções de cada componente da estrutura serão descritas com mais detalhes nos itens a seguir.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 19 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

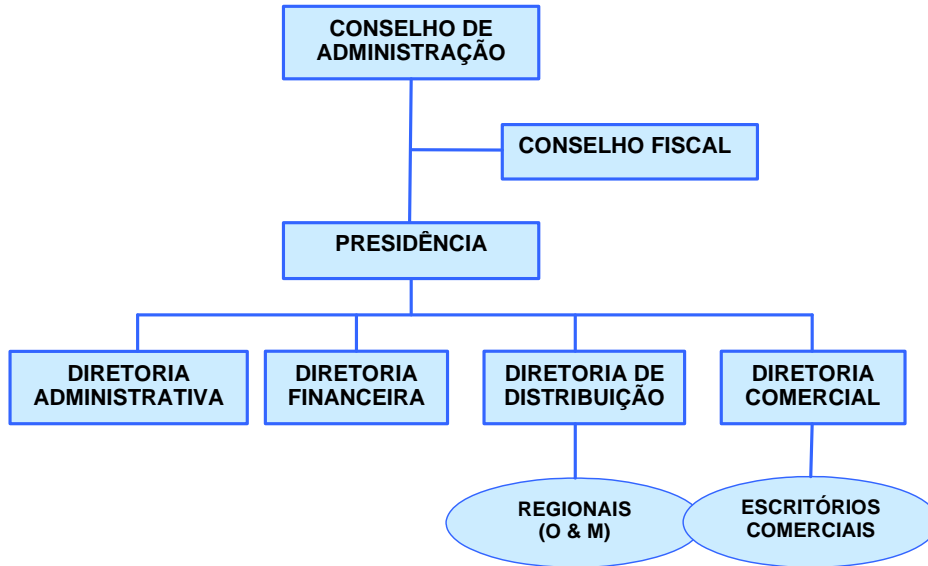


Figura 3: Representação Esquemática da Estrutura Geral da Empresa

76. A metodologia utilizada permite calcular os custos diretos e indiretos das atividades de Administração, Operação e Manutenção (AOM), tendo em conta os recursos diretamente aplicados às atividades (recursos humanos, materiais, transporte etc.) e os recursos indiretos (estruturas de gerenciamento para supervisão e controle, sistemas informatizados, comunicações, aluguéis e gastos diversos).

#### a) Direção Geral, Estratégia e Controle

77. Estas funções correspondem aos Conselhos de Administração e Fiscal e a Presidência, que inclui a representação dos interesses dos acionistas, elaboração e acompanhamento das estratégias globais da empresa, estabelecimento das medidas corretivas que tendam a garantir que a gestão esteja orientada para a obtenção dos objetivos estabelecidos.

78. Ao Conselho de Administração compete representar os acionistas, fixar a orientação geral dos negócios da companhia, eleger e destituir os diretores e fixar-lhes as atribuições.

79. Ao Conselho Fiscal compete analisar o balancete mensal e opinar sobre as demonstrações financeiras do exercício social e o relatório anual da administração.

80. À Presidência corresponde a condução da empresa e o elo com o Conselho de Administração. Para seu desempenho conta com um reduzido grupo de pessoal, apoiando sua gestão em suas unidades dependentes.

81. As tarefas de Direção, Estratégia e Controle também incluem as seguintes atividades:

- **Controle Estratégico, Regulatório e de Gestão:** responsável por todo o planejamento da gestão da empresa, identificando processos e sub-processos de modo a melhor alocar os esforços de cada gerência da empresa. As tarefas referem-se ao acompanhamento e controle do desempenho da gestão global da empresa tanto nos aspectos econômicos como nos parâmetros de gestão, co-responsável por toda

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 20 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

a interlocução com o órgão regulador, exercendo atividades tais como: cumprimento de resoluções, elaboração dos relatórios de gestão para a direção e relatórios de comunicação institucional.

- **Assessoria Jurídica:** inclui o assessoramento em matéria de contratos e conflitos, em assuntos do tipo trabalhista, acidentes, relacionamento com os clientes e institucionais, além das questões de caráter regulatório e contratos de concessão.

- **Assessoria de Comunicação:** responsável por toda comunicação interna e externa da empresa, assessorando a presidência na tratativa com a imprensa, com a publicidade da empresa, entre outras atividades relacionadas. As tarefas referem-se às relações com o Poder Concedente e o Órgão Regulador, governos estaduais e municipais, Conselhos de Consumidores e associações de classe.

- **Auditoria:** área responsável por todo o processo de auditoria interna da empresa, bem como acompanhamentos de auditorias externas.

- **Ouvidoria:** associada ao relacionamento com consumidores para solução de demandas não satisfatoriamente atendidas no âmbito dos processos regulares tratados nos demais níveis da estrutura organizacional.

82. A representação esquemática da composição dos conselhos e da presidência é apresentada abaixo.

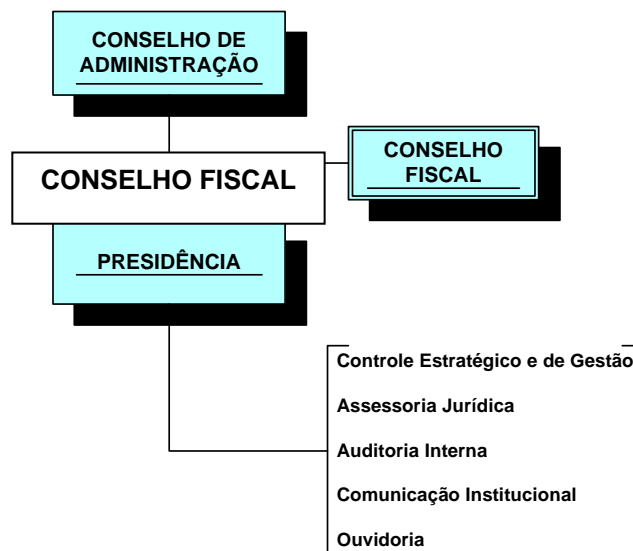


Figura 4: Representação Esquemática da Composição do Conselho e Presidência

## b) Diretoria de Administração

83. A Diretoria de Administração se encarrega das funções de recursos humanos, informática, suprimentos e logística, além dos serviços centralizados de apoio. As tarefas associadas à Administração contemplam os seguintes processos/funções:

- i) **Recursos Humanos:** A área de Recursos Humanos é responsável pela Gestão de Pessoas da Empresa e tem tipicamente sob sua responsabilidade três processos/funções específicas:

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 21 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

- **Administração de RH:** responsável pelas ações relacionadas ao quadro de funcionários da empresa, tais como: análise de cargos e salários, progressões, rescisões contratuais, benefícios, entre outras;
- **T & D:** responsável pelas ações de treinamento e desenvolvimento dos funcionários, tais como: cursos de capacitação, cursos de reciclagem, entre outros;
- **Segurança do Trabalho:** responsável pelas ações relacionadas à segurança do trabalho, em estrita observância à legislação vigente e pelo bem estar dos funcionários.

*ii) Sistemas de Informação:* Trata-se da área responsável pela implementação dos sistemas de informática da empresa, englobando gestão de softwares e hardwares, desenvolvimento de sistemas, além de integração dos dados entre os diversos escritórios da empresa.

*iii) Suprimentos e Gestão Patrimonial:* Responsável pelos processos de compras da empresa, bem como gestão dos bens. É tipicamente composta pelos processos/funções:

- **Compras e Contratações:** responsável pelo processo de compra e gestão de contratos junto a fornecedores;
- **Administração de Materiais:** responsável pela gestão dos almoxarifados da empresa, tais como entrada e saída de materiais para uso interno e externo;
- **Administração de Patrimônio e Serviços:** responsável pela gestão dos bens, dos serviços associados ao perfeito uso dos mesmos, bem como serviços gerais, tais como manutenção de elevadores, gerenciamento de recepção, limpeza, entre outros;

84. A representação esquemática da composição da diretoria administrativa é apresentada abaixo.

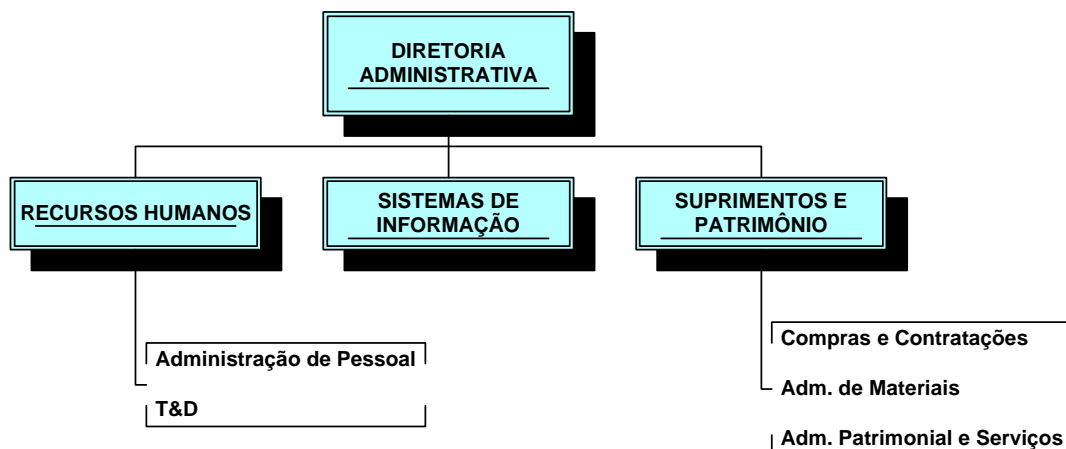


Figura 5: Representação Esquemática da Diretoria Administrativa

### c) Diretoria de Finanças

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 22 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

85. A Diretoria Financeira se encarrega das funções usuais de contabilidade, gestão financeira de curto e longo prazo, incluindo, entre outros, captação de recursos, planejamento financeiro, gestão financeira, orçamento, controle do endividamento da concessionária, pagamentos a fornecedores, pagamentos de salários, liquidação e pagamento de impostos. A Diretoria Financeira contempla os seguintes processos/funções:

i) **Contabilidade:** responsável pela contabilidade da empresa e compreende os seguintes processos/funções:

- **Contabilidade Geral e Fiscal:** responsável pela realização de todos os trâmites contábeis, tais como controle de entrada e saída de notas fiscais, cadastro de ordens de imobilização, recolhimento de impostos, entre outros;
- **Controle de Orçamento e Custo:** responsável pelas estimativas de custo da empresa, envolvendo atividades tais como fechamento mensal de custos.

ii) **Gestão Financeira:** responsável por toda a programação financeira, como, por exemplo, pagamentos a serem efetuados. Compreende os seguintes processos/funções:

- **Programação Financeira:** responsável pela análise de desembolsos a serem efetuados pela empresa;
- **Tesouraria:** responsável pelas contas a pagar.

iii) **Planejamento Econômico Financeiro:** responsável pelas análises e estudos de viabilidade financeira, com o objetivo de melhor utilização de recursos próprios, bem como captação de recursos de terceiros. É composta pelos seguintes processos/funções:

- **Planejamento Orçamentário:** destinado a efetuar todo o planejamento econômico da empresa;
- **Projetos e Estudos Econômicos:** responsável pelos estudos de viabilidade econômica e verificação de formas de utilização de recursos próprios e de terceiros.

86. A representação esquemática da diretoria financeira é apresentada abaixo.

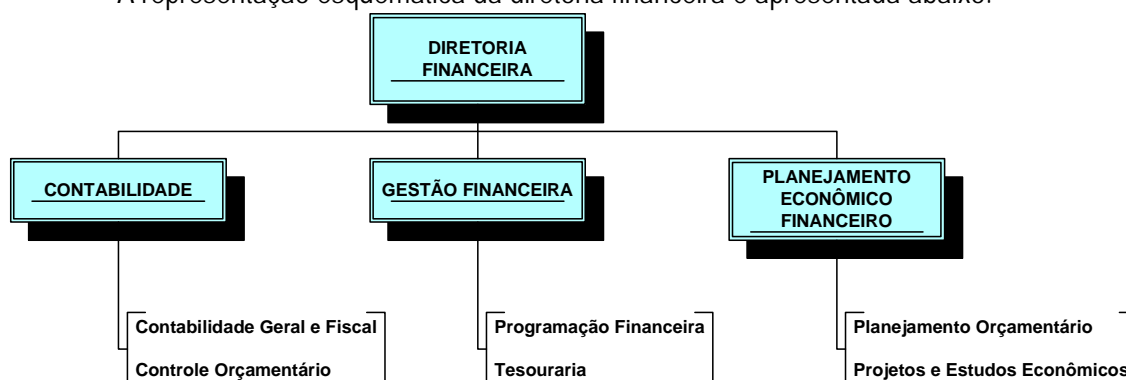


Figura 6: Representação Esquemática da Diretoria Financeira

(Fls. 23 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

#### d) Diretoria Comercial

87. A Diretoria Comercial concentra todas as atividades relativas ao controle e supervisão da gestão comercial, atendimento ao cliente e ciclo comercial regular, incluído o manejo dos sistemas de gestão específicos. A seguir estão detalhados a estrutura de processos/funções, postos de trabalho e os custos associados.

88. Os Processos/Funções desempenhadas no âmbito desta diretoria são: planejamento e controle da gestão comercial; planejamento e controle do atendimento ao cliente; planejamento e controle do serviço técnico; atendimento a grandes clientes; sistemas comerciais; centro de atendimento telefônico; laboratório de medidores.

- **Planejamento e Controle da Gestão Comercial:** incluem os estudos de comercialização de energia no Ambiente de Comercialização Regulado – ACR, bem como o acompanhamento do comportamento dos parâmetros que medem a eficiência da gestão até as previsões de desempenho desses parâmetros no médio e longo prazo. Também se inclui aqui o acompanhamento do ciclo comercial regular.
- **Planejamento e Controle do Atendimento ao Cliente:** incluem o acompanhamento do funcionamento da rede de escritórios comerciais e do *Call Center*, tanto do ponto de vista da qualidade de atendimento como dos indicadores dessa gestão.
- **Planejamento e Controle do Serviço Técnico:** incluem o acompanhamento do comportamento dos parâmetros que medem a eficiência da gestão técnica comercial, até as previsões de desempenho desses parâmetros no médio e longo prazo. Em particular são os responsáveis pelo controle das perdas “não técnicas”.
- **Atendimento a grandes clientes:** é uma função desta diretoria, à medida que a importância do cliente o justifique.
- **Call Center:** é único para uma empresa com o quantitativo de clientes desta, por isso se considera conveniente dirigi-lo diretamente da Diretoria Comercial. É responsável por todo o atendimento telefônico aos clientes.
- **Outros Processo/ Funções/Atividades:** i) Foi considerado o laboratório de medidores, localizando-o de maneira centralizada, para permitir que preste os serviços de calibração e reparação de medidores de toda a empresa; ii) Os sistemas comerciais são muito específicos, por isso se entende conveniente que sejam dirigidos pela Diretoria Comercial.

89. A representação esquemática da composição da diretoria comercial é apresentada abaixo.

(Fls. 24 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

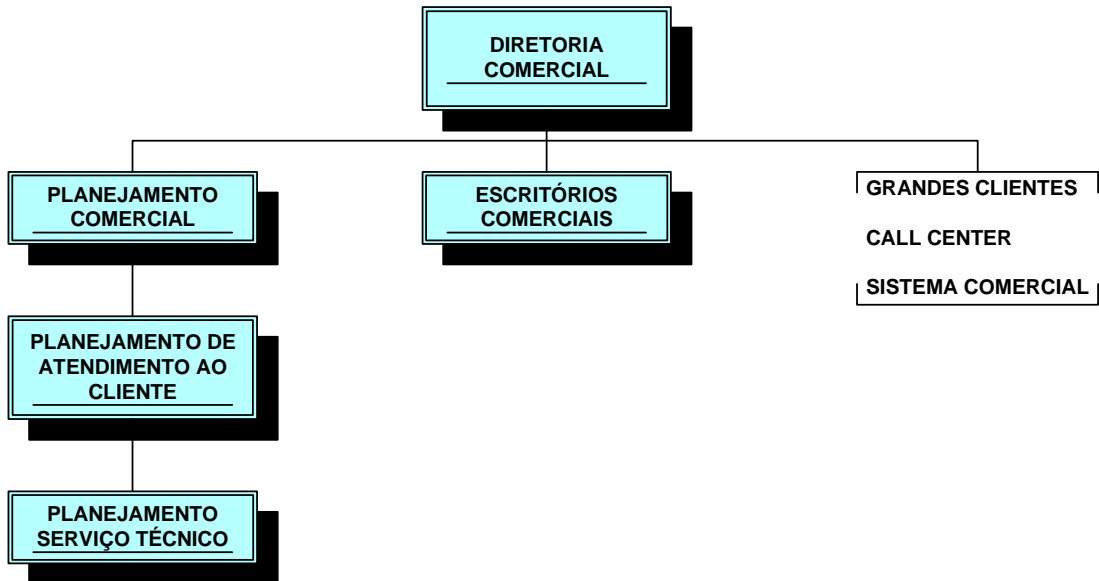


Figura 7: Representação Esquemática da Diretoria Comercial

#### e) Diretoria Técnica

90. A Diretoria Técnica compreende o Planejamento Técnico, Engenharia e Operação, concentrando todas as atividades técnicas relativas à Distribuição.

- **Planejamento e Engenharia:** inclui as tarefas de planejamento do sistema elétrico, além dos projetos, obras e ainda o controle de manutenção que inclui o registro estatístico de falhas dos equipamentos, a programação das revisões e manutenções periódicas, o controle dos custos das atividades programadas e não-programadas e o controle do estoque de peças de reposição.

- **Controle da Operação:** inclui o registro e acompanhamento do comportamento do sistema elétrico até as previsões de seu desempenho no médio e longo prazo, tanto em termos de demandas como em controle de tensões. Inclui o centro de operação do sistema. Os sistemas SCADA que usam os Centros de controle, e os sistemas GIS que suportam a cartografia digitalizada são muito específicos e normalmente são dirigidos por pessoal especializado desta diretoria.

- **Gerências Regionais:** inclui os centros regionais de operação bem como as unidades de operação e manutenção.

91. A representação esquemática da composição da diretoria técnica é apresentada abaixo.

(Fls. 25 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

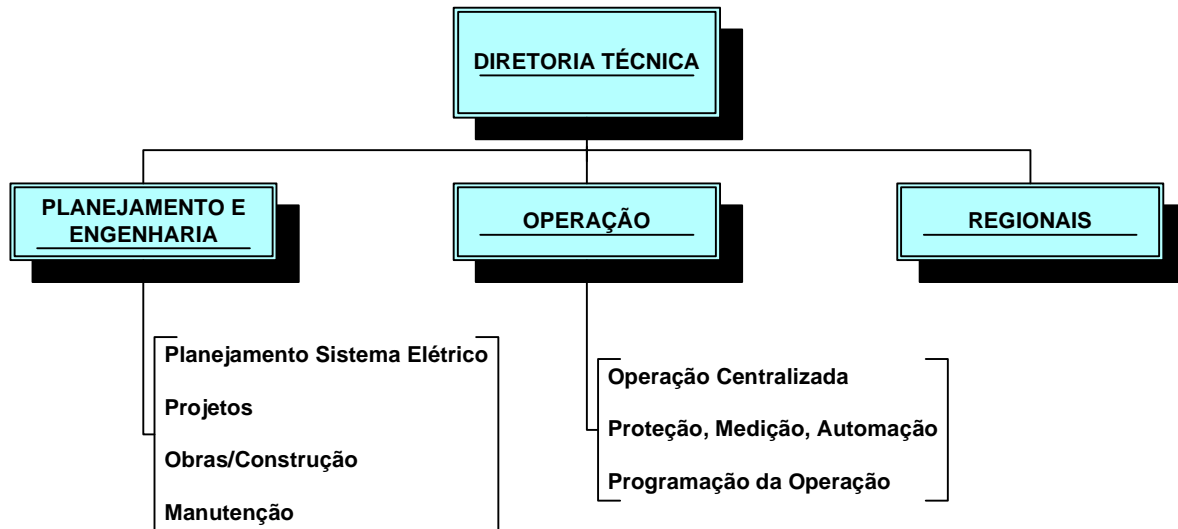


Figura 8: Representação Esquemática da Diretoria Técnica

#### f) Gerências regionais

92. As Gerências Regionais têm como função principal fiscalizar e controlar as atividades de distribuição em seu âmbito territorial, garantindo a efetiva operação e a manutenção da rede de forma eficiente. Estas funções se exercerão através dos escritórios regionais e da estrutura de supervisão de O&M, unidades que dependem diretamente destas gerências.

93. As funções que cumprem estas gerências e os processos/funções diretamente dependentes estão descritas a seguir:

- **Centro Regional de Operação:** Cada gerência regional conta com um Centro Regional de Operação (CRO), que é responsável pela coordenação da operação, seja através do pessoal de operação de campo ou de telecomando.

- **Administração:** As tarefas de administração são: controle de pessoal, compras, orçamentos, caixa, etc. Dentro da administração se encontram as funções de supervisão e controle de logística, relacionada fundamentalmente aos almoxarifados, transporte e equipamentos.

- **Unidades de O&M:** As tarefas de supervisão e controle da manutenção incluem a gestão direta das unidades de trabalho de campo, através da equipe de supervisores, para trabalhos programados e não programados. Esta função também inclui o registro e análise das atividades e os problemas técnicos específicos.

#### g) Escritórios Comerciais

94. Os Escritórios Comerciais têm como função principal fiscalizar e controlar as atividades de Comercialização em seu âmbito geográfico definido, garantindo um efetivo atendimento aos clientes, uma efetiva gestão comercial e do serviço técnico em seu âmbito de ação. Basicamente estes escritórios atendem a todos os clientes da região, mas sua responsabilidade específica é sobre os médios e pequenos clientes. As atividades do escritório poderão ser realizadas por contratados, em particular a leitura e envio de faturas e outros documentos. Em particular neste item não se considerarão os processos de leitura, faturamento, envio

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fls. 26 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

de faturas e outros documentos, e cobrança, que serão analisados no item seguinte. Os escritórios comerciais atribuídos à ER, em quantidade e tipo de escritório, refletem valores razoáveis das relações de clientes por empregado.

95. As funções desempenhadas por estes escritórios e o pessoal diretamente dependente são: gerenciamento e supervisão; gestão comercial; atendimento personalizado ao cliente; serviço técnico; conexões, desconexões, perdas; leitura e distribuição de faturas; e administração e logística.

96. Estes escritórios se encarregam de todos os aspectos relativos à gestão comercial, atendimento ao cliente, ciclo comercial regular e serviço técnico.

97. A gestão comercial inclui o controle diário dos parâmetros da unidade em seu âmbito de atuação e o informe ao responsável pelo escritório e outras unidades de controle de maior hierarquia. Dentro das atividades se inclui o controle diário do ciclo comercial regular, tanto das atividades realizadas por pessoal próprio como contratado.

98. As tarefas de atendimento ao cliente correspondem ao atendimento direto e personalizado no próprio escritório a todos os clientes da empresa que assim o requeiram.

99. As tarefas de serviço técnico incluem a conexão de novos serviços, corte e religamento e, em particular, o controle das perdas “não técnicas”.

100. Além das atividades comerciais, considera-se que realizará a leitura e envio de faturas e outros documentos, com os controles respectivos e dentro da região correspondente. Esta atividade poderá ser realizada com pessoal próprio ou contratado.

101. As tarefas de administração e logística são as necessárias para o desempenho das funções já descritas.

#### **h) Operação e Manutenção**

102. A estrutura para os processos e atividades de O&M incluem os seguintes grupos de trabalho e respectivas atividades desenvolvidas:

- **Operação:** As tarefas de operação consistem em atuar sobre a rede de forma programada ou manobrar frente a situações de emergência ou imprevistas. Neste caso, as operações incluem todas as ações que permitirão a realização de intervenções de manutenção sobre as instalações e de recomposição do serviço logo depois das intervenções;

- **Manutenção:** Inclui todas as atividades de reparação não programadas e as atividades programadas de reparação, inspeção, revisão e adequação de instalações:

- **Corretiva:** Compreende as tarefas de manutenção que derivam principalmente das quebras do equipamento por envelhecimento, aleatórias ou por acidentes.

(Fls. 27 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

- **Preventiva:** Compreende as tarefas de revisão periódica das instalações que realizam o pessoal de O&M, incluído todas aquelas ações corretivas que surjam das revisões e que estejam ao alcance das equipes que realizam estas tarefas;
- **Adequações:** Compreende as tarefas periódicas de acondicionamento das instalações, advindas do planejamento da manutenção e que correspondem às tarefas de manutenção de caráter preventivo.

103. Entende-se que parte das tarefas de O&M pode ser contratada com terceiros, em particular as de manutenção. A supervisão e o planejamento destas tarefas se entende que devem estar a cargo de pessoal próprio da empresa. O que resulta do estudo dos processos é uma força de trabalho com uma infraestrutura associada, de onde se determinam os custos.

### III.2. DIMENSIONAMENTO DOS RECURSOS HUMANOS E CUSTOS TOTAIS POR ÁREA

104. Neste item se descrevem os recursos dimensionados e os critérios utilizados especificamente para cada área. Em termos gerais, a seqüência de dimensionamento é a seguinte:

- a) Parte-se dos dados de clientes e instalações da concessionária.
- b) Definem-se os processos comerciais e técnicos, frequências médias e tempos de execução.
- c) Definem-se os escritórios comerciais partindo da localização real na situação atual.
- d) Das etapas já mencionadas resultam os recursos humanos e materiais dos processos comerciais e técnicos.
- e) Definem-se as estruturas centrais das áreas de Diretoria e Administração, Técnica e Comercial, considerando como principal balizador os recursos resultantes dos processos, em particular a quantidade de empregados.
- f) Ajustam-se os níveis dos cargos da estrutura em função do porte da empresa, balizado pelo número de consumidores e o comprimento da rede, ou indiretamente pelos recursos resultantes dos processos.

#### III.2.1 CONSELHO E PRESIDÊNCIA

##### III.2.1.1 – Recursos Humanos Requeridos

105. Nos quadros a seguir, apresentam-se os postos de trabalho necessários para cobrir as funções desta área e sua remuneração nominal associada. Funções como o Assessoramento Jurídico poderão ser contratadas fora da empresa, mas os custos não devem ser superiores aos determinados para o pessoal próprio mais a cota parte de outros gastos que esta unidade demanda na empresa.

**Tabela 10: Postos e Salários da Presidência**

ÁREA/ PROCESSO/FUNÇÃO	CARGO	QUANTIDADE DE POSTOS	SALÁRIO NOMINAL /MÊS (R\$)
699BPRESIDÊNCIA	Presidente	1	65.572,94
ASSESSORIA JURÍDICA	Secretária Executiva	1	2.440,22
ASSESSORIA DE	Motorista	1	853,14

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 28 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

COMUNICAÇÃO	Auxiliar Administrativo	1	752,56
AUDITORIA INTERNA	Gerente de Assuntos Legais	1	11.304,48
CONTROLE ESTRATÉGICO DE GESTÃO	Advogado	3	4.581,15
OUVIDORIA	Gerente de Relações Institucionais	1	11.304,48
	Assessor de Comunicação	1	5.537,37
	Assistente de Comunicação	1	2.440,22
	Assistente Administrativo	2	1.583,35
	Auxiliar Administrativo	1	752,56
	Gerente de Auditoria	1	11.304,48
	Analista de Auditoria	1	5.537,37
	Assistente Administrativo	3	1.583,35
	Profissional de Auditoria	1	4.581,15
	Técnicos de Auditoria	2	2.969,24
	Gerente de Controle de Gestão	1	11.304,48
	Analista de Gestão	1	5.537,37
	Assistente Técnico	2	2.440,22
	Assistente Administrativo	2	1.583,35
	Auxiliar Administrativo	1	752,56
	Gerente de Ouvidoria	1	11.304,48
	Profissional de Ouvidoria	1	5.537,37
	<b>Total</b>	<b>31</b>	

**Tabela 11: Postos e Salários dos Conselhos**

ÁREA/ PROCESSO/FUNÇÃO	CARGO	QUANTIDADE DE POSTOS	SALÁRIO NOMINAL /MÊS (R\$)
721BCONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E FISCAL	Membro do Conselho de Administração	5	13.115
	Membro do Conselho Fiscal	3	6.566
	Analista	1	4.581
	Secretária Executiva	1	2.440
<b>Total</b>		<b>10</b>	

### III.2.1.2 – Custos do Conselho de Administração e Fiscal e da Presidência

106. Apoiando-se nos recursos humanos descritos no item anterior e nos gastos que o funcionamento desta estrutura implica, determinou-se o seguinte quadro de custos.

**Tabela 12: Custos Totais de Pessoal – Conselhos e Presidência**

ITEM DE CUSTO	CUSTO DE PESSOAL (R\$)	CUSTO DE MATERIAIS E SERVIÇOS (R\$)
741BCONSELHOS	1.178.678	---
	---	44.300
752BPRESIDÊNCIA	4.334.053	---
	---	67.332

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 29 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

Comunicações	---	58.404
Informática	---	32.991
Insumos e Outros Gastos	---	175.040
Marketing	---	606.799
Auditoria Externa	---	500.000
<b>CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)</b>	<b>5.512.731</b>	<b>1.484.867</b>

### III.2.2. DIRETORIA DE ADMINISTRAÇÃO

#### III.2.2.1 – Recursos Humanos Requeridos

107. No quadro seguinte apresentam-se os postos de trabalho necessários para cobrir as funções desta área e sua remuneração nominal associada. Algumas funções poderão ser contratadas, ao menos parcialmente fora da empresa, mas os custos não deveriam ser superiores aos determinados para o pessoal próprio mais a cota parte de outros gastos que esta unidade demanda na empresa. Como exemplo destas atividades podem ser mencionados os serviços de manutenção de sistemas, recrutamento de pessoal, etc.

**Tabela 13: Postos e Salários da Diretoria Administrativa**

ÁREA/ PROCESSO/FUNÇÃO	CARGO	QUANTIDADE DE POSTOS	SALÁRIO NOMINAL /MÊS (R\$)
DIRETORIA DE ADMINISTRAÇÃO	Diretor de Administração	1	27822
	Secretária	1	1983
RECURSOS HUMANOS	Auxiliar Administrativo	1	753
SISTEMAS DE INFORMAÇÃO	Gerente de Contabilidade	1	11304
	Chefe de Contabilidade	1	5537
	Contadores	3	3583
	Assistente Administrativo	4	1583
	Auxiliar Administrativo	3	753
	Gerente de Compras e Logística	1	11304
	Chefe de Compras	1	5537
	Chefe de Almoxarifado	1	5537
	Contadores	2	3583
	Assistente Técnico	2	2440
	Assistente Administrativo	2	1583
	Auxiliar Administrativo	2	753
	Gerente de Recursos Humanos	1	11304
	Chefe de Capacitação	1	5537
	Chefe de Remuneração	1	5537
	Chefe de Medicina do Trabalho	1	4581
	Analista de Capacitação	1	3583
	Analista de Remuneração	1	3583
	Analista de Medicina do Trabalho	1	3583
	Assistente Técnico	2	2440
	Secretária	1	1983
	Assistente Administrativo	2	1583
	Auxiliar Administrativo	2	753
	Gerente de Sistemas	1	11304

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 30 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

Engenheiro de Sistemas	3	4581
Analista de Sistemas	5	3583
Secretária	1	1983
Assistente Administrativo	2	1583
Auxiliar Administrativo	5	753
<b>Total</b>	<b>57</b>	

### III.2.2.2 – Custos da Diretoria de Administração

108. Apoiando-se nos recursos humanos descritos no item anterior e nos gastos que o funcionamento desta estrutura implica, determinou-se o seguinte quadro de custos.

**Tabela 14: Custos Totais de Pessoal – Diretoria de Administração**

ITEM DE CUSTO	CUSTO DE PESSOAL (R\$)	CUSTO DE MATERIAIS E SERVIÇOS (R\$)
Pessoal	4.687.044	---
Aluguel de Escritório	---	123.804
Comunicações	---	2.354.748
883BADMINISTRAÇÃO PC's	---	60.661
Sistema de Administração	---	2.464.487
Sistemas Centrais	---	1.862.827
Insumos e Outros Gastos	---	252.031
<b>CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)</b>	<b>4.687.044</b>	<b>7.118.559</b>

### III.2.3. DIRETORIA DE FINANÇAS

#### III.2.3.1 – Recursos Humanos Requeridos

109. No quadro seguinte apresentam-se os postos de trabalho necessários para cobrir as funções desta área e sua remuneração nominal associada.

**Tabela 15: Postos e Salários da Diretoria Financeira**

ÁREA/ PROCESSO/FUNÇÃO	CARGO	QUANTIDADE DE POSTOS	SALÁRIO NOMINAL /MÊS (R\$)
955BDIRETORIA FINANCEIRA	Diretor Financeiro	1	27822
	Secretária	1	1983
	Auxiliar Administrativo	1	753
	Gerente de Planejamento Financeiro	1	11304
	Analista Financeiro	1	6771
	Chefe de Orçamento	1	5537
	Economista	2	4581
	Técnico de Planejamento	1	2969
	Técnico de Orçamento	1	2969
	Assistente Administrativo	2	1583

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 31 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

Auxiliar Administrativo	2	753
Gerente de Gestão Financeira	1	11304
Chefe de Captação de Recursos	1	6771
Chefe de Arrecadação	1	5537
Chefe de Tesouraria	1	4581
Contadores	3	3583
Técnico de Administração	4	2440
Assistente Administrativo	4	1583
Auxiliar Administrativo	2	753
<b>Total</b>	<b>31</b>	

### III.2.3.2 – Custos da Diretoria de Finanças

110. Apoiando-se nos recursos humanos descritos no item anterior e nos gastos que o funcionamento desta estrutura implica, determinou-se o seguinte quadro de custos.

**Tabela 16: Custos Totais de Pessoal – Diretoria Financeira**

ITEM DE CUSTO		CUSTO DE PESSOAL (R\$)	CUSTO DE MATERIAIS E SERVIÇOS (R\$)
DIRETORIA FINANCEIRA	Pessoal	2.888.393	---
	Aluguel de Escritório	---	67.332
	Comunicações	---	58.404
	PC's	---	32.991
	Insumos e Outros Gastos	---	101.462
<b>CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)</b>		<b>2.888.393</b>	<b>260.190</b>

### III.2.4. DIRETORIA TÉCNICA

#### III.2.4.1 – Recursos Humanos Requeridos

111. No quadro seguinte apresentam-se os postos de trabalho necessários para cobrir as funções desta área e sua remuneração nominal associada.

**Tabela 17: Postos e Salários da Diretoria Técnica**

ÁREA/ PROCESSO/FUNÇÃO	CARGO	QUANTIDADE DE POSTOS	SALÁRIO NOMINAL /MÊS (R\$)
DIRETORIA DE DISTRIBUIÇÃO	Diretor	1	27822
	Secretária	1	1983
	Auxiliar Administrativo	1	753
	Gerente de Operação	1	11304
	Chefe de Planejamento da Operação	1	6771
	Chefe do Centro de Operação do Sistema – COS	1	5537

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 32 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

Engenheiro de Operação	2	4581
Engenheiro de Operação Junior	1	3583
Coordenador do COS	2	2969
Técnico de Operação	3	2969
Supervisor do COS	1	2440
Assistente Técnico	3	1983
Auxiliar Administrativo	2	753
Gerente de Manutenção MT e BT	1	11304
Chefe de Planejamento da Manutenção de MT e BT	1	6771
Engenheiro de Manutenção	3	4581
Engenheiro de Manutenção Junior	2	3583
Técnico de Manutenção	4	2969
Assistente Técnico	7	1983
Auxiliar Administrativo	3	753
Gerente de Manutenção AT	1	11304
Chefe de Planejamento da Manutenção de AT	1	6771
Engenheiro de Manutenção	2	4581
Engenheiro de Manutenção Junior	4	3583
Técnico de Manutenção	4	2969
Assistente Técnico	4	1983
Auxiliar Administrativo	2	753
<b>Total</b>	<b>59</b>	

### III.2.4.2 – Custos da Diretoria Técnica

112. Apoiando-se nos recursos humanos descritos no item anterior e nos gastos que o funcionamento desta estrutura implica, determinou-se o seguinte quadro de custos.

**Tabela 18: Custos Totais de Pessoal – Diretoria Técnica**

ITEM DE CUSTO	CUSTO DE PESSOAL (R\$)	CUSTO DE MATERIAIS E SERVIÇOS (R\$)
Pessoal	6.026.391	---
Aluguel de Escritório	---	128.148
Comunicações	---	3.591.156
1097BDIRETORIA TÉCNICA SCADA e GIS	---	4.039.805
Sistemas de Distribuição	---	808.674
PC's	---	62.790
Insumos e Outros Gastos	---	542.998
<b>CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)</b>	<b>6.026.391</b>	<b>9.173.570</b>

### III.2.5. GERÊNCIAS REGIONAIS

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 33 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

### III.2.5.1 – Recursos Humanos Requeridos

113. No quadro mostrado a seguir, apresentam-se todos os postos de trabalho necessários para cobrir as funções desta área e sua remuneração nominal associada. Nesta unidade em particular são escassas as possibilidades de realizar contratações terceirizadas para as funções descritas, já que se trata basicamente de pessoal de supervisão.

**Tabela 19: Postos e Salários – Gerências Regionais**

ÁREA/ PROCESSO/FUNÇÃO	CARGO	QUANTIDADE DE POSTOS	SALÁRIO NOMINAL /MÊS (R\$)	
1166B1168B1176BGERÊNCIAS REGIONAIS(4)	Gerente Regional	1	8236	
	Chefe de Administração	1	4581	
	Chefe de Almoxarifado	1	3583	
	Secretária	1	1983	
	Assistente da Administração	2	1983	
	Auxiliar de Almoxarifado	1	753	
	Auxiliar Administrativo	3	753	
	Chefe de Operação e Manutenção	1	5537	
	Engenheiro de Operação	1	4581	
	Engenheiro de Manutenção	1	4581	
	Supervisores de Operação e Manutenção	9	2969	
	Coordenador de Centro de Operação	8	2440	
	Técnico de Operação	1	2440	
	Técnico de Manutenção	2	2440	
	Assistente Técnico	3	1983	
	Auxiliar Administrativo	3	753	
	Chefe Comercial	1	5537	
	Assessor Comercial	1	4581	
	Supervisor Comercial	2	2440	
	Assistente Comercial	3	1583	
	Auxiliar Administrativo	3	753	
	Chefe de AT	1	5537	
	Engenheiro Junior	4	3583	
	Técnico AT	4	2440	
	<b>Total</b>		<b>58</b>	

114. Os postos de gerentes e coordenadores de unidade são únicos e portanto não dependem do tamanho da região. Este é o caso do gerente de região, dos coordenadores de administração comercial, operação e almoxarifado. O dimensionamento dos técnicos e do pessoal de apoio se realizou tendo em conta a quantidade de clientes da região para comercialização e a quantidade de instalações da região para O&M. Deste modo, resulta uma estrutura capaz de exercer um efetivo controle da gestão de cada região e de suas unidades dependentes de comercialização e de O&M dispersas geograficamente. No caso particular dos supervisores de O&M foram consideradas as bases com uma distribuição geográfica apoiada na dos escritórios comerciais.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fls. 34 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

### III.2.5.2 – Custos das Gerências Regionais

115. Apoiando-se nos recursos humanos descritos no item anterior e nos gastos que o funcionamento desta estrutura implica, determinou-se o seguinte quadro de custos.

**Tabela 20: Custos Totais das Gerências Regionais**

ITEM DE CUSTO	CUSTO DE PESSOAL (R\$)	CUSTO DE MATERIAIS E SERVIÇOS (R\$)
Pessoal	17.710.794	---
Aluguel de Escritório	---	503.904
Comunicações	---	437.088
Informática	---	210.860
Transporte	---	616.918
Edifícios e Insumos de O&M	---	486.000
Insumos e Outros Gastos	---	606.744
<b>CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)</b>	<b>17.710.794</b>	<b>2.861.514</b>

### III.2.6. ÁREA COMERCIAL

116. Os custos associados à área comercial podem ser calculados a partir da seguinte estrutura:

- Diretoria comercial;
- Escritórios comerciais;
- Processos comerciais.

#### III.2.6.1 – DIRETORIA COMERCIAL

##### III.2.6.1.1. Recursos Humanos Requeridos

117. No quadro seguinte apresentam-se os postos de trabalho necessários para cobrir as funções desta área e sua remuneração nominal associada. Algumas funções poderão ser contratadas ao menos parcialmente fora da empresa, mas os custos não deveriam ser superiores aos determinados para o pessoal próprio mais a cota parte de outros gastos que esta unidade demanda na empresa. Basicamente as funções que poderão ser contratadas serão os serviços de *software*, laboratório de medidores, pessoal do *Call Center* e, desse modo, contar com uma quantidade de pessoal permanente mais reduzida.

**Tabela 21: Postos e Salários – Diretoria Comercial**

ÁREA/ PROCESSO/FUNÇÃO	CARGO	QUANTIDADE DE POSTOS	SALÁRIO NOMINAL /MÊS (R\$)
1322BDIRETORIA COMERCIAL	Diretor	1	27822
	Secretária	1	1983
	Auxiliar Administrativo	1	753
	Gerente de Gestão Comercial	1	11304
	Analista de Gestão Comercial	1	5537

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 35 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

Chefe de Ciclo Comercial	1	4581
Supervisor de Faturamento	1	2969
Supervisor de Arrecadação	1	2969
Assistente Comercial	7	1583
Auxiliar Administrativo	2	753
Gerente de Atendimento a Clientes	1	11304
Gerente de Atendimento a Grandes Clientes	1	8236
Analista de Atendimento a Clientes	1	5537
Chefe de Call Center	1	4581
Supervisor de Atendimento a Cliente	4	2440
Assistente Comercial	2	1583
Pessoal Call Center	97	753
Auxiliar Administrativo	2	753
Gerente de Serviços Técnicos	1	11304
Chefe de Perdas Comerciais	1	5537
Engenheiro de Medição	1	5537
Chefe de Laboratório de Medição	1	4581
Supervisor de Medição	2	2969
Assistente Técnico	4	1983
Eletricista	2	1583
Auxiliar Administrativo	2	753
Gerente de Mercado e Tarifas	1	8236
Analista de Tarifas	1	5537
Técnico de Mercado	1	2969
Assistente Comercial	2	1583
<b>Total</b>	<b>145</b>	

118. Os postos de diretor e coordenadores de unidade são únicos e, portanto, não dependem do tamanho da empresa. Tal é o caso do Diretor Comercial, os coordenadores de gestão, atendimento ao cliente e grandes clientes, e serviço técnico. Basicamente, esta diretoria está dotada de profissionais e técnicos que suportarão o funcionamento das unidades. O dimensionamento dos profissionais e do pessoal de apoio se realizou tendo em conta a quantidade de clientes da empresa.

### III.2.6.1.2. Custos da Diretoria Comercial

119. Apoiado nos recursos humanos descritos no parágrafo anterior e nos gastos que o funcionamento desta estrutura implica, determinou-se o seguinte quadro de custos.

**Tabela 22: Custos Totais de Pessoal – Diretoria Comercial**

ITEM DE CUSTO		CUSTO DE PESSOAL (R\$)	CUSTO DE MATERIAIS E SERVIÇOS (R\$)
<b>DIRETORIA COMERCIAL</b>	Pessoal (exceto Call Center)	4.105.187	---
	Aluguel de Escritório (inclusive Call Center)	---	104.256
	Comunicações (exceto Call Center)	---	90.432
	Sistema Comercial	---	3.234.694
	Sistema <i>Call Center</i>	---	2.157.909

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 36 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

Pessoal do <i>Call Center</i>	1.615.882	---
PC's Comercial e <i>Call Center</i>	---	103.231
Insumos e Outros Gastos	---	556.257
<b>CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)</b>	<b>5.721.069</b>	<b>6.246.778</b>

### III.2.6.2 – ESCRITÓRIOS COMERCIAIS

#### III.2.6.2.1. Recursos Humanos Requeridos

120. Em função da densidade de clientes, estimou-se necessária a localização dos escritórios comerciais nas cidades mais importantes. Deste modo, se consegue ter uma distribuição geográfica dos escritórios comerciais que garante uma proximidade razoável aos clientes e, por sua vez, é possível a gestão em cada região sem grandes custos de deslocamento. Como consequência, resulta que os escritórios serão de quantidades de clientes muito diversas; por isso, estabeleceram-se tamanhos “típicos” que estão descritos no quadro seguinte.

**Tabela 23: Tipos de Escritórios Comerciais**

Escritório Tipo	Faixa de Clientes	Escritório Representativo
Tipo 1	100.000 a 300.000	200.000 clientes
Tipo 2	40.000 a 100.000	70.000 clientes
Tipo 3	10.000 a 40.000	25.000 clientes
Tipo 4	4.000 a 10.000	7.000 clientes

121. Os dimensionamentos não incluem o pessoal dos processos de leitura, faturamento, envio de faturas e outros documentos, e cobrança. Estes processos são analisados individualmente no item de processos comerciais.

122. A seguir são descritos os escritórios comerciais em ordem decrescente de tamanho. A ER da concessionária possui escritórios comerciais dos tipos 1, 2, 3 e 4. Os quantitativos de cada um dos tipos de escritório são mostrados entre parênteses. Na definição do quantitativo de escritórios comerciais foi utilizada a premissa de que em municípios com mais de 2.000 unidades consumidoras deverá haver atendimento pessoal (proposta de revisão da Resolução Normativa nº. 456/2000, que trata das condições gerais de fornecimento de energia elétrica).

**Tabela 24: Escritório Comercial Tipo 1 – Postos e Salários**

ESCRITÓRIO COMERCIAL	POSTOS DE TRABALHO	QUANTIDADE DE POSTOS	SALÁRIO NOMINAL /MÊS (R\$)
1375BTIPO 1(1)	Chefe do Escritório Comercial	1	4581
	Supervisor Comercial	2	2969
	Supervisor Técnico	2	2969
	Eletricista II	13	1314
	Assistente de Atendimento Comercial	13	1329
<b>Total</b>		<b>31</b>	

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 37 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

**Tabela 25: Escritório Comercial Tipo 2 – Postos e Salários**

ESCRITÓRIO COMERCIAL	POSTOS DE TRABALHO	QUANTIDADE DE POSTOS	SALÁRIO NOMINAL /MÊS (R\$)
1399BTIPO 2(1)	Chefe do Escritório Comercial	1	4581
	Supervisor Comercial	1	2969
	Supervisor Técnico	1	2969
	Eletricista II	5	1314
	Assistente de Atendimento Comercial	5	1329
<b>Total</b>		<b>13</b>	

**Tabela 26: Escritório Comercial Tipo 3 – Postos e Salários**

ESCRITÓRIO COMERCIAL	POSTOS DE TRABALHO	QUANTIDADE DE POSTOS	SALÁRIO NOMINAL /MÊS (R\$)
1423BTIPO 3(9)	Chefe do Escritório Comercial	1	4581
	Supervisor Comercial	1	2969
	Supervisor Técnico	1	2969
	Eletricista II	2	1314
	Assistente de Atendimento Comercial	2	1329
<b>Total</b>		<b>7</b>	

**Tabela 27: Escritório Comercial Tipo 4 – Postos e Salários**

ESCRITÓRIO COMERCIAL	POSTOS DE TRABALHO	QUANTIDADE DE POSTOS	SALÁRIO NOMINAL /MÊS (R\$)
TIPO 4(48)	Eletricista II	1	1314
	Auxiliar de O&M	1	753
	Assistente de Atendimento Comercial	1	1329
<b>Total</b>		<b>3</b>	

123. Os postos de coordenador de escritório e supervisores são únicos e, portanto, são menos dependentes do tamanho do escritório comercial, não estando presente apenas nos escritórios Tipo 4. O dimensionamento dos técnicos e o pessoal de atendimento ao cliente foi realizado tendo em consideração a quantidade de clientes do escritório. Deste modo, resulta uma estrutura capaz de exercer uma efetiva gestão de atendimento ao cliente e do serviço técnico.

#### III.2.6.2.2. Custos dos Escritórios Comerciais

124. Baseado nos recursos humanos descritos anteriormente e nos gastos que o funcionamento desta estrutura implica, determinou-se o seguinte quadro de custos para a totalidade dos escritórios comerciais.

**Tabela 28: Custos Totais dos Escritórios Comerciais**

ITEM DE CUSTO	CUSTO DE PESSOAL (R\$)	CUSTO DE MATERIAIS E SERVIÇOS (R\$)
1466BESCRITÓRIOS Pessoal	11.292.698	---

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 38 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

COMERCIAIS (73)	Aluguel de Escritório	---	545.172
	Comunicações	---	472.884
	Informática	---	164.957
	Transporte	---	1.285.245
	Insumos e Outros Gastos	---	1.565.896
<b>CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)</b>		<b>11.292.698</b>	<b>4.034.154</b>

### III.2.6.3 – PROCESSOS COMERCIAIS

125. Os custos associados aos processos comerciais são agrupados em leituras de medidores, envio e edição de faturas e documentos, além da cobrança. Os gastos relativos a essas atividades são calculados da seguinte maneira:

- **LEITURA DE MEDIDORES:** Com base na produtividade média, medida em número de leituras por jornada de trabalho, e no número de clientes, considerando atividade de baixo nível de especialização e contemplando o custo de transporte. O custo mensal de leitura de medidores é calculado da seguinte maneira:

$$C_{lm} = H_{lm} * (C_{mo} + C_{tr}) \quad (5)$$

onde:

$C_{lm}$  – Custo de Leitura de Medidores;

$H_{lm}$  – Total de Horas de Leitura por mês;

$C_{mo}$  – Custo de pessoal por hora – custo horário considerando remuneração de pessoal de baixa especialização, a valores de mercado conforme pesquisa salarial;

$C_{tr}$  – Custo de locomoção e outras despesas por hora.

O total de horas de leitura por mês ( $H_{lm}$ ) é calculado como:

$$H_{lm} = \frac{Q_{cl}}{Q_{lh}} \quad (6)$$

onde:

$Q_{cl}$  – Quantidade de Clientes.

$Q_{lh}$  – Quantidade de leituras por hora.

A quantidade de leituras ( $Q_{lh}$ ) por hora é calculado como:

$$Q_{lh} = \frac{Q_{ld}}{Q_{hd}} \quad (7)$$

onde:

$Q_{ld}$  – Produtividade do operário, em quantidade de leituras por dia e por operário, um dado estabelecido com base em levantamento da produtividade média para a tarefa;

$Q_{hd}$  – Horas reais disponíveis por operário.

- **ENVIO DE FATURAS E DOCUMENTOS:** Baseia-se na produtividade média, medida em número de envios por jornada de trabalho, e no número de clientes. Remuneração

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 39 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

conforme atividade de baixo nível de especialização, em que se contempla o custo de transporte. O cálculo do custo mensal de envio de faturas e documentos segue exatamente a mesma lógica que o cálculo do custo de leitura, considerando o total de envios de faturas e documentos por mês, o custo de pessoal e o de locomoção.

- **EDIÇÃO DE FATURAS E DOCUMENTOS:** Baseia-se em pesquisa de mercado de empresas que prestam esse tipo de serviço, sendo que o pessoal necessário para revisão e organização das faturas e documentos é alocado na Diretoria Comercial. O custo mensal com edição de faturas e documentos é calculado da seguinte maneira:

$$Cef = Cuf * Qcl \quad (8)$$

onde:

*Cef* – Custo com edição de faturas e documentos;

*Cuf* – Custo unitário de edição de faturas e documentos com base em pesquisa de mercado de empresas que prestam esse tipo de serviço;

*Qcl* – Quantidade de clientes.

- **COBRANÇA:** Com base em levantamento feito no mercado brasileiro e com valor que corresponde à comissão pelo serviço que cobram os bancos. O cálculo do custo mensal de cobrança de faturas segue a mesma lógica da edição de faturas e documentos, considerando-se o custo da comissão bancária de cobrança, e não o custo de edição de faturas e documentos:

$$Ccb = Cub * Qcl \quad (9)$$

onde:

*Ccb* – Custo com cobrança de faturas;

*Cub* – Custo unitário da comissão bancária de cobrança com base em pesquisa de valor cobrado no mercado brasileiro;

*Qcl* – Quantidade de clientes.

### III.2.6.3.1. Leitura, Envio de Faturas e Documentos e Cobrança

126. As atividades compreendidas sob esta denominação referem-se à leitura de medidores, impressão e envio de faturas e outros documentos, assim como a cobrança de faturas. Com base no art. 41 da Resolução 456/2000, para os clientes rurais, atendidos em baixa tensão, está sendo considerada leitura e faturamento trimestral.

127. Para a leitura de medidores e o envio de faturas e outros documentos é possível considerar sua execução com pessoal próprio ou sob a modalidade de serviços contratados, como consequência do fato que o dimensionamento dos recursos foi feito tendo em vista as produtividades do pessoal diretamente afetado.

128. Para a impressão de faturas e a cobrança considerou-se a contratação destes serviços externamente à empresa, a custos considerados de mercado no Brasil e comparados com os da região. A seguir analisa-se em separado cada uma das atividades.

#### a) Leitura de Medidores

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 40 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

129. Para efeito de valoração dos custos da leitura de medidores, tomou-se em conta os dados e hipóteses básicos expostos a seguir.

- Consideram-se as produtividades médias do pessoal nos países da região, sendo que para os clientes urbanos foram consideradas 330 leituras por jornada de trabalho, e para clientes rurais, 45 leituras por jornada de trabalho;
- Para a determinação das remunerações do pessoal consideram-se as atividades como de baixo nível de especialização. Aos gastos de salários e encargos sociais, são somados os gastos de deslocamento correspondentes ao custo horário de uma motocicleta para cada operário de leitura.

130. No quadro seguinte encontram-se os custos associados à leitura de clientes urbanos e rurais, com leitura de frequência mensal, assim como a quantidade necessária de leituristas.

**Tabela 29: Leitura de Medidores**

CLIENTES	PERÍODO DE LEITURA	QUANTIDADE DE CLIENTES	LEITURAS POR JORNADA	QUANTIDADE DE LEITURISTAS	CUSTO TOTAL / ANO (R\$)
URBANOS	Mensal	647.334	330	90	2.006.402
RURAIIS	Mensal	282	45	1	6.546
RURAIIS	Trimestral	66.265	45	34	502.066
<b>TOTAIS</b>				125	2.515.014

131. A quantidade de leituristas deve ser considerada como um valor de força de trabalho equivalente, já que poderá ser pessoal próprio da empresa ou um serviço contratado a custos equivalentes.

#### **b) Edição de Faturas e Documentos**

132. A edição das faturas foi valorada a R\$ 0,21/unidade, que corresponde à operação de impressão do documento incluído o papel pré-impresso, a partir da base de dados da área comercial, onde se efetuou previamente o processamento informatizado da leitura do medidor e foram calculados os montantes de todos os conceitos que integram a fatura.

133. Os custos do pessoal necessário para a revisão e organização da distribuição de faturas são incluídos nos custos de pessoal da Diretoria Comercial.

134. A quantidade de edição é determinada considerando que são gerados outros documentos para 10% dos clientes.

135. Nos quadros seguintes encontram-se os custos associados à edição de faturas e outros documentos de clientes urbanos e rurais, com frequência mensal.

**Tabela 30: Edição de Faturas e Outros Documentos**

(Fls. 41 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

CLIENTES	PERÍODO DE IMPRESSÃO	QUANTIDADE DE FATURAS	QUANTIDADE OUTROS DOCS	CUSTO POR FATURA (R\$)	CUSTO TOTAL / ANO (R\$)
URBANOS	Mensal	7.768.008	776.801	0,21	1.794.410
RURAI	Mensal	3.386	339	0,21	782
RURAI	Trimestral	795.178	39.759	0,21	175.337
<b>TOTAIS</b>					<b>1.970.529</b>

### c) Envio de Faturas e Documentos

136. Para efeito de valoração destes custos, consideraram-se as hipóteses e dados básicos expostos a seguir:

- Consideraram-se para envio de faturas as produtividades médias do pessoal, sendo que para os clientes urbanos foram considerados 375 envios por jornada de trabalho, e para clientes rurais 50 envios por jornada de trabalho.
- Para a determinação das remunerações do pessoal, consideram-se as atividades como de baixo nível de especialização. Aos gastos de salários e encargos sociais, foram somados os gastos de deslocamento correspondentes ao custo horário de uma motocicleta para cada operário de leitura.

137. No quadro seguinte encontram-se os custos associados ao envio de faturas a clientes urbanos e rurais, com leitura de frequência mensal, assim como a quantidade necessária de operários.

**Tabela 31: Envio de Faturas**

CLIENTES	PERÍODO DE ENVIO	QUANTIDADE DE CLIENTES	ENVIOS POR JORNADA	QUANTIDADE DE ENTREGADORES	CUSTO TOTAL / ANO (R\$)
			Faturas		
URBANOS	Mensal	647.334	375	79	1.765.574
RURAI	Mensal	282	50	1	5.864
RURAI	Trimestral	66.265	50	31	340.512
<b>TOTAIS</b>				<b>80</b>	<b>2.111.950</b>

138. Para o envio de outros documentos foram considerados os mesmos critérios que aqueles para o envio de faturas, exceto os referentes às frequências, que são menores. Estes documentos são de conteúdo diversificado, e são gerados em quantidade menor que as faturas; por isso, haverá uma maior distância entre os clientes que recebem os documentos e, conseqüentemente, será afetada a produtividade dos operários.

139. A quantidade de envios foi determinada considerando que são gerados outros documentos para 5% dos clientes.

140. No quadro seguinte encontram-se os custos associados ao envio de faturas e de outros documentos a clientes urbanos e rurais, com leitura de frequência mensal, assim como a quantidade necessária de operários.

**Tabela 32: Envio de Outros Documentos**

CLIENTES	PERÍODO	QUANTIDADE	ENVIOS POR JORNADA	QUANTIDADE DE	CUSTO TOTAL
----------	---------	------------	--------------------	---------------	-------------

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fls. 42 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

	DE ENVIO	DE CLIENTES	Faturas	ENTREGADORES	/ ANO (R\$)
URBANOS	Mensal	64.733	150	20	474.053
RURAIIS	Mensal	28	20	1	1.457
RURAIIS	Trimestral	6.626	20	8	114.073
<b>TOTAIS</b>				<b>21</b>	<b>589.583</b>

#### d) Cobrança

141. Para efeito da valoração dos custos, foram considerados os dados e hipótese básicos expostos a seguir:

- A cobrança das faturas foi valorada a R\$ 1,14 por fatura para cobrança urbana e rural. Estes valores são obtidos de levantamentos feitos no mercado brasileiro e correspondem à comissão pelo serviço que cobram bancos ou entidades de outros tipos, a partir da base de dados provida pela Diretoria Comercial;
- Os custos do pessoal necessário para a preparação e envio da base de dados e o tratamento diário da cobrança foi incluído nos custos de pessoal da Gerência de Gestão Comercial e da Gerência de Sistemas;
- Como questão particular considerou-se que para dos clientes rurais a cobrança é realizada em entidades localizadas nas cidades, ou seja, que se trata de cobrança urbana.

142. O quadro seguinte mostra os custos associados à cobrança de clientes urbanos e rurais, com frequência mensal.

**Tabela 33: Cobrança de Faturas**

CLIENTES	PERÍODO DE LEITURA	QUANTIDADE DE FATURAS	CUSTO POR FATURA (R\$)	CUSTO TOTAL / ANO (R\$)
URBANOS	Mensal	7.768.008	1,14	8.855.529
RURAIIS	Mensal	3.386	1,14	3.860
RURAIIS	Trimestral	795.178	1,14	906.503
<b>TOTAIS</b>				<b>9.765.892</b>

### III.2.7. ÁREA TÉCNICA

#### III.2.7.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

##### III.2.7.1.1. Definição dos Processos e Atividades

143. Os custos de O&M são calculados para a rede de distribuição existente da concessionária. O estudo de custos de Operação e Manutenção (O&M) das instalações é realizado sob o enfoque da análise de processos, através do levantamento de todas as atividades de operação e manutenção de instalações elétricas. Estes P&A são os necessários para uma correta prestação do serviço, de acordo com as exigências de qualidade determinadas no contrato de concessão e outras normas aplicáveis.

144. Os gastos que fazem parte dos custos de O&M, surgem da avaliação a “preços de mercado” de todas as tarefas que devem ser exercidas por uma empresa eficiente. Será avaliada a suficiência da dotação do pessoal disponível para estas tarefas, fazendo-se logo a comparação com outras empresas que

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 43 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

possam ser consideradas referências válidas. A partir dessa análise, se procederá à determinação dos custos de O&M, reconhecendo-se inicialmente as atividades próprias de O&M em cada um dos segmentos ou níveis de tensão do sistema de distribuição.

145. Sendo identificadas as tarefas de O&M por nível de tensão, se define a frequência anual de execução de cada uma delas, que deve refletir o estado da arte, as melhores práticas e os requisitos de qualidade. Paralelamente, se define a dotação de pessoal e equipamento necessário para a execução de cada uma das tarefas de maneira eficiente. Os processos são valorados em função dos recursos necessários para a execução das tarefas, sendo considerados os recursos a preços de mercado e as limitações ou benefícios do poder de negociação da empresa. Sendo reconhecidas as tarefas, alocados os recursos e a valoração dos mesmos, se determinam os custos de O&M para cada atividade, que são adicionados de modo a alocá-los para cada segmento do sistema de distribuição.

146. Entende-se que parte das tarefas de O&M pode ser contratada com terceiros, em particular as de manutenção. A supervisão e o planejamento destas tarefas se entende que devem estar a cargo de pessoal próprio da empresa. O que resulta do estudo dos processos é uma força de trabalho com uma infraestrutura associada, de onde se determinam os custos.

147. A estrutura de Planejamento, Controle e Supervisão de O&M foi anteriormente considerada nos custos da Diretoria Técnica e das Gerências Regionais.

148. Para fins de determinar os gastos de O&M, desenvolve-se o seguinte processo:

- a) Parte-se dos dados de clientes e instalações da permissionária. Estas informações são fornecidas pela própria concessionária. Conseqüentemente são calculados os custos para atendimento dos clientes e para O&M das instalações reais.
- b) Descrevem as quantidades de componentes ou atributos das instalações que serão usadas para determinar as quantidades de processos por ano, chamadas “quantidades base”. As quantidades base são atributos como comprimento de linhas, quantidade de postes, quantidade de transformadores, quantidade de consumidores, etc..
- c) Definem-se os grupos de tarefas em Operação, Reparação, Revisão e Adequação. As tarefas são definidas para cada grupo de equipamentos, ou seja, linhas de MT, linhas de BT, transformadores e instalações ligadas a consumidores.
- d) Para cada grupo de tarefas, dentro de cada tipo de instalação (rede MT, transformadores, rede BT, consumidores), definem-se as tarefas com os seguintes atributos: equipe utilizada, tempo de execução, frequência anual sobre unidade base, unidade base.
- e) Associam-se os materiais correspondentes a cada tarefa. Os materiais são específicos para cada tarefa em cada tipo de instalação.
- f) Para cada tarefa individual é acrescentado o tempo de deslocamento segundo seja área urbana ou rural. Conseqüentemente, o tempo total considerado no cálculo, é a soma do tempo da tarefa e o tempo de deslocamento.

Tempo médio de deslocamento Urbano	20 min
Tempo médio de deslocamento Rural	45 min

(Fls. 44 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

149. Considerando-se para cada P&A a quantidade de cada categoria de instalações, a frequência de ocorrência, a duração da intervenção da equipe mais os tempos de deslocamento, e os custos de materiais e recursos de cada ação, resultará o custo anual para cada P&A de cada categoria de instalações.

150. Os cálculos são executados de acordo com a seguinte formulação:

$$Ct = Qi * (Ce + Cm) \quad (10)$$

onde:

*Ct* – Custo total da tarefa;

*Qi* – Quantidade base de ativos que serão objeto da tarefa de O&M;

*Ce* – Custo da equipe de pessoal e veículos alocados para realização da tarefa;

*Cm* – Custo dos materiais alocados para realização da tarefa.

O Custo da equipe de pessoal e veículos (*Ce*) é calculado como:

$$Ce = Te * (Chp + Chv) \quad (11)$$

onde:

*Te* – Tempo médio de execução da tarefa. Obtido da seguinte maneira:  $Te = Tt + Td$ , em que *Tt* é o tempo médio da tarefa, definido para cada tarefa em particular; e *Td* é o tempo de deslocamento médio, diferenciado para área urbana e área rural;

*Chp* – Custo por hora da equipe de pessoal;

*Chv* – Custo por hora dos veículos.

O Custo da equipe de pessoal por hora (*Chp*) é calculado como:

$$Chp = \sum_{i=1} Co_i \quad (12)$$

onde:

*Co<sub>i</sub>* é o custo horário para cada operário *i* definido para a tarefa particular.

O Custo dos veículos por hora (*Chv*) é calculado como:

$$Chv = \sum_{i=1} Cv_i \quad (13)$$

onde:

*Cv<sub>i</sub>* é o custo horário para cada veículo *i* definido para a tarefa.

O Custo dos materiais (*Cm*) é calculado como:

$$Cm = \sum_{i=1} (Qm_i * Cm_i) \quad (14)$$

onde:

*Qm<sub>i</sub>* é a quantidade de cada tipo de material *i* definido para a tarefa; e

*Cm<sub>i</sub>* é o custo unitário de cada tipo de material *i* definido para a tarefa.

151. Finalmente, a soma dos custos anuais de todos os P&A para todas as categorias de instalações será o custo anual de O&M.

(Fls. 45 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

152. Para se clarificar os P&A analisados, descrevem-se a seguir os grupos de classificação dos P&A:

- **Operação:** As tarefas de operação consistem em atuar sobre a rede de forma programada ou em manobrar frente a situações de emergência ou imprevistas. As operações incluem as ações que permitem a realização de intervenções de manutenção sobre as instalações e de recomposição do serviço logo depois das intervenções. São exemplos de tarefas de operação: manobras de reposição de serviço e incidências de fornecimentos;
- **Manutenção Corretiva:** Compreendem as tarefas de manutenção que derivam das quebras do equipamento por envelhecimento, por motivos aleatórios ou por acidentes. São exemplos: troca de condutores, troca de poste, troca de medidor queimado, troca de conexão de cliente e emenda de condutor;
- **Manutenção Preventiva e Preditiva:** Compreendem as tarefas de revisão periódica das instalações realizadas pelo pessoal de operação e manutenção, incluídas todas aquelas ações corretivas que surjam das revisões e que estejam ao alcance das equipes que realizam essas tarefas. São exemplos: medição de aterramentos, inspeção visual de linhas e aterramentos;
- **Modificações:** Compreendem as tarefas periódicas de adequação técnica das instalações. São exemplos: equilíbrio de cargas, adequação de neutro, poda de árvores, reparos em postes.

153. Em atenção à diversidade de instalações e ao elevado número de componentes das mesmas, realizou-se a segmentação do sistema de distribuição em instalações **urbanas** e **rurais** e, dentro destas categorias, classificou-se por níveis de tensão, com o objetivo de facilitar o desenvolvimento do modelo que permite a determinação dos custos e a análise dos resultados.

154. Neste sentido identificaram-se os seguintes níveis de tensão, considerando-se para as subestações o nível de tensão superior:

- Redes e subestações de 230 kV (Rede Básica);
- Redes e subestações de 88 a 138 kV (EAT);
- Redes e subestações de 30 a 69 kV (AT);
- Redes e subestações de 2,3 a 25 kV (MT);
- Redes de baixa tensão, menor que 2,3 kV (BT).

### III.2.7.1.2. Freqüências Médias Anuais de Realização das Tarefas

155. Para cada uma das tarefas básicas identificadas, foi atribuída a freqüência de realização em uma base anual, que levou em consideração:

Dimensões das instalações;

- Aspectos específicos do processo (“estado da arte”), que contemplam aspectos como qualidade da execução, normas de segurança, etc.;
- Características de desenho e construção das instalações;
- Recomendações dos fabricantes e das equipes;

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 46 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

- Arquitetura da rede (topologia);
- Taxas de falhas por tipo de instalação, considerando se for urbana ou rural;
- Normas de qualidade do serviço vigente.

156. Todos estes fatores encontram correspondência com instalações típicas de uma rede corretamente desenhada e com o equipamento adequado. Não foram realizadas considerações sobre as instalações existentes por se tratar de uma ER com igual quantidade e tipo de instalações da empresa real.

157. A frequência e qualidade com que são executadas as tarefas da manutenção preventiva têm um impacto direto sobre as probabilidades de ocorrência de avarias e, em consequência, sobre as ações da manutenção corretiva.

158. As frequências médias de realização e os tempos de execução são apresentados nas planilhas de cálculo do modelo da ER.

### III.2.7.1.3. Valoração dos Custos Associados às Tarefas

159. Para valorar os custos de execução de cada tarefa de O&M foram considerados os insumos requeridos para sua execução, assim como a respectiva frequência média anual de intervenção.

160. No que se refere aos custos de mão-de-obra (considerando as qualificações funcionais correspondentes a cada caso) e de serviços de apoio (transporte, equipamentos, etc), ambos os conceitos se agrupam nos custos unitários de uma “equipe típica”. Esta se define como a unidade operativa formada e equipada adequadamente para realizar com eficiência a tarefa em análise. Considera-se a quantidade de “equipes típicas” necessária para a realização da totalidade das tarefas.

161. Com relação ao custo dos materiais necessários para a execução das tarefas, tem-se em conta a condição de compra de uma empresa brasileira. No caso de aquisição de novos materiais, utilizam-se preços de mercado representativos das modalidades de aquisição mais eficientes que pode empregar a empresa.

162. Os custos foram calculados considerando-se pessoal e equipamentos próprios da empresa. Entretanto, esta poderá contratar no mercado a execução das atividades consideradas, seja pela existência de fornecedores capacitados ou gerando as condições que permitirão sua criação.

163. A seguir, apresenta-se o quadro assumido de custos de cada categoria de posto, a valores de mercado. Estes custos são por hora e incluem todos os encargos sociais e 15% de adicional por horas extraordinárias e turnos especiais, e 25% de adicional por gastos de ferramentas, vestuário e equipamentos de segurança.

**Tabela 34: Consideração do custo da mão-de-obra**

CÓDIGO	DESCRIÇÃO	CUSTOS (R\$/h)
01	Eletricista I	45,4
02	Eletricista II	36,3
03	Auxiliar O&M	17,2

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 47 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

O4	Operador de Munk / Motorista	22,3
O5	Técnico de Alta Tensão / Supervisor	55,9

164. A seguir encontram-se detalhados os custos por hora dos diferentes tipos de veículos e equipes especiais. Estes custos incluem amortização e gastos, e não incluem custos de motorista, os quais foram considerados dentro dos custos de mão-de-obra.

**Tabela 35: Consideração do custo de transporte**

CÓDIGO	DESCRIÇÃO	CUSTOS (R\$/h)
V1	Automóvel	6,0
V2	Pick-Up Média 4x2 – CD	10,9
V3	Caminhão Leve 4x2 – 6 ton	10,5
V4	Caminhão com cesto elevador 6 ton	12,9
V5	Caminhão com cesto elevador e munk 8 ton	17,1
V6	Caminhão com cesto elevador e munk 15 ton	20,8
V7	Caminhão com equip. especial (Procura Falha)	15,2
V8	Caminhão com equip. especial (Lavador de Isoladores)	24,2
V9	Motocicleta (90 cc.)	1,1

165. Uma vez determinados os custos de mão-de-obra e veículos, integram-se as equipes típicas que foram atribuídas a cada P&A. O quadro seguinte mostra a integração destas equipes com o pessoal e os veículos.

**Tabela 36: Equipes Típicas**

CÓDIGO	OPERÁRIOS DA EQUIPE					VEÍCULOS	
	O1	O2	O3	O4	O5		
C1	1	1	-	-	-	V4	-
C2	-	2	-	-	-	V2	-
C3	1	-	1	1	-	V5	-
C4	1	1	2	-	-	V2	V4
C5	1	1	1	1	-	V3	V6
C6	1	-	1	1	-	V2	V5
C7	1	1	1	-	-	V4	-
C8	1	-	1	1	-	V3	-
C9	1	-	1	1	-	V8	-
C10	-	1	-	1	1	V5	V2
C11	1	-	-	0	1	V2	-
C12	1	1	-	-	-	V7	-
C13	-	2	-	-	-	V4	-

166. A integração das equipes produz, para cada equipe típica, o seguinte quadro de custos horários, tendo em vista os custos de mão-de-obra e veículos anteriormente expostos. Também se encontram apresentadas as participações percentuais da mão-de-obra e dos veículos.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 48 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

**Tabela 37: Custo horário das Equipes Típicas**

CÓDIGO	MÃO-DE-OBRA (R\$/h)	VEÍCULOS (R\$/h)	TOTAL EQUIPE (R\$/h)	MÃO-DE-OBRA (%)	VEÍCULOS (%)
C1	82	13	95	86%	14%
C2	73	11	83	87%	13%
C3	85	17	102	83%	17%
C4	116	24	140	83%	17%
C5	121	31	153	79%	21%
C6	85	28	113	75%	25%
C7	99	13	112	88%	12%
C8	85	10	95	89%	11%
C9	85	24	109	78%	22%
C10	114	28	142	80%	20%
C11	101	11	112	90%	10%
C12	82	15	97	84%	16%
C13	73	13	85	85%	15%

167. O modelo de cálculo dos custos de O&M é apresentado esquematicamente no Apêndice III. A seguir, apresentam-se os resultados da aplicação do modelo, definindo-se os recursos necessários e os custos associados.

### III.2.7.2. RECURSOS HUMANOS REQUERIDOS E CUSTOS TOTAIS

168. O quadro seguinte mostra a quantidade de operários resultantes logo depois de aplicado o modelo de cálculo, para cada nível de tensão e separadamente para redes e subestações. Ressalta-se que as quantidades fracionadas devem interpretar-se como resultado do cálculo dos custos, e não como frações de empregados. O importante é refletir finalmente os custos decorrentes das tarefas necessárias mencionadas. Na realidade acontecerá que as atividades serão desenvolvidas por grupos unificados de operários, realizando todas as tarefas, e eventualmente contratando alguns recursos de utilização pouco freqüente.

**Tabela 38: Total de operários de O&M resultante dos P&A**

QUANTIDADE DE OPERÁRIOS DE O&M						
FAIXA DE TENSÃO	INSTALAÇÕES	O1	O2	O3	O4	O5
< 2,3 kV	Redes	21	137	8	7	0
	Subestações	7	58	7	7	0
	Iluminação	0	0	0	0	0
2,3 a 25 kV	Redes	107	57	85	84	0
	Subestações	0	0	0	0	0
	Capacitores e Reg.	0	0	0	0	0
30 a 69 kV	Redes	5	3	4	4	0
	Subestações	2	2	0	0	2
88 a 138 kV	Redes	7	9	2	2	0
	Subestações	2	2	0	1	2

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 49 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

230 kV	Redes	0	0	0	0	0
	Subestações	0	0	0	0	0
<b>TOTAIS</b>		<b>151</b>	<b>268</b>	<b>106</b>	<b>105</b>	<b>4</b>

169. Finalmente, da valoração da mão-de-obra e recursos totais calculados para O&M, resulta o seguinte quadro de custos totais de O&M por ano. Mantendo a classificação de níveis de tensão, discriminam-se os custos de O&M para instalações urbanas e rurais.

**Tabela 39: Custos de O&M por ano (urbano e rural)**

FAIXA DE TENSÃO	INSTALAÇÕES	URBANOS (R\$)	RURALS (R\$)	TOTAIS (R\$)	% DO TOTAL
< 2,3 kV	Redes	10.789.204	4.097.493	14.886.697	25,99%
	Subestações	2.893.318	4.724.804	7.618.123	13,30%
	Iluminação	0	0	0	0,00%
2,3 a 25 kV	Redes	5.172.292	22.805.774	27.978.066	48,85%
	Subestações	0	0	0	0,00%
	Capacitores e Reg.	10.790	6.143	16.933	0,03%
30 a 69 kV	Redes	167.664	1.539.961	1.707.625	2,98%
	Subestações	883.937	164.746	1.048.683	1,83%
88 a 138 kV	Redes	188.717	2.721.003	2.909.720	5,08%
	Subestações	1.040.720	61.623	1.102.343	1,92%
230 kV	Redes	0	0	0	0,00%
	Subestações	0	0	0	0,00%
<b>TOTAIS / ANO (R\$)</b>		<b>21.146.642</b>	<b>36.121.547</b>	<b>57.268.189</b>	<b>100%</b>

### III.3. CUSTOS ADICIONAIS

170. Neste item incluem-se os custos que não foram contemplado anteriormente no modelo. Também se consideram as particularidades do negócio de distribuição e de regulamentação no Brasil.

171. Entre esses custos, destacam-se: encargos adicionais de pessoal e benefícios, seguros de ativos e outros, publicações legais, auditoria externa, além de outros custos decorrentes de operação e manutenção em virtude de requisitos específicos de instalações.

172. Na tabela seguinte apresentam-se os gastos não incluídos até agora nos cálculos da ER, correspondentes ao exposto.

**Tabela 40: Resultados dos Custos Adicionais**

ADICIONAIS	abr/08		
	CUSTO PESSOAL (R\$)	CUSTOS MAT. E SERV. (R\$)	CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)
<b>Crescimento Processos Comercial</b>	33.427	76.673	110.100
<b>Crescimento Processos O&amp;M</b>	144.550	77.105	221.655

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fls. 50 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

<b>Seguros</b>	0	1.050.460	1.050.460
<b>Publicações Legais</b>	0	627.162	627.162
<b>Consumo Próprio</b>	0	1.844.549	1.844.549
<b>Vigilância SE</b>	2.836.420	0	2.836.420
<b>Exames Periódicos</b>	0	106.082	106.082
<b>Tributos</b>	0	525.230	525.230
<b>Manutenção Linha Viva</b>	925.393	477.418	1.402.810
<b>SE Móvel</b>	0	942.168	942.168
<b>Meio Ambiente</b>	345.474	50.446	395.920
<b>Medição de Fronteira</b>	271.590	0	271.590
<b>Manutenção de Equipamentos em Oficina</b>	512.623	0	512.623
<b>Combate às Perdas</b>	2.908.496	584.861	3.493.357
<b>Engenharia e Supervisão de Obras</b>	775.000	0	775.000
<b>Limpeza de Faixa</b>	0	613.157	613.157
<b>Inspeção Aérea</b>	0	164.107	164.107
<b>Adicional Veículo 4x4</b>	0	815.253	815.253
<b>Laboratório de Ensaios</b>	105.023	8.200	113.223
<b>Total de Adicionais</b>	<b>8.857.996</b>	<b>7.962.871</b>	<b>16.820.867</b>

#### III.4. DIMENSIONAMENTO DAS INSTALAÇÕES MÓVEIS E IMÓVEIS

173. Além dos custos de pessoal, materiais e serviços associados aos diversos processos e atividades desenvolvidas pela empresa distribuidora, são consideradas na definição da Empresa de Referência, as anuidades de investimento de curto período de recuperação como, por exemplo: hardware e software, veículos, além de toda a infra-estrutura de edifícios de uso geral, que se considera alugada.

174. Assim, deverão ser determinadas as seguintes anuidades:

- ALUGUEL DE ESCRITÓRIO: A valoração do aluguel do escritório equipado é feita com base no dimensionamento de pessoal e das áreas de serviço. Esse custo reflete a amortização mais a manutenção do edifício próprio;
- INFORMÁTICA: Neste item devem ser incluídas as despesas gerais de manutenção de sistemas lógicos que dão suporte à infra-estrutura de informática. Inclui a compra de computadores pessoais e software, bem como gastos com manutenção, além dos sistemas corporativos. Neste item, incluem-se: Hardware e Software SCADA e GIS; Sistemas de gestão de operação e manutenção e Sistemas comerciais;
- COMUNICAÇÕES: No caso da diretoria técnica, esses gastos são adicionados das anuidades necessárias para pagar a amortização e manutenção dos sistemas de rádio-comunicação para operação e manutenção, dedicados à comunicação entre os centros de controle e o pessoal de operação e manutenção em campo.
- INFRA-ESTRUTURA E COMUNICAÇÕES DO CALL CENTER: gastos com pagamento de anuidades dos equipamentos e gastos de comunicação, além do aluguel de localidade dedicada ao Call Center.
- TRANSPORTE: gastos com pagamento de anuidades dos veículos, além dos gastos de combustível e manutenção.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 51 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

175. Dessa forma, conforme apresentado na fórmula (15), o **Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI)** será formado então por:

$$CAIMI = CAV + CAI + CAEM \quad (15)$$

onde:

*CAV: Custo Anual de Veículos;*

*CAI: Custo Anual de Sistemas de Informática;*

*CAEM: Custo Anual de Edificações, Móveis e Utensílios.*

176. Os itens seguintes detalham os cálculos referentes a cada parcela desses custos.

#### III.4.1. Edificações, Móveis e Utensílios

177. Os resultados obtidos são apresentados na tabela seguinte.

**Tabela 41: Amortização de Edificações, Móveis e Utensílios**

Descrição	Custo Anual de Aluguel
Escritórios	994.776
Depósitos	486.000
Escritórios Comerciais	545.172
<b>Total</b>	<b>2.025.948</b>

#### III.4.2. Sistemas de Informática

178. Os resultados obtidos são apresentados na tabela seguinte.

**Tabela 42: Amortização dos Sistemas Centrais de Informática**

Descrição	Investimento [R\$]	Implementação [R\$]	Vida Útil (anos)	Custo Mensal de Capital [R\$]	Custo Mensal de Manutenção [R\$]	Custo Total Anual [R\$]
Gestão da Distribuição	0	2936360,077	10	42.920	24.470	808.674
SCADA	6851506,845	5872720,153	10	185.986	48.939	2.819.101
GIS	2349088,061	2936360,077	10	77.256	24.470	1.220.704
Sistema de Gestão Comercial	0	11745440,31	10	171.679	97.879	3.234.694
Sistema de Call Center	0	2936360,077	10	42.920	24.470	808.674
Sistema de Administração e Finanças	11745440,31	1468180,867	10	193.139	12.235	2.464.487
Hardware Sistemas Centrais	5872720,153	0	10	85.840	24.470	1.323.711
Software Sistemas Centrais	1957573,384	0	10	28.613	16.313	539.116
Equipamento PC (unidade)	2000	0	5	46	20	789
Software PC (unidade)	1000	0	5	23	0	275
PC's TOTAL	0	---	---	---	---	668.482
<b>TOTAL</b>						<b>13.887.642</b>

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 52 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

### III.4.3. Transporte

179. Do mesmo modo que para a mão-de-obra, obtém-se um dimensionamento de veículos e equipes especiais, como mostrado no quadro seguinte.

**Tabela 43: Total de veículos de O&M resultante dos P&A**

QUANTIDADE DE VEÍCULOS DE O&M									
FAIXA DE TENSÃO	O&M INSTALAÇÕES	V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	V8
< 2,3 kV	Redes	---	39	0	9	4	0	0	0
	Subestações	---	18	0	0	4	0	0	0
	Iluminação	---	0	0	0	0	0	0	0
2,3 a 25 kV	Redes	---	42	6	14	47	6	0	1
	Subestações	---	0	0	0	0	0	0	0
	Capacitores e Reg.	---	0	0	0	0	0	0	0
30 a 69 kV	Redes	---	2	0	1	2	0	0	0
	Subestações	---	1	0	0	0	0	0	0
88 a 138 kV	Redes	---	2	0	3	1	0	0	0
	Subestações	---	1	0	0	0	0	0	0
230 kV	Redes	---	0	0	0	0	0	0	0
	Subestações	---	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAIS</b>		---	<b>105</b>	<b>6</b>	<b>27</b>	<b>58</b>	<b>6</b>	<b>0</b>	<b>1</b>

180. O quadro a seguir mostra o total de veículos considerado na ER, detalhado pelas unidades da empresa, bem como os processos e atividades comerciais e de O&M.

**Tabela 44: Quantidade Total de Veículos por Área**

SETORES DA EMPRESA	UNIDADES E P&A	V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	V8	TOTAL
ESTRUTURA CENTRAL	CONSELHOS E PRESIDÊNCIA	3	0	0	0	0	0	0	0	3
	DIRETORIA DE ADMINISTRAÇÃO	6	0	0	0	0	0	0	0	6
	GERÊNCIA DE RH	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GERÊNCIA DE SISTEMAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	DIRETORIA DE FINANÇAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	DIRETORIA TÉCNICA	0	12	0	0	0	0	0	0	12
	DIRETORIA COMERCIAL	15	0	0	0	0	0	0	0	15
ESTRUTURA REGIONAL	GERÊNCIAS REGIONAIS	36	0	0	0	0	0	0	0	36
	ESCRITÓRIOS COMERCIAIS	75	0	0	0	0	0	0	0	75
PROCESSOS E ATIVIDADES	P&A COMERCIAIS	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	P&A DE O&M	0	105	6	27	58	6	0	0	202
<b>Quantidade Total de Veículos</b>		<b>135</b>	<b>117</b>	<b>6</b>	<b>27</b>	<b>58</b>	<b>6</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>349</b>

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 53 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

181. Os resultados obtidos são apresentados na tabela seguinte.

**Tabela 45: Amortização de Veículos**

Descrição	Custo Unitário [R\$]	Vida Útil [anos]	Custo de Capital Unitário [R\$]	Custo de Manutenção Unitário [R\$]	Custo de Combustível Unitário [R\$]	Outros Custos Unitário [R\$]	Custo Anual [R\$]
Automóvel	24.000	5	6.610	1.200	7.887	1.440	17.137
Pick-Up Média 4x2 – CD	57.000	5	15.698	2.850	9.464	3.420	31.432
Caminhão Leve 4x2 – 6 ton	76.600	8	15.351	3.830	6.403	4.596	30.180
Caminhão Elevador 6 ton	99.500	8	19.940	4.975	6.403	5.970	37.288
Caminhão com cesto elevador 8 ton	151.100	10	26.503	7.555	6.003	9.066	49.127
Caminhão com cesto elevador e munk 15 ton	178.500	10	31.309	8.925	9.005	10.710	59.948
Veículo especial (Procura Falha)	142.500	10	24.995	7.125	3.202	8.550	43.871
Veículo especial (Lavador de Isoladores)	223.125	10	39.136	11.156	6.003	13.388	69.683
Motocicleta	3.200	5	881	160	1.972	192	3.205

#### III.4.5. Custo Total das Anuidades

182. A somatória das amortizações calculadas anteriormente resulta no **Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI)** que pode ser sintetizado na tabela seguinte:

**Tabela 46: Custo Anual de Instalações Móveis e Imóveis**

Descrição	Custo Total [R\$/ano]
Custo Anual de Veículos (CAV)	10.387.916
Custo Anual de Informática (CAI)	13.887.642
Custo Anual de Edificações e Móveis (CAEM)	2.025.948
<b>Total</b>	<b>26.301.506</b>

#### III.5. RESULTADOS FINAIS – DEZEMBRO/2007

183. A seguir encontra-se apresentado um quadro que resume os custos totais anuais que correspondem à gestão da ER, para prestar de forma eficiente os serviços de distribuição e comercialização de energia elétrica a seus clientes da área de concessão.

**Tabela 47: Custos Totais por Ano – Preços a Dezembro de 2007**

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 54 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

UNIDADE	FUNÇÃO	CUSTO DE PESSOAL (R\$)	CUSTO DE MATERIAIS E SERVIÇOS (R\$)	CUSTO TOTAL ANUAL (R\$)
ESTRUTURA CENTRAL	CONSELHOS E PRESIDÊNCIA	5.512.731	1.484.867	6.997.598
	DIRETORIA ADMINISTRATIVA	4.687.044	7.118.559	11.805.603
	DIRETORIA FINANCEIRA	2.888.393	260.190	3.148.583
	DIRETORIA DE DISTRIBUIÇÃO	6.026.391	9.173.570	15.199.962
	DIRETORIA COMERCIAL	5.721.069	6.246.778	11.967.847
ESTRUTURA REGIONAL	GERÊNCIAS REGIONAIS	17.710.794	2.861.514	20.572.308
	ESCRITÓRIOS COMERCIAIS	11.292.698	4.034.154	15.326.852
PROCESSOS E ATIVIDADES	P&A COMERCIAIS	5.216.547	11.736.421	16.952.968
	P&A DE O&M	37.597.470	19.670.720	57.268.189
OUTROS	CUSTOS ADICIONAIS	8.714.074	7.643.690	16.357.765
<b>CUSTOS TOTAIS POR ANO</b>		<b>105.367.212</b>	<b>70.230.463</b>	<b>175.597.675</b>

184. Finalmente, apresenta-se a seguir o quadro com as quantidades de pessoal e a participação percentual no total de pessoal da ER.

**Tabela 48: Quantidade de Pessoal Empresa de Referência**

UNIDADE	FUNÇÃO	QUANTIDADE DE PESSOAL	PESSOAL UNIDADE / TOTAL (%)
ESTRUTURA CENTRAL	CONSELHOS E PRESIDÊNCIA	41	2,39%
	DIRETORIA ADMINISTRATIVA	57	3,33%
	DIRETORIA FINANCEIRA	31	1,81%
	DIRETORIA DE DISTRIBUIÇÃO	59	3,45%
	DIRETORIA COMERCIAL	145	8,47%
ESTRUTURA REGIONAL	GERÊNCIAS REGIONAIS	232	13,55%
	ESCRITÓRIOS COMERCIAIS	251	14,66%
PROCESSOS E ATIVIDADES	P&A COMERCIAIS	265	15,48%
	P&A DE O&M	631	36,86%
<b>TOTAL</b>		<b>1.712</b>	<b>100%</b>

### III.6. RESULTADOS FINAIS – ABRIL/2008

185. A seguir encontra-se apresentado um quadro que resume os custos totais anuais ajustados para outubro/2007 que correspondem à gestão da ER, para prestar de forma eficiente os serviços de distribuição e comercialização de energia elétrica a seus clientes da área de concessão.

**Tabela 49: Custos Totais por Ano – Preços a Outubro de 2007**

UNIDADE	FUNÇÃO	CUSTO DE PESSOAL (R\$)	CUSTO DE MATERIAIS E SERVIÇOS (R\$)	CUSTO TOTAL ANUAL (R\$)
---------	--------	------------------------	-------------------------------------	-------------------------

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 55 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

ESTRUTURA CENTRAL	CONSELHOS E PRESIDÊNCIA	5.651.911	1.552.086	7.203.997
	DIRETORIA ADMINISTRATIVA	4.805.378	7.440.815	12.246.193
	DIRETORIA FINANCEIRA	2.961.316	271.969	3.233.285
	DIRETORIA DE DISTRIBUIÇÃO	6.178.539	9.588.857	15.767.396
	DIRETORIA COMERCIAL	5.865.509	6.529.569	12.395.078
ESTRUTURA REGIONAL	GERÊNCIAS REGIONAIS	18.157.938	2.991.054	21.148.992
	ESCRITÓRIOS COMERCIAIS	11.577.805	4.216.780	15.794.584
PROCESSOS E ATIVIDADES	P&A COMERCIAIS	5.348.249	12.267.727	17.615.976
	P&A DE O&M	38.546.692	20.561.211	59.107.903
OUTROS	CUSTOS ADICIONAIS	8.857.996	7.962.871	16.820.867
<b>CUSTOS TOTAIS POR ANO</b>		<b>107.951.333</b>	<b>73.382.938</b>	<b>181.334.271</b>

#### IV. CONCLUSÕES

186. Conforme estabelecido na Resolução Normativa nº 234/2006, o modelo de Empresa de Referência será aprimorado para aplicação no segundo ciclo de revisão tarifária. Desta forma, os resultados ora apresentados são provisórios.

187. Do exposto, os custos operacionais provisórios projetados para abril de 2008, admitidos como eficientes e que deverão ser cobrados na tarifa da ENERSUL equivalem ao valor de **R\$181.334.271,17** (cento e oitenta e um milhões, trezentos e trinta e quatro mil, duzentos e setenta e um reais e dezessete centavos).

(Fls. 56 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

## APÊNDICE I

### Redes e Subestações

Descrição	Quantidade	Quantidade	Quantidade
	INST. URBANAS	INST. RURAIS	INST. METROP
<b>Faixa de Tensão: <math>\geq 230</math> kV (TRANSMISSÃO) --&gt; UAT</b>			
<i>Subestações Transformadoras</i>			
MVA Instalados ( $V_p \geq 230$ kV/ $138 > V_s \geq 30$ kV)	0,00	0,00	0,00
Número de Subestações Abertas	0,00	0,00	0,00
Número de Subestações Abrigadas	0,00	0,00	0,00
Número de Subestações Blindadas SF6	0,00	0,00	0,00
Número de Chaves Seccionadoras	0,00	0,00	0,00
<i>Linhas</i>			
Extensão Linhas Aéreas (km)	0,00	0,00	0,00
Vão Médio Linhas Aéreas (metros) - Entre Estruturas/ Torres	0,00	0,00	0,00
Extensão Linhas Subterrâneas (km)	0,00	0,00	0,00
<b>Faixa de Tensão: 88 a 138 kV (DISTRIBUIÇÃO) --&gt; EAT</b>			
<i>Subestações Transformadoras</i>			
MVA Instalados ( $138 > V_p \geq 88$ kV/ $138 > V_s \geq 2.3$ kV)	1.145,00	27,50	0,00
Número de Subestações Abertas	39,00	4,00	0,00
Número de Subestações Abrigadas	0,00	0,00	0,00
Número de Subestações Blindadas SF6	0,00	0,00	0,00
Número de Chaves Seccionadoras	400	46	0,00
Número de Disjuntores	126	16	0,00
<i>Linhas</i>			
Extensão Linhas Aéreas (km)	205,61	3.042,69	0,00
Vão Médio Linhas Aéreas (metros) - Entre Estruturas/ Torres	263,00	287,00	0,00
Extensão Linhas Subterrâneas (km)	0,00	0,00	0,00
<b>Faixa de Tensão: 30 a 69 kV (DISTRIBUIÇÃO) --&gt; AT</b>			
<i>Subestações Transformadoras</i>			
MVA Instalados ( $69 > V_p \geq 30$ kV/ $69 > V_s \geq 2,3$ kV)	400,00	39	0,00
Número de Subestações Abertas	39,00	10	0,00
Número de Subestações Abrigadas	0,00	0,00	0,00

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 57 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

Número de Chaves Seccionadoras	2.862,00	298	0,00
Número de Religadores / Disjuntores	374	20	0,00
<i>Linhas</i>			
Extensão Linhas Aéreas (km)	146,57	2.329,57	0,00
Vão Médio Linhas Aéreas (metros) - Entre Estruturas	66,57	125,88	0,00
Extensão Linhas Subterrâneas (km)	0,00	2,60	0,00
<b>Faixa de Tensão: 2,3 a 25 kV (DISTRIBUIÇÃO) --&gt; MT</b>			
<i>Subestações Transformadoras</i>			
MVA Instalados ( $25 \geq V_p \geq 2,3$ kV/ $25 > V_s \geq 2,3$ kV) --> MT/MT	0,00	0,00	0,00
Número de Subestações Abertas	0,00	0,00	0,00
Número de Subestações Abrigadas	0,00	0,00	0,00
Número de Religadores / Disjuntores	0	0	0,00
MVA Instalados ( $25 \geq V_p \geq 2,3$ kV/ $V_s < 2,3$ V) --> MT/BT	740,88	289,22	0,00
Número de Transformadores	13.715	19.551	0,00
Número de Transformadores Abrigados	0	0	0,00
Número de Chaves Fusíveis (Conjuntos)	21.216	35.078	0,00
<i>Redes</i>			
Extensão Redes Aéreas Primárias (km)	4.124,96	45.627,01	0,00
Vão Médio Redes Aéreas Primárias (metros) - Entre Postes	43,00	132,00	0,00
Extensão Redes Subterrâneas Primárias (km)	7,14	2,74	0,00
<b>Faixa de Tensão: &lt;2,3 kV (DISTRIBUIÇÃO) --&gt; BT</b>			
<i>Redes</i>			
Extensão BT - RDA (km)	8.226,64	2.360,21	0,00
Vão Médio BT - RDA (metros) - Entre Postes	43,00	60,00	0,00
Extensão BT Subterrâneas (km)	0,00	0,00	0,00
<b>BANCOS DE CAPACITORES</b>			
>138 kV (MVar Instalados)	0,00	0,00	0,00
>138 kV (Número de Bancos)	0,00	0,00	0,00
34.....138 kV (MVar Instalados)	2,24	0,00	0,00
34.....138 kV (Número de Bancos)	2,00	0,00	0,00
2,3.....25 kV (MVar Instalados)	264,36	22,00	0,00
2,3.....25 kV (Número de Bancos)	236,00	50,00	<b>0,00</b>
<b>BANCOS DE REGULADORES DE TENSÃO SÉRIE</b>			
34.....138 kV (Número de Bancos)	7,00	16,00	0,00
2,3.....25 kV (Número de Bancos)	16,00	47,00	0,00
<b>PONTOS DE ILUMINAÇÃO</b>			
Quantidade de pontos de iluminação	0,00	0,00	<b>0,00</b>

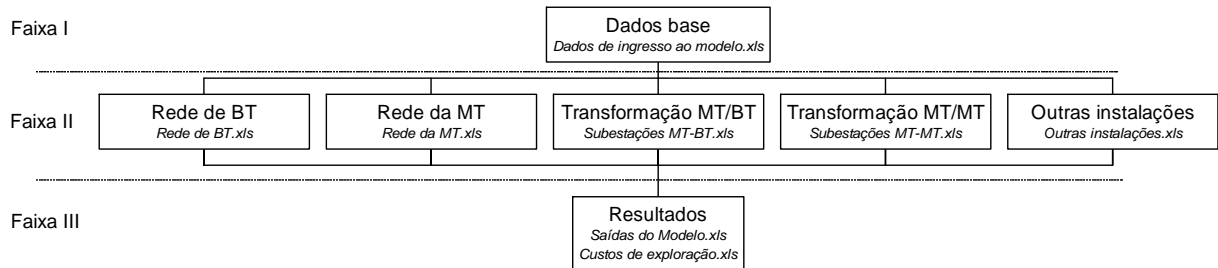
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fls. 58 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

190B  
**APÊNDICE II**  
**MODELO DE CÁLCULO DOS CUSTOS DE O&M**

O modelo de cálculo dos custos de O&M que foi utilizado está representado na Figura IV.1 a seguir:



**Figura II.1 - Esquema de cálculo dos custos de O&M**

Para cada tipo de instalação (rede de baixa tensão, rede de média tensão etc) o modelo desenvolvido contém um formulário de cálculo de custos de O&M (Nível II) classificado por nível de tensão. Neste formulário são introduzidos os dados base que foram definidos no Nível I do modelo. No esquema mostrado encontram-se indicadas algumas instalações, para efeito de compreensão do modelo.

Os códigos utilizados pelo modelo para identificar cada um dos formulários de cálculo correspondentes aos diferentes níveis de tensão são os constantes da Tabela IV.1.

**Tabela II.1 : Níveis de tensão considerados**

Faixa de tensão: < 2,3 kV (BT)
Faixa de tensão: 2,3 a 25 kV (MT)
Faixa de tensão: 30 a 69 kV (AT)
Faixa de tensão: 88 a 138 kV (EAT)
Faixa de tensão: >= 230 kV (UAT)

As subestações são identificadas pelo nível primário de tensão da mesma. Para a empresa analisada são aplicados os formulários do modelo correspondentes com os níveis de tensão existentes na mesma.

Na Figura II.2 apresentam-se os dados que são fornecidos para o Nível I:

(Fls. 59 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

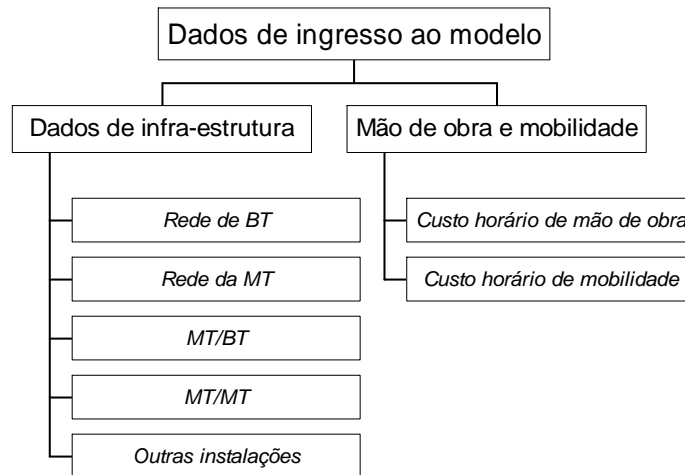


Figura II.2 - Dados de entrada para o Nível I

Os dados de infra-estrutura fornecidos ao modelo são os fornecidos pela ANEEL.

Na Figura IV.3 mostra-se o esquema de cálculo utilizado pelo modelo no Nível II:

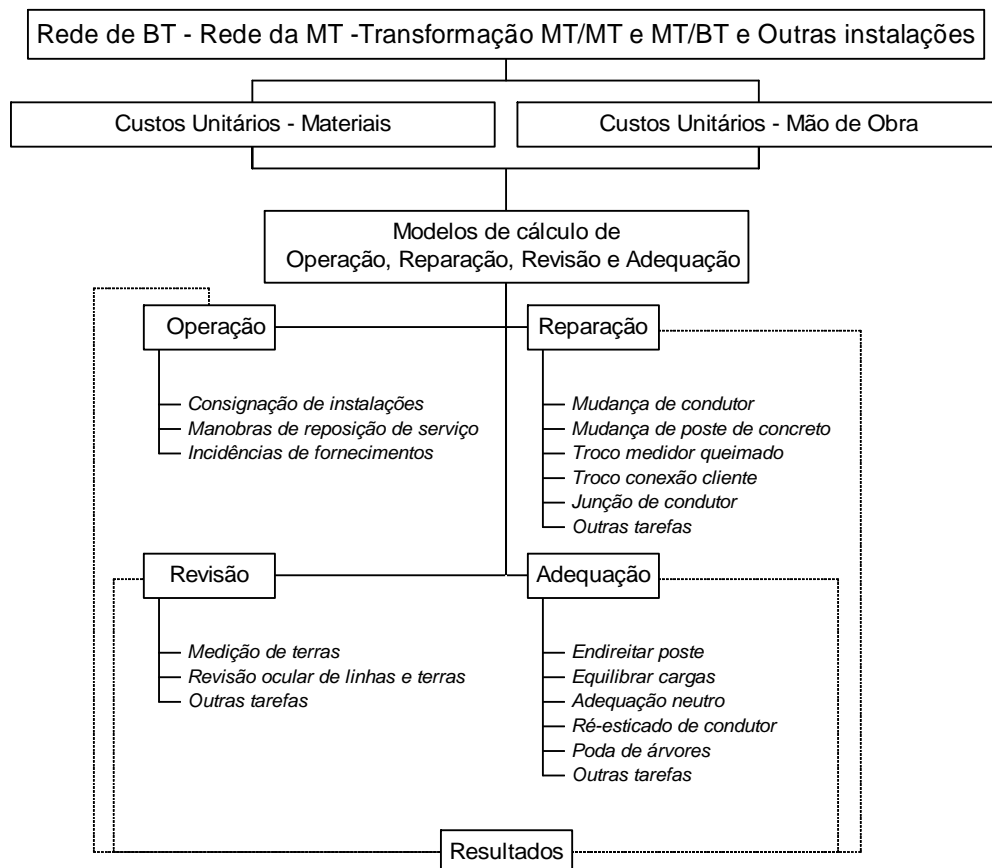


Figura II.3 - Dados de entrada para o Nível II

Os objetivos dos formulários de cálculo para este nível do modelo são os seguintes:

- Definir as tarefas básicas em cada segmento do sistema de distribuição;

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 60 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

- b) Atribuir a cada tarefa básica a “equipe típica” e os materiais necessários para sua execução;
- c) Estimar os tempos necessários para a execução das tarefas e os tempos médios de traslado;
- d) Determinar a frequência média anual de cada uma das tarefas;
- e) Obter a quantidade de tarefas a realizar anualmente, considerando a frequência média anual e as instalações reais da empresa;
- f) Valorar as tarefas, contemplando os custos de mão-de-obra, transporte e materiais.

Finalmente, adicionam-se os custos incorridos em cada um dos distintos segmentos do sistema, Figura IV.4.

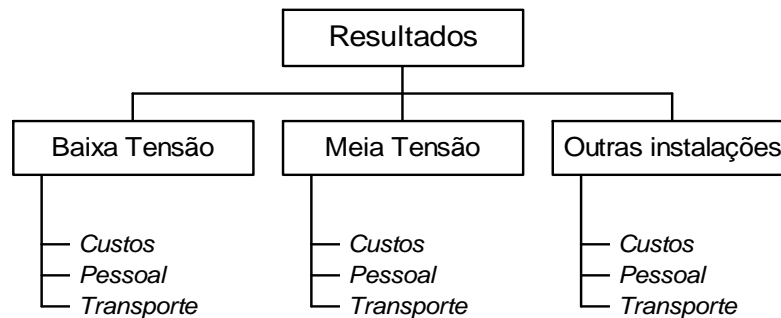


Figura II.4 - Custos incorridos por segmento

Os resultados para cada uma das saídas do modelo são agrupados em quadros que mostram os custos de O&M para toda a empresa, classificados por tipo de instalação e por nível de tensão.

#### Dados considerados no modelo

##### **Custos de mão-de-obra**

Consideraram-se os custos de mão-de-obra calculados no Apêndice “Remunerações e Transporte”.

Para efeito de cálculo da quantidade de pessoal de O&M se tomou como regime de trabalho uma jornada de 7,5 horas diárias, durante 5 dias e 48 semanas por ano.

##### **Custos de transporte**

Consideraram-se os custos de transporte calculados no Apêndice “Remunerações e Transporte”.

Para efeito de cálculo da quantidade de veículos de O&M se tomou como regime de trabalho dos mesmos 12 horas diárias, durante 5 dias e 48 semanas ao ano.

Com os dados de custo de mão-de-obra e transporte, e a conformação das “equipes típicas” se calculou o custo horário de cada uma delas.

##### **Custos de materiais**

Considerou-se o custo dos materiais necessários para a execução das tarefas utilizando preços de mercado representativos das modalidades mais eficientes de gestão que pode realizar a empresa.

##### **Dados de infra-estrutura**

Utilizaram-se os dados disponíveis na ANEEL.

##### **Dados de quantidade de clientes**

Utilizaram-se os dados disponíveis na ANEEL.

(Fls. 61 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

### APÊNDICE III DESCRIÇÃO DOS ESCRITÓRIOS COMERCIAIS CONSIDERADOS NA ER

Para dimensionar os escritórios comerciais respeitou-se a localização dos escritórios da empresa, mas obedecendo os critérios da ER.

**Tabela III.1 – Escritórios Comerciais**

Município	Totais	ESCRITÓRIO COMERCIAL 1	ESCRITÓRIO COMERCIAL 2	ESCRITÓRIO COMERCIAL 3	ESCRITÓRIO COMERCIAL 4
<b>Nome do Município</b>	<b>730.612</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>9</b>	<b>48</b>
CAMPO GRANDE	261.450	1	-	-	-
DOURADOS	65.788	-	1	-	-
CORUMBA	25.456	-	-	1	-
PONTA PORÁ	22.496	-	-	1	-
PARANAÍBA	15.706	-	-	1	-
AQUIDAUANA	14.967	-	-	1	-
NAVIRAÍ	14.584	-	-	1	-
NOVA ANDRADINA	14.492	-	-	1	-
COXIM	11.802	-	-	1	-
SIDROLÂNDIA	10.738	-	-	1	-
AMAMBÁ	10.390	-	-	1	-
MARACAJU	9.830	-	-	-	1
CASSILÂNDIA	8.663	-	-	-	1
JARDIM	8.606	-	-	-	1
APARECIDA DO TABOADO	8.013	-	-	-	1
RIO BRILHANTE	7.963	-	-	-	1
IVINHEMA	7.643	-	-	-	1
ANASTÁCIO	7.333	-	-	-	1
MIRANDA	7.292	-	-	-	1
SAO GABRIEL DO OESTE	7.179	-	-	-	1
BELA VISTA	6.959	-	-	-	1
RIO VERDE DE MATO GROSSO	6.951	-	-	-	1
CAARAPO	6.901	-	-	-	1
FATIMA DO SUL	6.845	-	-	-	1
BATAGUASSU	6.761	-	-	-	1
BONITO	6.703	-	-	-	1
COSTA RICA	6.656	-	-	-	1
RIBAS DO RIO PARDO	5.946	-	-	-	1
CAMAPUA	5.629	-	-	-	1
CHAPADÃO DO SUL	5.591	-	-	-	1
MUNDO NOVO	5.432	-	-	-	1

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 62 do Anexo I – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

ITAPORA	<b>5.100</b>	-	-	-	<b>1</b>
NIOAQUE	<b>4.933</b>	-	-	-	<b>1</b>
IGUATEMI	<b>4.661</b>	-	-	-	<b>1</b>
LADARIO	<b>4.657</b>	-	-	-	<b>1</b>
TERENOS	<b>4.625</b>	-	-	-	<b>1</b>
ITAQUIRAI	<b>4.534</b>	-	-	-	<b>1</b>
NOVA ALVORADA DO SUL	<b>4.298</b>	-	-	-	<b>1</b>
AGUA CLARA	<b>4.233</b>	-	-	-	<b>1</b>
SONORA	<b>4.111</b>	-	-	-	<b>1</b>
DEODAPOLIS	<b>3.994</b>	-	-	-	<b>1</b>
GUIA LOPES DA LAGUNA	<b>3.857</b>	-	-	-	<b>1</b>
PORTO MURTINHO	<b>3.841</b>	-	-	-	<b>1</b>
ELDORADO	<b>3.824</b>	-	-	-	<b>1</b>
GLORIA DE DOURADOS	<b>3.718</b>	-	-	-	<b>1</b>
CORONEL SAPUCAIA	<b>3.513</b>	-	-	-	<b>1</b>
BATAIPORA	<b>3.512</b>	-	-	-	<b>1</b>
SETE QUEDAS	<b>3.163</b>	-	-	-	<b>1</b>
PEDRO GOMES	<b>2.949</b>	-	-	-	<b>1</b>
ANGELICA	<b>2.838</b>	-	-	-	<b>1</b>
INOCENCIA	<b>2.733</b>	-	-	-	<b>1</b>
BODOQUENA	<b>2.719</b>	-	-	-	<b>1</b>
BANDEIRANTES	<b>2.597</b>	-	-	-	<b>1</b>
ANTONIO JOAO	<b>2.559</b>	-	-	-	<b>1</b>
ARAL MOREIRA	<b>2.335</b>	-	-	-	<b>1</b>
PARANHOS	<b>2.238</b>	-	-	-	<b>1</b>
JARAGUARI	<b>2.156</b>	-	-	-	<b>1</b>
RIO NEGRO	<b>2.029</b>	-	-	-	<b>1</b>
DOIS IRMAOS DO BURITI	<b>2.019</b>	-	-	-	<b>1</b>
TACURU	<b>1.981</b>	-	-	-	
CORGUINHO	<b>1.893</b>	-	-	-	
ROCHEDO	<b>1.839</b>	-	-	-	
JUTI	<b>1.838</b>	-	-	-	
VICENTINA	<b>1.805</b>	-	-	-	
NOVO HORIZONTE DO SUL	<b>1.711</b>	-	-	-	
LAGUNA CARAPA	<b>1.645</b>	-	-	-	
CARACOL	<b>1.585</b>	-	-	-	
JAPORA	<b>1.577</b>	-	-	-	
ALCINOPOLIS	<b>1.575</b>	-	-	-	
DOURADINA	<b>1.208</b>	-	-	-	
TAQUARUSSU	<b>1.191</b>	-	-	-	
JATEI	<b>1.166</b>	-	-	-	
FIGUEIRAO	<b>1.087</b>	-	-	-	

# **ANEXO II**

**Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL**  
**Brasília, 3 de abril de 2008**

## **BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA**



**SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO  
ECONÔMICA E FINANCEIRA - SFF**

**Nota Técnica n.º 144/2008-SFF/ANEEL  
Brasília, 04 de Abril de 2008**

# **AValiaÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA**

.....  
**SEGUNDA REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA**

## **ENERSUL**

### **REVISÃO TARIFÁRIA**

**Agência Nacional de Energia Elétrica**  
SGAN 603 / Módulo "I" - 2º andar  
CEP: 70830-030 - Brasília - DF  
Tel: + 55 61 2192-8801  
Fax: + 55 61 2192-8820

# Índice



I. DO OBJETIVO .....	1
II. DOS FATOS.....	1
III. ASPECTOS METODOLÓGICOS .....	2
III.1 – PRINCÍPIOS GERAIS .....	2
III.2 – COMPOSIÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO .....	4
III.3 – ABORDAGEM METODOLÓGICA .....	5
III.3.1. Métodos de Avaliação de Ativos.....	5
III.3.2. Composição do Valor Final dos Ativos .....	7
III.3.3. Abordagem Adotada pela ANEEL.....	8
III.4 – PROCEDIMENTOS DE AVALIAÇÃO.....	9
III.4.1. Terrenos .....	9
III.4.2. Servidões .....	9
III.4.3. Edificações, Benfeitorias e Obras Cíveis.....	9
III.4.4. Máquinas e Equipamentos de Distribuição .....	10
III.4.5. Veículos .....	10
III.4.6. Móveis e Utensílios .....	10
III.4.7. Softwares .....	11
III.4.8. Juros Sobre Obras em Andamento .....	11
III.5 – CRITÉRIOS PARA AVALIAÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO NO SEGUNDO CICLO DE REVISÃO TARIFÁRIA .....	12
III.6 – TRATAMENTO DA DEPRECIAÇÃO, ADIÇÕES E BAIXAS .....	13
IV. AVALIAÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA .....	14
IV.1 – LEVANTAMENTO DE CAMPO E VALIDAÇÃO DE CONTROLES .....	14
IV.2 – IDENTIFICAÇÃO DOS ATIVOS NÃO ELEGÍVEIS.....	17
IV.3 – ÍNDICES DE APROVEITAMENTO .....	18
IV.3.1. Terrenos e Edificações .....	19
IV.3.2. Máquinas e Equipamentos de Subestações .....	19
IV.4 – CONCILIAÇÃO FÍSICO-CONTÁBIL.....	20
IV.5 – AVALIAÇÃO DO ATIVO IMOBILIZADO EM SERVIÇO .....	20
IV.5.1. Base Blindada Atualizada .....	20
IV.5.2. Base Incremental .....	21
IV.5.3. Total do Ativo Imobilizado em Serviço .....	22
IV.5.4. Cálculo da Taxa Média de Depreciação .....	31
IV.6 – OBRIGAÇÕES ESPECIAIS.....	32
IV.7 – ALMOXARIFADO DE OPERAÇÃO .....	33
IV.8 – ATIVO DIFERIDO.....	34
IV.9 – IMÓVEIS EM PROCESSO DE REGULARIZAÇÃO .....	35
IV.10 – RESULTADO DA AVALIAÇÃO .....	35
V. CONCLUSÕES.....	40



## Nota Técnica nº 144/2008–SFF/ANEEL

Em 04 de abril de 2008.

### Processo n.º 48500.006742/2007-19

Assunto: Avaliação da Base de Remuneração Regulatória para a segunda revisão tarifária periódica da concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica ENERSUL.

## I. DO OBJETIVO

O objetivo da presente Nota Técnica é apresentar os resultados definitivos da validação da Base de Remuneração Regulatória para a Segunda Revisão Tarifária Periódica da concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A - ENERSUL, conforme metodologia definida na Resolução ANEEL n.º 234, de 31 de outubro de 2006.

## II. DOS FATOS

2. A Resolução Normativa ANEEL n.º 234, de 31 de outubro de 2006, estabeleceu os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos para realização do segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. O Anexo IV da citada Resolução dispõe sobre a metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração regulatória.

3. Em 27 de dezembro de 2007, por meio do Ofício n.º 2679/2007-SFF/ANEEL de 27/12/2007 foi comunicado à concessionária que seria realizada a fiscalização nos laudos de avaliação apresentados no período de 28/02 a 1º/02/2008 e de 11 a 15/02/2008.

4. A ANEEL por meio do Ofício n.º 171/2008-SFF/ANEEL, de 25/1/08 informou a concessionária o adiamento da fiscalização para o período de 11 a 22 de fevereiro de 2008.

5. Após a análise do Laudo de Avaliação e da fiscalização realizada foi então emitido o Relatório de Fiscalização (RF), em 23 de março de 2008, contendo as determinações para correção das imperfeições detectadas.

6. Em 16 de novembro de 2007, a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, por meio do Memorando n.º 616, de 6 de novembro/2007-SFF/ANEEL, retificado pelo Memorando 742,

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 2 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

de 13 de dezembro de 2007 encaminhou à Superintendência de Regulação Econômica – SRE os valores provisórios da Base de Remuneração que foram então colocados em Audiência Pública. Dessa forma, como valores provisórios definiu-se a Base de Remuneração Bruta no montante de R\$ 1.640,813.654,03 e a Base de Remuneração Líquida igual a R\$ 749.999.249,73 .

### III. ASPECTOS METODOLÓGICOS

#### III.1 – PRINCÍPIOS GERAIS

7. A definição dos procedimentos e da metodologia para realização das revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica constitui um aspecto de extrema importância para a consolidação do marco regulatório do setor.

8. Neste sentido, a questão relativa à definição da base de remuneração – isto é, do investimento sobre o qual os investidores podem auferir uma determinada taxa de retorno – adquire especial importância ao colocar a necessidade de definição de uma metodologia específica para sua determinação.

9. Vale destacar que na formação da receita de uma concessionária de distribuição de energia elétrica está contida a remuneração dos serviços de distribuição, conforme abaixo:

- i. Custos Operacionais (operação e manutenção das redes elétricas, gestão comercial, direção e administração);
- ii. Remuneração sobre o capital investido pela concessionária, e
- iii. Recuperação do capital (depreciação).

10. A regulação econômica dos serviços de distribuição de energia elétrica deve determinar os componentes da receita com base nos conceitos de **custos operacionais eficientes** e uma remuneração justa sobre os **investimentos prudentes** realizados por cada concessionária. Nesse sentido, é importante assegurar consistência regulatória na determinação dos componentes que formam a base de remuneração do capital, indicados a seguir:

- i. A base de capital inicial ou “Base de Remuneração Regulatória (BRR)”;
- ii. A recuperação do capital (depreciação ou Quota de Reintegração Regulatória (QRR) e amortização);
- iii. Os investimentos realizados durante o período tarifário.

11. A determinação racional e previsível da base de remuneração é tão importante em um sistema de regulação por incentivos quanto em um sistema de regulação tradicional pela taxa de retorno. Além de sua importância para a preservação do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão, também visa proteger, em última instância, os consumidores da imposição de custos injustos. A história da regulação demonstra que há diversas abordagens possíveis para a questão e que o fator determinante na escolha do método é sua consistência com os objetivos da regulação econômica.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 3 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

12. Existe uma assimetria essencial de informação entre o regulador e as firmas reguladas, que vai além do conhecimento técnico. Não há como o regulador conhecer todas as atividades de uma firma, excetuando o caso hipotético de reproduzi-las fielmente, ou seja, duplicar a firma no seu interior. O regulador tem assim a tarefa de fazer a firma cumprir objetivos sociais, distintos dos objetivos da própria firma, sem ter controle e conhecimento pleno de suas atividades. Este é um caso do problema conhecido na literatura como “Problema do Principal (regulador) e do Agente (firma)”. Para minorar o problema, muitas vezes se fazem auditorias periódicas das firmas. Entretanto, essas auditorias apenas atenuam, não eliminando a assimetria<sup>1</sup>.

13. A rigor, o conceito de assimetria de informação discutido em teoria econômica diz respeito mais especificamente às variáveis não observadas. Por exemplo, não é possível observar o nível de esforço que as empresas empregam na busca por eficiência. O grande objetivo da regulação econômica de setores que se caracterizam como monopólios naturais é prover mecanismos que induzam a empresa a buscar o nível máximo de eficiência, se este tem como produto final o benefício para o consumidor.

14. Em consequência dessa assimetria, as ações do regulador podem ter consequências distintas das previstas. O caso mais célebre é o chamado “Efeito Averch-Johnson”: se uma firma que maximiza lucros está sujeita à regulação por custo de serviço (i.e., sua taxa de retorno sobre o investimento é fixa e, portanto, seus lucros são proporcionais à Base de Capital), ela tenderá a usar tecnologias mais capital-intensivas do que seria socialmente ótimo, para aumentar a Base de Capital. Observe que não se trata de fazer o regulador aprovar investimentos inúteis ou excessivos, dada sua tecnologia (o que seria um caso de *risco moral*). Apenas, a firma tem uma estratégia tecnológica mais capital-intensiva do que seria socialmente desejável (*seleção adversa*)<sup>2</sup>. A firma pode ser eficiente em termos técnicos, mas não em termos sociais. Isto pode ser um problema quando há escassez de capital para investimentos.

15. Tendo em vista essas questões, torna-se necessária uma atenção especial no caso do segmento de distribuição de energia elétrica quanto à correta definição da base de remuneração para que os objetivos da revisão tarifária possam ser alcançados a contento. A seleção do método mais apropriado para a definição da base de remuneração é complexa e envolve diversos aspectos, sendo uma questão crítica a definição do que é o investimento.

16. Assim, é preciso definir se o “*investimento*” a ser remunerado está ou não relacionado com os ativos existentes e necessários para a prestação do serviço regulado, pois a opção resultará num valor diferente para a base de remuneração e, conseqüentemente, em valores diferentes para as tarifas que serão cobradas dos consumidores. Outra ordem de consideração diz respeito à definição do que se considera “*investimento prudente*” – que se trata de preocupação fundamental do órgão regulador no cumprimento de seus principais objetivos, quais sejam: i) zelar pelo equilíbrio nas relações entre consumidores e

---

<sup>1</sup> ARAÚJO, J.L.R.H. “Regulação de monopólios e mercados: questões básicas”. I Seminário Nacional do Núcleo de Economia da Infra-estrutura, Julho, 1997.

<sup>2</sup> Dizemos que existe *risco moral* quando a firma oculta ineficiências internas (produtivas) como, por exemplo, excesso de pessoal ou gastos suntuários. Por outro lado, *seleção adversa* designa o uso de informação especializada, não plenamente dominada pelo regulador, sobre alternativas de ação, para atingir os objetivos da firma. Auditorias externas em profundidade podem combater o risco moral, mas a seleção adversa é mais difícil de prevenir ou remediar.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 4 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

concessionárias; *ii*) garantir tarifas justas; *iii*) garantir a continuidade da prestação dos serviços; *iv*) zelar pela qualidade do serviço; e *v*) atrair investimentos.

17. A busca de uma solução regulatória para essas questões deve-se guiar pelos seguintes princípios gerais:

- i. eficiência econômica;
- ii. equidade na distribuição dos preços entre gerações de consumidores;
- iii. consistência com um preço “razoável” para os consumidores;
- iv. manutenção dos investimentos;
- v. praticidade; e
- vi. compromisso regulatório.

### **III.2 – COMPOSIÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO**

18. A base de ativos que prestam o serviço de distribuição de energia elétrica é chamada, para fins tarifários, de Base de Remuneração Regulatória.

19. A base de remuneração é composta da seguinte forma:

- a) ativo imobilizado em serviço (AIS), avaliado e depreciado;
- b) almoxarifado de operação;
- c) ativo diferido; e
- d) obrigações especiais.

20. Do ativo imobilizado em serviço são excluídos, para efeito de determinação da Base de Remuneração, os seguintes bens e instalações: softwares; hardwares; terrenos administrativos; edificações, obras civis e benfeitorias administrativas; veículos; e móveis e utensílios. A remuneração, amortização e depreciação (exceto terrenos) referentes a esses bens e instalações estão contempladas nas anuidades que compõem os custos operacionais das concessionárias distribuidoras definidos pela Empresa de Referência.

21. Quando da realização da revisão tarifária periódica é avaliado o conjunto de ativos imobilizados em serviço, com vistas à composição da base de remuneração da concessionária. São considerados os seguintes grupos de contas de ativos da concessionária, conforme apresentado na tabela a seguir:

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 5 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

**Tabela 1: Resumo das Contas Contábeis**

Contas	Subcontas
INTANGÍVEIS	Servidões permanentes Software* Outros
TERRENOS	Geração Distribuição Administração* Comercialização
RESERVATÓRIOS, BARRAGENS E ADUTORAS	Reservatórios, barragens e adutoras
EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS	Geração Distribuição Administração* Comercialização
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS	Geração Distribuição (Subestações, Linhas e Redes) Administração Comercialização
VEÍCULOS*	Geração Distribuição Administração Comercialização
MÓVEIS E UTENSÍLIOS*	Geração Distribuição Administração Comercialização

\* Esses itens são excluídos da Base de Remuneração, pois são contemplados nas anuidades por meio dos custos operacionais.

22. Para efeito de apuração da base de remuneração são considerados apenas os ativos vinculados à concessão e classificados nas atividades de distribuição, administração, comercialização e geração associada. No caso de usinas, cujos ativos pertencem a uma dada distribuidora, os mesmos serão avaliados apenas para os casos que atenderem às exigências previstas no § 6º do art. 4º da Lei n.º 9.074, de 1995.

### III.3 – ABORDAGEM METODOLÓGICA

#### III.3.1. Métodos de Avaliação de Ativos

23. A **primeira etapa** na definição da base de remuneração é a escolha de uma abordagem de avaliação de ativos, uma vez que estes representam quase a totalidade da base de remuneração. Existe uma variedade de abordagens para avaliação dos ativos, dentre as quais se destacam as seguintes:

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 6 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

- **Custo Histórico Depreciado (CHD):** esta abordagem envolve valorar os ativos atuais pelo custo histórico de compra e então depreciá-los com base nas taxas médias de depreciação;
- **Custo Histórico Depreciado Otimizado (CHDO):** envolve valorar os ativos atuais pelo custo histórico de compra, considerando uma otimização dos ativos redundantes e então depreciá-los com base nas taxas médias de depreciação;
- **Custo de Reposição Depreciado (CRD):** envolve o custo atual de repor um ativo moderno que deveria ser instalado hoje de forma a prover o mesmo nível de serviços, sendo depreciado com base nas taxas médias de depreciação;
- **Custo de Reposição Depreciado Otimizado (CRDO):** envolve o custo atual de repor um ativo moderno eficiente e otimizado que provê uma qualidade de fornecimento similar ao ativo existente, com capacidade suficiente para atender a demanda atual com previsão de crescimento futuro, que deveria ser instalado hoje de forma a prover o mesmo nível de serviços, sendo depreciado com base nas taxas médias de depreciação.
- **Valor Novo de Reposição/Empresa Modelo (VNR-EM):** envolve valorar ativos otimizados com capacidade suficiente para atender a demanda atual com previsão de crescimento futuro, abstraindo-se dos ativos existentes.

24. Assim, a avaliação dos ativos pode considerar uma das três possibilidades: (i) reproduzir fielmente os ativos existentes; (ii) adotar algum grau de otimização sobre os ativos existentes; e (iii) adotar um ativo modelo, não se vinculando aos ativos reais.

25. As quatro primeiras abordagens são amplamente utilizadas no mundo, devendo a escolha entre elas apenas ser consistente com os demais parâmetros regulatórios. Já a quinta alternativa, por se abstrair da realidade, torna sua aplicação pouco factível.

26. Conforme previsto na Resolução ANEEL n.º 234/2006, os métodos de avaliação dos bens do ativo imobilizado passíveis de aplicação, basicamente são os seguintes:

- **Método do Custo de Reposição:** determina que cada ativo seja valorado por todas as despesas necessárias para a sua substituição, que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente. Esse método deve ser utilizado na avaliação das edificações, máquinas e equipamentos;
- **Método do Custo Histórico Corrigido:** determina que cada ativo seja valorado pelo custo histórico de compra, aplicando-se os índices de atualização;
- **Método do Comparativo de Mercado:** estabelece o valor de um bem ou suas partes constituintes através da comparação de dados de mercado relativos a outros de características similares. Esse método deve ser utilizado na avaliação de terrenos.
- **Método Expedito:** estabelece o valor de um bem a partir da atualização dos valores históricos contábeis, mediante aplicação da variação do IPCA – Índice de Preços ao Consumidor-Amplio. Esse método pode ser aplicado aos bens intangíveis (servidões e

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 7 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

softwares), veículos, medidores, móveis e utensílios, além de terrenos de acordo com alguns critérios.

### III.3.2. Composição do Valor Final dos Ativos

27. A avaliação patrimonial, conforme preconizada pela Resolução ANEEL n.º 234/2006, não representa o valor de mercado, mas sim um valor referencial, oriundo da aplicação do aproveitamento e depreciação sobre os custos de reprodução ou substituição para equipamentos, benfeitorias e obras civis em operação (contemplados os gastos com instalações e outros custos adicionais e expurgados os gastos com impostos recuperáveis (ICMS); já os impostos não-recuperáveis são considerados na formação de custos). Os únicos bens avaliados através do método comparativo de dados são os terrenos.

28. Assim, os itens que compõem o valor final dos ativos fixos considerados na avaliação são descritos nas seguintes parcelas:

$$\text{Custo Total} = \text{Valor de Fábrica} + \text{Custos Adicionais} + \text{JOA} \quad (1)$$

29. O **Valor de Fábrica** relaciona-se com a aquisição de **equipamentos principais (EQ)** como, por exemplo: disjuntor, chave seccionadora, transformador de corrente, transformador de potencial, representado pelas Unidades de Cadastro (UC/UAR), conforme a Portaria DNAEE n.º 815/1994. Também são contemplados os **componentes menores (COM)**, como por exemplo: cabos de controle, isoladores, etc., além de obras civis, os quais são calculados como percentual dos equipamentos principais.

30. Os **Custos adicionais (CA)** estão associados aos serviços de engenharia e projetos básicos e detalhados, construções auxiliares, fiscalizações e estudo de viabilidade, além de serviços de compra e fiscalização de obras e administração por parte da concessionária, sendo calculados normalmente a partir de um percentual do Valor de Fábrica.

31. Por fim, o **JOA**, ou Juros Sobre Obras em Andamento, é aplicado sobre o valor de fábrica acrescido dos custos adicionais, para subestações, linhas de subtransmissão e redes de distribuição. Para isso, utiliza-se o custo médio ponderado de capital (WACC) definido como taxa de remuneração das concessionárias de distribuição no ciclo vigente.

32. Para a obtenção dos preços básicos são utilizadas algumas das seguintes fontes:

- a) *Máquinas e equipamentos, intangíveis, móveis e utensílios e veículos:*
  - Preço médio ponderado das compras realizadas nos últimos anos;
  - Valores contábeis atualizados, quando da inexistência de compras nos últimos quatro anos ou da impossibilidade de identificação física.
- b) *Edificações:*
  - Orçamento detalhado;
  - Busca em publicações especializadas;
  - Valores contábeis atualizados, quando da impossibilidade de identificação física.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 8 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

c) *Terrenos:*

- Levantamento imobiliário realizado junto às imobiliárias locais;
- Valores contábeis atualizados, quando da inexistência de elementos comparativos suficientes para a avaliação.

### III.3.3. Abordagem Adotada pela ANEEL

33. A abordagem adotada pela ANEEL no primeiro ciclo de revisões tarifárias para avaliar a base de ativos foi o Custo de Reposição Otimizado e Depreciado (*Depreciated Optimized Replacement Cost – DORC*), estabelecido por meio da Resolução ANEEL n.º 493, de 3 de setembro de 2002, e Nota Técnica n.º 178, de 30 de julho de 2003, e que envolve:

- Levantamento de um inventário de todos os ativos, com a devida conciliação físico-contábil;
- Valoração dos ativos pelo seu custo de reposição, a preços de mercado e considerando o poder de compra de cada empresa;
- Dedução da depreciação a partir das taxas contábeis acumuladas, definidas regulatoriamente;
- Dedução de parcela não aproveitada dos ativos, a partir de um índice de aproveitamento.

34. Assim, de forma sucinta, pode-se definir a Base de Remuneração a partir de três passos:

- 1) Valoração: Cálculo do Valor Novo de Reposição;
- 2) Depreciação: Cálculo do ativo ainda não depreciado;
- 3) Otimização: Cálculo da parcela não aproveitada.

35. Para a completa definição da Base de Remuneração é necessário estabelecer os seguintes valores:

- **Valor Novo de Reposição (VNR):**  
Quando aplicado à base incremental, refere-se ao valor do bem novo, idêntico ou similar ao avaliado, obtido a partir do banco de preços da empresa ou do custo histórico contábil atualizado.
- **Valor de Mercado em Uso (VMU):**  
É o valor de um bem instalado, com as características técnicas em que se encontra, considerado que o mesmo esteja em operação, determinado a partir do valor novo de reposição, deduzindo-se as parcelas resultantes da depreciação, com base nas vidas úteis definidas na Resolução n.º 240/2006, considerando-se a data de entrada em operação do ativo.
- **Valor da Base de Remuneração (VBR):**  
É definido pela aplicação do Índice de Aproveitamento sobre o Valor de Mercado em Uso. O Índice de aproveitamento é definido como um percentual que demonstre o aproveitamento do ativo no serviço público de distribuição de energia elétrica.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fls. 9 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

36. Já para o Segundo Ciclo Tarifário, no qual apenas os ativos incrementais, ou seja, apenas os investimentos realizados entre a data da última revisão tarifária e a atual, a abordagem metodológica adotada na avaliação dos ativos foi a do Custo de Reposição a partir dos preços médios praticados pela empresa.

37. Conforme definido na Resolução n.º 234/2006, o procedimento de avaliação completa de toda a base de ativos ocorre em períodos alternados de revisões tarifárias periódicas subseqüentes. Dessa forma, no terceiro ciclo de revisão periódica tarifária todos os ativos imobilizados em serviço serão avaliados.

### **III.4 – PROCEDIMENTOS DE AVALIAÇÃO**

38. As avaliações são realizadas considerando fundamentalmente os resultados de inspeções de campo com o objetivo de verificar as características e as condições operacionais dos ativos.

39. A seguir são detalhados os procedimentos para cada grupo de ativos.

#### **III.4.1. Terrenos**

40. Os terrenos são avaliados pelo método comparativo de valores de mercado, devendo ser pesquisados valores de terrenos à venda, cuidando-se para que estes envolvam áreas próximas e comparáveis àquelas a serem avaliadas, bem como consultados corretores de imóveis e empresas idôneas que trabalhem com terrenos na região. Em seguida, são aplicados coeficientes de ajustes (fatores de homogeneização) adequados, que permitam homogeneizar os valores e obter valores médios representativos dos valores de mercado mais prováveis, à vista, no momento da avaliação.

41. Deve, obrigatoriamente, ser indicado o percentual considerado para o índice de aproveitamento do terreno avaliado, para fins de sua inclusão na base de remuneração, a partir da verificação e análise qualificada do efetivo aproveitamento do ativo no serviço público de distribuição de energia elétrica.

#### **III.4.2. Servidões**

42. Os ativos referentes às servidões são avaliados a partir da atualização de valores contábeis, pelo IPCA – Índice de Preço ao Consumidor Amplo, calculado pelo IBGE, desde que seja verificado que não existem distorções relevantes entre os ativos físicos efetivamente existentes e os ativos constantes no controle patrimonial da concessionária. São consideradas na base de remuneração as faixas de servidões adquiridas de forma onerosa, observando-se os critérios utilizados na contabilidade para registro desses ativos.

#### **III.4.3. Edificações, Benfeitorias e Obras Civis**

43. São objetos de avaliação os seguintes bens:

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 10 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

- a) Escritórios e Edifícios administrativos;
- b) Almoxarifados e Oficinas;
- c) Edificações em Subestações;
- d) Edificações em unidades de geração de energia elétrica; e
- e) Base de torres (apenas as bases que não estão consideradas junto com os equipamentos).

44. A avaliação desses bens é efetuada adotando-se o método da quantificação de custo, que consiste em identificar o custo do bem, ou de suas partes por meio de orçamentos sintéticos ou analíticos, a partir das quantidades de serviços e respectivos custos diretos e indiretos.

45. Deve ser verificado o aproveitamento do imóvel para cálculo posterior do índice de aproveitamento, que constará da avaliação, com a devida fundamentação. Somente é objeto de remuneração o percentual de área de edificação efetivamente utilizado para o serviço público de distribuição de energia elétrica, acrescido do percentual referente às áreas comuns, de circulação, de segurança, e de ventilação/iluminação, correspondentes.

#### **III.4.4. Máquinas e Equipamentos de Distribuição**

46. São objetos de avaliação os seguintes bens:

- a) Linhas de distribuição operando em tensão maior ou igual a 69 kV;
- b) Redes de distribuição operando em tensão menor que 69 kV;
- c) Equipamentos de medição (medidores de energia e potência);
- d) Subestações;
- e) Sistemas de operação e telesupervisão; e
- f) Demais máquinas e equipamentos (oficinas de manutenção, almoxarifado, etc.).

#### **III.4.5. Veículos**

47. Os veículos não são considerados na composição da Base de Remuneração. Entretanto, são avaliados juntamente com os outros bens, a partir de seus valores de reposição obtidos através de publicações especializadas e de mercado em uso obtidos de modo idêntico ao utilizado para máquinas e equipamentos. Também pode-se utilizar o método expedito para a avaliação desses bens, por meio da atualização dos respectivos valores históricos contábeis pelo IPCA – Índice de Preços ao Consumidor-Amplio, calculado pelo IBGE.

#### **III.4.6. Móveis e Utensílios**

48. Os móveis e utensílios também não são considerados na composição da Base de Remuneração. Contudo, os mesmos são avaliados juntamente com os outros bens, utilizando-se o método expedito para a avaliação desses bens, por meio da atualização dos respectivos valores históricos contábeis pelo IPCA – Índice de Preços ao Consumidor-Amplio, calculado pelo IBGE.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 11 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

### III.4.7. Softwares

49. Os softwares também não são considerados na composição da Base de Remuneração. Contudo, os mesmos são avaliados juntamente com os outros bens, a partir do valor de reposição desses bens. Também pode ser determinado por meio da atualização dos respectivos valores históricos contábeis pelo IPCA – Índice de Preços ao Consumidor-Amplo, calculado pelo IBGE.

### III.4.8. Juros Sobre Obras em Andamento

50. Os juros sobre obras em andamento são definidos regulatoriamente e calculados considerando-se o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC – *Weighted Average Cost of Capital*) e aplicando-se a fórmula abaixo, de acordo com as seguintes considerações:

- prazos médios de construção: 3 meses para redes de distribuição, 12 meses para Subestações; 8 meses para Linhas de Sub-transmissão (linhas de distribuição operando em tensão maior ou igual a 69 kV); e 12 meses para Linhas de Sub-transmissão Subterrâneas;

- para subestações e linhas de sub-transmissão considerar fluxo financeiro de 40% de desembolso distribuídos de forma homogênea ao longo da primeira metade do prazo de construção considerado, e 60% distribuídos de forma homogênea ao longo da segunda e última metade do prazo de construção considerado;

- para redes de distribuição considerar fluxo financeiro de 26,7%, 33,3% e 40% de desembolso distribuídos respectivamente no 1º, 2º e 3º mês no prazo de construção considerado.

$$JOA = \sum_{i=1}^N \left( (1 + r_a)^{N+1-i/12} - 1 \right) * d_i$$

onde:

JOA: juros sobre obras em andamento em percentual (%);

N: número de meses, de acordo com o tipo de obra;

$r_a$ : custo médio ponderado de capital anual (WACC); e

$d_i$ : desembolso mensal em percentual (%) distribuído de acordo com o fluxo financeiro definido acima.

O desembolso mensal será assim definido:

Para subestações:

$d_1$	$d_2$	$d_3$	$d_4$	$d_5$	$d_6$	$d_7$	$d_8$	$d_9$	$d_{10}$	$d_{11}$	$d_{12}$
6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,66%	6,66%	10%	10%	10%	10%	10%	10%

Para linhas de sub-transmissão:

$d_1$	$d_2$	$d_3$	$d_4$	$d_5$	$d_6$	$d_7$	$d_8$
10%	10%	10%	10%	15%	15%	15%	15%

Para linhas de sub-transmissão subterrânea:

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 12 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

$d_1$	$d_2$	$d_3$	$d_4$	$d_5$	$d_6$	$d_7$	$d_8$	$d_9$	$d_{10}$	$d_{11}$	$d_{12}$
6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,66%	6,66%	10%	10%	10%	10%	10%	10%

Para redes de distribuição:

$d_1$	$d_2$	$d_3$
26,7%	33,3%	40,0%

### III.5 – CRITÉRIOS PARA AVALIAÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO NO SEGUNDO CICLO DE REVISÃO TARIFÁRIA

51. Para a avaliação dos ativos das concessionárias, vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, visando à definição da Base de Remuneração, no segundo ciclo da revisão tarifária periódica, são adotados, nesta seqüência, os seguintes procedimentos:

- a) a base de remuneração aprovada no primeiro ciclo de revisão tarifária deve ser “blindada”. Entende-se como base blindada os valores aprovados para o primeiro ciclo;
- b) da base blindada devem ser expurgadas as baixas ocorridas entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária;
- c) após a exclusão dessas baixas, ano a ano, os valores remanescentes devem ser atualizados pela aplicação do IGP-M;
- d) também deve ser levado em consideração o efeito da depreciação acumulada, ocorrida entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária, obtendo-se o valor da base de remuneração atualizada;
- e) as inclusões entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária, desde que ainda em operação, são avaliadas utilizando-se a metodologia definida na REN 234/2006;
- f) os valores finais da avaliação são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração (item d) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária (item e), adotando-se a metodologia definida na REN 234/2006; e
- g) À exceção das baixas, depreciação e atualização monetária, ficam blindados os valores validados no primeiro ciclo de revisão tarifária.

52. O valor monetário referente às Obrigações Especiais da base blindada é obtido atualizando-se o valor aprovado no 1º ciclo de revisão tarifária pela variação do IGPM. Nenhum valor é deduzido a título de baixas efetuadas na base blindada.

53. Para atualização e/ou retroação dos valores apurados na avaliação são utilizados: para edificações, o Índice Nacional de Construção Civil – INCC, coluna 35, apurado pela Fundação Getúlio Vargas;

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 13 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

para máquinas e equipamentos, os índices Indústria de Transformação – Material Elétrico – Motores e Geradores coluna 40 (para Transformadores de Força, Transformadores de Distribuição e Transformadores de Serviços Auxiliares) e Indústria de Transformação – Material Elétrico – Outros coluna 41 (para demais equipamentos de máquinas e equipamentos), apurados pela Fundação Getúlio Vargas; para terrenos, servidões, móveis e utensílios e veículos, o Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, apurado pelo IBGE.

54. Os valores resultantes do processo de avaliação são sujeitos a ajustes em decorrência de fiscalização realizada pela ANEEL, caso sejam verificadas não conformidades de acordo com o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, a Portaria DNAEE n.º 815, de 30 de novembro de 1994, atualizada pela Resolução ANEEL n.º 15, de 24 de dezembro de 1997, e a Resolução ANEEL n.º 240, de 5 de dezembro de 2006.

55. A ANEEL também pode se utilizar da comparação de ativos entre concessionárias para definir ajustes nos valores a serem considerados quando da formação da base de remuneração.

### III.6 – TRATAMENTO DA DEPRECIAÇÃO, ADIÇÕES E BAIXAS

56. De forma geral, os eventos que alteram a base de remuneração são:

- Depreciação;
- Adição de novos ativos (ou reavaliação de ativos existentes);
- Atualização dos valores dos ativos estabelecidos inicialmente; e
- Baixas de ativos.

57. **Depreciação:** O cálculo da depreciação está estritamente relacionado com o método de formação da base de remuneração sendo, portanto, elemento significativo no processo de revisão tarifária periódica. A taxa de depreciação é o instrumento utilizado para definir o período em que os ativos estarão gerando receitas e benefícios para a empresa regulada. Tendo em vista que as taxas de depreciação atualmente em vigor, definidas na Resolução ANEEL n.º 240/2006, refletem efetivamente a vida útil real dos bens, tais taxas devem ser utilizadas para fins de revisão tarifária periódica, a partir das datas de entrada em operação dos ativos. Além disso, esse critério permite um tratamento uniforme para todas as concessionárias, elimina a subjetividade do avaliador na determinação da vida útil remanescente do ativo; e facilita a realização de fiscalização e auditoria pelo regulador. De outro lado, é importante que o regulador avalie continuamente se as taxas de depreciação em vigor satisfazem o objetivo de formação de preço justo ao consumidor.

58. Para a determinação do valor de mercado é utilizado o método da linha reta para a depreciação, considerando-se o percentual acumulado de depreciação registrado na contabilidade para cada bem do ativo considerado. O valor de mercado em uso para a composição da base de remuneração é igual a zero quando o bem estiver totalmente depreciado, conforme identificado no respectivo registro contábil.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 14 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

59. Para efeito de depreciação são utilizadas as taxas anuais de depreciação para os ativos de uso e características semelhantes, no âmbito da distribuição e da transmissão de energia elétrica, de acordo com as Resoluções Normativas n.º 02/1997, n.º 044/1999 e n.º 240/2006.

60. **Adições de novos ativos:** no período entre revisões tarifárias periódicas a adição de ativos à base de remuneração deverá seguir a metodologia definida no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica. Quanto ao estabelecimento de limites para a inclusão de ativos na base de remuneração, fica claro que apenas deverão ser considerados os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, classificados nas atividades de distribuição, administração, comercialização e geração – esta última observando-se a condição de excepcionalidade anteriormente mencionada. Na revisão tarifária, cabe ao regulador monitorar o planejamento de investimentos da distribuidora até a próxima revisão com vistas a assegurar que os investimentos previstos sejam considerados prudentes.

61. **Baixas de Ativos:** no período entre revisões tarifárias periódicas as baixas e transferências de ativos devem ser efetuadas de acordo com o valor atribuído à base de remuneração, de forma a garantir a manutenção do ajuste efetuado na base de remuneração.

#### IV. AVALIAÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA

##### IV.1 – LEVANTAMENTO DE CAMPO E VALIDAÇÃO DE CONTROLES

62. Os grupos de contas de ativos relativos a Intangíveis; Terrenos; Edificações, Obras Civis e Benefeitorias; Reservatórios Barragens e Aduoras; Máquinas e Equipamentos; Veículos e Móveis e Utensílios, relacionados na Tabela abaixo, vinculados ao serviço público de distribuição de energia elétrica, referentes às atividades de Distribuição, Administração, Comercialização e Geração Associada, são objeto de avaliação, com vistas à composição da base de remuneração das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

**Tabela 2 – Relação de Grupos de Contas de Ativo**

<b>Título</b>	<b>Código</b>	<b>Descrição</b>
Intangíveis	132.01.X.1.01 132.03.X.1.01 132.04.X.1.01 132.05.X.1.01	1) Direito de Uso de Software; 2) Direito de Uso ou de Passagem
Terrenos	132.01.X.1.02 132.03.X.1.02 132.04.1.1.02 132.05.1.1.02	1) Terrenos urbanos; 2) Terrenos rurais.
Reservatório, Barragens e Aduoras	132.01.1.1.03	1) Reservatórios; 2) Barragens; 3) Aduoras; 4) Tomadas d'água; 5) Vertedouros; 6) Canais de fuga; 7) Conduitos forçados; 8) Comportas.
Edificações,	132.01.1.1.03	1) Escritórios e agências;

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 15 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

Obras Civas e Benfeitorias	132.01.X.1.04 132.03.X.1.04 132.04.1.1.04 132.05.1.1.04	2) Almojarifados e oficinas; 3) Edificações em subestações; 4) Edificações em unidades de geração de energia elétrica.
Máquinas e Equipamentos	132.01.X.1.05 132.03.X.1.05 132.04.1.1.05 132.05.1.1.05	<p>1) <i>Linhas de distribuição operando em tensão maior ou igual a 69 kV</i></p> <p>1.1) Estruturas de concreto, madeira ou metálica; 1.2) Condutores nus de cobre, alumínio ou aço; 1.3) Condutores isolados de cobre, alumínio ou aço; 1.4) Chaves seccionadoras; 1.5) Chaves fusíveis; 1.6) Sistemas de aterramento; 1.7) Pára-raios.</p> <p>2) <i>Redes de distribuição operando em tensão menor que 69kV</i></p> <p>2.1) Bancos de capacitores fixos ou automáticos; 2.2) Chaves fusíveis; 2.3) Chaves seccionadoras tipo faca; 2.4) Chaves a óleo, vácuo ou gás; 2.5) Condutores nus de alumínio, cobre ou aço; 2.6) Condutores isolados de cobre, alumínio ou aço; 2.7) Postes de concreto, madeira ou ferro; 2.8) Reguladores de tensão; 2.9) Religadores; 2.10) Transformadores de distribuição; 2.11) Seccionalizadores; 2.12) Luminárias (quando aplicável).</p> <p>3) <i>Equipamentos de medição (medidores de energia e potência)</i></p> <p>3.1) Medidores eletromecânicos ou eletrônicos; 3.2) Conjuntos de medição; 3.3) Transformadores de corrente; 3.4) Transformadores de potencial.</p> <p>4) <i>Subestações</i></p> <p>4.1) Bancos de capacitores e respectivos componentes; 4.2) Barramentos; 4.3) Painéis, mesas de comando, quadros e cubículos; 4.3.1) Painéis de comando e proteção de transformadores; 4.3.2) Painéis de comando e proteção de alimentadores; 4.3.3) Painéis de comando e proteção de capacitores; 4.3.4) Painéis de comando de retificadores; 4.4) Chaves seccionadoras manuais ou motorizadas; 4.5) Chaves fusíveis; 4.6) Disjuntores; 4.7) Pára-raios de alta tensão; 4.8) Reguladores de tensão; 4.9) Religadores; 4.10) Sistemas de aterramento; 4.11) Sistemas de alimentação de energia (banco de baterias e retificadores); 4.12) Subestações blindadas; 4.13) Subestações móveis; 4.14) Transformadores de corrente; 4.15) Transformadores de força ou autotransformadores; 4.16) Transformadores de potencial; 4.17) Transformadores de serviço auxiliar; 4.18) Transformadores de aterramento; 4.19) Reatores/Resistores de aterramento.</p>

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 16 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

		<p>5) <i>Sistemas de operação e telesupervisão</i></p> <p>5.1) Painéis, mesas de comando, quadros e cubículos;</p> <p>5.2) Sistemas de alimentação de energia;</p> <p>5.3) Sistemas de telecomunicações;</p> <p>5.4) Unidades Terminais Remotas – UTRs;</p> <p>5.5) Unidades supervisoras;</p> <p>5.6) Telealarmes;</p> <p>5.7) Sistemas telefônicos locais;</p> <p>5.8) Torres e antenas.</p> <p>6) <i>Usinas hidrelétricas e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)</i></p> <p>6.1) Turbinas e geradores;</p> <p>6.2) Equipamentos elétricos e acessórios (painéis, equipamentos de subestação, etc.);</p> <p>6.3) Diversos equipamentos da usina (pontes rolantes, guindastes, pórticos, etc.).</p> <p>7) <i>Usinas termoeletricas</i></p> <p>7.1) Turbogeneradores;</p> <p>7.2) Caldeiras;</p> <p>7.3) Equipamentos elétricos e acessórios (painéis, equipamentos de subestação, etc.);</p> <p>7.4) Outros equipamentos acessórios.</p>
Veículos	132.01.1.1.06 132.03.1.1.06 132.04.1.1.06 132.05.1.1.06	
Móveis e Utensílios	132.01.1.1.07 32.03.1.1.07 132.04.1.1.07 132.05.1.1.07	

**Nota:** Os códigos da Tabela estão apresentados conforme determinação do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, aprovado pela Resolução n.º 444, de 26 de outubro de 2001.

63. No caso dos ativos relacionados à geração própria da concessionária, apenas são considerados aqueles vinculados à concessão dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica.

64. O levantamento físico das instalações é necessário para:

- Verificar a existência dos bens adquiridos entre a data da última revisão e a data base da avaliação;
- Coletar informações e características técnicas disponíveis;
- Estabelecer as condições de uso e estado de conservação dos bens, bem como sua elegibilidade;
- Identificar os índices de aproveitamento.

#### a) Subestações

65. Todos os equipamentos relacionados com as subestações devem ser levantados em campo pela avaliadora, para análise de sua operacionalidade e identificação de suas características técnicas, de forma unívoca, devendo todas as subestações ser vistoriadas.

#### b) Linhas e Redes

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

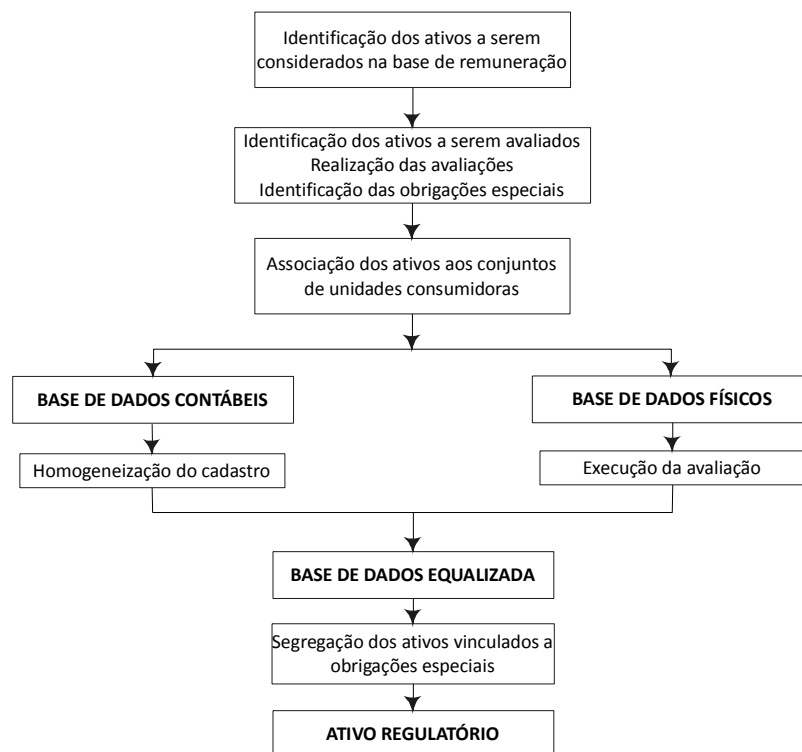


(Fls. 17 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

66. Os controles da concessionária no que se refere às instalações existentes de linhas e redes devem ser validados, devendo-se efetuar levantamentos de campo dos equipamentos das linhas e redes dos conjuntos de unidades consumidoras, selecionando-se os projetos mais relevantes.

67. A validação dos quantitativos da engenharia é feita por meio de técnicas de amostragem estratificada proporcional por conjunto de unidades consumidoras. A validação dos ativos deve comparar os ativos cadastrados na base de dados contábeis com os ativos cadastrados no G.I.S. (Geographical Information System) e estes com a inspeção física realizada “*in locu*”.

68. O fluxograma a seguir apresenta, de forma simplificada, os passos básicos para realização de uma avaliação patrimonial para fins de constituição da base de remuneração de ativos:



**Figura 1: Fluxograma de Avaliação da Base de Remuneração de Ativos**

## IV.2 – IDENTIFICAÇÃO DOS ATIVOS NÃO ELEGÍVEIS

69. Conforme disposto na Resolução ANEEL n.º 234/2006, os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica e geração associada são elegíveis e não elegíveis, e todos devem ser avaliados, observando o seguinte:

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 18 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

a) os ativos vinculados à concessão são elegíveis para inclusão na base de remuneração quando efetivamente utilizados no serviço público de distribuição de energia elétrica; e

b) os ativos vinculados à concessão são não elegíveis quando não utilizados na atividade concedida ou utilizados em atividades não vinculadas ao serviço público de distribuição de energia elétrica como, por exemplo: bens cedidos / ocupados por grêmios, clubes, fundações entre outros; bens desocupados / desativados; bens cedidos a terceiros, etc.

70. Para aplicação dos critérios de elegibilidade para inclusão na base de remuneração, faz-se necessária uma análise qualificada da utilização do ativo, diferenciando conveniência de necessidade, no que se refere à utilização do ativo na atividade concedida de distribuição de energia elétrica e geração associada.

71. Assim, os ativos não elegíveis, para a empresa em questão, com origem da base incremental são relacionados na tabela a seguir.

**Tabela 3 – Ativos Não Elegíveis - ENERSUL**

LINK	CONTA CONTÁBIL	NUMERO IMOBILIZADO	INCORPORAÇÃO	DESCRIÇÃO CONTÁBIL	QUANTIDADE CONTÁBIL
10446	132.04.1.1.06	44248	0	AUTOMOVEL CHEVROLET OMEGA CD 3.8 V6 06/06	1
10447	132.04.1.1.06	23979	0	AUTOMÓVEL GM OMEGA CD BLINDADO 03 HRY7371	1
10448	132.04.1.1.06	23980	0	AUTOMÓVEL GM OMEGA CD SEDAN ANO 04 HTA000	1
10449	132.04.1.1.06	23978	0	AUTOMÓVEL HONDA CIVIC ANO 03 HSC6075 VNB6	1
10450	132.04.1.1.06	23973	0	AUTOMÓVEL HONDA CIVIC LX HRY7141 VNB645	1
10451	132.04.1.1.06	23972	0	AUTOMÓVEL HONDA CIVIC LX HRY7151 VNB644	1
10452	132.04.1.1.06	23970	0	AUTOMÓVEL HONDA CIVIC LX VNB641	1
10453	132.04.1.1.06	23971	0	AUTOMÓVEL HONDA CIVIC LX VNB642	1
10454	132.04.1.1.06	24389	0	AUTOMOVEL TOYOTA COROLLA 05/05 HSF0158 VN	1
10455	132.04.1.1.06	24388	0	AUTOMOVEL TOYOTA COROLLA 05/05 HSF1435 VN	1

### IV.3 – ÍNDICES DE APROVEITAMENTO

72. Para os grupos de ativos Terrenos, Edificações, Obras Civis e Benfeitorias, e Subestações é aplicado um percentual que demonstre o aproveitamento do ativo no serviço público de distribuição de energia elétrica.

73. O índice de aproveitamento de terrenos, edificações e subestações é aplicado sobre o Valor Novo de Reposição. O Valor Novo de Reposição descontado o valor do índice de aproveitamento serve de base para determinação do Valor de Mercado em Uso que é o próprio Valor da Base de Remuneração.

74. Para aplicação do índice de aproveitamento, faz-se necessária uma análise qualificada da utilização do ativo, diferenciando conveniência de necessidade, no que se refere à utilização do ativo na atividade concedida de distribuição de energia elétrica.

75. Assim, os índices de aproveitamento devem refletir o grau de utilização do ativo no serviço de distribuição de energia elétrica para a inclusão na base de remuneração.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 19 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

### IV.3.1. Terrenos e Edificações

76. No caso de Terrenos e Edificações, somente é objeto de remuneração o percentual de terrenos efetivamente utilizado para a construção de obras e/ou instalação de bens para o serviço público de distribuição de energia elétrica, considerando inclusas as áreas de segurança, manutenção, circulação, manobra e estacionamento, aplicáveis, em função do tipo, porte e características da edificação ou instalação existente.

77. No caso de terrenos de subestações existentes e em serviço, quando a subestação não ocupar toda a área aproveitável do terreno e este não puder ser legalmente fracionado para fins de alienação, pode ser considerada, ainda, como área aproveitável, a título de reserva operacional, uma área adicional de até 20% calculada sobre o total daquela apurada conforme os critérios estipulados no parágrafo anterior.

78. No caso de terrenos de edificações pode ser considerada, ainda, como área aproveitável, uma área adicional de até 10% da área total do terreno para áreas verdes efetivamente existentes.

### IV.3.2. Máquinas e Equipamentos de Subestações

79. O índice de aproveitamento estabelecido para o grupo de ativos que compõem uma subestação (transformador de força, disjuntor, chaves seccionadoras, barramento, transformadores de corrente e de potencial e religadores que compõem o “bay” do transformador da subestação), resulta da aplicação de um índice que considera o fator de utilização da subestação e a expectativa para os próximos 10 (dez) anos, do crescimento percentual da carga atendida pela subestação. Esse índice está limitado a 100% e é calculado da seguinte forma:

$$FUS = DM / PTI$$
$$ECC = (1+TCA_1)*(1+TCA_2)*.....*(1+TCA_{10})$$
$$IAS (\%) = FUS * ECC *100$$

onde:

*IAS: Índice de Aproveitamento para Subestação (%);*

*FUS: Fator de Utilização da Subestação (%);*

*DM: Demanda Máxima em MVA verificada nos últimos 2 anos;*

*PTI: Potência Total Instalada em MVA (ONAF - ventilação forçada, quando houver);*

*TCA: estimativa percentual de crescimento anual de carga máxima atendida pela subestação; e*

*ECC: Expectativa de crescimento percentual da carga atendida pela subestação para o período projetado de 10 anos, comprovada pelos demonstrativos de aumento de demanda dos quatro últimos anos. Para efeitos de verificação de consistência é utilizada a evolução de carga dos últimos 4 anos, bem como as premissas de desenvolvimento econômico da área atendida pela respectiva subestação.*

80. Assim, foram considerados para fins de avaliação os seguintes índices de aproveitamento:

### Tabela 4 – Índices de Aproveitamento - ENERSUL

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 20 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

Nome da SE	Data de entrada em operação	Classe Tensão (kV)	Tensão saída (kV)	Característica técnica	Característica operacional	nº de alimentadores	PTI - Potência Total Instalada ONAF (MVA)	FUS - Fator de Utilização (%)	DM - Demanda Máxima verificada nos 2 últimos anos (MVA)	TCA - Taxa de Crescto Médio para Demanda Máxima últimos 4 anos (%)	Demanda Máxima Prevista 2017 (MVA)	IAS - Índice de Aproveitamento para Subestação (%) - 2017
Balsinha	21/06/07	34,5/13,8	13,8	Convencional	Telecomandadas	2	2,00	20,00	0,40	14,90	1,60	80,00
Morangas	15/03/07	34,5/13,8	13,8	Convencional	Telecomandadas	2	1,00	23,90	0,24	15,00	0,98	97,50
Navirai	24/09/06	138/13,8	13,8	Convencional	Telecomandadas	5	41,50	41,47	17,21	6,00	30,82	74,26
Ponte do Grego	05/05/06	34,5/13,8	13,8	Convencional	Telecomandadas	2	3,00	27,25	0,82	11,90	2,52	83,80
Porto Murinho [1]	12/01/06	138/13,8	13,8	Convencional	Telecomandadas	2	12,50	28,56	3,57	10,62	9,79	78,35
Rio Verde [2]	03/02/04	138/13,8	13,8	Convencional	Telecomandadas	2	12,50	52,01	6,50	4,80	10,39	83,12

#### IV.4 – CONCILIAÇÃO FÍSICO-CONTÁBIL

81. A conciliação físico-contábil deve ser procedida em conjunto pela empresa avaliadora e a concessionária, por conjunto de unidades consumidoras, a partir da identificação das Ordens de Imobilizações – ODI contidas em cada conjunto.

82. Esta conciliação tem por objetivo a determinação do percentual acumulado de depreciação, por bem, que deve ser aplicado sobre o valor novo de reposição para obtenção do valor de mercado em uso de cada bem. As sobras físicas apuradas no processo de conciliação físico-contábil devem ser avaliadas e identificadas no relatório de avaliação, enquanto as sobras contábeis não devem ser avaliadas.

83. A concessionária em questão apresentou o relatório detalhando os procedimentos utilizados e os resultados da conciliação físico-contábil, estando em conformidade com o disposto na Resolução ANEEL n.º 234/2006.

#### IV.5 – AVALIAÇÃO DO ATIVO IMOBILIZADO EM SERVIÇO

84. Nos itens seguintes são apresentados os valores referentes ao Ativo Imobilizado em Serviço, avaliado conforme a metodologia descrita anteriormente, considerando as seguintes datas-base do primeiro e segundo ciclo como referencial para o laudo de avaliação:

<b>Data-base 1º ciclo:</b>	<b>31/03/2003</b>
<b>Data-base 2º ciclo:</b>	<b>31/10/2007</b>

##### IV.5.1. Base Blindada Atualizada

85. A tabela a seguir apresenta o resumo por grupo de ativos da Base Blindada Atualizada, referente à última revisão tarifária, conforme o Quadro 2A da Resolução ANEEL n.º 234/2006.

86. Os ativos estão identificados nos seguintes grupos:

- Subestações: Terrenos; Edificações, obras civis e benfeitorias; Máquinas e equipamentos;

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 21 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

- Linhas e Redes: Materiais e equipamentos para redes de distribuição e linhas de subtransmissão; Cabos;
- Outros imóveis: outros terrenos e edificações;
- Medidores;
- Iluminação Pública;
- Veículos;
- Móveis e Utensílios;
- Intangíveis.

**Tabela 5 – Resumo por Grupo de Ativos – Base Blindada Atualizada do 1º Ciclo - ENERSUL**

GRUPOS DE ATIVOS	VALOR CONTÁBIL DEPRECIADO	VALOR NOVO DE REPOSIÇÃO			DEPRECIÇÃO ACUMULADA / AMORTIZAÇÃO (D)	VALOR DE MERCADO EM USO (R\$) (C-D)	VALOR EXCLUÍDO ÍNDICE DE APROVEITAMENTO (F)	VALOR FINAL APURADO PARA A BR (R\$) (G)	% DO TOTAL ATIVOS IMOBILIZADOS EM SERVIÇO
		VALOR FÁBRICA (A)	CUSTOS ADICIONAIS (B)	VNR (A+B) (C)					
<b>2 - TOTAL DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>335.337.774,86</b>	-	-	<b>1.425.467.228,50</b>	<b>823.836.846,29</b>	<b>601.630.382,22</b>	<b>4.852.004,81</b>	<b>596.778.377,41</b>	<b>88,70%</b>
<b>2.1 - TOTAL SUBESTAÇÕES</b>	<b>117.479.924,19</b>	-	-	<b>573.169.930,64</b>	<b>319.519.422,30</b>	<b>253.650.508,34</b>	<b>4.850.326,21</b>	<b>248.800.182,14</b>	<b>36,98%</b>
2.1.1 - TERRENOS	1.281.565,88	-	-	4.348.724,85	-	4.348.724,85	2.487.377,99	1.861.346,86	0,28%
2.1.2 - EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS	19.153.565,45	-	-	46.174.030,83	23.800.933,72	22.373.097,12	134.442,51	22.238.654,60	3,31%
2.1.3 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS	97.044.792,87	-	-	522.647.174,95	295.718.488,58	226.928.686,38	2.228.505,71	224.700.180,67	33,40%
<b>2.2 - TOTAL LINHAS E REDES</b>	<b>217.857.850,67</b>	-	-	<b>852.297.297,87</b>	<b>504.317.423,99</b>	<b>347.979.873,87</b>	<b>1.678,60</b>	<b>347.978.195,27</b>	<b>51,72%</b>
2.2.1 - MATERIAIS E EQUIPAMENTOS - REDE DISTRIBUIÇÃO	86.850.652,69	-	-	386.882.590,02	200.144.169,30	186.738.420,72	1.678,60	186.736.742,11	27,76%
2.2.2 - MATERIAIS E EQUIPAMENTOS - LINHA SUBTRANSMISSÃO	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00%
2.2.3 - CABOS - REDE DISTRIBUIÇÃO	131.007.197,98	-	-	465.414.707,85	304.173.254,69	161.241.453,16	-	161.241.453,16	23,97%
2.2.4 - CABOS - LINHA SUBTRANSMISSÃO	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00%
<b>3 - OUTROS IMÓVEIS (NÃO ASSOCIADOS A GERAÇÃO OU DISTRIBUIÇÃO)</b>	<b>12.577,36</b>	-	-	<b>47.078,51</b>	<b>27.570,63</b>	<b>19.507,88</b>	-	<b>19.507,88</b>	<b>0,00%</b>
3.1 - OUTROS TERRENOS	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00%
3.2 - OUTRAS EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS	12.577,36	-	-	47.078,51	27.570,63	19.507,88	-	19.507,88	0,00%
<b>4 - MEDIDORES</b>	<b>22.584.804,96</b>	-	-	<b>132.707.066,67</b>	<b>63.167.840,39</b>	<b>69.539.226,28</b>	-	<b>69.539.226,28</b>	<b>10,34%</b>
5 - ILUMINAÇÃO PÚBLICA	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00%
6 - VEÍCULOS	67.886,63	-	-	6.314.251,77	6.276.447,85	37.803,92	-	37.803,92	0,01%
7 - MÓVEIS E UTENSÍLIOS	567.694,49	-	-	12.235.757,62	11.889.744,61	346.013,01	-	346.013,01	0,05%
8 - INTANGÍVEIS - TOTAL	721.852,64	-	-	41.619.351,36	40.421.342,22	1.198.009,15	-	1.198.009,15	0,18%
9 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - ADMINISTRAÇÃO	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00%
<b>TOTAL ATIVO IMOBILIZADO EM SERVIÇO</b>	<b>359.292.590,95</b>	-	-	<b>1.618.390.734,44</b>	<b>945.619.791,99</b>	<b>672.770.942,45</b>	<b>4.852.004,81</b>	<b>667.918.937,65</b>	

#### IV.5.2. Base Incremental

87. A tabela a seguir apresenta o resumo por grupo de ativos da Base Incremental, referente ao segundo ciclo tarifário, conforme o Quadro 2B da Resolução ANEEL n.º 234/2006.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 22 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

**Tabela 6 – Resumo por Grupo de Ativos – Base Incremental do 2º Ciclo - ENERSUL**

GRUPOS DE ATIVOS	VALOR CONTÁBIL DEPRECIADO	VALOR NOVO DE REPOSIÇÃO			VALOR EXCLUÍDO ÍNDICE DE APROVEITAMENTO O (E)	VNR MENUS VALOR DO ÍNDICE DE APROVEITAMENTO (D-F) / (F)	DEPRECIÇÃO ACUMULADA / AMORTIZAÇÃO (G)	VALOR DE MERCADO EM USO VMU = VBR (R\$)	% DO TOTAL ATIVOS IMOBILIZADOS EM
		VALOR FÁBRICA (A)	COMPONENTE MENOR (B)	CUSTOS ADICIONAIS (C)					
<b>1 - TOTAL GERAÇÃO</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	0%
1.1 - TOTAL GERAÇÃO TERMOELÉTRICA	-	-	-	-	-	-	-	-	0%
1.1.1 - TERRENOS	-	-	-	-	-	-	-	-	0%
1.1.2 - EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS	-	-	-	-	-	-	-	-	0%
1.1.3 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS	-	-	-	-	-	-	-	-	0%
1.1.4 - SUBESTAÇÕES	-	-	-	-	-	-	-	-	0%
1.2 - TOTAL GERAÇÃO HIDROELÉTRICA	-	-	-	-	-	-	-	-	0%
1.2.1 - TERRENOS	-	-	-	-	-	-	-	-	0%
1.2.2 - EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS	-	-	-	-	-	-	-	-	0%
1.2.3 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS	-	-	-	-	-	-	-	-	0%
1.2.4 - SUBESTAÇÕES	-	-	-	-	-	-	-	-	0%
1.2.5 - RESERVATÓRIOS, BARRAGENS E ADUTORAS	-	-	-	-	-	-	-	-	0%
<b>2 - TOTAL DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>396.083.844,99</b>	<b>300.044.830,92</b>	<b>69.182.144,15</b>	<b>99.894.683,48</b>	<b>469.121.658,55</b>	<b>824.033,50</b>	<b>468.297.625,05</b>	<b>420.747.609,18</b>	<b>90%</b>
2.1 - TOTAL SUBESTAÇÕES	53.998.348,82	75.533.540,26	5.926.828,79	2.343.580,36	83.803.949,40	824.033,50	82.979.915,91	78.331.794,10	94%
2.1.1 - TERRENOS	27.683,98	28.297,73	282,98	-	28.580,71	7.812,41	20.768,30	20.768,30	100%
2.1.2 - EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS	9.528.460,90	32.409.464,34	324.094,64	-	32.733.558,98	-	32.733.558,98	31.093.232,38	95%
2.1.3 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS	44.442.203,94	43.095.778,19	5.602.451,17	2.343.580,36	51.041.809,72	816.221,09	50.225.588,62	47.217.793,42	94%
2.2 - TOTAL LINHAS E REDES	342.085.496,17	224.511.290,66	63.255.315,36	97.551.103,12	385.317.709,15	-	385.317.709,15	342.415.815,08	89%
2.2.1 - MATERIAIS E EQUIPAMENTOS - REDE DISTRIBUIÇÃO	166.325.520,34	114.596.533,34	36.682.350,32	48.593.517,32	199.872.400,98	-	199.872.400,98	181.101.111,81	91%
2.2.2 - MATERIAIS E EQUIPAMENTOS - LINHA SUBTRANSMISSÃO	27.837.972,40	31.196.001,67	4.055.480,22	1.166.978,83	36.418.460,72	-	36.418.460,72	32.935.291,48	90%
2.2.3 - CABOS - REDE DISTRIBUIÇÃO	123.048.863,54	64.618.866,87	20.684.499,28	47.263.158,88	132.566.525,03	-	132.566.525,03	113.214.661,37	85%
2.2.4 - CABOS - LINHA SUBTRANSMISSÃO	24.873.139,89	14.099.888,79	1.832.985,54	527.448,10	16.460.322,42	-	16.460.322,42	15.164.750,42	92%
<b>3 - OUTROS IMÓVEIS (NÃO ASSOCIADOS A GERAÇÃO OU DISTRIBUIÇÃO)</b>	<b>2.049.933,07</b>	<b>2.211.017,61</b>	<b>22.110,18</b>	-	<b>2.233.127,78</b>	-	<b>2.233.127,78</b>	<b>79.034,51</b>	<b>96%</b>
3.1 - OUTROS TERRENOS	6.591,62	6.953,37	69,53	-	7.022,91	-	7.022,91	7.022,91	100%
3.2 - OUTRAS EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS	2.043.341,45	2.204.064,23	22.040,64	-	2.226.104,88	-	2.226.104,88	79.034,51	96%
4 - MEDIDORES	36.312.425,97	45.028.682,76	450.286,83	-	45.478.969,58	-	45.478.969,58	3.151.041,07	93%
5 - ILUMINAÇÃO PÚBLICA	-	-	-	-	-	-	-	-	0%
6 - VEÍCULOS	4.607.990,95	8.971.502,43	89.715,02	-	9.061.217,46	-	9.061.217,46	4.099.027,53	55%
7 - MÓVEIS E UTENSÍLIOS	11.170.742,65	15.386.402,30	153.864,02	-	15.540.266,32	-	15.540.266,32	3.486.748,45	78%
8 - INTANGÍVEIS - TOTAL	19.585.548,28	33.837.882,34	338.378,82	-	34.176.261,16	-	34.176.261,16	13.308.317,23	61%
9 - MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - ADMINISTRAÇÃO	25.784.000,15	30.804.221,24	308.042,21	-	31.112.263,45	-	31.112.263,45	3.427.885,34	89%
<b>TOTAL ATIVO IMOBILIZADO EM SERVIÇO</b>	<b>495.594.486,06</b>	<b>436.284.539,59</b>	<b>70.544.541,24</b>	<b>99.894.683,48</b>	<b>606.723.764,30</b>	<b>824.033,50</b>	<b>605.899.730,81</b>	<b>530.797.660,79</b>	<b>88%</b>

### IV.5.3. Total do Ativo Imobilizado em Serviço

88. A tabela a seguir apresenta o resumo por contas contábeis do total do Ativo Imobilizado em Serviço, para o segundo ciclo tarifário, conforme o Quadro 3C da Resolução ANEEL n.º 234/2006, apresentado pela empresa.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 23 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

**Tabela 7 – Resumo por Contas – Total do Ativo Imobilizado em Serviço Apresentado em Laudo – ENERSUL**

CONTA		VNR (R\$)	IA (R\$)	VNR - IA (R\$)	DEPRECIACÃO (R\$)	VMU (R\$)	IA (R\$)	VBR (R\$)
INTANGÍVEIS	ATUALIZAÇÃO 1º CICLO	37.304.582,32	-	37.304.582,32	36.119.073,07	1.185.509,26	-	1.185.509,26
	INCREMENTAL 2º CICLO	33.776.619,44	-	33.776.619,44	13.217.516,18	20.559.103,26	-	20.559.103,26
	<b>TOTAL DA AVALIAÇÃO INTANGÍVEIS</b>	<b>71.081.201,76</b>	<b>-</b>	<b>71.081.201,76</b>	<b>49.336.589,25</b>	<b>21.744.612,51</b>	<b>-</b>	<b>21.744.612,51</b>
TERRENOS	ATUALIZAÇÃO 1º CICLO	4.361.224,74	-	4.361.224,74	-	4.361.224,74	2.487.377,99	1.873.846,75
	INCREMENTAL 2º CICLO	28.580,71	7.812,41	20.768,30	-	20.768,30	-	20.768,30
	<b>TOTAL DA AVALIAÇÃO TERRENOS</b>	<b>4.389.805,44</b>	<b>7.812,41</b>	<b>4.381.993,04</b>	<b>-</b>	<b>4.381.993,04</b>	<b>2.487.377,99</b>	<b>1.894.615,05</b>
RESERVATÓRIOS, BARRAGENS E ADUTORAS	ATUALIZAÇÃO 1º CICLO	-	-	-	-	-	-	-
	INCREMENTAL 2º CICLO	-	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL DA AVALIAÇÃO RESERVATÓRIOS, BARRAGENS E ADI</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS	ATUALIZAÇÃO 1º CICLO	46.221.109,34	-	46.221.109,34	23.828.504,35	22.392.605,00	134.442,51	22.258.162,48
	INCREMENTAL 2º CICLO	32.149.659,16	-	32.149.659,16	1.559.851,31	30.589.807,85	-	30.589.807,85
	<b>TOTAL DA AVALIAÇÃO EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEI</b>	<b>78.370.768,51</b>	<b>-</b>	<b>78.370.768,51</b>	<b>25.388.355,66</b>	<b>52.982.412,85</b>	<b>134.442,51</b>	<b>52.847.970,34</b>
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS	ATUALIZAÇÃO 1º CICLO	1.507.651.539,49	-	1.507.651.539,49	863.203.752,96	644.447.786,53	2.230.184,31	642.217.602,23
	INCREMENTAL 2º CICLO	530.999.252,87	816.221,09	530.183.031,78	56.065.602,32	474.117.730,59	-	474.117.730,59
	<b>TOTAL DA AVALIAÇÃO MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS</b>	<b>2.038.650.792,37</b>	<b>816.221,09</b>	<b>2.037.834.571,27</b>	<b>919.269.355,28</b>	<b>1.118.565.517,13</b>	<b>2.230.184,31</b>	<b>1.116.335.332,82</b>
VEÍCULOS	ATUALIZAÇÃO 1º CICLO	6.314.251,77	-	6.314.251,77	6.276.447,85	37.803,92	-	37.803,92
	INCREMENTAL 2º CICLO	9.061.217,46	-	9.061.217,46	4.099.027,53	4.962.189,92	-	4.962.189,92
	<b>TOTAL DA AVALIAÇÃO VEÍCULOS</b>	<b>15.375.469,22</b>	<b>-</b>	<b>15.375.469,22</b>	<b>10.375.475,38</b>	<b>4.999.993,84</b>	<b>-</b>	<b>4.999.993,84</b>
MÓVEIS E UTENSÍLIOS	ATUALIZAÇÃO 1º CICLO	16.538.026,77	-	16.538.026,77	16.192.013,76	346.013,01	-	346.013,01
	INCREMENTAL 2º CICLO	701.411,76	-	701.411,76	160.373,81	541.037,95	-	541.037,95
	<b>TOTAL DA AVALIAÇÃO MÓVEIS E UTENSÍLIOS</b>	<b>17.239.438,53</b>	<b>-</b>	<b>17.239.438,53</b>	<b>16.352.387,57</b>	<b>887.050,96</b>	<b>-</b>	<b>887.050,96</b>
<b>TOTAL DO ATIVO IMOBILIZADO EM SERVIÇO</b>	<b>2.225.107.475,84</b>	<b>824.033,50</b>	<b>2.224.283.442,34</b>	<b>1.020.722.163,13</b>	<b>1.203.561.580,34</b>	<b>4.852.004,81</b>	<b>1.198.709.575,53</b>	

89. Após a análise detalhada do Laudo de Avaliação apresentado, foram ajustados os valores de componentes menores (COM) e custos adicionais (CA) para cada tipo de instalação: Subestações, Redes de Distribuição, Linhas de Sub-Transmissão e Medidores. Os valores são apresentados na tabela abaixo.

**Tabela 8 – Resumo por Contas – Total do Ativo Imobilizado em Serviço Apresentado em Laudo – ENERSUL**

Descrição	COM (%)	CA (%)
Subestações	13,00	30,00
Redes de Distribuição	32,01	58,84
Linhas de Sub-Transmissão	13,00	62,00
Medidores	13,00	56,00

**Obs:**

1. % Componentes menores é aplicado sobre o Valor UC/UAR (Valor Fábrica);
2. Valor UC/UAR + Componentes Menores = Valor Fábrica;
3. % Custos Adicionais é aplicado sobre o Valor Fábrica;
4. O JOA – Juro sobre Obras em Andamento é aplicado sobre o Valor Fábrica + Custos Adicionais.

90. Após análise detalhada do laudo de avaliação apresentado, seguem as constatações apresentadas no Relatório de Fiscalização nº 021/2008 – SFF:

91. **Base Blindada - Constatação (C1) - Reprodução das determinações do Relatório de Fiscalização do 1º ciclo e consideração das baixas** - Constatamos que a reprodução das determinações do Relatório de Fiscalização do 1º ciclo não foi efetuada conforme determinação desta Agência, pois em diversos bens os valores correspondentes a depreciação ficaram superiores ao valor novo de reposição

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 24 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

acarretando valores de mercado em uso desses bens negativos. A equipe de fiscalização realizou este ajuste e a planilha final com a relação dos bens da base blindada não apresenta mais essa imperfeição.

92. Também foi procedida à análise das baixas parciais e totais ocorridas entre ciclos, tomando-se por base a relação de bens patrimoniais baixados, fornecida pela concessionária. Nesse processo de fiscalização das baixas ocorridas, verificou-se a falta de identificação de diversas baixas realizadas pela concessionária. Isto ocorreu devido a um erro na fórmula que realizava uma verificação do bem e seu correspondente valor a ser baixado. Durante o período de fiscalização esse ajuste foi realizado pela concessionária que apresentou uma nova planilha da base blindada corrigida, onde se verificou a identificação da totalidade das baixas ocorridas entre ciclos de revisão.

93. Os ajustes efetuados acarretaram um decréscimo na **Base Blindada**, nos seguintes montantes subdivididos por contas contábeis, conforme segue:

AJUSTES EFETUADOS NO LAUDO APRESENTADO- BASE BLINDADA					
CONTA CONTÁBIL	Valor Novo de Reposição	Depreciação	Valor de Mercado em Uso	Índice de aproveitamento	Valor da Base de Remuneração
<b>TOTAL INTANGÍVEIS</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
INTANGÍVEIS - SERVIDÕES	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INTANGÍVEIS - SOFTWARE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INTANGÍVEIS - OUTROS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL TERRENOS</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
TERRENOS - GERAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TERRENOS - DISTRIBUIÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TERRENOS - ADMINISTRAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>RESERVATÓRIOS, BARRAGENS E ADUTORAS</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>TOTAL EDIFICAÇÕES</b>	<b>(165.466,52)</b>	<b>(46.911,88)</b>	<b>(118.554,64)</b>	<b>(0,00)</b>	<b>(118.554,64)</b>
EDIFICAÇÕES - GERAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EDIFICAÇÕES - DISTRIBUIÇÃO	(165.466,52)	(46.911,88)	(118.554,64)	(0,00)	(118.554,64)
EDIFICAÇÕES - ADMINISTRAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS</b>	<b>(79.133.996,00)</b>	<b>(21.048.441,86)</b>	<b>(58.085.554,14)</b>	<b>304.168,69</b>	<b>(58.389.722,83)</b>
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - GERAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - DISTRIBUIÇÃO	(79.133.996,00)	(21.048.441,86)	(58.085.554,14)	304.168,69	(58.389.722,83)
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - ADMINISTRAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - COMERCIALIZAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>VEÍCULOS</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
VEÍCULOS - GERAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VEÍCULOS - ADMINISTRAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>MÓVEIS E UTENSÍLIOS</b>	<b>(145.688,39)</b>	<b>(140.556,02)</b>	<b>(5.132,37)</b>	<b>0,00</b>	<b>(5.132,37)</b>
MÓVEIS E UTENSÍLIOS - GERAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MÓVEIS E UTENSÍLIOS - DISTRIBUIÇÃO	(145.688,39)	(140.556,02)	(5.132,37)	0,00	(5.132,37)
MÓVEIS E UTENSÍLIOS - ADMINISTRAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MÓVEIS E UTENSÍLIOS - COMERCIALIZAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>(79.445.150,91)</b>	<b>(21.235.909,76)</b>	<b>(58.209.241,15)</b>	<b>304.168,69</b>	<b>(58.513.409,84)</b>

94. Considerando-se os ajustes determinados por esta Agência os valores finais da Base Blindada ajustada da Enersul são de:

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fls. 25 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

VALORES AJUSTADOS - BASE BLINDADA					
CONTA CONTÁBIL	Valor Novo de Reposição	Depreciação	Valor de Mercado em Uso	Índice de aproveitamento	Valor da Base de Remuneração
<b>TOTAL INTANGÍVEIS</b>	<b>41.619.351,36</b>	<b>40.421.342,22</b>	<b>1.198.009,15</b>	<b>0,00</b>	<b>1.198.009,15</b>
INTANGÍVEIS - SERVIÇOS	1.151.358,76	0,00	1.151.358,76	0,00	1.151.358,76
INTANGÍVEIS - SOFTWARE	40.467.992,61	40.421.342,22	46.650,39	0,00	46.650,39
INTANGÍVEIS - OUTROS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL TERRENOS</b>	<b>4.348.724,85</b>	<b>278,76</b>	<b>4.348.446,08</b>	<b>2.487.377,99</b>	<b>1.861.068,10</b>
TERRENOS - GERAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TERRENOS - DISTRIBUIÇÃO	4.348.724,85	278,76	4.348.446,08	2.487.377,99	1.861.068,10
TERRENOS - ADMINISTRAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>RESERVATÓRIOS, BARRAGENS E ADUTORAS</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>TOTAL EDIFICAÇÕES</b>	<b>46.055.642,82</b>	<b>23.781.592,47</b>	<b>22.274.050,36</b>	<b>134.442,51</b>	<b>22.139.607,84</b>
EDIFICAÇÕES - GERAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EDIFICAÇÕES - DISTRIBUIÇÃO	46.055.642,82	23.781.592,47	22.274.050,36	134.442,51	22.139.607,84
EDIFICAÇÕES - ADMINISTRAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS</b>	<b>1.428.517.543,49</b>	<b>842.155.311,09</b>	<b>586.362.232,40</b>	<b>2.534.353,00</b>	<b>583.827.879,40</b>
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - GERAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - DISTRIBUIÇÃO	1.428.517.543,49	842.155.311,09	586.362.232,40	2.534.353,00	583.827.879,40
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - ADMINISTRAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - COMERCIALIZAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>VEÍCULOS</b>	<b>6.314.251,77</b>	<b>6.276.447,85</b>	<b>37.803,92</b>	<b>0,00</b>	<b>37.803,92</b>
VEÍCULOS - GERAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VEÍCULOS - ADMINISTRAÇÃO	6.314.251,77	6.276.447,85	37.803,92	0,00	37.803,92
<b>MÓVEIS E UTENSÍLIOS</b>	<b>12.090.069,23</b>	<b>11.749.188,59</b>	<b>340.880,64</b>	<b>0,00</b>	<b>340.880,64</b>
MÓVEIS E UTENSÍLIOS - GERAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MÓVEIS E UTENSÍLIOS - DISTRIBUIÇÃO	12.090.069,23	11.749.188,59	340.880,64	0,00	340.880,64
MÓVEIS E UTENSÍLIOS - ADMINISTRAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MÓVEIS E UTENSÍLIOS - COMERCIALIZAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>1.538.945.583,53</b>	<b>924.384.160,99</b>	<b>614.561.422,54</b>	<b>5.156.173,50</b>	<b>609.405.249,04</b>

95. **Base Incremental - Constatação 2 – EDIFICAÇÕES** - Foi constatado durante o processo de fiscalização que para a definição dos valores avaliados das edificações o processo se iniciava em uma planilha de cálculo separada onde eram determinados os valores novos de reposição individuais desses bens e, após a finalização desses cálculos os valores eram transportados para a planilha de cálculo principal (CTBxFIS) onde eram realizados os demais cálculos. Assim, o valor transportado para a planilha de cálculo principal já era o valor novo de reposição de cada bem e não era necessário a realização de nenhum cálculo, contudo verificou-se que para determinadas edificações o valor transportado foi considerado como valor unitário em metros quadrados de cada edificação acarretando um acréscimo na valoração total desses bens. Essa imperfeição foi informada a Enersul e a concessionária durante a fiscalização procedeu a correção desses valores. Além disso, foi identificado pela equipe de fiscalização que as edificações haviam sido avaliadas através da atualização, por meio do índice INCC, de seus respectivos valores contábeis. Esse procedimento não está de acordo com a Resolução ANEEL nº 234/2006 e dessa maneira foi solicitado por meio de SDI que a avaliadora procedesse os cálculos conforme estabelece a Resolução. Na semana seguinte a fiscalização "in loco" a concessionária encaminhou os novos valores avaliados das edificações conforme determina a Resolução ANEEL nº 234/2006.

96. Essas imperfeições acarretaram os seguintes ajustes na conta contábil de edificações:

Conta contábil de Edificações	Valor Novo de Reposição (R\$)	Valor da Base de Remuneração (R\$)
Valores apresentados (a)	32.149.659,16	30.589.807,85

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 26 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

Valores ajustados (b)	8.079.566,94	7.651.393,88
Diferença (b – a)	(24.070.092,23)	(22.938.413,98)

97. **Base Incremental - Constatação (C3) – Banco de preços** - Em relação à formação do banco de preços foram constatadas duas situações que não estão de acordo com as orientações desta Agência. A primeira situação foi identificada na análise preliminar do laudo realizada na ANEEL e nesta situação foi verificada que a avaliadora, na formação dos valores individuais dos bens utilizou o período de 4 anos de aquisição da concessionária. A segunda situação verificada durante o período de fiscalização “in loco” foi de que na extração dos dados da concessionária referente as aquisições do período não consideravam todas as aquisições ocorridas e isso foi facilmente identificado quando a equipe de fiscalização solicitou cópia de algumas notas fiscais e verificou que em notas onde haviam sido adquiridos mais de um tipo de bem, somente um deles constava do banco de preços. Essas imperfeições foram corrigidas pela avaliadora durante o período de fiscalização e foi entregue uma nova planilha de cálculo com novos valores para a base incremental.

98. **Base Incremental - Constatação (C4) – Falta de consideração de custos adicionais em determinadas máquinas e equipamentos** - Durante o período de fiscalização a equipe desta Agência foi surpreendida pela informação transmitida pela avaliadora e concessionária que no processo de cálculo dos bens de máquinas e equipamentos ocorreu um erro em parte da planilha onde não foram agregados os custos adicionais. Essa imperfeição foi corrigida pela concessionária que efetuou uma nova entrega de planilha da base incremental já considerando este ajuste e o do banco de preços apresentado na constatação (C3) anterior.

99. **Base Incremental - Constatação (C5) – Alteração de percentual de Componentes Menores** - A alteração no percentual de componentes menores ocorreu somente para os bens de subestações e para os medidores. Em relação aos bens de subestações, foi entregue pela concessionária, por solicitação da equipe de fiscalização, as cinco obras realizadas e seus respectivos custos alocados. Na análise dessas obras a equipe de fiscalização encontrou muita dificuldade na definição dos materiais, e para a nossa análise detalhada foi considerada a obra da SE Corumbá. Assim, foi analisado lançamento a lançamento referente aos materiais e em cada um foi identificado como sendo material principal (UC/UAR) e componente menor (COM), e além disso, para determinados lançamentos a fiscalização solicitou a abertura, pois constava a informação de somente “Material Forneç. Empreiteira GIPEL NF 1267”. Após essa análise detalhada da obra foi calculado o percentual de componente menor através da divisão da somatória dos valores de componentes menores pela somatória dos materiais principais (UC/UAR) e foi determinado em 6,42%. Com relação aos medidores foi encaminhado por solicitação da equipe de fiscalização uma relação de todas as obras de medidores e seus respectivos lançamentos contábeis. De posse desta relação foi realizado um saneamento dos lançamentos procurando comparar o efetivamente relacionado com medidores e após essa análise foi calculado de modo análogo ao citado para os bens de subestações e obtivemos um percentual de componentes menores de 2,18%.

100. **Base Incremental Constatação (C6) – Resumo dos ajustes na conta Máquinas e Equipamentos** - Os ajustes realizados nas constatações C3 a C5, aplicados simultaneamente, acarretaram um ajuste total na conta contábil máquinas e equipamentos, conforme quadro a seguir:

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 27 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

Conta contábil de Máquinas e equipamentos	Valor Novo de Reposição (R\$)	Valor da Base de Remuneração (R\$)
Valores apresentados (a)	530.999.252,87	474.117.429,46
Valores ajustados (b)	546.495.124,66	495.774.544,53
Diferença (b – a)	<b>15.495.871,78</b>	<b>21.657.115,06</b>

101. **Base Incremental – Constatação (C7) – Análise dos valores contratados e realizados do Programa Luz para Todos** - O Programa Luz para Todos é regulamentado pelo Governo Federal através da Eletrobrás e os recursos para a implantação das redes de distribuição são fornecidos pela Eletrobrás, Governos Estaduais e a própria Concessionária. As fontes desses recursos são denominadas em CDE, RGR, Recursos Próprios (RP) e Estado, sendo que a CDE e RGR são fornecidos pela Eletrobrás. As fontes de recursos CDE e Estado tem uma característica de Obrigações Especiais, isto significa dizer que são bens (recursos) que estão sendo transferidos a Concessionária, mas não são de sua posse. De acordo com os contratos firmados entre a Eletrobrás e a Enersul, a distribuição dos percentuais por fonte de recursos é de:

Fonte de recursos	Valores contratados	% de participação em relação ao total
CDE	69.524.875,77	40,90%
Estado	16.931.128,00	9,96%
<b>CDE + Estado</b>	<b>86.456.003,77</b>	<b>50,86%</b>
RGR	59.817.140,00	35,19%
RP (Recursos próprios)	23.709.959,26	13,95%
<b>Total</b>	<b>169.983.103,03</b>	<b>100,00%</b>

102. Conforme dados de realização dos recursos referentes as obras do Programa de Luz para Todos a Enersul distribui, por fonte de recurso, conforme segue:

Fonte de recursos	Valores realizados	% de participação em relação ao total
CDE	50.628.914,51	28,78%
Estado	8.430.953,42	4,79%
<b>CDE + Estado</b>	<b>59.059.867,93</b>	<b>33,57%</b>
RGR	45.492.686,00	25,85%
RP (Recursos próprios)	71.388.147,91	40,58%
<b>Total</b>	<b>175.940.701,84</b>	<b>100,00%</b>

103. Na planilha apresentada pela avaliadora, os bens pertencentes ao Programa Luz para Todos totalizam o Valor Novo de Reposição de R\$ 142.060.275,88, na data-base de 31/10/2007 e para efeito de análise e consideração do ajuste a ser determinado, este valor foi distribuído por fonte de recursos de duas maneiras, sendo a primeira obedecendo aos percentuais apresentados nos contratos com a Eletrobrás e a outra conforme os percentuais apresentados pela Enersul. Para melhor entendimento segue quadro com a distribuição dos valores:

Fonte de recursos	Distribuição dos valores avaliados conforme Contrato Eletrobrás	Distribuição dos valores avaliados conforme Realização Enersul
-------------------	---	--

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 28 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

CDE	58.102.652,84 (40,90%)	40.879.441,13 (28,78%)
Estado	14.149.203,48 (9,96%)	6.807.427,48 (4,79%)
<b>CDE + Estado</b>	<b>72.251.856,31 (50,86%)</b>	<b>47.686.868,61 (33,57%)</b>
RGR	49.991.011,08 (35,19%)	36.732.282,28 (25,86%)
RP (Recursos próprios)	19.817.408,49 (13,95%)	57.641.125,00 (40,58%)
<b>Total</b>	<b>142.060.275,88 (100,00%)</b>	<b>142.060.275,88 (100,00%)</b>

104. Para fins de cálculo da Base de Remuneração, deverão ser mantidos os percentuais de distribuição por fonte de recurso, conforme apresentado nos Contratos com a Eletrobrás. Desse modo e devido as características das fontes de recurso deverá ocorrer uma transferência de valores da fonte de Recursos Próprios para as fontes de CDE+Estado e RGR. Assim, deverá ser transferido o valor de R\$ 37.823.716,51, correspondente a subtração de R\$ 57.641.125,00 por R\$ 19.817.408,49, para os recursos de CDE+Estado e RGR conforme segue:

Fonte de Recurso	Recebimento (R\$)
CDE + Estado	24.564.987,70
RGR	13.258.728,81
<b>Total</b>	<b>37.823.716,51</b>

105. Com isso os valores novos de reposição avaliados terão, por fonte de recurso, a distribuição correspondente aos valores contratados junto a Eletrobrás conforme segue:

Fonte de recursos	Distribuição dos Valores Novos de Reposição avaliados após redistribuição dos valores
CDE	58.102.652,84 (40,90%)
Estado	14.149.203,48 (9,96%)
<b>CDE + Estado</b>	<b>72.251.856,31 (50,86%)</b>
RGR	49.991.011,08 (35,19%)
RP (Recursos próprios)	19.817.408,49 (13,95%)
<b>Total</b>	<b>142.060.275,88 (100,00%)</b>

106. Para efeito de cálculo para a determinação da base de remuneração da Enersul o valor a ser transferido para a fonte de recurso RGR não acarreta nenhum ajuste na base pois seu efeito é análogo ao Recurso Próprio, contudo o valor de R\$ 24.564.987,70 a ser transferido para a CDE+Estado, devido a sua característica, deverá ser somado ao valor das Obrigações Especiais no período. Desse modo deverá ocorrer um ajuste no cálculo das Obrigações Especiais, onde deverá ser acrescido o valor correspondente a R\$ 24.564.987,70.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 29 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

107. **Base Incremental - Constatação (C8) – Resumo da Base Incremental ajustada -** Levando em consideração as constatações apresentadas para a base incremental os ajustes por conta contábil são:

AJUSTES EFETUADOS NO LAUDO APRESENTADO- BASE INCREMENTAL					
CONTA CONTÁBIL	Valor Novo de Reposição	Depreciação	Valor de Mercado em Uso	Índice de aproveitamento	Valor da Base de Remuneração
<b>TOTAL INTANGÍVEIS</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
INTANGÍVEIS - SERVIÇOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INTANGÍVEIS - SOFTWARE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INTANGÍVEIS - OUTROS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL TERRENOS</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
TERRENOS - GERAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TERRENOS - DISTRIBUIÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TERRENOS - ADMINISTRAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>RESERVATÓRIOS, BARRAGENS E ADUTORAS</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>TOTAL EDIFICAÇÕES</b>	<b>(24.070.092,23)</b>	<b>(1.131.678,25)</b>	<b>(22.938.413,98)</b>	<b>0,00</b>	<b>(22.938.413,98)</b>
EDIFICAÇÕES - GERAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EDIFICAÇÕES - DISTRIBUIÇÃO	(23.697.101,49)	(1.115.976,43)	(22.581.125,06)	0,00	(22.581.125,06)
EDIFICAÇÕES - ADMINISTRAÇÃO	(372.990,74)	(15.701,82)	(357.288,92)	0,00	(357.288,92)
<b>MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS</b>	<b>15.495.871,78</b>	<b>(6.090.263,97)</b>	<b>21.586.135,76</b>	<b>(70.979,31)</b>	<b>21.657.115,06</b>
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - GERAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - DISTRIBUIÇÃO	14.484.291,77	(6.115.440,03)	20.599.731,80	(70.979,31)	20.670.711,11
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - ADMINISTRAÇÃO	14.414,03	1.918,40	12.495,63	0,00	12.495,63
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - COMERCIALIZAÇÃO	997.165,98	23.257,66	973.908,32	0,00	973.908,32
<b>VEÍCULOS</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
VEÍCULOS - GERAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VEÍCULOS - ADMINISTRAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>MÓVEIS E UTENSÍLIOS</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
MÓVEIS E UTENSÍLIOS - GERAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MÓVEIS E UTENSÍLIOS - DISTRIBUIÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MÓVEIS E UTENSÍLIOS - ADMINISTRAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MÓVEIS E UTENSÍLIOS - COMERCIALIZAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>(8.574.220,44)</b>	<b>(7.221.942,22)</b>	<b>(1.352.278,22)</b>	<b>(70.979,31)</b>	<b>(1.281.298,91)</b>

108. Considerando os ajustes realizados de acordo com as constatações C2 a C6, apresentadas para a Base Incremental, os valores ajustados finais são:

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 30 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

VALORES AJUSTADOS - BASE INCREMENTAL					
CONTA CONTÁBIL	Valor Novo de Reposição	Depreciação	Valor de Mercado em Uso	Índice de aproveitamento	Valor da Base de Remuneração
<b>TOTAL INTANGÍVEIS</b>	<b>33.776.619,44</b>	<b>13.217.516,18</b>	<b>20.559.103,26</b>	<b>0,00</b>	<b>20.559.103,26</b>
INTANGÍVEIS - SERVIÇOS	729.849,94	125.179,33	604.670,61	0,00	604.670,61
INTANGÍVEIS - SOFTWARE	32.530.430,84	12.735.084,27	19.795.346,58	0,00	19.795.346,58
INTANGÍVEIS - OUTROS	516.338,66	357.252,59	159.086,07	0,00	159.086,07
<b>TOTAL TERRENOS</b>	<b>35.603,61</b>	<b>0,00</b>	<b>35.603,61</b>	<b>7.812,41</b>	<b>27.791,21</b>
TERRENOS - GERAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TERRENOS - DISTRIBUIÇÃO	28.580,71	0,00	28.580,71	7.812,41	20.768,30
TERRENOS - ADMINISTRAÇÃO	7.022,91	0,00	7.022,91	0,00	7.022,91
<b>RESERVATÓRIOS, BARRAGENS E ADUTORAS</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>TOTAL EDIFICAÇÕES</b>	<b>8.079.566,94</b>	<b>428.173,06</b>	<b>7.651.393,88</b>	<b>0,00</b>	<b>7.651.393,88</b>
EDIFICAÇÕES - GERAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EDIFICAÇÕES - DISTRIBUIÇÃO	6.366.679,89	366.475,43	6.000.204,46	0,00	6.000.204,46
EDIFICAÇÕES - ADMINISTRAÇÃO	1.712.887,05	61.697,63	1.651.189,42	0,00	1.651.189,42
<b>MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS</b>	<b>546.495.124,66</b>	<b>49.975.338,34</b>	<b>496.519.786,31</b>	<b>745.241,79</b>	<b>495.774.544,53</b>
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - GERAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - DISTRIBUIÇÃO	514.961.695,26	44.825.476,00	470.136.219,26	745.241,79	469.390.977,48
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - ADMINISTRAÇÃO	28.293.540,89	5.031.413,71	23.262.127,18	0,00	23.262.127,18
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - COMERCIALIZAÇÃO	3.239.888,50	118.448,63	3.121.439,87	0,00	3.121.439,87
<b>VEÍCULOS</b>	<b>9.061.217,45</b>	<b>4.099.027,53</b>	<b>4.962.189,93</b>	<b>0,00</b>	<b>4.962.189,93</b>
VEÍCULOS - GERAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VEÍCULOS - ADMINISTRAÇÃO	9.061.217,45	4.099.027,53	4.962.189,93	0,00	4.962.189,93
<b>MÓVEIS E UTENSÍLIOS</b>	<b>701.411,76</b>	<b>160.373,81</b>	<b>541.037,95</b>	<b>0,00</b>	<b>541.037,95</b>
MÓVEIS E UTENSÍLIOS - GERAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MÓVEIS E UTENSÍLIOS - DISTRIBUIÇÃO	2.084,60	944,17	1.140,43	0,00	1.140,43
MÓVEIS E UTENSÍLIOS - ADMINISTRAÇÃO	691.387,88	157.841,78	533.546,10	0,00	533.546,10
MÓVEIS E UTENSÍLIOS - COMERCIALIZAÇÃO	7.939,28	1.587,86	6.351,42	0,00	6.351,42
<b>TOTAL</b>	<b>598.149.543,86</b>	<b>67.880.428,92</b>	<b>530.269.114,94</b>	<b>753.054,19</b>	<b>529.516.060,75</b>

109. **Constatação (C9) – Total das Obrigações Especiais (Bases Blindada e Incremental) -** Os ajustes realizados nas constatações acarretaram um ajuste total no valor das Obrigações Especiais (Base Blindada mais Base Incremental) de R\$ 25.410.107,92, passando de R\$ 276.013.815,62 para R\$ 301.423.923,54.

110. Por fim, a tabela a seguir apresenta o resumo por contas contábeis do total do Ativo Imobilizado em Serviço, para o segundo ciclo tarifário, ajustado pela ANEEL.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 31 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

**Tabela 9 – Resumo por Contas – Total do Ativo Imobilizado em Serviço Ajustado – ANEEL**

ENERSUL					
VALORES AJUSTADOS - BASE BLINDADA + INCREMENTAL (DATA-BASE: 31/10/2007)					
CONTA CONTÁBIL	Valor Novo de Reposição (R\$)	Depreciação (R\$)	Valor de Mercado em Uso (R\$)	Índice de aproveitamento (R\$)	Valor da Base de Remuneração (R\$)
<b>TOTAL INTANGÍVEIS</b>	<b>75.395.970,80</b>	<b>53.638.858,40</b>	<b>21.757.112,40</b>	<b>0,00</b>	<b>21.757.112,40</b>
INTANGÍVEIS - SERVIDÕES	1.881.208,69	125.179,33	1.756.029,36	0,00	1.756.029,36
INTANGÍVEIS - SOFTWARE	72.998.423,45	53.156.426,48	19.841.996,97	0,00	19.841.996,97
INTANGÍVEIS - OUTROS	516.338,66	357.252,59	159.086,07	0,00	159.086,07
<b>TOTAL TERRENOS</b>	<b>4.384.328,46</b>	<b>278,76</b>	<b>4.384.049,70</b>	<b>2.495.190,39</b>	<b>1.888.859,30</b>
TERRENOS - GERAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TERRENOS - DISTRIBUIÇÃO	4.377.305,56	278,76	4.377.026,79	2.495.190,39	1.881.836,40
TERRENOS - ADMINISTRAÇÃO	7.022,91	0,00	7.022,91	0,00	7.022,91
<b>RESERVATÓRIOS, BARRAGENS E ADUTORAS</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>TOTAL EDIFICAÇÕES</b>	<b>54.135.209,76</b>	<b>24.209.765,53</b>	<b>29.925.444,23</b>	<b>134.442,51</b>	<b>29.791.001,72</b>
EDIFICAÇÕES - GERAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EDIFICAÇÕES - DISTRIBUIÇÃO	52.422.322,71	24.148.067,90	28.274.254,81	134.442,51	28.139.812,30
EDIFICAÇÕES - ADMINISTRAÇÃO	1.712.887,05	61.697,63	1.651.189,42	0,00	1.651.189,42
<b>MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS</b>	<b>1.975.012.668,15</b>	<b>892.130.649,44</b>	<b>1.082.882.018,71</b>	<b>3.279.594,79</b>	<b>1.079.602.423,92</b>
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - GERAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - DISTRIBUIÇÃO	1.943.479.238,76	886.980.787,10	1.056.498.451,66	3.279.594,79	1.053.218.856,87
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - ADMINISTRAÇÃO	28.293.540,89	5.031.413,71	23.262.127,18	0,00	23.262.127,18
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - COMERCIALIZAÇÃO	3.239.888,50	118.448,63	3.121.439,87	0,00	3.121.439,87
<b>VEÍCULOS</b>	<b>15.375.469,22</b>	<b>10.375.475,38</b>	<b>4.999.993,85</b>	<b>0,00</b>	<b>4.999.993,85</b>
VEÍCULOS - GERAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VEÍCULOS - ADMINISTRAÇÃO	15.375.469,22	10.375.475,38	4.999.993,85	0,00	4.999.993,85
<b>MÓVEIS E UTENSÍLIOS</b>	<b>12.791.480,99</b>	<b>11.909.562,40</b>	<b>881.918,59</b>	<b>0,00</b>	<b>881.918,59</b>
MÓVEIS E UTENSÍLIOS - GERAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MÓVEIS E UTENSÍLIOS - DISTRIBUIÇÃO	12.092.153,83	11.750.132,76	342.021,07	0,00	342.021,07
MÓVEIS E UTENSÍLIOS - ADMINISTRAÇÃO	691.387,88	157.841,78	533.546,10	0,00	533.546,10
MÓVEIS E UTENSÍLIOS - COMERCIALIZAÇÃO	7.939,28	1.587,86	6.351,42	0,00	6.351,42
<b>Total do Ativo Imobilizado em Serviço</b>	<b>2.137.095.127,39</b>	<b>992.264.589,90</b>	<b>1.144.830.537,48</b>	<b>5.909.227,69</b>	<b>1.138.921.309,79</b>
<b>Almoxnado de operação</b>					<b>1.467.027,10</b>
<b>Ativo diferido</b>					<b>0,00</b>
<b>Obrigações especiais</b>					<b>301.423.923,54</b>
<b>Total da Base líquida</b>					<b>838.964.413,35</b>

#### IV.5.4. Cálculo da Taxa Média de Depreciação

111. Para efeito de cálculo da Quota de Reintegração Regulatória, a ANEEL utiliza uma taxa anual média de depreciação (TMD), que considera a participação relativa de cada unidade de cadastro conforme descrita na Portaria DNAEE n.º 815/1994, utilizando-se as taxas anuais de depreciação para os ativos de uso e características semelhantes, no âmbito da distribuição e da transmissão de energia elétrica, de acordo com a Resolução Normativa n.º 240, de 05 de dezembro de 2006.

112. A taxa média de depreciação é então determinada através da fórmula abaixo:

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 32 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

$$TMD = \frac{\sum_{i=1}^n TD_i \times AIS_i}{\sum_{i=1}^n AIS_i} \quad (2)$$

onde:

*TMD*: taxa anual média de depreciação;

*TD<sub>i</sub>*: taxa anual de depreciação da unidade de cadastro “i”;

*AIS<sub>i</sub>*: saldo do ativo imobilizado em serviço da unidade de cadastro “i”.

113. Dessa forma, obteve-se para a empresa em questão a taxa média de depreciação de **4,21% a.a.**

#### IV.6 – OBRIGAÇÕES ESPECIAIS

114. As Obrigações Especiais são recursos relativos à participação financeira do consumidor, das dotações orçamentárias da União, verbas federais, estaduais e municipais e de créditos especiais vinculados aos investimentos aplicados nos empreendimentos vinculados à concessão, conforme previsto no art. 1º do Decreto n.º 28.545, de 24 de agosto de 1950, art. 142 do Decreto n.º 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, e art. 18 da Lei n.º 4.156, de 28 de novembro de 1962.

115. Esses recursos não são passivos onerosos e não são créditos do acionista. São atualizados com os mesmos critérios e índices utilizados para corrigir os bens registrados no Ativo Imobilizado dos agentes. Por sua vez, a depreciação dos ativos adquiridos com recursos oriundos das Obrigações Especiais não é computada na parcela B da receita requerida da Concessionária, e devem ser amortizadas às mesmas taxas de depreciação, usando-se uma taxa média, a partir da revisão tarifária.

116. Conforme disposto na Resolução ANEEL n.º 234/2006, as obrigações especiais devem compor a Base de Remuneração para fins de revisão tarifária periódica das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, como redutoras do ativo imobilizado em serviço, e avaliadas conforme os procedimentos a seguir:

- a) *identificar a participação das Obrigações Especiais na correspondente Ordem de Imobilização – ODI da respectiva conta do ativo imobilizado em serviço;*
- b) *identificar a participação ou a proporcionalidade da Obrigação Especial no respectivo valor da ODI na respectiva conta do ativo imobilizado em serviço; e*
- c) *aplicar a mesma variação verificada entre o valor novo de reposição (valor de avaliação) e o valor contábil, não depreciado, na respectiva conta do ativo imobilizado em serviço, sobre o saldo da obrigação especial (custo corrigido, sem deduzir a depreciação), por Ordem de Imobilização – ODI.*

117. Caso a concessionária esgote, sem êxito, todos os meios de que dispõe para identificação da participação de obrigações especiais nas respectivas ODI's da conta Máquinas e Equipamentos, pode-se

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fls. 33 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

aplicar, alternativamente, a variação verificada entre o valor novo de reposição total e o valor contábil original, não depreciado, da conta Máquinas e Equipamentos, sobre o saldo das obrigações especiais (saldo corrigido, sem deduzir a depreciação), para determinação do valor atualizado das Obrigações Especiais a ser considerado como parcela redutora na Base de Remuneração.

118. Assim, para a Base Blindada, os valores atribuídos às Obrigações Especiais foram atualizados mediante aplicação da variação do IGP-M. Para a Base Incremental, o cálculo foi realizado conforme estabelece a Resolução ANEEL nº 234/2006, onde o valor contábil total das obrigações especiais incorridas no período entre ciclos foi atualizado em função da variação entre o valor novo de reposição total e o valor original contábil total da conta contábil de Máquinas e Equipamentos.

119. No valor final das obrigações especiais da base incremental também foi considerado o decréscimo referente aos bens adquiridos conforme a Resolução ANEEL nº 250 e o acréscimo referente ao ajuste nos valores apresentados no Programa Luz para Todos citado anteriormente nas constatações do Relatório de Fiscalização.

120. Portanto, no que se refere às obrigações especiais a compor a base de remuneração, o valor apurado para esta conta é **R\$ 308.092.789,22 na data-base de 31 de março de 2008.**

#### **IV.7 – ALMOXARIFADO DE OPERAÇÃO**

121. O almoxarifado de operação, vinculado à operação e manutenção de máquinas, instalações e equipamentos necessários à prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, é considerado para compor a base de remuneração conforme critérios definidos a seguir:

- a) *Integram a base de remuneração o valor dos saldos médios dos últimos 12 (doze) meses das seguintes subcontas previstas no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica:*
  - 112.71.1 – *Matéria Prima e Insumos para produção de Energia Elétrica;*
  - 112.71.2 – *Material (exceto os saldos das subcontas: 112.71.2.4 – Destinado à alienação; 112.71.2.3 – Emprestado; e 112.71.2.6 – Resíduos e sucatas);*
  - 112.71.3 – *Compras em curso; e*
  - 112.71.4 – *Adiantamentos a fornecedores.*
- b) *Os saldos médios dos últimos 12 (doze) meses das contas abaixo relacionadas devem ser deduzidos do saldo total a ser considerado para o almoxarifado de operação:*
  - 112.71.8 – *(-) Provisão p/ Perdas em Estoque; e*
  - 112.71.9 – *(-) Provisão p/ Redução ao Valor de Mercado.*

122. Os saldos médios considerados são apresentados na tabela a seguir:

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 34 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

**Tabela 10: Saldos Médios Considerados na Apuração do Almoarifado de Operação - ENERSUL**

Mês / Ano	Saldo
nov/06	1.872.320,10
dez/06	1.829.449,22
jan/07	1.680.176,16
fev/07	1.513.278,20
mar/07	1.482.388,93
abr/07	1.399.870,42
mai/07	1.293.633,76
jun/07	1.339.411,27
jul/07	1.343.464,20
ago/07	1.319.640,18
set/07	1.271.492,88
out/07	1.259.199,84
<b>Total</b>	<b>17.604.325,16</b>
<b>Média</b>	<b>1.467.027,10</b>

123. Dessa forma, considerando-se o saldo médio dos últimos 12 meses, chega-se ao valor de **R\$ 1.467.027,10**.

#### IV.8 – ATIVO DIFERIDO

124. Os Ativos Diferidos, vinculados à prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, são considerados para compor a base de remuneração conforme critérios a seguir estabelecidos:

- a) *O Ativo Diferido faz parte, juntamente com os Investimentos e o Ativo Imobilizado, do Ativo Permanente, e não deve ser confundido com as Despesas Pagas Antecipadamente, que são classificadas à parte no Ativo Circulante ou no Realizável a Longo Prazo.*
- b) *O Ativo Diferido pode se referir tanto ao investimento realizado pela concessionária com benfeitorias em propriedades de terceiros, quanto ao investimento realizado para organização/implantação e ampliação da concessionária, enquanto em curso.*
- c) *Os Ativos Diferidos caracterizam-se por serem ativos intangíveis, que são amortizados por apropriação às despesas operacionais, no período de tempo em que estiverem contribuindo para a formação do resultado da empresa.*
- d) *Devem compor a Base de Remuneração as seguintes subcontas:*  
 133.01.1.1.01 – Despesas Pré-Operacionais.  
 133.01.1.1.02 – Benfeitorias em Propriedade de Terceiros.

125. O valor de reposição desses bens é determinado por meio da atualização dos respectivos valores históricos contábeis pelo IPCA – Índice de Preços ao Consumidor-Amplio, calculado pelo IBGE. Os valores de mercado em uso do ativo diferido são determinados aplicando-se a taxa de amortização anual

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 35 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

sobre o valor histórico atualizado e preservada a taxa/vida útil do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica.

126. Não foi apurado valor para o ativo diferido na ENERSUL.

#### IV.9 – IMÓVEIS EM PROCESSO DE REGULARIZAÇÃO

127. Os imóveis que não possuam documentação de titularidade de propriedade definitiva em nome da concessionária podem ser incluídos na base de remuneração, desde que cumpram as seguintes condições: a) ser um imóvel elegível (imóvel operacional); b) encontrar-se registrado na contabilidade; c) existir documentação que comprove a aquisição; e d) a documentação de titularidade de propriedade encontrar-se em processo de regularização.

128. O imóvel que não atender a qualquer uma das condições acima relacionadas não pode ser considerado (incluído) na base de remuneração.

129. A concessionária em questão não possui imóveis adquiridos no período inter-ciclos em processo de regularização.

#### IV.10 – RESULTADO DA AVALIAÇÃO

130. Após a consolidação dos resultados e ajustes nos valores apresentados no laudo de avaliação, para a data-base de 31 de outubro de 2007, por orientação da Diretoria desta Agência foram consideradas as movimentações de bens e realizadas atualizações monetárias para a data-base de 31 de março de 2008.

131. Os cálculos de atualização foram realizados da seguinte forma - **Base Blindada**: os valores dos bens considerados nesta base foram atualizados pela variação do IGP-M até o mês de março de 2008. **Base Incremental**: os valores dos bens desta base foram atualizados até o mês de março de 2008, por índices específicos conforme sua natureza, assim, os bens das contas contábeis Intangíveis, Terrenos, Veículos e Móveis e Utensílios foram atualizados pela variação do IPCA, os bens da conta contábil Edificações, Obras Civas e Benfeitorias pela variação do INCC – coluna 35 e os bens considerados na conta contábil Máquinas e Equipamentos pela variação do IPA-40 (transformadores de força) e IPA-41 (demais bens).

132. O índice de março referente ao IGPM, os índices de fevereiro e março referentes ao IPCA e INCC, e no caso do IPA-40 e IPA-41 os índices de janeiro, fevereiro e março, foram estimados pois não estão disponíveis. Para a estimativa desses índices, aplicou-se a variação percentual ocorrida no último mês publicado sobre o deste mês e assim sucessivamente. Dessa maneira, os índices estimados de março/2008 utilizados foram:

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 36 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

Índices adotados para o mês de março de 2008				
IPCA	IGPM	INCC	IPA-40	IPA-41
2.776,109	382,923	368,684	439,567	223,087

133. Os valores das bases blindada e incremental foram atualizados após a exclusão das baixas ocorridas no período entre 1º de novembro de 2007 e 31 de janeiro de 2008.

134. **Adições ocorridas entre 1º/11/2007 e 31/01/2008** - A equipe de fiscalização solicitou a concessionária os saldos contábeis, por conta/atividade, referentes às adições ocorridas entre a data-base do laudo de avaliação (31/10/2007) e a data contabilizada mais próxima da data de sua revisão e, no caso da Enersul, as informações encaminhadas referem-se ao mês de janeiro de 2008.

135. Os valores das adições, por conta e atividade, foram considerados para a determinação da Base de Remuneração da Enersul, pelos seus respectivos valores contábeis atualizados para março de 2008 pela variação de índices específicos, conforme sua natureza, de modo similar aos bens da base incremental. Os valores atualizados das adições, obtidos para março de 2008 foram de R\$ 68.200.680,72 de Valor Novo de Reposição e R\$ 3.268.893,73 de valor de depreciação.

136. **Consideração da carga de depreciação dos bens avaliados** - Por orientação da Diretoria desta Agência o valor monetário referente à carga adicional de depreciação dos bens avaliados, ocorrida entre as datas de 31/10/2007 a 31/03/2008, foi calculado até o mês referente à última contabilização, no caso da Enersul, até janeiro de 2008, sendo posteriormente atualizado para março de 2008. Para os bens considerados na **base blindada**, o valor monetário da carga adicional total de depreciação foi obtido somando-se o valor monetário da carga adicional de depreciação calculado individualmente para cada bem, tomando-se por base a taxa de depreciação dos mesmos. O valor obtido em janeiro de 2008 foi atualizado para março de 2008 pela variação do IGP-M. O mesmo procedimento utilizado para a obtenção da carga adicional de depreciação na **base blindada** foi considerada para a **base incremental**, assim a carga adicional de depreciação calculada individualmente para cada bem, teve por base a taxa de depreciação dos mesmos. Os valores obtidos foram atualizados para março de 2008 utilizando-se índices específicos conforme sua natureza. Assim, os bens das contas contábeis Intangíveis, Terrenos, Veículos e Móveis e Utensílios foram atualizados pela variação do IPCA, os bens da conta contábil Edificações, Obras Civis e Benfeitorias pela variação do INCC – coluna 35 e os bens considerados na conta contábil Máquinas e Equipamentos pela variação do IPA-40 (transformadores de força, distribuição e de serviços auxiliares) e IPA-41 (demais bens).

137. **Consideração das Obrigações especiais do período** - O valor contábil das obrigações especiais do período referente às movimentações contábeis foi fornecido pela concessionária, no montante de R\$ 7.836.077,53. Esse valor foi atualizado para a data de 31/03/2008 obtendo-se o valor de R\$ 7.486.975,92.

138. **Valores Finais** - O quadro a seguir, apresenta os valores ajustados e atualizados para a data-base de 31 de março de 2008, considerando as movimentações ocorridas entre 1º de novembro de 2007 a 31 de janeiro de 2008:

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 37 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

**Tabela 11 – Resumo por Contas Contábeis da Base de Remuneração Regulatória**

VALORES FINAIS CONSIDERANDO A MOVIMENTAÇÃO NO PERÍODO						
CONTA CONTÁBIL	Valor Novo de Reposição	Depreciação	Valor de Mercado em Uso	Índice de aproveitamento	Valor da Base de Remuneração	Valor da Base de Remuneração com exclusão das contas contábeis consideradas na Empresa de Referência
<b>TOTAL INTANGÍVEIS</b>	<b>80.588.655,14</b>	<b>57.755.815,52</b>	<b>22.832.839,62</b>	<b>0,00</b>	<b>22.832.839,62</b>	<b>1.811.253,10</b>
INTANGÍVEIS - SERVIÇOS	1.955.337,19	144.084,08	1.811.253,10	0,00	1.811.253,10	1.811.253,10
INTANGÍVEIS - SOFTWARE	78.102.677,93	57.218.051,79	20.884.626,14	0,00	20.884.626,14	0,00
INTANGÍVEIS - OUTROS	530.640,02	393.679,64	136.960,38	0,00	136.960,38	0,00
<b>TOTAL TERRENOS</b>	<b>4.588.947,40</b>	<b>307,73</b>	<b>4.588.639,66</b>	<b>2.611.890,40</b>	<b>1.976.759,26</b>	<b>1.969.541,84</b>
TERRENOS - GERAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TERRENOS - DISTRIBUIÇÃO	4.581.729,97	307,73	4.581.422,24	2.611.890,40	1.969.541,84	1.969.541,84
TERRENOS - ADMINISTRAÇÃO	7.217,42	0,00	7.217,42	0,00	7.217,42	0,00
RESERVATÓRIOS, BARRAGENS E ADUTORAS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL EDIFICAÇÕES</b>	<b>58.757.987,08</b>	<b>25.845.458,52</b>	<b>32.912.528,56</b>	<b>118.784,57</b>	<b>32.793.743,99</b>	<b>30.744.577,11</b>
EDIFICAÇÕES - GERAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EDIFICAÇÕES - DISTRIBUIÇÃO	56.615.836,53	25.752.474,85	30.863.361,68	118.784,57	30.744.577,11	30.744.577,11
EDIFICAÇÕES - ADMINISTRAÇÃO	2.142.150,55	92.983,68	2.049.166,87	0,00	2.049.166,87	0,00
<b>MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS</b>	<b>2.076.144.516,18</b>	<b>947.664.123,05</b>	<b>1.128.480.393,13</b>	<b>3.456.471,63</b>	<b>1.125.023.921,50</b>	<b>1.101.591.409,84</b>
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - GERAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - DISTRIBUIÇÃO	2.043.601.553,02	941.710.471,92	1.101.891.081,10	3.456.471,63	1.098.434.609,47	1.098.434.609,47
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - ADMINISTRAÇÃO	29.229.963,78	5.797.452,12	23.432.511,66	0,00	23.432.511,66	0,00
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS - COMERCIALIZAÇÃO	3.312.999,38	156.199,01	3.156.800,37	0,00	3.156.800,37	3.156.800,37
<b>VEÍCULOS</b>	<b>15.546.171,17</b>	<b>10.947.157,81</b>	<b>4.599.013,66</b>	<b>0,00</b>	<b>4.599.013,66</b>	<b>0,00</b>
VEÍCULOS - GERAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VEÍCULOS - ADMINISTRAÇÃO	15.546.171,17	10.947.157,81	4.599.013,66	0,00	4.599.013,66	0,00
<b>MÓVEIS E UTENSÍLIOS</b>	<b>13.377.036,39</b>	<b>12.536.457,75</b>	<b>840.578,63</b>	<b>0,00</b>	<b>840.578,63</b>	<b>0,00</b>
MÓVEIS E UTENSÍLIOS - GERAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MÓVEIS E UTENSÍLIOS - DISTRIBUIÇÃO	12.658.339,51	12.354.644,87	303.694,65	0,00	303.694,65	0,00
MÓVEIS E UTENSÍLIOS - ADMINISTRAÇÃO	710.537,70	179.977,07	530.560,63	0,00	530.560,63	0,00
MÓVEIS E UTENSÍLIOS - COMERCIALIZAÇÃO	8.159,18	1.835,81	6.323,36	0,00	6.323,36	0,00
Total do Ativo Imobilizado em Serviço	2.249.003.313,36	1.054.749.320,09	1.194.253.993,27	6.187.136,81	1.188.066.856,66	1.136.116.781,89
Almozenado de operação					1.467.027,10	1.467.027,10
Ativo diferido					0,00	0,00
Obrigações especiais					308.092.789,22	308.092.789,22
Total da Base Líquida					881.441.094,54	829.491.019,77

139. A tabela a seguir apresenta o resumo da Base de Remuneração Blindada e da Base Incremental.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 38 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

**Tabela 12 – Resumo da Base de Remuneração Blindada e Incremental**

RESUMO BASE BLINDADA					
Descrição	Valor Novo de Reposição (VNR)	Valor da depreciação	Valor de Mercado em Uso (VMU)	Índice de aproveitamento	Valor Base de Remuneração (VBR)
Base Blindada (Ativo Imobilizado em Serviço Total) - Valores avaliados no 1º Ciclo	1.401.134.396,86	608.140.114,09	792.994.282,77	4.291.847,20	788.702.435,57
Baixas ocorridas na Base Blindada - Valores Avaliados no 1º Ciclo	127.573.115,07	94.271.602,67	33.301.512,40	-1.230.797,52	34.532.309,92
Base Blindada excluindo baixas ocorridas - Valores Avaliados no 1º Ciclo	1.273.561.281,78	513.868.511,42	759.692.770,37	5.522.644,72	754.170.125,65
Valores da Atualização da Base Blindada considerando a exclusão das baixas através do IGPM	344.829.452,66	139.135.038,15	205.694.414,50	1.495.311,28	204.199.103,22
Base Blindada atualizada	1.618.390.734,44	653.003.549,57	965.387.184,87	7.017.956,00	958.369.228,87
Quota de depreciação da Base Blindada entre ciclos		292.616.521,18		2.165.951,20	
<b>Base Blindada</b>	<b>1.618.390.734,44</b>	<b>945.620.070,75</b>	<b>672.770.663,69</b>	<b>4.852.004,80</b>	<b>667.918.658,89</b>
Ajustes realizados na Base Blindada	79.445.150,91	21.235.909,76	58.209.241,15	-304.168,71	58.513.409,85
<b>Base Blindada Ajustada Final</b>	<b>1.538.945.583,53</b>	<b>924.384.160,99</b>	<b>614.561.422,54</b>	<b>5.156.173,50</b>	<b>609.405.249,04</b>
RESUMO BASE INCREMENTAL					
Descrição	Valor Novo de Reposição (VNR)	Valor da depreciação	Valor de Mercado em Uso (VMU)	Índice de aproveitamento	Valor Base de Remuneração (VBR)
Valores apresentados no laudo	606.723.764,30	75.102.371,14	531.621.393,16	824.033,50	530.797.359,66
Valor dos ajustes realizados	8.574.220,44	7.221.942,22	1.352.278,22	70.979,31	1.281.298,91
<b>Base Incremental Ajustada Final</b>	<b>598.149.543,86</b>	<b>67.880.428,92</b>	<b>530.269.114,94</b>	<b>753.054,19</b>	<b>529.516.060,75</b>
<b>BASE TOTAL AJUSTADA Imobilizado em Serviço (Ativo)</b>	<b>2.137.095.127,39</b>	<b>992.264.589,90</b>	<b>1.144.830.537,48</b>	<b>5.909.227,69</b>	<b>1.138.921.309,79</b>
Almojarifado de operação					1.467.027,10
Ativo diferido					0,00
Obrigações Especiais					301.423.923,54
<b>TOTAL BASE DE REMUNERAÇÃO</b>					<b>838.964.413,35</b>

140. A tabela abaixo apresenta a Base de Remuneração atualizada para data-base da revisão tarifária, bem como os resultados do Valor Novo de Reposição (VNR), Valor de Mercado em Uso (VMU) e Valor da Base de Remuneração (VBR).

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 39 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

**Tabela 13 – Resumo da Base de Remuneração Blindada e Incremental**

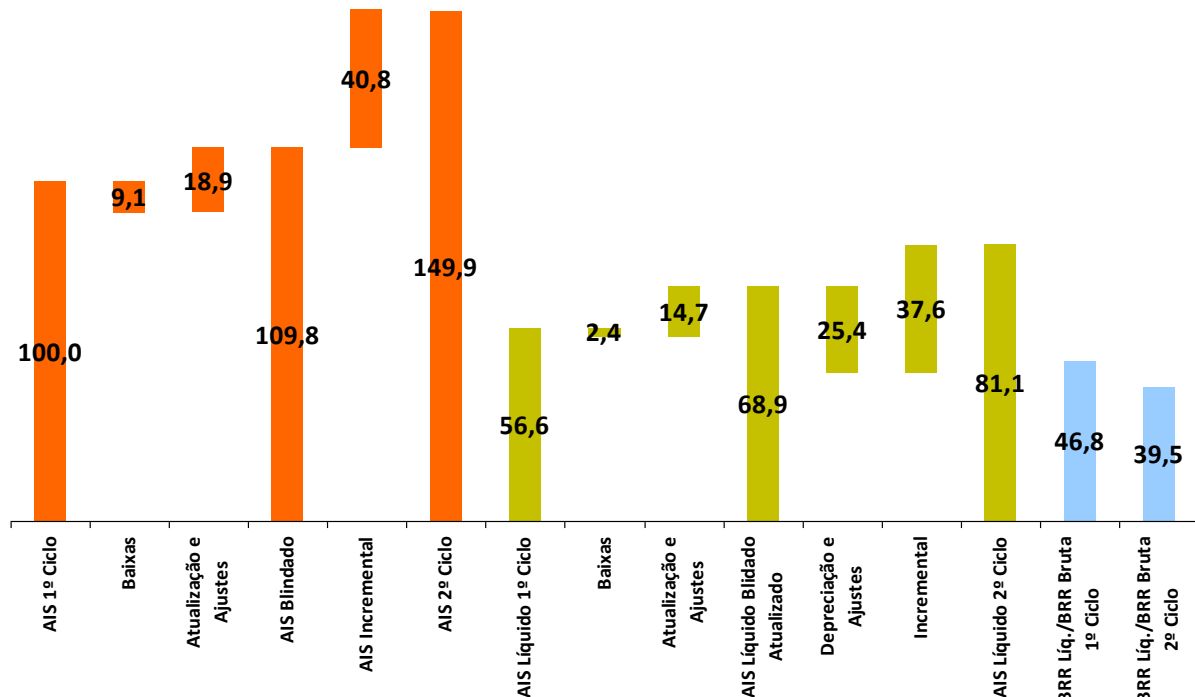
MEMÓRIA DE CÁLCULO PARA DETERMINAÇÃO DO VALOR DA BASE DE REMUNERAÇÃO A SER CONSIDERADO (VALOR LÍQUIDO)					
Descrição	Valor Novo de Reposição (VNR)	Valor da depreciação	Valor de Mercado em Uso (VMU)	Índice de aproveitamento	Valor Base de Remuneração (VBR)
Valor Final incluindo movimentação - Data-base 31/07/2007	2.249.003.313,36	1.054.749.320,09	1.194.253.993,27	6.187.136,61	1.188.066.856,66
Exclusão das contas contábeis e atividades de adm. referentes a Emp. de Referência	138.935.857,27	86.985.782,50	51.950.074,77	0,00	51.950.074,77
Valor Final do A.I.S. com exclusão de itens da Empresa de Referência - data-base: 31/07/2007	2.110.067.456,09	967.763.537,59	1.142.303.918,50	6.187.136,61	1.136.116.781,89
Almoxarifado de operação					1.467.027,10
Ativo diferido					0,00
Obrigações Especiais					308.092.789,22
Valor final da Base de Remuneração (Valor líquido)					<b>829.491.019,77</b>
					749.999.249,73
MEMÓRIA DE CÁLCULO PARA DETERMINAÇÃO DO VALOR NOVO DE REPOSIÇÃO A SER CONSIDERADO (VALOR BRUTO)					
Descrição	Valor Novo de Reposição (VNR)	Taxa de depreciação (%)	Quota anual de Depreciação		
Valor Final com exclusão de itens da Empresa de Referência - data-base: 31/07/2007 ( A )	2.110.067.456,09				
Valor do Índice de Aproveitamento ( B )	6.187.136,61				
Valor referente as contas contábeis que não são depreciadas (servidões e terrenos) ( C )	3.925.186,76				
Obrigações Especiais ( D )	308.092.789,22				
Valor novo de reposição de bens 100% depreciados ( E )	349.129.533,90				
Valor Bruto final ( A - B - C - D - E )	1.442.732.809,60				

141. O gráfico abaixo mostra a evolução da base de remuneração entre a primeira e a segunda revisão tarifária, explicitando todos os movimentos que ocorreram nesse período incremental.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 40 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

**Evolução dos Componentes da Base de Remuneração Regulatória Entre os Ciclos Tarifários**



**Figura 3: Evolução da Base de Remuneração Regulatória entre os Ciclos Tarifários**

## V. CONCLUSÕES

142. Com base no exposto nesta Nota Técnica, a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, concluiu pela apuração da Base de Remuneração Regulatória da ENERSUL, para efeito de sua segunda revisão tarifária, sendo que o Ativo Imobilizado em Serviço – AIS da Atividade de Distribuição (deduzidos os valores de Servidões, Terrenos e Edificações Administrativas, Veículos, Móveis e Utensílios, bens totalmente depreciados, Índice de aproveitamento 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 29 de fevereiro de 2008, é de **R\$ 829.491.019,77**. A Taxa de Depreciação média é de **4,21%**.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fls. 41 da Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL, de 04/04/2008).

**MIGUEL DAS CHAGAS BRITO SOBRINHO**

Assessor  
Matrícula: 1280725

**CLAUDIO ELIAS CARVALHO**

Especialista em Regulação  
de Serviços Públicos de Energia  
Matrícula: 1496691

**ANTÓNIO ARAÚJO DA SILVA**

Assessor  
Matrícula: 0455844

**De Acordo:**

**ANTONIO GANIM**

Superintendente de Fiscalização Econômica e Financeira

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

# **ANEXO III**

**Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL**  
**Brasília, 3 de abril de 2008**

## **APURAÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO**

Fl. 2 da Nota Técnica nº 0068/2008–SRD/ANEEL, de 27/03/2008

Nota Técnica nº 0068/2008-SRD/ANEEL

Em 27 de março de 2008.

Processo nº: 48500.000886/2007-63  
Assunto: Determinação do montante de perdas técnicas da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A – ENERSUL.

## I. DO OBJETIVO

Apresentar a modificação do montante apurado da perda técnica regulatória na rede de distribuição da ENERSUL relativo ao período base de julho de 2006 a junho de 2007, para subsidiar a SRE no processo de revisão tarifária da distribuidora em questão, considerando a Nota Técnica n.º 0009/2008-SRD/ANEEL, de 15 de janeiro de 2008 e as contribuições obtidas através da Audiência Pública n.º 009/2008.

## II. DOS FATOS

2. Em 25 de julho de 2007, com objetivo de obter as informações para o cálculo da perda técnica regulatória da ENERSUL, foi enviado à concessionária o Ofício 237/2007-SRE/ANEEL, com as instruções para preenchimento das tabelas da metodologia.

3. Em 30 de novembro de 2007 e 13 de dezembro de 2007, respectivamente foram enviados os Ofícios n.º 0429/2007-SRD/ANEEL e 0440/2007-SRD/ANEEL, com questionamentos e recomendações após análise das informações fornecidas pela ENERSUL.

4. Em 15 de janeiro de 2008, de posse dos esclarecimentos da distribuidora a SRD emitiu a Nota Técnica n.º 0009/2008-SRD/ANEEL, em que constava a apuração da perda técnica regulatória da distribuidora. Com intuito de aumentar a transparência da apuração foi encaminhada à distribuidora a memória de cálculo através do Ofício n.º 0036/2008-SRD/ANEEL, de 08/02/2008.

Fl. 3 da Nota Técnica nº 0068/2008–SRD/ANEEL, de 27/03/2008

5. Outrossim, realizou-se presencialmente em 13/03/2008, Audiência Pública n.º 009/2008 para obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da segunda revisão tarifária periódica da Empresa Energética Mato Grosso do Sul – ENERSUL, onde foi observada contribuição apresentada pela própria distribuidora relativa ao cálculo de perda técnica regulatória.

### III. DA ANÁLISE

#### III.I. – Dados fornecidos

6. Pressupõe-se que, para a correta aplicação da metodologia adotada pela ANEEL para todas as distribuidoras, as entradas de dados sejam confiáveis. A qualidade das informações ou a ausência de informações, fato ainda mais grave, podem trazer imperfeições e erros ao modelo adotado.

7. De modo geral, as informações solicitadas pela distribuidora podem ser consideradas nos seguintes aspectos:

- Balanço de Energia: Dados de energia fornecida e injetada na rede. A distribuidora poderá obter tais informações das medições de fronteira / suprimento, e do sistema de faturamento de seus consumidores, bem como de medições de controle e operação de sistemas;
- Fatores típicos de carga, perdas e potência. São dados inerentes do sistema da distribuidora, utilizados para o planejamento e operação das redes, bem como a campanha de medições realizada no primeiro ciclo de revisão tarifária permite a apuração de tais fatores;
- Quantidade de unidades consumidoras. Dado que pode ser obtido do sistema de faturamento da distribuidora;
- Dados típicos de ramais. Condutor e comprimento típico padrão adotado pela distribuidora;
- Fluxo de carga das redes de alta tensão. Devido às particularidades destes sistemas, foi solicitado o fluxo de carga, sistema utilizado para operação e planejamento, juntamente com os diagramas elétricos das redes e barras consideradas.
- Dados físicos das redes. De maneira agregada ou particularizada, obedecendo as diretrizes da orientação fornecida no ofício encaminhado à distribuidora. Trata-se do fornecimento do quantitativo, das características e dos dados de carregamento das redes.

Fl. 4 da Nota Técnica nº 0068/2008–SRD/ANEEL, de 27/03/2008

8. Fruto da interação entre a ANEEL e a distribuidora e em razão das contribuições da Audiência Pública, o cálculo de perdas técnicas apresentado inicialmente através da Nota Técnica n.º 0009/2008-SRD/ANEEL, de 15/01/2008 sofreu alterações quanto ao conjunto de dados apresentados inicialmente. A mudança no conjunto de dados foi explicitada através da manifestação da distribuidora inserida na Audiência Pública. Além disso, foram feitos alguns pleitos inerentes a apuração das perdas. Em síntese as mudanças e pleitos feitos pela distribuidora contaram com as seguintes argumentações:

- Fluxo de Alta Tensão: em razão das modificações ocorridas no sistema de alta tensão da ENERSUL proveniente da aplicação da Resolução ANEEL n.º 344, de 25/06/2002, da entrada em operação das linhas de 230 kV de Porto Primavera, da modificação da situação de despacho da UTE Willian Arjorna e da entrada em operação de diversas usinas pertencentes ao PROINFA, a distribuidora solicita que a ANEEL adote as perdas na distribuição no segmento de rede A2 calculadas pela distribuidora a partir das simulações realizadas com os casos ajustados do ONS, as quais refletem de maneira mais fiel o comportamento do sistema elétrico frente às distorções já mencionadas do ano base apresentado anteriormente;
- Rede de Média Tensão: foi pleiteado pela distribuidora que a SRD considere a influência do fator de desequilíbrio nestas redes, assim como a adoção dos valores declarados do fator de potência sob a ótica de que a concessão possui especificidades próprias;
- Transformadores de Distribuição: a distribuidora pleiteou a adoção dos valores limites recomendados pela NBR 5440 para perdas máximas nominais a vazio e total indistintamente para todos os transformadores. Ademais a distribuidora também pleiteia que, tendo em vista que a NBR 5440 passou por diversas atualizações desde sua primeira edição, e que os transformadores de distribuição existentes na concessão seguem o normativo da época, a aplicação deste critério deverá respeitar a data de instalação dos equipamentos na área de concessão e os correspondentes valores limites estabelecidos à época na NBR 5440;

9. As considerações da distribuidora relativas ao fluxo de alta tensão descritas no item 8, foram consideradas no cálculo, conforme metodologia utilizada.

10. Ressaltamos que a apuração da perda técnica regulatória leva em consideração a situação atual da rede distribuição e desconsidera eventos futuros inerentes ao planejamento ou ao crescimento do mercado. Assim sendo o pleito da concessionária que projeta a perda técnica da rede 138 kV influenciada por diversos novos agentes que virão a se conectar na rede de distribuição não deve ser acatado.

11. A metodologia de apuração da perda técnica regulatória não permite o tratamento diferenciado, sob alegação de especificidades na concessão. Por este motivo o pleito referente às redes de média tensão listados no item 8 não serão acatados.

12. Nos circuitos de baixa tensão entendeu-se pela aceitação do pleito relacionado à adoção dos valores limites recomendados pela NBR 5440 para perdas máximas nominais a vazio e total, entretanto, a aplicação desta consideração observa apenas ao normativo vigente.

Fl. 5 da Nota Técnica nº 0068/2008–SRD/ANEEL, de 27/03/2008

13. Ademais destacamos que foi identificadas imprecisões na execução da apuração da perda técnicas da distribuidora em razão do fator de utilização, a qual foi corrigida.

### III.II. – Dos procedimentos de cálculo

14. A seguir, trata-se do cálculo propriamente dito, iniciando os comentários sobre as hipóteses básicas adotadas na construção do modelo assim como as premissas de cálculo. As considerações gerais são tratadas na subseção III.III.

15. No intuito de exprimir os resultados de maneira condensada e simplificada, de modo a que seja percebido a performance da empresa, assim como possa possibilitar a comparação entre diversas distribuidoras, são definidos indicadores percentuais de perdas para rede, transformação, perdas globais e técnicas.

16. A seção III.V mostra os resultados mais relevantes da aplicação desta metodologia no sistema da ENERSUL, incluindo a performance dos segmentos de rede e grupos de transformação da empresa, em termos das perdas efetivas. São apresentados também os indicadores de perdas técnicas e não-técnicas de energia elétrica.

17. O modelo onde estes dados serão inseridos considera três estágios de desagregação para o sistema em análise, a saber:

- 1) O primeiro estágio discrimina o sistema nos subsistemas rede e transformação;
- 2) Cada um dos subsistemas é por sua vez dividido segundo os níveis de tensão dos grupos A1, A2, A3, A3a, A4, B;
- 3) A rede é separada em segmentos, cada um destes associados a um nível de tensão;
- 4) A transformação é dividida em grupos que são associados conforme a relação de transformação (AT/MT e MT/B).
- 5) Finalmente, em cada segmento da rede são identificados pontualmente cada um dos itens constantes deste grupo e em cada grupo de transformação, os transformadores são apresentados cada um com suas características particulares. Essa modalidade de apresentação dos dados permite que cada distribuidora possa identificar as peculiares de cada equipamento da rede, caso exista, e aumenta sensivelmente a confiabilidade e acuidade dos dados, sem perder a possibilidade de vinculação e tratamento conforme os fatores típicos de cada um dos segmentos.

18. Os cálculos foram realizados com base nas informações prestadas pela distribuidora para o período base de julho de 2006 a junho de 2007:

#### **a) Redes A2 e A3**

Fl. 6 da Nota Técnica nº 0068/2008–SRD/ANEEL, de 27/03/2008

- As perdas técnicas nas redes de distribuição nos níveis de tensão correspondente aos subgrupos A2 e A3 foram avaliadas a partir dos valores declarados pela distribuidora, corrigidas para o fluxo de energia passante regular.

#### ***b) Redes A3a, A4 e BT***

- A temperatura de operação dos condutores elétricos adotada nos cálculos foi de 55°C;
- As redes de distribuição em média tensão (A3a e A4) foram adequadas a um modelo baseado no algoritmo “árvore cronológica de comprimento mínimo”, cuja tipologia é considerada dentro de uma área limitada a um setor circular. Para o modelamento da distribuição espacial da carga foi considerado um fator de densidade de carga  $\sigma$  em relação à distância da subestação  $r$ , de acordo com a expressão  $d = d.r^\sigma$ . O fator de densidade  $\sigma$  foi avaliado, rede a rede, a partir da distância equivalente de carga e do comprimento total da rede;
- A avaliação das perdas nas redes em média tensão não incorporou o efeito de desequilíbrio de correntes nas fases. Para a avaliação das perdas nas redes em baixa tensão foi considerado o efeito de desequilíbrio de correntes de fase, assimetria topológica da rede, coincidência na ponta e distribuição assimétrica das cargas com relação ao transformador;
- As redes de distribuição em baixa tensão que atendem às unidades consumidoras do grupo B foram agrupadas em tipologias, conforme dados fornecidos pela distribuidora. Para as redes trifásicas, a avaliação das perdas considerou uma distribuição uniforme de carga ao longo dos condutores e modelo de carga de corrente constante com relação à tensão;

#### ***c) Transformadores***

- As perdas nos transformadores foram calculadas a partir dos valores estabelecidos de perdas em vazio e perdas cobre. As perdas totais de potência foram calculadas a partir do valor declarado do fator de utilização.

#### ***d) Ramais e Medidores***

- Foi levada em consideração a diversidade da potência máxima de cada unidade consumidora com relação ao valor de ponta a montante dos ramais de ligação;
- Foi adotada uma perda de 1,2 W por bobina de tensão dos equipamentos de medição das unidades consumidoras do grupo B.

#### ***e) Fatores de Carga e de Perdas – Balanço Energético***

Fl. 7 da Nota Técnica nº 0068/2008–SRD/ANEEL, de 27/03/2008

- Nos diversos segmentos de distribuição foi verificada a consistência entre o balanço da energia passante fornecido e o obtido com os dados específicos para avaliação de perdas (carregamento e fator de carga) ajustando as perdas para garantir a consistência dos dados;
- Esta opção baseou-se na necessidade de adequar os fluxos de energia entre os diversos segmentos do sistema de distribuição de modo a observar o balanço de energia. Os fatores resultantes foram aplicados às redes/transformadores, para cada segmento ou grupo.

### III. III. – Demais considerações adotadas

19. No cálculo das perdas nos segmentos de rede A3a e A4 as demandas máximas informadas pela ENERSUL para cada alimentador foram utilizadas para calcular a energia circulando nos condutores do circuito.

20. Foi considerado o valor de referência 0,92 para o fator de potência. Foi considerado o valor limite de 180 % para o fator de utilização das redes de baixa tensão.

### III. IV. – Do Resumo dos Dados da Distribuidora

21. A seguir descrevemos resumidamente alguns dados da distribuidora com alguns indicadores obtidos através deste. Estes parâmetros mostram em linha geral características das redes de distribuição e podem ajudar a compreender alguns aspectos inerentes ao comportamento da perda técnica de cada distribuidora. Deve-se ressaltar que alguns dados apresentados aqui podem diferir dos encontrados em outras bases de dados utilizadas na revisão tarifária da ENERSUL, em razão de existir redes e equipamentos de terceiros, desde que a perda não seja faturada.

#### Descrição

##### Distribuidora

Identificação: ENERSUL

##### Unidades Consumidoras

Número de Unidades Consumidoras do Grupo B: 692.373

##### Transformadores

Número de Transformadores: 56.928

Potência Instalada Total em Transformadores (MVA): 3.383,005

Potência Utilizada Total Média em Transformadores (MVA): 1.617,560



Fl. 8 da Nota Técnica nº 0068/2008–SRD/ANEEL, de 27/03/2008

#### Reguladores

Número de Reguladores: 1

Potência Instalada Total em Reguladores (MVA): 7,500

Potência Utilizada Total Média em Reguladores (MVA): 0,450

#### Redes de Média Tensão

Segmento do Circuito Redes de Média Tensão: A3a

Número de Redes de Média Tensão: 87

Potência Máxima Total Não Coincidente das Redes de Média Tensão (MVA): 244,709

Número de Transformadores Trifásicos das Redes de Média Tensão: 6.953

Número de Transformadores Bifásicos das Redes de Média Tensão: 1.621

Número de Transformadores Monofásicos das Redes de Média Tensão: 10.314

Número de Transformadores Total das Redes de Média Tensão: 18.888

Comprimento Médio Equivalente do Tronco das Redes de Média Tensão (KM): 94,223

Comprimento Médio Equivalente do Ramal das Redes de Média Tensão (KM): 148,261

Resistência Média Equivalente do Tronco das Redes de Média Tensão (Ohms/km): 0,719

Resistência Média Equivalente do Ramal das Redes de Média Tensão (Ohms/km): 1,052

Comprimento Total Médio das Redes de Média Tensão (KM): 21.096,118

Segmento do Circuito Redes de Média Tensão: A4

Número de Redes de Média Tensão: 198

Potência Máxima Total Não Coincidente das Redes de Média Tensão (MVA): 732,015

Número de Transformadores Trifásicos das Redes de Média Tensão: 27.978

Número de Transformadores Bifásicos das Redes de Média Tensão: 1.466

Número de Transformadores Monofásicos das Redes de Média Tensão: 13.434

Número de Transformadores Total das Redes de Média Tensão: 42.878

Comprimento Médio Equivalente do Tronco das Redes de Média Tensão (KM): 45,486

Comprimento Médio Equivalente do Ramal das Redes de Média Tensão (KM): 92,647

Resistência Média Equivalente do Tronco das Redes de Média Tensão (Ohms/km): 0,960

Resistência Média Equivalente do Ramal das Redes de Média Tensão (Ohms/km): 1,044

Fl. 9 da Nota Técnica nº 0068/2008–SRD/ANEEL, de 27/03/2008

<p>Comprimento Total Médio das Redes de Média Tensão (KM): 27.350,312</p> <p>Redes de Baixa Tensão</p> <p>Número de Redes de Baixa Tensão: 18.703</p> <p>Potência Instalada Total das Redes de Baixa Tensão (MVA): 909,248</p> <p>Potência Máxima Utilizada Não Coincidente das Redes de Baixa Tensão (MVA): 550,437</p> <p>Comprimento Médio do Tronco das Redes de Baixa Tensão (KM): 0,557</p> <p>Comprimento Médio do Ramal das Redes de Baixa Tensão (KM): 0,000</p> <p>Resistência Média do Tronco das Redes de Baixa Tensão (Ohms/KM): 1,233</p> <p>Resistência Média do Ramal das Redes de Baixa Tensão (Ohms/KM): 0,866</p> <p>Resistência Média das Redes de Baixa Tensão (Ohms/KM): 1,166</p> <p>Comprimento Total Médio das Redes de Baixa Tensão (KM): 10.417,398</p> <p>Análise dos Dados e Indicadores</p> <p>Unidades Consumidoras</p> <p>Número Médio de Unidades Consumidoras por Rede de Baixa Tensão (consumidores/circuito): 37,019</p> <p>Transformadores</p> <p>Potência Instalada Média em Transformadores por Unidade Consumidora (KVA/consumidor): 4,886</p> <p>Redes de Baixa Tensão</p> <p>Potência Instalada Média por Rede de Baixa Tensão (KVA/circuito): 48,615</p> <p>Potência Instalada Média das Redes de Baixa Tensão por Unidade Consumidora (KVA/consumidor): 1,313</p> <p>Comprimento Médio das Redes de Baixa Tensão (KM/circuito): 0,557</p>
---

Tabela 1 – Resumo dos Dados ENERSUL para o período base de julho de 2006 a junho de 2007.

22. Ao observamos os dados relativos aos comprimentos dos circuitos em nível A2 da ENERSUL podemos observar as seguintes situações.

	ENERSUL	ELETROSUL - DIT	TOTAL
--	---------	-----------------	-------

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 10 da Nota Técnica nº 0068/2008–SRD/ANEEL, de 27/03/2008

	Demais Circuitos	Jupia / Campo Grande	Rosana / Dourados	
Extensão da Rede A2 (km)	3.248,30	964,50	184,60	4.397,40
	73,87%	21,93%	4,20%	100,00%

Tabela 2 – Comparativo da Extensão das Redes A2 da ENERSUL.

	ENERSUL	ELETROSUL - DIT		TOTAL
	Demais Circuitos	Jupia / Campo Grande	Rosana / Dourados	
Perda Medida da Rede A2 (MWh)	164.217	59.186	5.761	229.164
	71,66%	25,83%	2,51%	100,00%

Tabela 3 – Comparativo da Perda das Redes A2 da ENERSUL (Jan/2007 à Dez/2007).

23. Considerando a proporcionalidade entre as dimensões dos circuitos A2 existentes na área de concessão da ENERSUL, verificamos que a perda técnica informada pela distribuidora guarda estreita relação com esta proporção. A conclusão que podemos retirar da análise dos dados acima, em conjunto com a equivalência do carregamento médio dos circuitos declarado pela distribuidora, é que a totalidade dos circuitos A2 da ENERSUL apresenta elevados índices de perda técnica.

	ENERSUL	ELETROSUL - DIT	
	Demais Circuitos	Jupia / Campo Grande	Rosana / Dourados
Carregamento Médio da Rede A2 (MVA)	32,2	37,1	27,2

Tabela 4 – Comparativo do Carregamento Médio das Redes A2 da ENERSUL (Jan/2007 à Dez/2007).

24. Ainda apresentamos uma tabela com o comparativo da perda técnica regulatória de algumas distribuidoras que possuem sistema em nível A2.

Distribuidora	Energia Passante no Nível (MWh)	Perdas em Relação a Energia Passante (%)	Perdas em Relação a Energia Injetada (%)
ENERSUL	3.988.246,17	5,9589%	5,7606%
CEMAT	4.426.450,01	2,6768%	2,1426%
COELBA	2.649.442,00	2,334%	0,428%
CELTINS	1.063.648,88	2,9217%	2,4031%

Tabela 5 – Comparativo da Perda Técnica das Redes A2.

Fl. 11 da Nota Técnica nº 0068/2008–SRD/ANEEL, de 27/03/2008

25. Não resta dúvida que as condições da rede 138 KV da ENERSUL são peculiares e possui condições únicas no setor elétrico. Outra questão que fica evidente é o problema está distribuído na concessão.

26. Assim, ao considerarmos as condições em que se encontra a rede de 138 KV da ENERSUL e todas as modificações que em breve serão implementadas na mesma (entrada em operação de diversos geradores) é preocupante que o nível de perda técnica remunerado pelos consumidores desta concessão se tornem ainda mais elevados.

### III. V. – Dos resultados

27. Apresentamos a seguir as Tabelas 2, 3 e 4 e as Figuras 1 e 2 com os dados das perdas técnicas da ENERSUL para o período base de julho de 2006 a junho de 2007. Ademais na Figura 3 encontra-se o Diagrama da Rede de Distribuição da ENERSUL com o resultado do cálculo da perda técnica regulatória.

Descrição	Montantes (MWh/ano)	Sobre Energia Injetada (%)
Energia Total Injetada	4.125.505,61	100,0000
Energia Total Mercado	3.204.438,99	77,6738
Perdas Totais	921.066,62	22,3262
Perdas Técnicas	569.749,10	13,8104
Perdas Não-Técnicas	351.317,52	8,5157

Tabela 2 - Montantes de perdas da ENERSUL para o período base de julho de 2006 a junho de 2007.

	Energia Injetada	Perdas		
		Montante	Sobre a energia do segmento	Composição do índice global
		MWh	%	%
Rede A2	3.988.246,17	237.654,63	5,9589%	5,7606%
Rede A3	229.724,62	2.427,20	1,0566%	0,0588%
Rede A3a	925.880,68	14.183,82	1,5319%	0,3438%
Rede A4	3.146.991,99	68.796,66	2,1861%	1,6676%
Rede B	2.072.289,83	90.008,89	4,3435%	2,1818%
Ramais	1.826.576,41	3.868,94	0,2118%	0,0938%
Medidores	1.826.576,41	11.520,06	0,6307%	0,2792%
Trafos A2/A3	195.472,83	117,78	0,0603%	0,0029%

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 12 da Nota Técnica nº 0068/2008–SRD/ANEEL, de 27/03/2008

Trafos A2/A3a	336.712,32	1.633,33	0,4851%	0,0396%
Trafos A2/A4	2.979.733,17	18.157,30	0,6094%	0,4401%
Trafos A3/A3a	55.492,47	403,91	0,7279%	0,0098%
Trafos A3/A4	158.664,65	1.195,30	0,7534%	0,0290%
Trafos A3a/A4	467.824,88	3.937,03	0,8416%	0,0954%
Trafos A3a/B	186.087,91	25.024,65	13,4478%	0,6066%
Trafos A4/B	2.209.930,35	87.701,78	3,9685%	2,1258%
Trafos A4/A3a	427.425,30	2.887,85	0,6756%	0,0700%
Trafos A4/A3	34.599,54	229,97	0,6647%	0,0056%
<b>TOTAL</b>				<b>13,8104%</b>

Tabela 3 - Perdas da ENERSUL por segmento de rede e transformação.

	Energia Injetada	Perdas			
		Origem	Montante	Sobre a energia que transita no segmento	Composição do índice global
			MWh	%	%
Trafos A2/A3	195.472,83	Ferro	58,87	0,0301%	0,0014%
		Cobre	58,91	0,0301%	0,0014%
Trafos A2/A3a	336.712,32	Ferro	1.114,33	0,3309%	0,0270%
		Cobre	519,00	0,1541%	0,0126%
Trafos A2/A4	2.979.733,17	Ferro	9.042,44	0,3035%	0,2192%
		Cobre	9.114,85	0,3059%	0,2209%
Trafos A3/A3a	55.492,47	Ferro	283,48	0,5108%	0,0069%
		Cobre	120,43	0,2170%	0,0029%
Trafos A3/A4	158.664,65	Ferro	726,24	0,4577%	0,0176%
		Cobre	469,07	0,2956%	0,0114%
Trafos A3a/A4	467.824,88	Ferro	2.025,75	0,4330%	0,0491%
		Cobre	1.911,28	0,4085%	0,0463%
Trafos A3a/B	186.087,91	Ferro	23.820,74	12,8008%	0,5774%

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 13 da Nota Técnica nº 0068/2008–SRD/ANEEL, de 27/03/2008

		Cobre	1.203,90	0,6470%	0,0292%
Trafos A4/B	2.209.930,35	Ferro	65.054,87	2,9438%	1,5769%
		Cobre	22.646,91	1,0248%	0,5489%
Trafos A4/A3a	427.425,30	Ferro	1.436,60	0,3361%	0,0348%
		Cobre	1.451,25	0,3395%	0,0352%
Trafos A4/A3	34.599,54	Ferro	96,58	0,2791%	0,0023%
		Cobre	133,39	0,3855%	0,0032%
<b>TOTAL</b>					<b>3,4246%</b>

Tabela 4 – Perdas nos transformadores da ENERSUL discriminadas entre ferro e cobre.

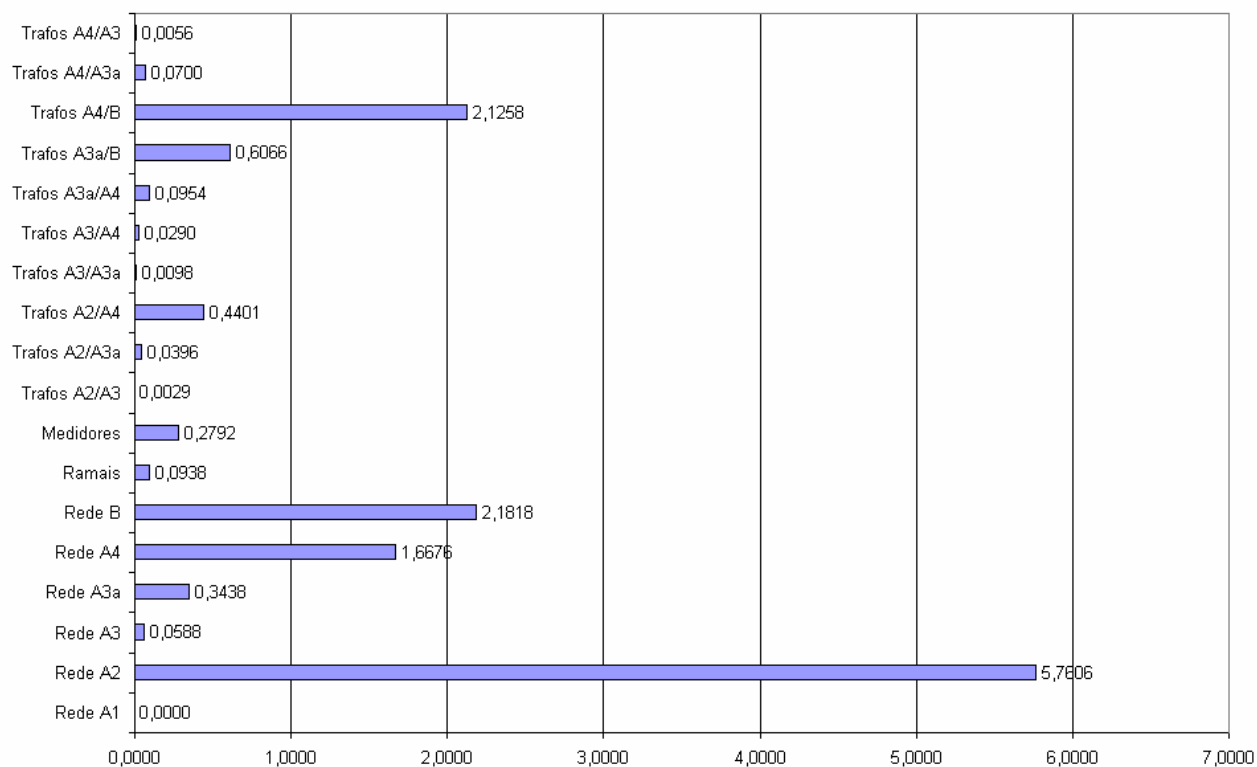


Figura 1- Percentual de perdas por segmento de rede e transformação em relação às totais.

Fl. 14 da Nota Técnica nº 0068/2008–SRD/ANEEL, de 27/03/2008

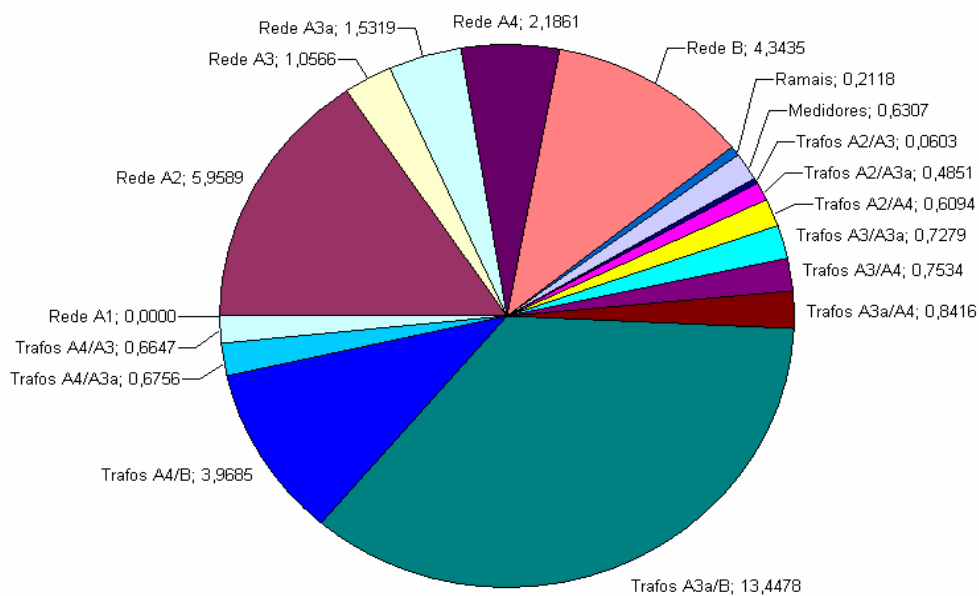


Figura 2 - Percentual de perdas por segmento e transformação em relação à energia injetada no nível.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 15 da Nota Técnica nº 0068/2008–SRD/ANEEL, de 27/03/2008

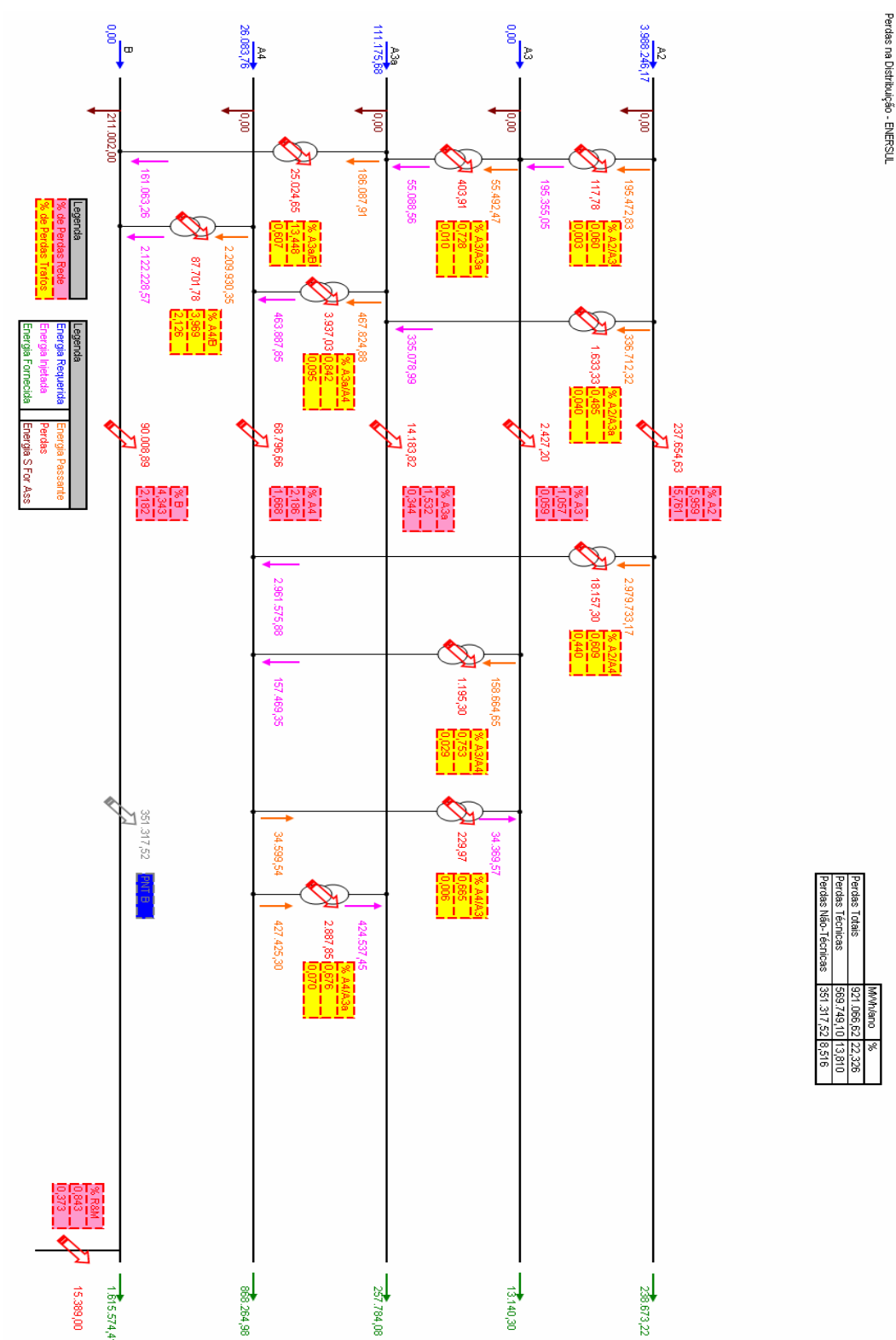


Figura 3 – Diagrama unifilar simplificado discriminando as perdas da ENERSUL.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fl. 16 da Nota Técnica nº 0068/2008–SRD/ANEEL, de 27/03/2008

#### IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

28. O art. 13 da Lei n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, estabeleceu que *“as tarifas poderão ser diferenciadas em função das características técnicas e dos custos específicos provenientes do atendimento aos distintos segmentos de usuários”*.

29. Os contratos de concessão para distribuição de energia elétrica, celebrados com a União, definem a receita da distribuidora, que inclui a consideração das perdas valoradas na parcela A (custos não gerenciáveis), sendo que a empresa possui considerável gestão sobre as perdas de energia elétrica. Nos citados contratos de concessão, constam cláusulas que dizem respeito às perdas de energia, sob o enfoque da qualidade dos serviços prestados, que propõem o acompanhamento de indicadores para auferir as perdas de energia elétrica. Alguns contratos definem que o órgão regulador deve estabelecer a metodologia para o cálculo das perdas técnicas.

30. São diretrizes das atividades da ANEEL, conforme art. 3º do Decreto 2335/1997:

*“Art. 3.º 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:*

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

31. No mesmo Decreto, são estabelecidas as competências da Agência:

*“Art. 4.º À ANEEL compete:*

*-----*  
IV - regular os serviços de energia elétrica, expedindo os atos necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela legislação em vigor;

*-----*  
IX - incentivar o combate ao desperdício de energia no que diz respeito a todas as formas de produção, transmissão, distribuição, comercialização e uso da energia elétrica;

*-----*  
XV - cumprir e fazer cumprir as disposições regulamentares do serviço e as cláusulas dos contratos de concessão ou de permissão e do ato da autorização;

XVI - estimular a melhoria do serviço prestado e zelar, direta e indiretamente, pela sua boa qualidade, observado, no que couber, o disposto na legislação vigente de proteção e defesa do consumidor;” (grifo nosso)

32. A Resolução Normativa ANEEL nº 234, de 31 de outubro de 2006, estabeleceu os critérios gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos iniciais para a realização do segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

Fl. 17 da Nota Técnica nº 0068/2008–SRD/ANEEL, de 27/03/2008

## V. DA CONCLUSÃO

33. O cálculo considerou a metodologia adotada pela ANEEL, as correções nos dados fornecidos pela distribuidora, possibilitando assim a apuração das perdas técnicas discriminada por segmentos, além do valor total das perdas não-técnicas. Tal resultado pode subsidiar a definição dos limites de perdas, considerando a eficiência energética por nível de tensão.

## VI. DA RECOMENDAÇÃO

34. Que a SRE, face às correções e informações fornecidas pela distribuidora e de acordo com os valores obtidos pela aplicação da metodologia da ANEEL, os quais foram apresentados nesta Nota Técnica, adote provisoriamente o valor de perda técnica no processo de revisão tarifária da ENERSUL.

35. Adicionalmente, que a Diretoria, requeira à ENERSUL uma análise detalhada das razões do elevado valor de perdas técnicas, sobretudo no nível de A2, assim como o detalhamento das ações a serem empreendidas pela distribuidora em seu planejamento visando a redução do nível de perdas técnicas do seu sistema. Outrossim, que a distribuidora apresente detalhadamente os valores de medição registrados no nível A2 para a configuração atual da rede distribuição segmentadas por alimentadores, ou conjuntos de alimentadores quando não for possível a identificação particular.

**RENATO EDUARDO FARIAS DE SOUSA**  
Especialista em Regulação – SRD

De acordo:

**JACONIAS DE AGUIAR**  
Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD

# **ANEXO IV**

**Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL**  
**Brasília, 3 de abril de 2008**

## **ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS**

Fl. 2 da Nota Técnica 0075/2008-SRD/ANEEL, de 02/04/2008

Nota Técnica nº 0075/2008-SRD/ANEEL

Em 2 de abril de 2008.

Processo nº 48500.000886/2007-63

Assunto: Análise das contribuições apresentadas na Audiência Pública nº 009/2008 referentes a projeção de investimentos em distribuição para cálculo do componente Xe do Fator X da Empresa Energética do Mato Grosso do Sul - ENERSUL.

## I. DO OBJETIVO

Analisar as contribuições apresentadas na Audiência Pública nº 009/2008 referentes à Nota Técnica nº 0014/2008-SRD/ANEEL, que versou sobre a análise dos investimentos em distribuição para cálculo do componente Xe do Fator X para o processo de revisão tarifária da Empresa Energética do Mato Grosso do Sul - ENERSUL.

## II. DOS FATOS

2. A Resolução Normativa ANEEL nº 234, de 31 de outubro de 2006, estabeleceu os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos iniciais para realização do segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. O Anexo VI da citada Resolução, define a metodologia para cálculo dos componentes Xe e Xa do Fator X.

3. O cálculo do componente Xe, que representa o conceito de eficiência econômica e produtividade, é realizado pela aplicação do método de Fluxo de Caixa Descontado – FCD, do tipo prospectivo (forward looking) e tem por objetivo valorar as receitas e despesas futuras da concessionária, dado um determinado crescimento de mercado. Assim, é necessário definir, para o período tarifário em análise, os investimentos em expansão do sistema e renovação dos ativos de distribuição, a receita, os custos operacionais e a base de remuneração.

4. Os investimentos em expansão do sistema de distribuição são aqueles para atender o crescimento do mercado horizontal e vertical, ou seja, pelo acréscimo de novos consumidores e pelo aumento de carga dos consumidores existentes, respectivamente. A Resolução Normativa ANEEL nº 234/06

\*A nota técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 3 da Nota Técnica 0075/2008-SRD/ANEEL, de 02/04/2008

estabelece que a metodologia para análise dos investimentos pode ser baseada em duas fontes de informações:

- Histórico dos investimentos: a concessionária deve apresentar o histórico dos investimentos ano a ano, por subgrupo de tensão;
- Plano de Desenvolvimento da Distribuição – PDD: apresenta o plano de obras proposto pela distribuidora com as informações necessárias para sua análise.

5. Os investimentos devem guardar coerência com o crescimento do carregamento do sistema. Outros fatores que devem ponderar a análise são a viabilidade econômica do investimento, o impacto tarifário e o efetivo benefício técnico.

6. Nesse contexto, a Superintendência de Regulação da Distribuição - SRD analisou o Plano de Desenvolvimento da Distribuição – PDD, informado pela ENERSUL, com o intuito de subsidiar a Superintendência de Regulação Econômica – SRE, na determinação dos montantes a serem considerados no cálculo da parcela Xe do Fator X, no segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica. O produto final da análise foi a Nota Técnica nº 0014/2008-SRD/ANEEL, onde foram apresentados os valores que a SRD julgou passíveis de serem considerados no cálculo do componente Xe da ENERSUL.

7. A Nota Técnica supracitada foi disponibilizada no processo de Audiência Pública nº 009/2008, realizada na cidade de Campo Grande - MS, no dia 13 de março de 2008, na forma de anexo IV da Nota Técnica nº 027/2008-SRE/ANEEL. As contribuições foram recebidas no período de 01/02/2008 a 10/03/2008.

### III. DA ANÁLISE

8. No processo de Audiência Pública foram recebidas 2 (duas) contribuições sobre o Anexo IV da Nota Técnica nº 027/2008-SRE/ANEEL, de proposição da ENERSUL e da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres - ABRACE

#### III.1 Contribuições da ENERSUL

9. A ENERSUL ratifica no item 3 de seu relatório de contribuições a necessidade dos investimentos propostos no Plano de Desenvolvimento da Distribuição, adicionados de um montante de 24,7 (vinte e quatro virgula sete) milhões de reais, relativos aos investimentos específicos correspondentes à conexão de unidades geradoras à sua rede de distribuição de energia elétrica. Os motivos apresentados pela concessionária para a reconsideração da integralidade dos investimentos propostos são apresentados a seguir.

10. A ENERSUL solicita em seu relatório de contribuições que o histórico de investimentos corresponda aos montantes declarados pela concessionária na carta CT-CCRN-22-08 (SIC nº 48512.006411/08), recebida por esta Agência no dia 18 de fevereiro de 2008. Para tanto, afirma a concessionária que os valores utilizados na projeção de investimentos apresentada na Nota Técnica nº 0014/2008-SRD/ANEEL não contemplam todos os aportes de recursos realizados nas redes de distribuição da empresa entre os anos de 2002 e 2007, uma vez que não incluem o total dos investimentos realizados no

Fl. 4 da Nota Técnica 0075/2008-SRD/ANEEL, de 02/04/2008

ano de 2007. Alega também a empresa que os valores dos recursos investidos em renovação de ativos, declarados em sua carta enviada como manifestação formal à proposta preliminar de revisão tarifária periódica, carta CT-CCRG-1/07 protocolada em 21 de dezembro de 2007 (SIC nº 48512.000112/08), também precisam ser atualizados a valor presente de 2007 pelos mesmos índices de IGP-M aplicados na atualização dos demais valores considerados na composição do histórico de investimentos da concessionária.

11. No que tange a atualização do valor total dos investimentos realizados no ano de 2007 o pleito da concessionária procede, visto que a análise da projeção de investimentos que consta na Nota Técnica nº 0014/2008-SRD/ANEEL foi baseada no histórico de investimentos levantado a partir das informações enviadas a esta Agência pela ENERSUL nas cartas CT-CCRN-26/07, protocolada no dia 24 de setembro de 2007 (SIC nº 48512.027559/07) e CT-CCRG-1/07. Portanto, a projeção de investimentos em tela foi realizada com dados do histórico de investimentos que não contemplavam a totalidade dos investimentos realizados nos últimos meses de 2007.

12. Neste ponto, a bem da clareza do texto da Nota Técnica nº 0014/2008-SRD/ANEEL é necessário fazer um esclarecimento sobre a forma de atualização pelo IGP-M do histórico de investimentos declarado pela concessionária. Como observado pela ENERSUL em seu relatório de contribuições, a aplicação dos índices de correção pelo IGP-M acumulado nos dados de investimento histórico da Tabela 8 da Nota Técnica nº 0014/2008-SRD/ANEEL não resultam nos valores apresentados na Tabela 9, que mostra os valores do histórico de investimentos trazidos a valor presente.

13. Essa inconsistência se deve ao fato de que a Tabela 8 contempla apenas os investimentos declarados pela ENERSUL na carta CT-CCRN-26/07, de 24 de setembro de 2007, que não incluíam os investimentos em renovação de ativos da concessionária, segundo declarado na carta enviada como manifestação formal à proposta preliminar de revisão tarifária periódica, carta CT-CCRG-1/07 protocolada em 21 de dezembro de 2007. Assim, aos valores de investimento histórico da Tabela 8 da Nota Técnica nº 0014/2008-SRD/ANEEL foram somados os investimentos em renovação de ativos declarados pela própria concessionária, que trazidos a valor presente através da aplicação do IGP-M acumulado resultaram nos valores apresentados na Tabela 9 da mesma Nota Técnica.

14. Nesse contexto, cabe-nos ressaltar que, apesar da clareza do texto ter ficado comprometida, toda a análise subsequente foi corretamente realizada com base no histórico do total de investimentos realizados pela concessionária, que incluíam os investimentos em expansão, melhorias e renovação de ativos realizados entre os anos de 2002 a 2007. Assim, todos os resultados apresentados na conclusão da Nota Técnica nº 0014/2008-SRD/ANEEL permanecem válidos, e as alterações dos valores finais apresentados nesta Nota Técnica são decorrentes exclusivamente de ponderações advindas da consideração de contribuições apresentadas durante a Audiência Pública nº 009/2008.

15. Dessa forma, consideramos justo acatar o pleito da ENERSUL e utilizar os valores constantes na carta CT-CCRN-22-08 como os valores declarados pela concessionária para os investimentos realizados para a expansão, renovação e melhorias nas suas redes de distribuição para o período que vai de 2002 a 2007.

16. A concessionária alega também que os índices de IGP-M e IGP-M Acumulado utilizados na

Fl. 5 da Nota Técnica 0075/2008-SRD/ANEEL, de 02/04/2008

atualização dos valores históricos de investimentos são ligeiramente diferentes dos números oficiais, divulgados pelo Instituto de Pesquisas Econômica Aplicada (IPEA).

17. A observação da concessionária está correta, visto que a atualização dos valores dos investimentos históricos foi feita considerando-se que o IGP-M do ano de 2006 foi de 3,50% (três vírgula cinquenta por cento), ao invés do valor correto de 3,83% (três vírgula oitenta e três por cento). Tal fato implica consequentemente em pequenas variações na mudança dos valores dos IGP-M Acumulado considerados para os anos de 2002, 2003, 2004, 2005 e 2006. Os valores corrigidos de IGP-M e IGP-M Acumulado são aqueles mostrados na Tabela 2 desta Nota Técnica.

18. A concessionária constata também que a obra 001 de 2012 do Plano de Desenvolvimento da Distribuição - PDD proposto, intitulada "Ampliação da capacidade de transformação 34,5 kV/13,8 kV na SD Aquidauana", consta na Tabela 2 da Nota Técnica nº 0014/2008-SRD/ANEEL, que relaciona as obras em subestações que tiveram o nível de tensão reclassificado segundo o critério da tensão do primário do transformador, sem que os montantes associados tenham sido, de fato, contabilizados como investimentos nas redes de alta tensão. Assim, a ENERSUL solicita que a obra seja considerada como investimento nas redes de alta tensão.

19. Entretanto, a citada obra foi listada como alteração do PDD original por engano, visto que a tensão de primário da transformação é 34,5 kV, o que a caracteriza como investimento de média tensão. Dessa forma, o pleito da concessionária não procede e a referência a obra 01 de 2012 na Tabela 2 da Nota Técnica nº 0014/2008-SRD/ANEEL deve ser desconsiderada.

20. Adicionalmente a ENERSUL comenta a necessidade de adequação de subestações de sua propriedade a fim de permitir a conexão de unidades geradoras à sua rede, e acrescenta mais duas unidades geradoras à lista de usinas que haviam sido informadas na carta CT-CCRG-1/07, Apêndice H. Nesse contexto a concessionária solicita que os investimentos referentes às despesas de adequação de subestações de sua propriedade, não caracterizadas como instalações de uso exclusivo do acessante, necessárias para a conexão das cinco usinas sejam integralmente consideradas na projeção de investimentos do Fator X.

21. Cabe salientar que o pagamento de custos de conexão não caracterizados como de uso exclusivo, por parte da concessionária, está de acordo com o conceito de conexão rasa, estabelecido no art.18 da Resolução ANEEL nº 281, de 1º de outubro de 1999. Assim, é razoável que esses custos sejam considerados no cálculo da projeção de investimentos da concessionária de distribuição.

22. Entretanto, embora a ENERSUL tenha demonstrado através de documentação que algumas das citadas obras já se encontram em adiantado estágio de construção, ainda não foram firmados os contratos de Uso e de Conexão entre os acessantes e a concessionária. Nesse caso, não é possível caracterizar, do ponto de vista processual, as reais condições e os prazos em que se dará a entrada em operação dos referidos empreendimentos. Dessa forma, uma vez que tais contratos são condição necessária para a conexão de unidades geradoras ao sistema da ENERSUL, optamos por não considerar os investimentos associados às referidas conexões no cálculo do Fator X desta Revisão Tarifária Periódica provisória. Adicionalmente, sugerimos que por ocasião da Revisão Tarifária definitiva da ENERSUL sejam considerados no cálculo do Fator X aqueles investimentos associados à conexão de unidades geradoras

Fl. 6 da Nota Técnica 0075/2008-SRD/ANEEL, de 02/04/2008

cujos contratos de Uso e de Conexão forem tempestivamente apresentados pela concessionária de distribuição.

23. A ENERSUL relaciona ainda um conjunto de despesas futuras e solicita que as mesmas recebam um tratamento específico e sejam reconhecidas pela ANEEL no momento em que os investimentos se tornem necessários. Os investimentos informados pela concessionária são:

- a. Devolução de numerário relativo às redes construídas por terceiros, caso não sejam considerados válidos os termos de doação das redes particulares construídas por consumidores e doados à concessionária, que perfaz um total de 28 (vinte e oito) milhões de reais.
- b. Consideração de 64 (sessenta e quatro) milhões de reais referentes aos investimentos relativos a 5.511 pedidos de inclusão no Programa Luz Para Todos no ano de 2009, caso o programa não seja prorrogado.
- c. Consideração dos investimentos necessários a ligação de consumidores rurais por conta do crescimento vegetativo da população, após a conclusão do Programa Luz Para Todos, perfazendo um total de R\$ 76.750.000,00 (setenta e seis milhões setecentos e cinquenta mil reais), distribuídos entre os anos de 2010 e 2013.
- d. Consideração do total de R\$ 5.412.590,00 (cinco milhões, quatrocentos e doze mil e quinhentos e noventa reais) referente à adequação de redes particulares a serem incorporadas no âmbito do programa Luz Para Todos nos anos de 2008 e 2009.
- e. Consideração de R\$ 4.670.000,00 (quatro milhões e seiscentos e setenta mil reais) ao ano, a partir de 2010, referente à incorporação de redes particulares não vinculadas ao Programa Luz Para Todos.

24. Com relação aos recursos para a devolução do numerário referente à doação de redes construídas por terceiros, é oportuno comentar que a questão ainda está sendo avaliada por esta Agência. Assim, o tratamento tarifário dos desembolsos deverá se dar de acordo com proposta específica, por ocasião da Revisão Tarifária Periódica definitiva da ENERSUL.

25. Com relação aos investimentos para atender ao crescimento vegetativo rural, entendemos que o efeito do aumento do número de unidades consumidoras no campo, devido ao crescimento vegetativo da população, já está considerado na metodologia empregada para a projeção de investimentos, descrita na Nota Técnica nº 0014/2008-SRD/ANEEL. Tal afirmação se baseia no fato de que o atendimento a novas unidades consumidoras já se dava regularmente durante os anos de 2002 a 2007 e, portanto, o efeito do crescimento vegetativo já está modelado na projeção de investimentos realizada. Dessa forma, o pleito da concessionária não deve ser acatado e os investimentos solicitados não devem ser considerados a parte, pois já estão incluídos nos montantes de investimento já previstos para o cálculo do Fator X da ENERSUL.

26. Os investimentos solicitados para a realização do Programa Luz Para Todos no ano de 2009, bem como aqueles necessários para a adequação de redes particulares incorporadas no âmbito do referido Programa, receberão tratamento tarifário de acordo com o regulamento estabelecido na Resolução ANEEL nº 294, de 11 de dezembro de 2007. A citada Resolução estabelece a metodologia aplicável e os procedimentos de repasse dos déficits incorridos pelas concessionárias de distribuição em função da execução do Programa Luz Para Todos.



Fl. 7 da Nota Técnica 0075/2008-SRD/ANEEL, de 02/04/2008

### III.2 Contribuições da ABRACE

27. A ABRACE sugeriu que os investimentos projetados para as redes de baixa e média tensão não correspondam à média histórica de investimentos, mas que sejam de apenas 60% e 80% por cento, respectivamente, do valor médio corrigido do histórico de investimentos realizados nos anos de 2002 a 2007. A ABRACE argumenta que as taxas de crescimento projetadas para as redes de baixa e média tensão são inferiores àquelas verificadas no histórico de demandas declarado pela concessionária. Assim, a Associação alega que não estaria sendo seguida a premissa que o investimento projetado deve guardar coerência com o crescimento da carga.

28. Com relação aos montantes de investimento projetados para as redes de alta tensão, a ABRACE argumenta ainda que *“a ANEEL considerou o próprio planejamento informado pela distribuidora, não tecendo críticas quanto à capacidade histórica de investimentos e a previsão de crescimento da carga.”* Além disso, a ABRACE sugere que sejam desconsiderados do cálculo do Fator X os investimentos referentes à adequação de subestações de propriedade da ENERSUL para a conexão de usinas, que perfazem um total de R\$15.060.000,00 (quinze milhões e sessenta mil reais). Neste sentido a ABRACE argumenta que *“Tendo em vista que os investimentos a serem considerados no FDC do componente Xe devem ser aqueles necessários para o atendimento do crescimento de mercado e da renovação dos ativos, os investimentos relativos às adequações de subestações para a conexão de unidades geradoras devem ser desconsiderados.”*

29. Com relação à contribuição apresentada, ressaltamos que o crescimento de carga e os investimentos nas redes de distribuição não obedecem a uma relação estritamente linear e determinística, assim não é razoável uma projeção dos investimentos proporcional apenas ao incremento de carga. Tal afirmação está calcada nas particularidades inerentes a construção e a operação de sistemas de distribuição de energia elétrica, que justificam uma abordagem mais cuidadosa por parte do regulador.

30. Assim, não é possível estimar os montantes de investimentos requeridos para as redes de distribuição sem levar em consideração algumas particularidades das redes analisadas, a viabilidade econômica do investimento, o impacto tarifário e o efetivo benefício técnico do plano de obras proposto pela concessionária. Dessa forma, a estimativa realizada unicamente com base nas variações das taxas de crescimento verificadas e projetadas das demandas, pode levar a conclusões distorcidas sobre a real necessidade de investimento nas redes de distribuição.

31. Com relação à projeção de investimentos para as redes de alta tensão, a ABRACE argumenta que não foram tecidas críticas referentes à capacidade histórica de investimentos da concessionária e nem ao crescimento da carga. Neste caso, é importante comentar que os investimentos nas redes de alta tensão se dão de forma descontínua, visto que são caracterizados por um número de obras muito menor e por valores muito mais elevados do que aqueles verificados para as redes de baixa e média tensão de uma concessionária de distribuição. Além disso, os investimentos nas redes de alta tensão se caracterizam muitas vezes como reforços sistêmicos, não estando relacionados unicamente ao crescimento da demanda, mas também a outros fatores, tais como: a confiabilidade do sistema, o ingresso de novas

Fl. 8 da Nota Técnica 0075/2008-SRD/ANEEL, de 02/04/2008

unidades geradoras, regulação de tensão, etc. Assim, não é possível estabelecer o mesmo tipo de correlação entre as demandas e o histórico de investimento, tal como é feito para as redes de baixa e média tensão.

32. Complementarmente, cabe ressaltar que, como se poderá ver mais adiante no corpo desta Nota Técnica, a ENERSUL solicitou um montante de investimentos para as redes de alta tensão que resulta em uma média anual apenas 7,71% (sete vírgula setenta e um por cento) superior a média anual de investimentos declarada por ela no histórico de investimentos realizados. Assim, não é possível afirmar que os montantes projetados pela concessionária para investimentos nas redes de alta tensão para o próximo ciclo tarifário estejam além da capacidade histórica de investimentos da empresa, tal como sugerido pela ABRACE.

33. Com relação aos investimentos necessários para permitir o acesso de produtores de energia ao sistema de distribuição cabe ressaltar novamente que a necessidade da concessionária de distribuição realizar as referidas obras está de acordo com o conceito de conexão rasa, estabelecido no art.18 da Resolução ANEEL nº 281, de 1º de outubro de 1999. Assim, por serem caracterizados como investimentos que serão integralmente pagos pela concessionária, tais desembolsos devem ser considerados na projeção de investimentos considerado no Fator X da ENERSUL. Ademais, não apenas os reforços na rede já existente, mas até as conexões de uso exclusivo de quaisquer produtores de energia podem, por força da regulamentação existente, ser utilizados para permitir também a conexão à rede de distribuição de consumidores que venham a se instalar na região.

34. Cabe-nos comentar ainda que, conforme explicitado nos comentários feitos às contribuições da ENERSUL, os investimentos para a conexão de unidades geradoras não estão sendo incluídos no cálculo do Fator X desta Revisão Tarifária Periódica. Entretanto, ressaltamos novamente que a opinião desta Superintendência é que na Revisão Tarifária definitiva da ENERSUL devam ser considerados aqueles investimentos associados à conexão de unidades geradoras cujos contratos de Uso e de Conexão forem tempestivamente apresentados pela concessionária de distribuição.

### III.3 Recalculo da projeção de investimentos

35. A partir das contribuições recebidas durante o processo de Audiência Pública, e das considerações tecidas no texto dessa Nota Técnica, procedemos com o recalculo da projeção de investimentos para o cálculo do Fator X da ENERSUL.

36. A Tabela 1 apresenta o histórico de investimentos realizados pela ENERSUL em expansão, melhoria e renovação de ativos, entre os anos de 2002 e 2007, declarados pela concessionária na carta CT-CCRN-22/08, e os investimentos planejados pela distribuidora para os anos de 2008 a 2013, já sem os valores expurgados conforme descrito na Nota Técnica nº 0014/2008-SRD/ANEEL.

*Tabela 1 – Histórico e planejamento dos investimentos em distribuição considerados na análise (R\$)*

	ANO	Baixa Tensão	Média Tensão	Alta Tensão	Total
HISTÓRICO DE INVESTIMENTOS	2002	R\$ 21.194.872,28	R\$ 5.060.524,16	R\$ 13.868.649,17	R\$ 40.124.045,61
	2003	R\$ 8.845.110,44	R\$ 8.091.121,75	R\$ 13.114.995,50	R\$ 30.051.227,69
	2004	R\$ 20.030.679,61	R\$ 9.338.914,87	R\$ 7.652.882,41	R\$ 37.022.476,89
	2005	R\$ 21.493.653,36	R\$ 13.266.081,69	R\$ 47.841.350,59	R\$ 82.601.085,64

\*A nota técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 9 da Nota Técnica 0075/2008-SRD/ANEEL, de 02/04/2008

	2006	R\$ 29.079.845,24	R\$ 17.348.703,28	R\$ 25.577.052,57	R\$ 72.005.601,09
	2007	R\$ 44.625.986,60	R\$ 14.258.077,89	R\$ 37.319.088,14	R\$ 96.203.152,63
PLANEJAMENTO PDD	2008	R\$ 30.824.076,94	R\$ 17.197.986,81	R\$ 17.589.714,69	R\$ 65.611.778,44
	2009	R\$ 30.662.112,37	R\$ 23.933.637,75	R\$ 36.573.506,89	R\$ 91.169.257,00
	2010	R\$ 32.405.949,98	R\$ 25.066.734,73	R\$ 35.207.769,63	R\$ 92.680.454,35
	2011	R\$ 28.548.473,35	R\$ 23.659.207,41	R\$ 34.579.902,62	R\$ 86.787.583,38
	2012	R\$ 33.376.548,35	R\$ 25.848.572,54	R\$ 31.048.439,32	R\$ 90.273.560,20
	2013	R\$ 33.903.902,01	R\$ 27.460.425,39	R\$ 33.394.731,65	R\$ 94.759.059,05

37. Trazidos a valor presente pela aplicação dos índices de correção do IGP-M acumulado, os investimentos históricos atualizados são aqueles descritos na Tabela 2.

*Tabela 2 – Histórico dos investimentos em distribuição considerados na análise corrigidos pelo IGP-M (R\$)*

ANO	IGPM	IGPM acumulado	Baixa Tensão	Média Tensão	Alta Tensão	Total
2002	25,30%	73,34%	R\$ 36.739.707,12	R\$ 8.772.035,66	R\$ 24.040.253,80	R\$ 69.551.996,58
2003	8,69%	38,34%	R\$ 12.236.496,07	R\$ 11.193.413,60	R\$ 18.143.537,26	R\$ 41.573.446,93
2004	12,42%	27,28%	R\$ 25.495.287,33	R\$ 11.886.681,96	R\$ 9.740.679,78	R\$ 47.122.649,07
2005	1,20%	13,22%	R\$ 24.334.973,95	R\$ 15.019.771,05	R\$ 54.165.664,69	R\$ 93.520.409,69
2006	3,83%	11,88%	R\$ 32.533.607,57	R\$ 19.409.178,41	R\$ 28.614.794,34	R\$ 80.557.580,32
2007	7,75%	7,75%	R\$ 48.084.500,56	R\$ 15.363.078,93	R\$ 40.211.317,47	R\$ 103.658.896,96

38. Considerando-se os valores corrigidos da Tabela 2, ajusta-se a Tabela 1 e monta-se a Tabela 3, que mostra os valores investidos e a projeção de investimentos, considerados na mesma base de tempo.

*Tabela 3 – Histórico corrigido pelo IGPM e planejamento dos investimentos em distribuição (R\$)*

	ANO	Baixa Tensão	Média Tensão	Alta Tensão	Total
HISTÓRICO DE INVESTIMENTOS	2002	R\$ 36.739.707,12	R\$ 8.772.035,66	R\$ 24.040.253,80	R\$ 69.551.996,58
	2003	R\$ 12.236.496,07	R\$ 11.193.413,60	R\$ 18.143.537,26	R\$ 41.573.446,93
	2004	R\$ 25.495.287,33	R\$ 11.886.681,96	R\$ 9.740.679,78	R\$ 47.122.649,07
	2005	R\$ 24.334.973,95	R\$ 15.019.771,05	R\$ 54.165.664,69	R\$ 93.520.409,69
	2006	R\$ 32.533.607,57	R\$ 19.409.178,41	R\$ 28.614.794,34	R\$ 80.557.580,32
	2007	R\$ 48.084.500,56	R\$ 15.363.078,93	R\$ 40.211.317,47	R\$ 103.658.896,96
PLANEJAMENTO PDD	2008	R\$ 30.824.076,94	R\$ 17.197.986,81	R\$ 17.589.714,69	R\$ 65.611.778,44
	2009	R\$ 30.662.112,37	R\$ 23.933.637,75	R\$ 36.573.506,89	R\$ 91.169.257,00
	2010	R\$ 32.405.949,98	R\$ 25.066.734,73	R\$ 35.207.769,63	R\$ 92.680.454,35
	2011	R\$ 28.548.473,35	R\$ 23.659.207,41	R\$ 34.579.902,62	R\$ 86.787.583,38
	2012	R\$ 33.376.548,35	R\$ 25.848.572,54	R\$ 31.048.439,32	R\$ 90.273.560,20

\*A nota técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 10 da Nota Técnica 0075/2008-SRD/ANEEL, de 02/04/2008

	2013	R\$ 33.903.902,01	R\$ 27.460.425,39	R\$ 33.394.731,65	R\$ 94.759.059,05
--	------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------

39. A análise dos dados mostra um aumento de 19,56% na comparação entre a média anual de investimentos planejados e aqueles declarados no histórico. A distribuidora planeja um investimento médio para o período de 2008 a 2013 de R\$ 86.880.282,11 (oitenta e seis milhões, oitocentos e oitenta mil, duzentos e oitenta e dois reais e onze centavos) ao ano, e o valor médio de investimentos, declarado no período de 2002 a 2007 foi de R\$ 72.664.163,26 (setenta e dois milhões, seiscentos e sessenta e quatro mil, cento e sessenta e três reais e vinte e seis centavos) ao ano. A análise dos dados projetados mostra ainda que a variação mais significativa da média de investimentos planejada pela ENERSUL está concentrada nas redes de média tensão, cujo valor médio anual planejado é de R\$ 23.861.094,10 (vinte e três milhões, oitocentos e sessenta e um mil, noventa e quatro reais e dez centavos), contra um investimento médio histórico de R\$ 13.607.359,93 (treze milhões, seiscentos e sete mil, trezentos e cinquenta e nove reais e noventa e três centavos).

#### IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

40. O art. 13 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, estabeleceu que “as tarifas poderão ser diferenciadas em função das características técnicas e dos custos específicos provenientes do atendimento aos distintos segmentos de usuários”.

41. O § 2º do art. 9º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, prevê que os contratos de concessão devem conter mecanismos de revisão das tarifas, a fim de se manter o equilíbrio econômico-financeiro.

42. Os contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica estabelecem que a ANEEL no processo de revisão das tarifas determinará os valores do Fator X, que deverá ser subtraído ou acrescido da variação do Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M) nos reajustes tarifários anuais subsequentes.

43. A regulamentação proposta é competência da ANEEL conforme estabelece o art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com a redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15 de julho de 2004, e o inciso X do art. 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997.

#### V. DA CONCLUSÃO

44. Pelos motivos expostos no corpo desta Nota Técnica, da análise das contribuições apresentadas para o processo de revisão tarifária, e pela análise das taxas de crescimento da carga realizada na Nota Técnica nº 0014/2008-SRD/ANEEL, sugerimos que se mantenha a média histórica de investimentos corrigidos pelo IGP-M apresentados na Tabela 3 desta Nota Técnica como critério de projeção de investimentos para as redes de baixa e média tensão da ENERSUL.

45. Também de maneira similar ao estabelecido na Nota Técnica nº 0014/2008-SRD/ANEEL, sugerimos que os investimentos projetados para as redes de alta tensão da ENERSUL sejam aqueles mostrados na Tabela 3 desta Nota Técnica.

\*A nota técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 11 da Nota Técnica 0075/2008-SRD/ANEEL, de 02/04/2008

46. A Tabela 4 apresenta os montantes de investimentos a serem considerados no processo de revisão tarifária da ENERSUL, em substituição a Tabela 14 da Nota Técnica nº 0014/2008-SRD/ANEEL, separados em baixa tensão (BT), média tensão (MT), e alta tensão (AT), informados para cada ano civil de 2008 a 2013.

*Tabela 4 – Valores a serem considerados na projeção de investimentos da ENERSUL – Ano civil, valores em R\$*

Ano civil	BT	MT	AT
2008	R\$ 29.904.095,43	R\$ 13.607.359,93	R\$ 17.589.714,69
2009	R\$ 29.904.095,43	R\$ 13.607.359,93	R\$ 36.573.506,89
2010	R\$ 29.904.095,43	R\$ 13.607.359,93	R\$ 35.207.769,63
2011	R\$ 29.904.095,43	R\$ 13.607.359,93	R\$ 34.579.902,62
2012	R\$ 29.904.095,43	R\$ 13.607.359,93	R\$ 31.048.439,32
2013	R\$ 29.904.095,43	R\$ 13.607.359,93	R\$ 33.394.731,65
Total	R\$ 179.424.572,60	R\$ 81.644.159,60	R\$ 188.394.064,80

47. Entretanto, a análise dos investimentos é realizada para os anos civis, que não são coincidentes com o ano tarifário da ENERSUL (de abril de um ano a março do ano seguinte). Assim, é necessário efetuar ajuste proporcional ao número de meses de cada ano civil que são coincidentes com o número de meses de cada ano do ciclo tarifário, a fim de determinar o nível de investimentos a ser considerado no cálculo do componente Xe do Fator X da concessionária. Feita a conversão, os investimentos no ano tarifário são apresentados na Tabela 5.

*Tabela 5 – Valores a serem considerados na projeção de investimentos da ENERSUL. Ano tarifário, valores em R\$*

Ano tarifário	BT	MT	AT	TOTAL
Abril-2008 / Março-2009	R\$ 29.904.095,43	R\$ 13.607.359,93	R\$ 23.917.645,42	R\$ 67.429.100,79
Abril-2009 / Março-2010	R\$ 29.904.095,43	R\$ 13.607.359,93	R\$ 36.118.261,14	R\$ 79.629.716,50
Abril-2010 / Março-2011	R\$ 29.904.095,43	R\$ 13.607.359,93	R\$ 34.998.480,63	R\$ 78.509.935,99
Abril-2011 / Março-2012	R\$ 29.904.095,43	R\$ 13.607.359,93	R\$ 33.402.748,19	R\$ 76.914.203,55
Abril-2012 / Março-2013	R\$ 29.904.095,43	R\$ 13.607.359,93	R\$ 31.830.536,76	R\$ 75.341.992,13

48. O resultado final da análise está apresentado na Tabela 6. Essa Tabela apresenta os valores de investimentos a serem considerados no cálculo do componente Xe do Fator X do sistema da ENERSUL, separados em baixa tensão (BT), média tensão (MT) e alta tensão (AT) para o segundo ciclo de Revisão

\*A nota técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 12 da Nota Técnica 0075/2008-SRD/ANEEL, de 02/04/2008

Tarifária Periódica

*Tabela 6 – Valores de investimento das redes da ENERSUL no período tarifário de abril de 2008 a março de 2013, valores em R\$*

Segmento	Investimentos
BT (1)	R\$ 149.520.477,17
MT (2)	R\$ 68.036.799,66
AT (3)	R\$ 160.267.672,14
<b>TOTAL distribuição (1+2+3)</b>	<b>R\$ 377.824.948,97</b>

49. Adicionalmente, sugerimos que por ocasião da Revisão Tarifária definitiva da ENERSUL sejam adicionados no cálculo do Fator X aqueles investimentos associados à conexão de unidades geradoras listadas na Tabela 7 cujos contratos de Uso e de Conexão forem tempestivamente apresentados pela concessionária de distribuição.

*Tabela 7 – Unidades geradoras com previsão de conexão ao sistema de distribuição da ENERSUL*

Usina	Subestação de conexão	Ano de operação	Investimento
UTE Louis Dreyfus	SD Rio Brillhante	2008	R\$ 2.010.000,00
UTE Agrenco	SD Caarapó	2008	R\$ 4.250.000,00
UHE São Domingos	SD Água Clara	2012	R\$ 8.800.000,00
UTE Angélica	SD Ivinhema	2008	R\$ 5.000.000,00
PCH Porto das Pedras	SD Água Clara	2009	R\$ 7.000.000,00

## VI. DA RECOMENDAÇÃO

50. Que sejam apresentados à Superintendência de Regulação Econômica - SRE os valores da análise dos investimentos da Empresa Energética do Mato Grosso do Sul - ENERSUL, para subsidiar o cálculo do componente Xe do Fator X no processo de revisão tarifária da distribuidora.

**RENATO BRAGA DE LIMA GUEDES**  
Especialista em Regulação – SRD

De acordo:

**JACONIAS DE AGUIAR**  
Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD

# **ANEXO V**

**Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL**  
**Brasília, 3 de abril de 2008**

## **METODOLOGIA E CÁLCULO DO FATOR X**

Em 3 de abril de 2008.

Processo nº: 48500.004310/2006-30

## **I. DO OBJETIVO**

2. O objetivo deste Anexo é apresentar a metodologia, os critérios gerais adotados e os cálculos para determinação do Fator X da ENERSUL referente à segunda revisão tarifária periódica.

## **II. INTRODUÇÃO**

3. A regulação econômica necessita de instrumentos que lhe propiciem criar as condições adequadas para o aumento da eficiência econômica e do fornecimento dos serviços a preços e qualidade compatíveis com as exigências do consumidor, garantindo um retorno justo ao investidor. Sob essas condições, o agente regulador deve induzir o agente regulado a buscar acréscimos de eficiência, via redução dos custos, dentro de cada período regulatório, tal que esses possam ser apropriados pela empresa antes que sejam transferidos, no todo ou em parte, aos consumidores através da redução nas tarifas. O horizonte em que esses ganhos poderão ser acumulados está definido contratualmente, sendo que quanto menor o período revisional, menores serão os ganhos esperados e, conseqüentemente, menores serão os incentivos à busca de maior eficiência.

4. Os mecanismos de compartilhamento desses ganhos de eficiência estão previstos nos contratos de concessão e resultam do reposicionamento tarifário e da determinação do Fator X. Pelo reposicionamento, parte ou todo o ganho de eficiência auferido, no período revisório anterior, é transferido para o consumidor por meio da redução das tarifas. Na determinação do Fator X, que requer da concessionária esforços adicionais na busca de maior eficiência, o compartilhamento ocorre de forma parcelada, por ocasião dos reajustes tarifários anuais.

5. Conforme a Resolução ANEEL nº 234, de 31 de outubro de 2006, o Fator X é composto das parcelas Xa e Xe. A parcela Xa reflete a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA), do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, sobre a parcela mão-de-obra dos custos operacionais da concessionária. Já a parcela Xe reflete a expectativa de ganho de produtividade decorrente da mudança na escala do negócio, por incremento do consumo de energia elétrica na área atendida, tanto por maior consumo dos consumidores existentes, como pela incorporação de novos consumidores, no período entre revisões tarifárias.

6. Levando-se em conta que no reposicionamento tarifário está sendo utilizado o conceito de Empresa de Referência (ER), presume-se que toda a eficiência refletida pelo Fator Xe esteja associada aos ganhos de escala que uma distribuidora de energia elétrica possa obter ao atender uma maior demanda, com

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fls. 2 do Anexo IV – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

custos iguais ou menores do que aqueles reconhecidos pela ER no momento do reposicionamento tarifário. Além disso, o Fator Xe contempla também o impacto que os investimentos associados ao aumento de demanda provocam sobre a base de remuneração.

### III. METODOLOGIA DE CÁLCULO DO COMPONENTE Xe

7. O cálculo do componente Xe é realizado pelo método de Fluxo de Caixa Descontado - FCD, do tipo *forward looking*, tem por objetivo valorar as receitas e despesas futuras da concessionária, dado um determinado crescimento de mercado. De acordo com esse método, o componente Xe é aquele que iguala a taxa interna de retorno do fluxo de caixa regulatório da concessionária no período tarifário ao custo de capital regulatório (WACC).

8. As equações que explicam como o fluxo de caixa dos ativos afeta a rentabilidade da concessionária de distribuição no período tarifário são:

$$FC_1 = RO_1 - O\&M_1 - Inv_1 \quad (1)$$

$$A_1 = A_0 + Inv_1 - d_1 \quad (2)$$

onde:

$FC_1$ : Fluxo de caixa da concessionária no período tarifário;

$RO_1$ : Receitas operacionais da concessionária no período tarifário, igual ao valor da Parcela B da receita;

$O\&M_1$ : Custos de operação e manutenção da concessionária no período tarifário, considerando os custos para provisão dos devedores duvidosos;

$A_1$ : Valor dos ativos da concessionária ao final do período tarifário;

$A_0$ : Valor dos ativos da concessionária na data da revisão tarifária;

$d_1$ : Valor da depreciação acumulada no período tarifário; e

$Inv_1$ : Investimentos previstos para o período tarifário.

9. A equação a seguir apresenta a evolução financeira da concessionária pela abordagem de fluxo de caixa descontado, na qual se iguala o valor inicial dos ativos ( $A_0$ ) ao valor presente líquido (VPL) dos fluxos de caixa, adicionado do valor presente líquido dos ativos ao final do período tarifário ( $A_1$ ).

$$A_0 = VPL (FC_1) + VPL (A_1) \quad (3)$$

10. A capacidade real de geração de fluxo de caixa da concessionária durante o período tarifário é dada pela relação entre as equações (1) e (2) com a equação (3):

$$A_0 = VPL (RO_1 - O\&M_1 - Inv_1) + VPL (A_0 + Inv_1 - d_1) \quad (4)$$

11. A equação anterior também pode ser expressa como:

$$A_0 = \frac{(RO_1 - O\&M_1 - Inv_1)}{(1+r)} + \frac{(A_0 + Inv_1 - d_1)}{(1+r)} \quad (5)$$

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 3 do Anexo IV – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

12. O componente Xe a ser determinado é aquele para o qual a taxa de desconto “r”, que equilibra a equação anterior, considerando a soma das anuidades para um período de “N” anos, assim como o regime fiscal vigente no Brasil para o imposto de renda, é igual ao custo de capital da concessionária (WACC), estabelecido na revisão tarifária periódica. A equação de cálculo do componente Xe é dada por:

$$A_0 = \sum_{i=1}^N \left[ \frac{(RO_i (1 - X_e)^{(i-1)} - O\&M_i - d_i) * (1 - g) + d_i - Inv_i}{(1 + r_{WACC})^i} \right] + \frac{A_N}{(1 + r_{WACC})^N} \quad (6)$$

onde:

*g*: alíquota resultante do imposto de renda e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL); e  
*A<sub>N</sub>*: valor dos ativos ao final do período tarifário.

13. Para se utilizar a metodologia de FCD, através da equação (6), é necessário estimar, para o período tarifário, as seguintes variáveis: receita; custos operacionais; investimentos; e base de remuneração.

#### **IV. DEFINIÇÃO DAS VARIÁVEIS DO FCD**

14. Para determinar o Fator X, constrói-se um fluxo de caixa com base nas projeções de demanda, investimentos e custos operacionais eficientes, as quais são determinadas conforme os procedimentos descritos a seguir.

##### **IV.1 – Receita**

15. A receita tarifária é determinada a partir do mercado de energia elétrica projetado, desagregado por classe de consumo, para o período tarifário e pela tarifa calculada pela divisão entre a Parcela B, definida na revisão tarifária periódica, e o respectivo mercado de energia do Ano-Teste. Nos anos seguintes a esse período, tal tarifa será modificada com a inclusão do componente Xe com o propósito de refletir os ganhos de escala estimados.

16. Para a definição do mercado de energia, são utilizadas as projeções informadas pelas concessionárias e consolidadas após análises realizadas pela Superintendência de Regulação Econômica - SRE/ANEEL, a fim de verificar se guardam coerência com os valores históricos do mercado da concessionária e a expectativa futura.

##### **IV.2 – Custos Operacionais**

17. Os custos de operação, manutenção, administração e gestão comercial são projetados para o período tarifário com base nos custos da Empresa de Referência, referenciados à data do reposicionamento tarifário. Para cada um desses grupos de custo, estima-se o custo futuro relativo às parcelas de mão-de-obra, material e serviços, conforme regras dispostas na Figura a seguir.

(Fls. 4 do Anexo IV – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

	<b>Operação e Manutenção</b>	<b>Gestão Comercial</b>	<b>Administração</b>
<b>Mão-de-Obra</b>	Os custos com mão-de-obra são projetados de acordo com a estimativa da quantidade de empregados, a qual considera a previsão da quantidade de consumidores e o índice de produtividade (relação consumidores/empregados) utilizado para a Empresa de Referência. O valor desse índice é mantido constante até o final do período tarifário.		Os custos com administração são mantidos constantes nos valores definidos para a <i>Empresa de Referência</i> .
<b>Material e Serviços</b>	Os custos com material e serviços são projetados conforme a estimativa de crescimento das vendas de energia elétrica, mantendo a proporção, obtida para o Ano-Teste, entre esses custos e as vendas totais.	Os custos com material e serviços são projetados conforme a estimativa de crescimento da quantidade de consumidores, mantendo a proporção, obtida para o Ano-Teste, entre esses custos e a quantidade total de consumidores.	

**Figura 1 – Projeção dos Custos Operacionais**

18. Para estimar a quantidade futura de consumidores de cada concessionária, é utilizado um modelo de tendência histórica, baseado em informação histórica da quantidade de clientes, discriminados por nível de tensão, para o período mais longo disponível.

#### **IV.3. Perdas de Receitas Irrecuperáveis**

19. É estimada na proporção de 0,6% da receita anual da distribuidora de energia.

#### **IV.4. Depreciação**

20. É a depreciação dos ativos físicos correspondentes às instalações de distribuição que formam a base de remuneração da concessionária. A taxa média de depreciação é aquela estabelecida pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL, conforme **Anexo II** desta Nota Técnica.

#### **IV. 5 – Impostos**

21. Para o Imposto de Renda e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), é considerada a alíquota de 34% (25% e 9%, respectivamente).

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 5 do Anexo IV – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

#### **IV.6 – Investimentos**

22. As projeções de investimentos incluem os investimentos em expansão do sistema, para atender o crescimento do mercado devido à incorporação de novos consumidores e ao aumento de carga dos consumidores existentes, além daqueles referentes à renovação dos ativos de distribuição que chegaram ao final de sua vida útil.

23. Os investimentos considerados necessários são exclusivamente aqueles em instalações de distribuição, já que os investimentos relacionados à gestão comercial, à administração e outros, tais como veículos e software são reconhecidos nos custos da Empresa de Referência.

##### **a) Investimentos em Expansão**

24. As concessionárias informarão os planos de investimentos em distribuição e subtransmissão, que serão analisados pela ANEEL de acordo com o histórico de investimentos e com o auxílio de ferramentas específicas.

25. Os investimentos em redes elétricas de média e baixa tensão, adotados no cálculo do componente Xe, são definidos regulatoriamente com base nas informações apresentadas pela distribuidora no Plano de Desenvolvimento da Distribuição – PDD, e poderão ser avaliados com o auxílio de ferramentas de planejamento agregado de investimentos nas redes de distribuição, em média e baixa tensão, e com base no histórico de investimentos dos anos anteriores. O crescimento de mercado dos consumidores com livre opção de compra de energia também é incluído nessa avaliação.

26. Os investimentos em redes elétricas de alta tensão, informados pelas concessionárias, são analisados com o auxílio da projeção de demanda por barramento da rede, associada à apresentação de um estudo de fluxo de carga para essas redes, bem como o plano de ampliação justificado, e por meio do histórico de investimentos.

27. Os investimentos em redes elétricas, adotados no fluxo de caixa do componente Xe, tanto para baixa e média tensões quanto para alta tensão, representam o montante de investimento global a ser considerado regulatoriamente e são resultantes da análise, por parte das Superintendências de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD/ANEEL e da Regulação Econômica – SRE/ANEEL, no que se refere à viabilidade econômica do investimento global para a concessionária, ao impacto tarifário e ao efetivo benefício técnico frente ao investimento a ser realizado.

28. O resultado dos estudos efetuados, bem como os valores que serão adotados no fluxo de caixa do componente Xe são apresentados no **Anexo IV** desta Nota Técnica.

##### **b) Investimentos em Renovação do Sistema de Distribuição**

29. Para a estimativa dos investimentos em renovação, parte-se da premissa de que todos os anos são renovados os ativos que chegaram ao fim de sua vida útil, sendo necessário efetuar a renovação da

(Fls. 6 do Anexo IV – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

rede em uma quantidade de anos igual à vida útil das instalações. Nesse sentido, os investimentos em renovação, para cada tipo de ativo, serão dados por:

$$\text{Investimentos em Renovação} = \sum_{k=1}^{\infty} AIS_{-kn} \times T \quad (7)$$

onde:

*n*: Vida útil do ativo considerado, expressa em anos;

*AIS<sub>(-kn)</sub>*: Ativo Imobilizado em Serviço - AIS correspondente ao ano (-kn), isto é, a base de capital do ativo considerado no ano (-kn), sendo *n* a vida útil; e

*T*: taxa percentual de crescimento médio anual do AIS.

30. Para o cálculo do AIS<sub>-n</sub>, aplica-se a seguinte expressão:

$$AIS_{-kn} = \frac{AIS \text{ ATUAL}}{(1+T)^{kn}} \quad (8)$$

31. Na fórmula anterior, considerou-se que houve um crescimento percentual anual de *T* nos últimos *n* anos, sendo *n*, como mencionado, a vida útil das instalações. Em consequência, os investimentos em renovação resultarão das fórmulas anteriores da seguinte forma:

$$\text{Investimento em Renovação} = \frac{AIS \text{ ATUAL} \times T}{(1+T)^n - 1} \quad (9)$$

32. O quociente  $T / ((1+T)^n - 1)$  é denominado *fator de renovação*. Dessa forma, para cada ativo, em função de sua vida útil, tem-se associado um fator de renovação e, portanto, investimentos associados à substituição de ativos. Adota-se a percentagem que representa a média das taxas máximas de crescimento dos ativos de distribuição e de ramais de consumidores. Dado que os valores adotados são taxas de crescimento máximas dos ativos, permite-se calcular um *fator de renovação* que, aplicado ao respectivo AIS, resulta nos investimentos mínimos esperados em renovação. Com relação às vidas úteis, são utilizados os valores aplicados pela ANEEL para fins contábeis, assim como para o cálculo da Quota de Reintegração Regulatória (QRR) na revisão tarifária.

#### IV.7 – Capital de Giro

33. Para o capital de giro, adota-se como critério regulatório um valor igual aos 5% do montante da Parcela B sem impostos.

#### IV.8 – Base de Remuneração Regulatória e Valor Residual

34. A base de remuneração regulatória considerada é o valor dos ativos físicos da concessionária, livre de depreciação, descontados todos os ativos que estão incluídos nos custos operacionais da ER, mais o capital de giro estimado. O valor residual é estimado somando ao valor dos ativos no início, os investimentos líquidos de depreciações, adicionando além disso, o capital de giro estimado do ano.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 7 do Anexo IV – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

#### IV.9 – Custo de Capital (WACC)<sup>1</sup>

35. O custo do capital considerado foi de 9,95%, definido pela ANEEL, e que é válido para todo o segmento de distribuição de energia elétrica no Brasil.

#### V. CÁLCULO DO FATOR X

36. Nesta seção, apresenta-se o cálculo do componente Xe para a ENERSUL de acordo com o método de Fluxo de Caixa Descontado e com os procedimentos descritos anteriormente. Primeiramente, apresenta-se a projeção de mercado que, de acordo com as tarifas médias calculadas, resultam na receita estimada para o período tarifário, sem a aplicação do Fator X. Além do mercado, serão detalhadas as projeções dos custos operacionais eficientes e os investimentos adotados no fluxo de caixa descontado, discriminados em investimentos em distribuição, transmissão e renovação. Serão apresentados também a base de remuneração regulatória e o valor residual.

37. Com base nos valores obtidos para as variáveis do cálculo do componente Xe, apresenta-se o Fluxo de Caixa da concessionária, desconsiderando a aplicação do Fator X. Dessa forma, a rentabilidade do serviço de distribuição de energia, medida pela TIR, poderá ser diferente do WACC de 9,95%. Neste caso, para que a rentabilidade estabelecida regulatoriamente seja alcançada, a receita da distribuidora será ajustada, mediante a subtração do componente Xe para os anos em que serão realizados os reajustes tarifários anuais. Portanto, o Fator X será aquele que torna a TIR do negócio igual ao WACC. Finalmente, apresenta-se o Fluxo de Caixa ajustado pelo Fator X.

#### V.1 – Mercado de Energia

38. De acordo com informações enviadas pela concessionária, foi apresentada a projeção de mercado, em MWh, discriminado por classe de consumo para o período tarifário, conforme tabela a seguir:

**Tabela 1: Projeção de mercado da concessionária**

<b>Mercado (MWh)</b>	<b>abr/2008 - mar/2009</b>	<b>abr/2009 - mar/2010</b>	<b>abr/2010 - mar/2011</b>	<b>abr/2011 - mar/2012</b>	<b>abr/2012 - mar/2013</b>
Residencial	971.381	990.849	1.010.029	1.028.945	1.047.622
Industrial	491.789	512.037	532.694	553.794	575.374
Comercial	651.573	670.837	690.373	708.449	726.542
Rural	337.215	348.242	359.199	370.090	380.920
Demais	460.527	473.955	487.565	501.360	515.345
Livres	439.658	446.246	452.271	457.650	462.274
<b>TOTAL</b>	<b>3.352.142</b>	<b>3.442.167</b>	<b>3.532.130</b>	<b>3.620.288</b>	<b>3.708.078</b>

39. As projeções informadas pela ENERSUL foram analisadas pela SRE/ANEEL, a fim de verificar se guardam coerência com os valores históricos, e pôde ser observado que as projeções apresentadas têm

<sup>1</sup> Sobre a metodologia e os cálculos relativos ao custo de capital, ver a Nota Técnica nº 68/2006-SRE/ANEEL, de 21 de março de 2006 e a Resolução Normativa nº 246, de 21 de dezembro de 2006, disponibilizadas no *site* da ANEEL.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 8 do Anexo IV – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

crescimento inferior aos valores históricos. Nesse sentido, para o fluxo de caixa do componente Xe, foram adotadas as projeções de mercado estimadas pela SRE, conforme tabela a seguir:

**Tabela 2: Projeção de mercado da ANEEL**

MERCADO (MWh)	Abr 2008 - Mar 2009	Abr 2009 - Mar 2010	Abr 2010 - Mar 2011	Abr 2011 - Mar 2012	Abr 2012 - Mar 2013
Residencial	983.072	1.030.506	1.056.339	1.084.957	1.116.408
Industrial	937.021	898.834	930.154	962.538	994.421
Comercial	659.320	681.672	703.690	724.736	746.040
Rural	348.735	358.846	371.575	383.868	396.252
Demais	463.230	546.695	562.378	578.305	594.484
<b>Total</b>	<b>3.391.378</b>	<b>3.516.555</b>	<b>3.624.137</b>	<b>3.734.404</b>	<b>3.847.605</b>

\* Incluindo-se os consumidores livres nas respectivas subclasses

40. No primeiro ano, está-se considerando todo o mercado de uso do sistema de distribuição na subclasse industrial. Já para os anos subseqüentes há a distribuição do referido mercado de uso nas subclasses devidas. No primeiro ano, a recuperação de perdas está distribuída no mercado de baixa tensão das subclasses residencial, comercial e rural. Já para os anos seguintes, por simplicidade, a recuperação de perdas está sendo agregada ao mercado residencial.

## V.2 – Receita

41. A receita do período tarifário é obtida pela multiplicação da tarifa média, resultante da divisão da Parcela B pelo mercado em MWh, pela projeção de mercado apresentada no item anterior.

42. A tarifa adotada foi de **110,33 R\$/MWh** e a receita, sem a aplicação do Fator X, encontra-se na tabela a seguir:

**Tabela 3: Projeção de receita**

RECEITA (R\$)	Abr 2008 - Mar 2009	Abr 2009 - Mar 2010	Abr 2010 - Mar 2011	Abr 2011 - Mar 2012	Abr 2012 - Mar 2013
Residencial	108.460.471	113.693.837	116.543.932	119.701.322	123.171.282
Industrial	103.379.804	99.166.742	102.622.208	106.195.042	109.712.672
Comercial	72.741.563	75.207.671	77.636.872	79.958.787	82.309.185
Rural	38.475.291	39.590.840	40.995.228	42.351.502	43.717.805
Demais	51.107.314	60.315.905	62.046.126	63.803.328	65.588.294
<b>Total</b>	<b>374.164.443</b>	<b>387.974.995</b>	<b>399.844.366</b>	<b>412.009.981</b>	<b>424.499.238</b>

## V.3 – Custos Operacionais

43. Para o cálculo da projeção dos custos operacionais, foram adotadas as regras apresentadas no item IV.2 – Custos Operacionais, o número de empregados da Empresa de Referência da ENERSUL de **1.712** e a projeção do número total de consumidores. A projeção dos custos operacionais, juntamente com o número de consumidores, está descrita abaixo.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 9 do Anexo IV – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

**Tabela 4: Projeção do Número de Consumidores**

Período	Total
Abr/2007	701.291
Abr/2008	711.810
Abr/2009	722.488
Abr/2010	733.325
Abr/2011	744.325
Abr/2012	755.490

**Tabela 5: Custos Operacionais Projetados**

CUSTOS OPERACIONAIS		Abr 2008 - Mar 2009	Abr 2009 - Mar 2010	Abr 2010 - Mar 2011	Abr 2011 - Mar 2012	Abr 2012 - Mar 2013
Custos de O&M	Pessoal	71.362.265	72.432.699	73.519.189	74.621.977	75.741.307
	Material e Serviços	40.243.630	41.729.038	43.005.660	44.314.145	45.657.439
Custos de Gestão Comercial	Pessoal	25.786.305	26.173.100	26.565.696	26.964.182	27.368.644
	Material e Serviços	23.362.717	23.713.158	24.068.856	24.429.888	24.796.337
Custos de Administração	Pessoal	10.802.763	10.802.763	10.802.763	10.802.763	10.802.763
	Material e Serviços	9.776.591	9.776.591	9.776.591	9.776.591	9.776.591
Geração Própria	Total	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>		<b>181.334.271</b>	<b>184.627.348</b>	<b>187.738.755</b>	<b>190.909.545</b>	<b>194.143.081</b>

#### V.4 – Investimentos

44. Os investimentos em expansão, tanto em distribuição quanto em transmissão, foram informados pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD/ANEEL. Os estudos realizados pela referida Superintendência, utilizados como base para a definição dos investimentos a serem adotados no fluxo de caixa do Fator X encontram-se no **Anexo III** desta Nota Técnica.

45. Por fim, foi considerado ainda como outros investimentos em distribuição um montante no primeiro ano de forma a cobrir as imobilizações de ativos em curso entre a data de referência da base de remuneração e a data da revisão tarifária.

46. Os investimentos totais considerados no Fator X estão discriminados na Tabela abaixo:

**Tabela 5: Investimentos Considerados no Fator X**

INVESTIMENTOS	Abr 2008 - Mar 2009	Abr 2009 - Mar 2010	Abr 2010 - Mar 2011	Abr 2011 - Mar 2012	Abr 2012 - Mar 2013
<b>1) Distribuição (U &lt; 69 kV)</b>	47.004.813	47.004.813	47.004.813	47.004.813	47.004.813
1.1. Subestação de Potência (AT/MT)	0	0	0	0	0
1.2. Redes em MT (primária)	13.607.360	13.607.360	13.607.360	13.607.360	13.607.360
1.3. Redes em BT (inclus. transf. MT/BT)	29.904.095	29.904.095	29.904.095	29.904.095	29.904.095
1.4. Renovação					
1.5. Combate às Perdas	3.493.357	3.493.357	3.493.357	3.493.357	3.493.357
<b>2) SubTransmissão (U ≥ 69 kV)</b>	23.917.645	36.118.261	34.998.481	33.402.748	31.830.537

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fls. 10 do Anexo IV – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

2.1. Subestações	0	0	0	0	0
2.2. Linhas de Transmissão	0	0	0	0	0
2.3. Outros	23.917.645	36.118.261	34.998.481	33.402.748	31.830.537
<b>3) Geração</b>	0	0	0	0	0
3.1. Total	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>70.922.458</b>	<b>83.123.074</b>	<b>82.003.293</b>	<b>80.407.561</b>	<b>78.835.350</b>

## V.5 – Base de Remuneração Regulatória e Valor Residual

47. A base de remuneração regulatória adotada no fluxo de caixa foi o valor dos ativos físicos da concessionária, subtraída a depreciação, mais o capital de giro estimado. O valor residual é estimado somando ao valor dos ativos no início, os investimentos líquidos de depreciações, adicionando, além disso, o capital de giro estimado do ano. Os valores da base de remuneração regulatória ao longo do período tarifário estão dispostos abaixo:

**Tabela 6: Base de Remuneração Regulatória e Valor Residual**

BALANÇO GERAL	abr-08	Abr 2008 - Mar 2009	Abr 2009 - Mar 2010	Abr 2010 - Mar 2011	Abr 2011 - Mar 2012	Abr 2012 - Mar 2013
<b>Ativos</b>						
Capital de Giro	18.708.222	18.708.222	19.398.750	19.992.218	20.600.499	21.224.962
<b>Saldo Bruto do AIS</b>	1.754.750.786	1.825.673.244	1.908.796.318	1.990.799.611	2.071.207.172	2.150.042.522
Investimentos		70.922.458	83.123.074	82.003.293	80.407.561	78.835.350
Depreciação acumulada	(618.634.004)	(692.509.012)	(769.369.855)	(849.730.180)	(933.542.844)	(1.020.740.666)
Depreciação no ano		(73.875.008)	(76.860.844)	(80.360.325)	(83.812.664)	(87.197.822)
Saldo Líquido do AIS	1.136.116.782	1.133.164.232	1.139.426.462	1.141.069.431	1.137.664.328	1.129.301.856
<b>Saldo Bruto das Obrigações Especiais</b>	(308.092.789)	(308.092.789)	(308.092.789)	(308.092.789)	(308.092.789)	(308.092.789)
Amortização no ano		12.970.706	12.970.706	12.970.706	12.970.706	12.970.706
Amortização acumulada		12.970.706	25.941.413	38.912.119	51.882.826	64.853.532
Saldo Líquido das Obrigações Especiais	(308.092.789)	(295.122.083)	(282.151.376)	(269.180.670)	(256.209.964)	(243.239.257)
Terrenos e Servidões	3.925.187	3.925.187	3.925.187	3.925.187	3.925.187	3.925.187
Almoxarifado em Operação	1.467.027	1.467.027	1.467.027	1.467.027	1.467.027	1.467.027
<b>Total do Ativo</b>	<b>852.124.429</b>	<b>862.142.585</b>	<b>882.066.050</b>	<b>897.273.193</b>	<b>907.447.077</b>	<b>912.679.774</b>

## V.6 – Fluxo de Caixa do Fator X

48. Com os valores projetados da receita, investimentos e custos operacionais, a taxa interna de retorno do serviço de distribuição da concessionária é de **10,22%**, conforme fluxo de caixa apresentada na Tabela 7.

(Fls. 11 do Anexo IV – Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

**Tabela 7: Fluxo de Recursos do Negócio sem Fator X**

FLUXO DE CAIXA	abr-08	Abr 2008 - Mar 2009	Abr 2009 - Mar 2010	Abr 2010 - Mar 2011	Abr 2011 - Mar 2012	Abr 2012 - Mar 2013
1. Receita de Distribuição Bruta		374.164.443	387.974.995	399.844.366	412.009.981	424.499.238
2. Despesas Operacionais		(249.277.638)	(255.816.365)	(262.650.549)	(269.502.547)	(276.356.198)
2.1. O&M		(181.334.271)	(184.627.348)	(187.738.755)	(190.909.545)	(194.143.081)
2.2. Receitas Irrecuperáveis		(7.039.065)	(7.298.880)	(7.522.176)	(7.751.044)	(7.986.002)
2.3. Depreciação		(60.904.302)	(63.890.137)	(67.389.619)	(70.841.957)	(74.227.116)
3. Tributos		(42.461.514)	(44.933.934)	(46.645.898)	(48.452.527)	(50.368.634)
4. Investimento		(70.922.458)	(83.123.074)	(82.003.293)	(80.407.561)	(78.835.350)
6. Mudança no capital de giro		-	(690.528)	(593.469)	(608.281)	(624.463)
<b>Fluxo de Caixa</b>		<b>72.407.135</b>	<b>67.301.231</b>	<b>75.340.776</b>	<b>83.881.022</b>	<b>92.541.710</b>
Base Líquida	(852.124.429)				-	912.679.774
<b>Fluxo do Negócio</b>	<b>(852.124.429)</b>	<b>72.407.135</b>	<b>67.301.231</b>	<b>75.340.776</b>	<b>83.881.022</b>	<b>1.005.221.483,94</b>

49. Para que a rentabilidade estabelecida regulatoriamente, de 9,95%, fosse alcançada, a receita da distribuidora foi ajustada, mediante a subtração do componente Xe no valor de **0,50%**, como pode ser observado no fluxo de caixa da Tabela a seguir.

**Tabela 8: Fluxo de Recursos do Negócio com Fator X**

FLUXO DE CAIXA	abr-08	Abr 2008 - Mar 2009	Abr 2009 - Mar 2010	Abr 2010 - Mar 2011	Abr 2011 - Mar 2012	Abr 2012 - Mar 2013
1. Receita de Distribuição Bruta		374.164.443	386.035.051	395.855.778	405.860.464	416.072.421
2. Despesas Operacionais		(249.277.638)	(255.779.870)	(262.575.512)	(269.386.858)	(276.197.666)
2.1. O&M		(181.334.271)	(184.627.348)	(187.738.755)	(190.909.545)	(194.143.081)
2.2. Receitas Irrecuperáveis		(7.039.065)	(7.262.384)	(7.447.139)	(7.635.355)	(7.827.470)
2.3. Depreciação		(60.904.302)	(63.890.137)	(67.389.619)	(70.841.957)	(74.227.116)
3. Tributos		(42.461.514)	(44.286.762)	(45.315.290)	(46.401.026)	(47.557.416)
4. Investimento		(70.922.458)	(83.123.074)	(82.003.293)	(80.407.561)	(78.835.350)
6. Mudança no capital de giro		-	(593.530)	(491.036)	(500.234)	(510.598)
<b>Fluxo de Caixa</b>		<b>72.407.135</b>	<b>66.141.953</b>	<b>72.860.264</b>	<b>80.006.742</b>	<b>87.198.506</b>
Base Líquida	(852.124.429)					912.258.433
<b>Fluxo do Negócio</b>	<b>(852.124.429)</b>	<b>72.407.135</b>	<b>66.141.953</b>	<b>72.860.264</b>	<b>80.006.742</b>	<b>999.456.939,51</b>

## VI. CONCLUSÕES

50. Diante das análises apresentadas, o componente Xe da ENERSUL referente à segunda revisão tarifária periódica é de **0,50%**.

# **ANEXO VI**

**Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL  
Brasília, 03 de Abril de 2008**

## **RESPOSTAS ÀS CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS EM AUDIÊNCIA PÚBLICA**

(Fl. 2 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

## I – Empresa de Referência

### I.A. CONTRIBUIÇÕES E RESPOSTAS – ABRACE

#### *Escritórios Comerciais*

##### Contribuição da ABRACE

*“A ABRACE solicita que a ANEEL revise os parâmetros de determinação dos escritórios comerciais no sentido de aumentar a capacidade de incentivo da metodologia da Empresa de Referência. Embora a comparação com o número de escritórios reais indique um excedente de R\$ 4,2 milhões, a ABRACE reconhece que o modelo da Empresa de Referência não deve considerar necessariamente as informações reais da concessionária. Nesse sentido, a ABRACE sugere que para fins de determinação da estrutura necessária ao atendimento comercial personalizado, seja aplicada a metodologia definida na AP 052/2007.”*

*“Caso não seja possível a aplicação da metodologia na AP 052/2007, a ABRACE solicita que, para revisão tarifária provisória da Enersul, seja reduzido o número de escritórios comerciais de 69 para 37, conforme realidade da área de concessão.”*

##### Resposta da ANEEL

O modelo empregado é o do primeiro ciclo de revisões tarifárias. Na revisão tarifária definitiva, a ser realizada em 2009, será utilizado o novo modelo de Empresa de Referência conforme pleiteado. Com relação ao número de escritórios comerciais, o modelo não deve prever, necessariamente, o número de escritórios que a concessionária efetivamente tem. Algumas concessionárias utilizam ferramentas de atendimento comercial que sequer são modeladas, como os postos conveniados de atendimento. O que se buscou ao dimensionar a estrutura de escritórios comerciais foi refletir um correto atendimento comercial à luz da regulamentação vigente. Como a proposta de revisão da Resolução 456/2000, em Audiência Pública, previu que municípios com mais de 2.000 unidades consumidoras deveriam ter atendimento, o Modelo de Empresa de Referência buscou refletir tal situação. Na revisão tarifária definitiva, caso a regulamentação de atendimento comercial seja diferente da proposta colocada em Audiência Pública, a Empresa de Referência refletirá tal alteração.

#### *Operação em Holding*

##### Contribuição da ABRACE

*“A ABRACE solicita que se ajuste a Empresa de Referência em função da realidade do setor elétrico brasileiro no que se refere ao serviço público regulado de distribuição de energia elétrica. Esse ajuste visa apenas traduzir na Empresa de Referência a economia de escala potencialmente lograda pelo arranjo em holding das concessionárias do grupo Energias do Brasil. O ajuste deve-se ater apenas àqueles itens que não são sensíveis*

(Fl. 3 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

*ao número de consumidores ou aos dados físicos. Portanto, são objeto da proposta da ABRACE as áreas centrais de administração:*

- *Os custos das áreas centrais podem ser compartilhados com um ganho de eficiência em torno de 50% no que se refere à força de trabalho.*
- *O custo da diretoria de distribuição dos processos e atividades e do call center deve ser estimado regularmente pela metodologia da Empresa de Referência, pois se entende que esses custos dependem do número de clientes e de ativos físicos e não se beneficiam do ganho de escala do arranjo em holding."*

*"A proposta ABRACE para este ponto reduz o custo da ER em R\$ 9.714.786."*

### **Resposta da ANEEL**

Com relação a este pleito, o modelo de Empresa de Referência do primeiro ciclo de revisões tarifárias parte do pressuposto que a concessionária deve possuir uma organização que permitirá cumprir com todos os processos inerentes às atividades próprias do negócio e uma estrutura que suporte o funcionamento da empresa compatível com o atendimento aos requisitos do contrato de concessão e 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 o possível compartilhamento dos ganhos de holding. Caso prevaleça a proposta colocada em Audiência Pública, de que parte dos ganhos de holding devem se destinar à modicidade tarifária, a Revisão Tarifária definitiva refletirá tal situação.

### ***Vigilância em Subestações***

#### **Contribuição da ABRACE**

*"A ABRACE solicita que a ANEEL revise os custos de vigilância em SE considerados na ER de forma a corrigir os valores indevidamente superestimados frente ao crescimento real dos ativos da concessionária."*

*"A redução da despesa com vigilância em SE para um patamar que reflita o crescimento de 5,7% do número de SE resultaria uma redução de custo na empresa de referência em aproximadamente R\$ 1.966.981."*

### **Resposta da ANEEL**

A ANEEL entende que o dimensionamento do custo de vigilância em subestações está adequado e, portanto, o pleito não foi aceito.

### ***Custos Adicionais para Combate às Perdas***

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 4 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

### **Contribuição da ABRACE**

*“Por fim, deve-se lembrar que diversas atividades consideradas na Empresa de Referência já contribuem para o combate às perdas e que seus custos podem estar sendo contabilizados em duplicidade, conforme destaca lista a seguir:*

- *Inspeção visual da rede;*
- *Tracionar e Encabeçar Condutor;*
- *Retirar Objetos da Rede;*
- *Manobras na conexão do consumidor;*
- *Tracionar e Encabeçar Cabo;*
- *Tracionar e Encabeçar Mensageiro;*
- *Verificação de corrente e tensão;*
- *Calibração e Aferição de medidores de fronteira;*
- *Substituir medidor monofásico, bifásico e trifásico;*
- *Substituir Ramal Consumidor Monofásico, Bifásico e Trifásico;*
- *Substituir Conexão Consumidor Monofásico, Bifásico, Trifásico;*
- *Equilibrar Cargas;*
- *Substituir Transformador de Potencial do Consumidor;*
- *Substituir Transformador de Corrente do Consumidor.”*

*“Assim, a ABRACE entende que a meta de perdas para distribuidoras aquém do benchmark deverá ser estabelecida sem a necessidade de custos adicionais na Empresa de Referência.”*

*“A ANEEL considera R\$ 4.372.086 em adicional para o combate às perdas.”*

### **Resposta da ANEEL**

Entende-se que o pleito já foi atendido parcialmente. Algumas atividades da Empresa de Referência de fato contribuem para o combate às perdas. Exatamente por isso que nos custos operacionais estão sendo considerados apenas os custos para redução de perdas. Os custos para manutenção das perdas foram desconsiderados. Ademais, o reconhecimento do custo está associado à redução do nível de perdas a ser repassado à tarifa do consumidor final em prol da modicidade tarifária.

Só foi utilizado o entendimento do modelo de Empresa de Referência do 2º ciclo, em Audiência Pública, porque neste ponto o reconhecimento do custo operacional adicional está atrelado à redução das perdas não técnicas ao longo do ciclo tarifário.

### ***Ganho de eficiência com leitura e entrega simultâneas***

### **Contribuição da ABRACE**

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 5 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

*“A ABRACE solicita que a ANEEL reconheça para a Empresa de Referência, mesmo que em caráter provisório, os procedimentos operacionais mais eficientes e que representem à evolução das melhores práticas operacionais do setor. Assim, esta associação solicita que para a Enersul seja adotada a premissa de leitura e entrega simultânea, já praticada pela concessionária, atualizando os critérios de produtividade e desprezando o custo da entrega em separado”.*

*“O impacto econômico de se desconsiderar o custo de entrega de faturas líquido do efeito da redução na produtividade do leiturista para comportar as duas atividades é de R\$ 2.873.534.”*

### Resposta da ANEEL

O novo modelo de Empresa de Referência, em Audiência Pública AP 52/2007, prevê aprimoramentos neste sentido. Por coerência, não se está utilizando o novo modelo parcialmente, uma vez que a utilização apenas parcial dos aprimoramentos propostos poderia distorcer o nível de reconhecimento dos custos operacionais para mais ou para menos. Na Revisão Tarifária definitiva, quando será utilizado o novo Modelo, todos os aprimoramentos serão considerados, inclusive o ganho de eficiência com leitura e entrega simultâneas.

No entanto cabe ressaltar que, conforme artigo 41 da Resolução 456/2000, está-se utilizando leitura e faturamento trimestral das unidades consumidoras atendidas em baixa tensão e localizadas na área rural.

## I.B. CONTRIBUIÇÕES E RESPOSTAS – ENERSUL

### *Custos reais da empresa*

#### Contribuição da Enersul

Portanto, somados os custos dos ativos não elétricos, das contingências jurídicas e do PMSO realizado no ano de 2007 chega-se ao valor de R\$ 246,6 milhões. Ressalta-se que este montante, que reflete os custos efetivamente praticados pela empresa, é 35% maior que o atualmente reconhecido na Empresa de Referência. Ainda, se considerarmos os valores referentes às Receitas Irrecuperáveis, a diferença chega a 43%, como pode ser observado na tabela a seguir:”

	ENERSUL 2007	Custos Regulatórios
PMSO	R\$ 201.803.794	
Adicional de Ativos não Elétricos	R\$ 23.129.898	
Contingências Jurídicas	R\$ 21.665.013	
<b>Subtotal</b>	<b>R\$ 246.598.705</b>	<b>R\$ 183.253.769</b>
Receitas Irrecuperáveis	R\$ 26.077.860	R\$ 7.570.846
<b>Total</b>	<b>R\$ 272.676.564</b>	<b>R\$ 190.824.616</b>

### Resposta da ANEEL

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 6 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

A forma de dimensionamento dos custos operacionais regulatórios não leva em consideração o custo real das concessionárias. Dentro de um modelo de regulação por incentivos não faria sentido que o regulador ajustasse o Modelo de Empresa de Referência de forma a se atingir o custo real da concessionária.

A abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo dos custos operacionais eficientes na revisão tarifária periódica constitui-se em um modelo que busca estabelecer parâmetros de eficiência de modo a determinar os custos associados à execução dos processos e atividades de operação e manutenção das instalações elétricas, direção e administração, em condições que assegurem que a concessionária poderá obter os níveis de qualidade do serviço exigidos e que os ativos necessários manterão sua capacidade de serviço inalterada durante toda sua vida útil.

A premissa adotada é a de se estabelecer uma **referência de mercado** para os custos operacionais que seja aderente ao ambiente no qual a concessionária desenvolve sua atividade. Trata-se de desenhar uma referência típica com a qual a concessionária deverá competir, de modo a incentivá-la a manter seus custos dentro dos valores reconhecidos para lograr a rentabilidade esperada, ou até superá-la.

## *Gerências Regionais*

### Contribuição da Enersul

*“Diante do exposto, é pleiteado que a estrutura de pessoal previamente reconhecida pela ANEEL, com 58 colaboradores em cada Regional, seja substituída pelos 99 funcionários propostos para a Regional Centro, 67 da Regional Nordeste, 84 da Regional Norte e 100 da Regional Sul.*

*O pleito implica em um custo adicional de **R\$ 10.318.037** na Empresa de Referência.”*

### Resposta da ANEEL

Entende-se que a estrutura de Gerências Regionais prevista é suficiente para a prestação do serviço de forma adequada. Entre a proposta preliminar e a proposta colocada em Audiência Pública já havia sido redimensionada a estrutura de gerências regionais devido ao crescimento de ativos e consumidores da concessionária não cabendo, portanto, ajuste adicional.

## *Meio Ambiente*

### Contribuição da Enersul

#### *Programa de Licenciamento ambiental*

“Dentre os custos necessários para obtenção e renovação das licenças destacam-se:

- *Elaboração de projetos de prevenção contra incêndio e pânico para todas as subestações e obtenção da respectiva certificação do corpo de bombeiro, com validade anual;*
- *Estudos ambientais para supressão vegetal em linhas e redes, vistoria ambiental e publicações legais;*

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fl. 7 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

- *Elaboração de relatórios de conformidade técnica e ambiental por ocasião da renovação de todas das licenças de operação.*
- *Elaboração de relatórios ambientais semestrais para instalações licenciadas pelo município de Campo Grande*
- *Análises mensais físico-químicas e bacteriológicas de amostras de água e esgoto da sede da empresa*
- *Pagamento de taxas específicas de licenças de operação ou renovação.*"

*"É importante ressaltar que estes custos não são classificados como custos adicionais de investimentos e, portanto, não são capitalizados, sendo correto o seu reconhecimento em forma de despesa na empresa de Referência."*

*"As despesas citadas perfazem um valor médio de R\$ 10.000 por instalação, ou aproximadamente R\$ 513.000 por ano, considerando a média das atividades previstas para o período de 2008 a 2010."*

*Programa de arborização urbana*

*"Considerando o valor de mercado pago pela ENERSUL de R\$26/unidade, para efetuar o plantio anual de 14.500 árvores é necessário o reconhecimento adicional na Empresa de Referência do valor de R\$ 377.000."*

*"É importante ressaltar que o compromisso firmado não tem caráter de liberalidade da distribuidora, mas, sim, representa a única forma possível de adequar os serviços afeitos a distribuição de energia aos condicionantes ambientais do estado."*

### **Resposta da ANEEL**

Na proposta colocada em Audiência Pública já havia sido reconhecido como adicional uma Gerência de Meio Ambiente face às características ambientais do Estado. Assim entende-se que a Empresa de Referência, conforme dimensionada é suficiente para fazer frente às demandas ambientais do Estado.

### ***Veículo para deslocamento na área rural***

### **Contribuição da Enersul**

*"Portanto, as citadas características naturais da região obrigam que os leituristas utilizem motos de 125 cilindradas para atender 30% dos consumidores rurais e caminhonetes 4x4 para os 70% restante da área rural."*

*"O reconhecimento dos itens propostos, de grande significância na formação dos custos reais da distribuidora com a prestação dos serviços, implica na alteração do custo horário de deslocamento de R\$ 1,1 para R\$ 10,1 gerando um custo adicional de **R\$ 2.655.893** na Empresa de Referência."*

### **Resposta da ANEEL**

A ANEEL entende que o dimensionamento dos recursos necessários às atividades de leitura e faturamento é suficiente para a prestação do serviço de forma adequada.

(Fl. 8 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

## ***Produtividade dos Leituristas***

### **Contribuição da Enersul**

*“As 330 leituras por jornada consideradas no modelo de ER para área urbana são impraticáveis na ENERSUL, que utiliza em média 184 leituristas com uma produtividade média de 162 leituras por jornada.”*

*“Diante do abismo entre números, é solicitado que o Regulador reconsidere a produtividade dos leituristas utilizada para a área urbana, alterando o valor atualmente proposto de 330 leituras/dia para um valor mais aderente com a realidade e dificuldades impostas pelas características de diferentes áreas de concessão.”*

*“O valor proposto pela ENERSUL, baseado na produtividade dos últimos sete meses, é de 162 leituras por jornada e a alteração implica em um custo adicional de R\$ 2.051.515 na Empresa de Referência.”*

### **Resposta da ANEEL**

A ANEEL entende que o dimensionamento das frequências está adequado e, portanto, o pleito não foi aceito. No entanto, os parâmetros de produtividade dos leituristas serão revistos no novo modelo de ER, quando também serão procedidos outros aprimoramentos como a possibilidade de leitura e entrega simultânea de faturas.

## ***Assessoria Jurídica***

### **Contribuição da Enersul**

*“Portanto, fica clara a incompatibilidade da equipe com um gerente e três advogados, proposta pelo Regulador, frente o volume de ações na justiça envolvendo a distribuidora, fruto das condições intrínsecas da prestação dos serviços no estado.”*

*“Ante o quadro delineado, a ENERSUL entende que é necessário o reconhecimento de uma estrutura de pessoal correspondente a um gerente de assuntos legais, quatorze advogados e 7 auxiliares administrativos.”*

*“Além do quadro de pessoal, o custo da Assessoria Jurídica demanda uma série de outros dispêndios, tendo em vista que o acompanhamento de processos implica em:*

- *Despesas em cartórios com autenticações de documentos processuais, procurações, contratos, reconhecimento de firmas e outros.*
- *Leitura das publicações nos Diários Oficiais da Justiça da União e do Estado, feitas pela Empresa SEDEP.*
- *Pagamento de honorários periciais médicos e contábeis em processos cíveis e trabalhistas.*
- *Despesas com passagens aéreas, refeição e hospedagens, quando da participação dos colaboradores em eventos, tais como reuniões nos órgãos reguladores, cursos, seminários, simpósios.*
- *Aquisição de assinaturas de revistas eletrônicas, livros técnicos, periódicos de jurisprudências.*

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 9 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

- *Custas Judiciais, pagamentos de despesas judiciais, tais como cópias processuais, diligências de oficiais de justiça, postagens, protocolos, custas iniciais e finais.*

*“Portanto, o custo total pleiteado de acordo com a metodologia da ER, e em consonância com o observado em outros reconhecimentos tarifários processados pela Agência, é de R\$ 1.380.243 referentes ao acréscimo de pessoal somado aos R\$ 480.095 de outras despesas jurídicas. O pleito implica em um acréscimo de R\$ 1.860.338 na área de Conselho e Presidência da ER.”*

### Resposta da ANEEL

A estrutura de suporte jurídico prevista no modelo de Empresa de Referência é suficiente para o assessoramento em matéria de contratos e conflitos, em assuntos do tipo trabalhista, acidentes, relacionamento com os clientes e institucionais, além das questões de caráter regulatório e contratos de concessão.

### *Call Center*

### Contribuição da Enersul

*“Dessa forma, solicita-se a alteração da tarifa média de R\$ 0,18 pela de R\$ 0,29/minuto, mais aderente com a realidade do mercado atendido pela empresa e das condições impostas pelo próprio Agente Regulador. A alteração implica em um custo adicional de **R\$ 817.541** na Empresa de Referência.”*

### Carga horária dos atendentes

*“Ao considerar a carga horária de 5 horas e 40 minutos o Regulador não contempla na Empresa de Referência as pausas previstas na normativa NR-17 e Consolidação das Leis do Trabalho (CLT).”*

*“Portanto, para o cumprimento da Norma, é necessário que sejam consideradas duas pausas de 10 minutos cada (item 5.4.1.b) e um intervalo para repouso e alimentação de 20 minutos (item 5.4.2). Dessa forma solicita-se a substituição do parâmetro de 5,66 horas utilizado no cálculo da quantidade de atendentes necessária pelo valor indicado na norma, equivalente a 5,33 horas/dia.”*

*“O pleito implica em um acréscimo de 5 atendentes gerando um custo adicional de **R\$ 110.626** na Empresa de Referência.”*

### Resposta da ANEEL

Com relação ao custo por ligação, o pleito foi negado por entender-se que o custo reconhecido representa o custo médio praticado em atividade de *call center*.

Quanto à carga horária dos atendentes a contribuição foi acatada, a carga horária de um atendente de *call center* foi alterada de 5,66 horas para 5,33 horas, uma vez que o Anexo I da NR-17 fixa que:

*“5.3. O tempo de trabalho em efetiva atividade de teleatendimento/ telemarketing é de, no máximo, 06 (seis) horas diárias, nele incluídas as pausas, sem prejuízo da remuneração.*

*[...]*

(Fl. 10 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

*5.3.2. Para o cálculo do tempo efetivo em atividade de teleatendimento/ telemarketing devem ser computados os períodos em que o operador encontra-se no posto de trabalho, os intervalos entre os ciclos laborais e os deslocamentos para solução de questões relacionadas ao trabalho.*

*5.4. Para prevenir sobrecarga psíquica, muscular estática de pescoço, ombros, dorso e membros superiores, as empresas devem permitir a fruição de pausas de descanso e intervalos para repouso e alimentação aos trabalhadores.*

*5.4.1. As pausas deverão ser concedidas:*

*a) fora do posto de trabalho;*

***b) em 02 (dois) períodos de 10 (dez) minutos contínuos;***

*c) após os primeiros e antes dos últimos 60 (sessenta) minutos de trabalho em atividade de teleatendimento/ telemarketing.*

*5.4.1.1. A instituição de pausas não prejudica o direito ao intervalo obrigatório para repouso e alimentação previsto no §1º do Artigo 71 da CLT.*

*5.4.2. O intervalo para repouso e alimentação para a atividade de teleatendimento/telemarketing deve ser de 20 (vinte) minutos."*

## **Quantidade de consumidores**

### **Contribuição da Enersul**

*"Portanto, é solicitado:*

- *A utilização dos consumidores cadastrados nos processos de O&M e call center;*
- *A utilização dos faturados apenas para as atividades de leitura, cobrança, emissão e envio de faturas e outros documentos;*
- *A classificação em urbano e rural através do critério de localização geográfica."*

*"A alteração implica em um custo adicional de **R\$ 833.032.**"*

### **Resposta da ANEEL**

O critério utilizado atualmente no modelo de Empresa de Referência para classificação urbano/rural utiliza os dados dos consumidores da classe de consumo rural. No entanto, como é de conhecimento, o modelo ora aplicado para a ENERSUL é provisório, pois a ANEEL já disponibilizou em Audiência Pública (AP 52) o Novo Modelo de ER. Adicionalmente, cabe ressaltar que no Novo Modelo será necessário um estudo embasando a quantidade de consumidores localizados na área urbana e rural, nos moldes previstos na Nota Técnica nº. 352/2007-SRE/ANEEL.

Com relação à influência nas atividades de *call center* e O&M da diferença entre o número de consumidores faturados e cadastrados, no modelo de Empresa de Referência do segundo ciclo de revisões tarifárias será considerada a possibilidade de se ajustar as frequências das atividades de forma a contemplar tal diferença, sem, no entanto, utilizar o número de consumidores faturados. Assim as contribuições não foram acatadas.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 11 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

## Remunerações

### Contribuição da Enersul

*“A ENERSUL propõe substituir o salário nominal dos seguintes cargos, com base nos resultados da pesquisa de mercado da Hay Group, considerando o número de colaboradores enquadrados nos respectivos cargos:”*

<i>Cargo</i>	<i>Sal. ER</i>	<i>Sal. Pesquisa</i>	<i>Varição(%)</i>
<i>Diretor</i>	<i>27.689</i>	<i>35.549</i>	<i>28%</i>
<i>Assessor I</i>	<i>11.250</i>	<i>23.911</i>	<i>113%</i>
<i>Superintendente I</i>	<i>11.250</i>	<i>19.915</i>	<i>77%</i>
<i>Gerente I</i>	<i>11.250</i>	<i>16.389</i>	<i>46%</i>
<i>Chefe de Unidades I</i>	<i>5.511</i>	<i>9.696</i>	<i>76%</i>
<i>Engenheiro Sênior</i>	<i>5.511</i>	<i>8.981</i>	<i>63%</i>
<i>Universitário Sênior</i>	<i>5.511</i>	<i>8.981</i>	<i>63%</i>

*“A utilização dos valores de mercado, resultantes da pesquisa Hay Group, implicam no valor pleiteado de R\$ 5.359.846 relativos ao incremento no custo de pessoal da Empresa de Referência.”*

### Resposta da ANEEL

Os salários utilizados no modelo de ER se referem a pesquisa salarial de julho de 2003 para a Região Centro Oeste, Minas Gerais e Espírito Santo, atualizados para dezembro de 2007 e, portanto, entende-se que são adequados. No entanto, como é de conhecimento, o modelo ora aplicado para a Enersul é provisório e no novo modelo um dos aprimoramentos será uma nova pesquisa salarial.

De toda sorte, não se pode conceber que se alterem apenas as remunerações que a concessionária entende estarem subavaliados sem se analisar todos os cargos a fim de se ajustar também os que porventura estejam sobreavaliados. Como já ressaltado anteriormente, o modelo de Empresa de Referência busca um referencial de mercado contra o qual a concessionária deverá competir. Nesse contexto, não é razoável se ajustar pontos específicos em que a concessionária entende que o valor previsto é insuficiente sem uma análise global da alteração pretendida.

## Encargos salariais

### Contribuição da Enersul

*“A ENERSUL propõe que seja reconhecida como total dos custos com encargos adicionais de pessoal, a proporção de 30,5% distribuídos como abaixo:”*

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 12 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

*“Assim, é pleiteado o custo adicional de **R\$ 8.509.901** referente a utilização dos percentuais de 8,38% e 15,12% respectivamente para assistência médica e outros benefícios.”*

### Resposta da ANEEL

O pleito não foi aceito. Na ER é definido um limite de 20% para cobertura dos custos com assistência médica, previdência e outros benefícios, sem a especificação dos itens que compõe cada uma das parcelas. Esta opção foi feita exatamente para não entrar nas especificidades das várias concessões existentes.

### *Laboratório de medição*

### Contribuição da Enersul

“Portanto, de acordo com os itens acima e para que sejam executadas todas as atividades com os requisitos exigidos de qualidade e atendimento legal, a ENERSUL reivindica o reconhecimento do custo total de **R\$ 2.030.881**, conforme resumido na tabela a seguir.”

Atividade	Custo
Gestão de equip. de medição	R\$139.222
Aferição de medidores (INMETRO)	R\$ 576.000
Laboratório externo	R\$ 305.510
Equipe para laudos técnicos e acompanhamento de processos	R\$ 151.156
Triagem de Medidores	R\$ 492.868
Logística dos medidores	R\$ 366.125
<b>Total</b>	<b>R\$ 2.030.881</b>

### Resposta da ANEEL

O modelo de Empresa de Referência da Enersul já prevê laboratório de ensaios e de manutenção de equipamentos em oficina, não tendo sido reconhecido novos laboratórios para finalidades distintas das supracitadas. No entanto, reiteradamente as concessionárias vêm apresentando o referido pleito, que será reavaliado no âmbito da AP 052/2007 que trata dos aprimoramentos do Modelo de Empresa de Referência.

### *Combate à Inadimplência*

### Contribuição da Enersul

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 13 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

A Enersul solicitou para as atividades de *back office*, SPC SERASA, corte e religação (déficit dos serviços taxados) e cobranças administrativas adicionais de **R\$ 8.874.677**.

### Resposta da ANEEL

O pleito não foi aceito. Muito embora o modelo da empresa de referência do primeiro ciclo, utilizado de forma provisória na revisão da Enersul, não explicita os processos e atividades específicos para combate à inadimplência, uma análise mais acurada do modelo revela que a concessionária pode realizar tal tarefa com os recursos existentes. No entanto, o modelo aperfeiçoado da Empresa de Referência para o segundo ciclo revisional, poderá explicitar a atividade e os recursos necessários para combate à inadimplência, fazendo os demais ajustes pertinentes.

### *Sistemas Centrais*

#### Contribuição da Enersul

Gestão comercial e *call center*

*"Portanto, com base nos valores anualizados calculados a partir dos desembolsos efetivamente realizados pela empresa, é pleiteado o reconhecimento do custo adicional de R\$ 2.111.226 para a anuidade dos sistemas de gestão comercial e Call Center."*

Administração e finanças

*"Adicionalmente, a ENERSUL ressalta que, devido a grande diferença na distribuição dos custos reconhecidos para investimento (R\$ 11.745.440) e implementação (R\$ 1.468.181) não é coerente a utilização apenas do custo de implementação para a precificação da manutenção. O valor aqui pleiteado, e efetivamente desembolsado pela empresa, é equivalente a utilização da taxa de 10% sobre o custo total do investimento reconhecido. Portanto, solicita-se o reconhecimento do valor adicional de R\$ 1.240.635..."*

Gestão de distribuição e GIS

"Portanto, para a melhor aderência dos custos reconhecidos com os valores de mercado, é solicitado o reconhecimento o custo adicional de **R\$ 1.421.870**."

### Resposta da ANEEL

Os investimentos em TI utilizados foram os mesmos da Revisão de 2003 corrigidos pelo IGP-M. Desta forma o pleito não foi aceito. No entanto, os valores de investimento em TI serão avaliados no Modelo de Empresa de Referência definitivo. Dentro de um modelo normativo não faz sentido o reconhecimento dos custos reais da concessionária.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 14 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

## Engenharia de segurança e medicina do trabalho – NR04

### Contribuição da Enersul

*“Sendo assim, é solicitada a substituição da equipe previamente reconhecida na proposta do regulador pela equipe dimensionada a luz da NR-4, considerando a seguinte associação com os cargos do modelo de Empresa de Referência:*

- *Engenheiro de Seg. do Trabalho – Engenheiro pleno;*
- *Técnico de Seg. do Trabalho – técnicos I;*
- *Médico do Trabalho – Profissional especialista.*
- *Auxiliar de enfermagem – Auxiliar administrativo”*

*“O incremento de custo na Empresa de Referência pleiteado é igual a R\$ 533.608.”*

### Resposta da ANEEL

O pleito não foi acatado. Para os técnicos e engenheiros, os mesmos já estão inclusos na força de trabalho destes profissionais na ER. Para médico e auxiliar de enfermagem, no quadro de Recursos Humanos já são contemplados 1 chefe de medicina e 1 analista de medicina.

## Segurança em instalações e serviços em eletricidade – NR10

### Contribuição da Enersul

#### Treinamentos específicos

*“Os empregados da Empresa de Referência que devem realizar estes treinamentos são todos aqueles que interajam, direta ou indiretamente, em instalações elétricas e serviços com eletricidade...”*

[...]

*“Dessa forma, considerando os 933 funcionários listados, o pleito implica em um montante total de R\$ 702.990 na Empresa de Referência.”*

#### Composição das equipes de AT e EAT

*“Portanto, para conformidade com a Norma, solicita-se a inclusão de um técnico de AT (O5) nas equipes C3 e C6 que realizam atividades nas linhas de AT e EAT. A alteração implica em um custo adicional de R\$ 438.812 nos Processos de O&M da Empresa de Referência.”*

#### Quantidade de eletricitistas no escritório tipo IV

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fl. 15 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

*“Diante desse fato, a ENERSUL reivindica a substituição do Auxiliar de O&M por um Eletricista II nos escritórios tipo IV (total de 58), de forma a atender as determinações da NR-10, com geração de um acréscimo de custos da ordem de **R\$ 1.709.547** na Empresa de Referência.”*

#### Vestimentas

*“O valor de R\$ 1.173 por jogo de uniforme deve ser aplicado sobre os 153 eletricitas e auxiliares de O&M dos escritórios comerciais e os 522 eletricitas dos Processos de O&M da Empresa de Referência. Portanto, para a correta precificação dos custos recorrentes da ENERSUL com vestimentas, é pleiteado o montante de **R\$ 791.775** relativo aos custos incrementais exigidos pela NR-10.”*

#### Equipamentos para ensaios elétricos

*“Ressalta-se que a utilização dos itens citados é aderente a normas internacionais e recomendações dos fabricantes. Aplicando o custo unitário de R\$169,66 para os 153 eletricitas e auxiliares dos escritórios comerciais e aos 522 eletricitas e auxiliares dos processos de O&M é pleiteado o custo adicional de **R\$ 114.520**.”*

#### Resposta da ANEEL

A ANEEL entende que o modelo de Empresa de Referência da forma como está definido observa as exigências na NR 10 e, portanto, os pleitos não foram acatados.

#### Ergonomia – NR17

##### Contribuição da Enersul

*“O cálculo resulta no valor total de R\$ 5,44/m<sup>2</sup>-mês. Sendo assim, é solicita que as obrigações da NR-17 sejam consideradas pelo regulador substituindo o custo de móveis e utensílios de R\$ 1,5/m<sup>2</sup> para R\$ 5,44/m<sup>2</sup>.”*

*“A alteração indica um custo adicional de **R\$ 397.152** na Empresa de Referência.”*

##### Resposta da ANEEL

A forma como são dimensionados os móveis e utensílios da Empresa de Referência já contempla as exigências mínimas da norma citada.

#### Exames Médicos Periódicos

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 16 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

### Contribuição da Enersul

*“A ENERSUL entende que o custo de R\$ 59,28 por funcionário não está de acordo com o praticado. O custo de mercado ponderado pela composição média de sexo e faixa etária na empresa é de R\$ 115,00 por empregado ao ano.”*

*“Dessa forma, é reivindicado o reconhecimento do custo adicional de **R\$ 100.300** na Empresa de Referência.”*

### Resposta da ANEEL

A ANEEL entende que o custo considerado está adequado e reflete um valor médio praticado.

## Adicional por Tempo de Serviço

### Contribuição da Enersul

*“A ENERSUL propõe o reconhecimento desse adicional como encargo legal considerando que o mesmo é assegurado através de Acordo Coletivo de Trabalho, firmado entre a empresa e o Sindicato dos Trabalhadores, antes do evento da privatização.”*

*“Dessa forma, a empresa reivindica o custo adicional, para essa rubrica, de **R\$ 2.499.402.**”*

### Resposta da ANEEL

O pleito não foi aceito. Na ER é definido um limite de 8% para outros benefícios, sem a especificação dos itens que o compõe. Esta opção foi feita exatamente para não entrar nas especificidades das várias concessões existentes. Desta forma a solicitação de adicional por tempo de serviço se enquadra no percentual definido para outros benefícios.

## Data de referência dos ativos

### Contribuição da Enersul

*“Verificou-se que, após a primeira manifestação da ENERSUL, foram considerados grande parte dos ativos informados, exceção feita aos transformadores e linhas de EAT, o que nos causou estranheza. Dessa forma, é solicitado que sejam incluídos na base de ativos do modelo de ER 132 quilômetros de linhas EAT e 594 transformadores MT/BT rurais **que ainda não estão contemplados na modelagem dos custos dos processos de O&M.**”*

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 17 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

“Diante do exposto, solicita-se o reconhecimento do presente pleito, implicando em um custo adicional de **R\$ 232.299.**”

### Resposta da ANEEL

O pleito foi acatado. De fato os ativos mencionados não foram considerados no dimensionamento dos custos operacionais submetidos à Audiência Pública.

## Reposição dos componentes menores

### Contribuição da Enersul

*“Diante desse fato, a ENERSUL reivindica que os custos destes componentes menores sejam reconsiderados na modelagem das tarefas em subestações MT/BT (transformadores). O pleito implica em um custo adicional de **R\$ 879.089.**”*

### Resposta da ANEEL

O pleito foi acatado. De fato os pára-raios e seccionadores de transformadores de média para baixa tensão não compõem a Base de Remuneração Regulatória.

## Ressarcimento de danos elétricos em equipamentos

### Contribuição da Enersul

*“Com base nesses parâmetros a ENERSUL requer o reconhecimento tarifário do valor anual de **R\$ 330.000** correspondente à cobertura das despesas com a indenização por danos elétricos fundamentada na aplicação da Resolução ANEEL nº 061/2004.”*

### Resposta da ANEEL

O pleito não foi aceito, pois não pode ser imputado a todos os consumidores o ônus advindo de obrigação da concessionária.

## Conselho de Consumidores

### Contribuição da Enersul

(Fl. 18 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

*“Dessa forma, a ENERSUL requer a cobertura tarifária para as despesas decorrentes da manutenção do seu Conselho de Consumidores, representando um custo anual de **R\$ 60.313.**”*

### Resposta da ANEEL

A ANEEL está revisando a regulamentação do Conselho de Consumidores e, dentre os aprimoramentos, está previsto estudo sobre a forma correta de contemplar os gastos necessários para o funcionamento do Conselho. O pleito não foi, portanto, acatado.

## Gerência de Atendimento ao Poder Público

### Contribuição da Enersul

*“A ENERSUL solicita o reconhecimento da citada Gerência de Atendimento ao Poder Público, considerando os cargos de 1 gerente I, 2 supervisores I, 2 universitários jr e 11 assistentes comerciais na Empresa de Referência.”*

*“A incorporação da área no modelo implica em um custo adicional de **R\$ 1.039.446.**”*

### Resposta da ANEEL

Junto à presidência já é prevista uma Gerência de Relações Institucionais, responsável pelo relacionamento com órgãos externos, aí incluído o Poder Público.

## Comunicações Móveis

### Contribuição da Enersul

*“Portanto, considerando os R\$ 3.480.000 reconhecidos atualmente para Comunicações Móveis, a ENERSUL reivindica o valor adicional de **R\$ 4.861.216** relativos ao déficit dos valores reconhecido no item “comunicações móveis” e ao custo da estrutura de pessoal necessária para a sua manutenção.”*

### Resposta da ANEEL

O valor de comunicações móveis utilizado é aquele que vem sendo utilizado para concessionárias do porte da Enersul. Assim entende-se que a proposta colocada em Audiência Pública é consistente metodologicamente. O modelo não tem, necessariamente, que refletir os custos reais da concessionária.

## Manutenção em Linha Viva

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 19 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

### Contribuição da Enersul

#### *“Resumo da proposta ENERSUL para Linha Viva*

*Considerando o valor previamente reconhecido de R\$ 1.359.346 insuficiente para a execução das atividades em linha viva necessárias, é pleiteado o reconhecimento do custo adicional de R\$ 2.737.923 conforme detalhado na tabela a seguir:”*

<i>Atividades</i>	<i>ER</i>	<i>ENERSUL</i>	<i>PLEITO</i>
<i>Linhas EAT e AT</i>	<i>R\$ 1.359.346</i>	<i>R\$ 1.682.000</i>	
<i>Subestações</i>		<i>R\$ 420.500</i>	
<i>Redes MT</i>		<i>R\$ 1.994.769</i>	
<b><i>TOTAL</i></b>	<b><i>R\$ 1.359.346</i></b>	<b><i>R\$ 4.097.269</i></b>	<b><i>R\$ 2.737.923</i></b>

### Resposta da ANEEL

O modelo de Empresa de Referência do 2º ciclo de revisões tarifárias, que será utilizado na Revisão Tarifária definitiva da Enersul já terá as atividades de O&M realizadas em linha viva e as frequências regulatórias. No modelo provisório, por coerência, está sendo utilizado o valor reconhecido no primeiro ciclo de revisões tarifárias corrigido pelo IGP-M até a data da segunda revisão tarifária da Enersul.

### Frequência das inspeções de linhas e subestações de AT e EAT

#### Contribuição da Enersul

“Portanto, baseado nos dados acima, que alinham as práticas da ENERSUL às melhores praticadas no país, solicita-se a reconsideração das frequências de inspeções visuais e termográficas no modelo de ER, alterando as mesmas para no mínimo, 1 vez ao ano, diminuindo a distância entre o parâmetro utilizado no modelo e o praticado pela empresa.”

“A melhor adequação da frequência implica em um custo adicional de **R\$ 947.574** na Empresa de Referência.”

[...]

“Propõe-se que a ER seja adequada às condições que minimamente reflitam a experiência da distribuidora na operação do sistema de distribuição na área de concessão adotando-se as frequências anuais utilizadas atualmente pela empresa para inspeções visual e termográfica.

Portanto, considerando a média ponderada entre a periodicidade dos diferentes tipos de subestações (A, B e C), solicita-se o reconhecimento da frequência anual de 6,4 para inspeção visual e 2 para inspeção termográfica em subestações de AT e EAT.

A alteração implica em um custo adicional de **R\$ 81.274.**”

### Resposta da ANEEL

(Fl. 20 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

A ANEEL entende que o dimensionamento dos tempos de execução e das frequências está adequado e, portanto, o pleito não foi aceito. Em um modelo normativo as frequências das atividades de operação e manutenção são referenciais regulatórios e não faz sentido que sejam ajustados para contemplar a frequência praticada pela concessionária, que só contribuiria para acentuar o efeito da assimetria de informações.

## Laboratório de ensaios

### Contribuição da Enersul

*“Diante do exposto, é pleiteado o reconhecimento do custo adicional de R\$ 105.023 referentes a um técnico químico especializado e R\$ 8.200 para o custo dos materiais utilizados.”*

### Resposta da ANEEL

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.

## Manutenção de equipamentos em oficina

### Contribuição da Enersul

*“De acordo com os critérios utilizados na ER o custo associado é de R\$ 1.089.116 com pessoal e R\$ 412.245 com aluguel. Portanto, levando em conta que o atual modelo de ER contempla o montante de R\$ 500.000, é pleiteado o custo adicional de R\$ 1.001.361 na Empresa de Referência.”*

### Resposta da ANEEL

Na proposta colocada em Audiência Pública já foi dado adicional para manutenção de equipamentos em oficina consistente com os valores considerados para empresas similares.

## Indexação dos custos reconhecidos

### Contribuição da Enersul

*“Diante desse fato, solicita-se a correção dos indexadores utilizados na planilha “Números do relatório.xls”, de forma a considerar a data base do modelo de ER em setembro de 2007. Os indexadores propostos para o período de setembro de 2007 a abril de 2008, de acordo com a projeção de mercado informada no sítio do Banco Central<sup>1</sup> no dia 28 de fevereiro de 2008, é de 3,29% para o IPCA e de 6,39% para o IGP-M.”*

<sup>1</sup> <http://www4.bcb.gov.br/?FOCUSERIES>

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 21 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

### Resposta da ANEEL

O pleito foi acatado parcialmente. Todos os dados foram referenciados a novembro de 2007. Assim, na planilha “dados”, foi utilizada a correção de julho de 2003 a novembro de 2007 e na planilha “números do relatório” de novembro de 2007 a abril 2008.

### Veículos

#### Contribuição da Enersul

*“Portanto, para que a carga horária de utilização da motocicleta seja aderente aos horários dos eletricitistas e entregadores que as utilizam, é solicitada a substituição do parâmetro de 12 horas diárias por 7,5 horas. O reconhecimento do pleito implica em um custo adicional de **R\$ 433.842** na Empresa de Referência.”*

*“Diante desse fato a ENERSUL propõe-se a alteração da taxa de manutenção de veículos 5% para 10% sobre o custo de compra de todos os veículos, gerando um custo adicional de **R\$ 1.208.401**.”*

#### Resposta da ANEEL

A carga horária de utilização da motocicleta será mantida em 12 horas diárias por entender-se que a utilização diária da motocicleta e a carga horária de eletricitistas e leituristas que as utilizam não necessitam ser coincidentes, assim como para qualquer outro veículo no modelo de Empresa de Referência. No entanto, esta questão poderá ser reavaliada no Novo Modelo.

Com relação a taxa de manutenção, representa valor médio e entende-se que o dimensionamento está adequado não justificando, portanto, sua alteração.

### Semanas de Trabalho por ano

#### Contribuição da Enersul

*“Diante do exposto, é reivindicada a alteração da quantidade de semanas trabalhadas por ano na base de cálculo, de 48 para 46,08, gerando um custo adicional de **R\$ 1.853.740** na Empresa de Referência.”*

#### Resposta da ANEEL

O pleito não foi acatado. No entanto, faz parte dos estudos do Novo Modelo a forma como deverão ser tratados os feriados no número de semanas trabalhadas por ano.

### Crescimento dos processos comerciais

(Fl. 22 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

### Contribuição da Enersul

*“Somando os custos de processos comerciais diretos, marketing e call center, a nova base de cálculo seria de R\$ 23.790.597. Aplicando a mesma taxa de crescimento de clientes (2,65%) sobre a nova base, chega-se ao valor de R\$ 630.451 para o custo de Crescimento de Processos Comerciais.”*

*“Diante do exposto acima, é reivindicada a alteração da base de cálculo do custo de crescimento de processos comerciais, incorporando os custos associados ao marketing e Call Center, gerando um custo adicional de R\$ 130.977 na Empresa de Referência.”*

### Resposta da ANEEL

O pleito não foi aceito, pois é entendimento da ANEEL que a taxa de crescimento deve incidir apenas sobre os processos comerciais diretos. Os custos com marketing e call center são calculados com base no número de consumidores, o que não implica que os mesmos cresçam proporcionalmente após a determinação do valor de partida dos custos operacionais.

## Crescimento dos processos comerciais e de O&M de novembro a abril

### Contribuição da Enersul

*“A partir do valor de 2,65% utilizado para Crescimento de Processos Comerciais e de 1,59% utilizado para Crescimento de Processos de O&M, propõe-se que seja utilizada uma taxa equivalente para os oito meses ou sete meses restantes.*

$$\text{taxa.comercial} = \frac{2,65\%}{12} \times 8 = 1,77\%$$

$$\text{taxa.O \& M} = \frac{1,59\%}{12} \times 7 = 0,93\%$$

*Dessa forma, é reivindicado o reconhecimento do custo adicional de R\$ 836.858 conforme detalhado no quadro a seguir:”*

### Resposta da ANEEL

Tanto os ativos quanto o número de consumidores foram ajustados para novembro de 2007. A taxa de crescimento do número de consumidores foi revista passando-se para 2,5% ao ano. Assim a correção é feita de novembro de 2007 a abril de 2008.

## Segurança patrimonial

### Contribuição da Enersul

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fl. 23 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

*“Por sua vez, a sede central, que está localizada em Campo Grande, requer 4 pontos de vigilância, 24 horas por dia. Contabilizando esses custos, e ressaltando que a segurança da sede central não é contemplada na Empresa de Referência, a ENERSUL solicita que seja reconhecido um adicional de **R\$ 303.096** no quesito de segurança patrimonial da sede central.”*

### Resposta da ANEEL

O pleito está sendo negado. No novo modelo de empresa de referência a pertinência quanto ao pleito interposto será reavaliada.

## Gerência Regulatória

### Contribuição da Enersul

*“No sentido de subsidiar a análise do Regulador, mas já compondo o pleito que a distribuidora entende aderente à realidade da execução de suas atividades frente ao atual marco regulatório-institucional do setor elétrico brasileiro, apresentamos a solicitação de consideração, na Empresa de Referência, de um custo total de **R\$ 1.019.803** relativo a seguinte equipe de gestão regulatória:”*

Cargo	qtde de postos
Gerente	1
Analista Regulatório Sênior	2
Analista Regulatório Pleno	2
Técnico I	1
Assistente Administrativo	1
<b>Total</b>	<b>7</b>

### Resposta da ANEEL

O novo modelo de Empresa de Referência, em Audiência Pública AP 52/2007, prevê o reconhecimento de uma Diretoria de Regulação ou Gerência de Regulação dependendo do “cluster” que estiver a concessionária. No modelo do 1º ciclo, embora não explicita a existência de uma gerência de regulação, o entendimento é de que a concessionária pode realizar as tarefas com os recursos existentes. Por coerência, não se está utilizando o novo modelo parcialmente, uma vez que a utilização apenas parcial dos aprimoramentos propostos poderia distorcer o nível de reconhecimento dos custos operacionais para mais ou para menos. Na Revisão Tarifária definitiva, quando será utilizado o novo Modelo, será considerada a estrutura de Regulação, mas aí ajustados os demais parâmetros da estrutura central, conforme proposta colocada em Audiência pública.

(Fl. 24 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

## Gerência de grandes clientes

### Contribuição da Enersul

*“A ENERSUL entende que é necessário o reconhecimento de: 1 (um) gerente de atendimento a grandes clientes, 4 (quatro) gestores de grandes clientes, 4 (quatro) gestores de clientes de média tensão, e 2 (dois) assistentes administrativos, conforme quadro a seguir:”*

*“O pleito de pessoal implica num acréscimo de **R\$ 1.073.144** no valor da Gerência de Atendimento a Clientes da ER, sendo R\$ 973.613 nos custos de Pessoal e R\$ 99.531 nos de Materiais e Serviços.”*

Custo do desolcamento:

*“Considerando uma base de 80 visitas/ano para os 240 maiores clientes a uma distância média de 200 km entre a sede e as Unidades Consumidoras, a ENERSUL pleiteia o reconhecimento de **R\$ 25.360** na Empresa de Referência, com R\$ 15.360 referentes ao custo com combustível e R\$ 10.000 com diárias e alimentação.”*

Sistemas:

*“O custo de mercado anualizado, incluindo manutenção e atualização do sistema, é de **R\$ 41.848.**”*

Gestão de contratos:

*“Para estimar o custo da gestão dos contratos, considera-se uma média de 550 contratos e 600 aditivos/termos por ano, impressos em 2 vias e enviados para os clientes pelo correio. Adotando-se como base 14 páginas por contrato emitido, 2 páginas por aditivo, 2 vias por documento e os preços médios de encaminhamento através de recebimento de AR ou via SEDEX, solicita-se o reconhecimento de **R\$ 11.560** na ER com impressão e envio de contratos.”*

### Resposta da ANEEL

Entende-se que a gerência de atendimento a clientes, subordinada à Diretoria Comercial, da forma como foi dimensionada é suficiente para a execução das tarefas mencionadas pela concessionária.

## Ouvidoria

### Contribuição da Enersul

*“Desta forma, é pleiteado o reconhecimento adicional de pelo menos um profissional de ouvidoria no item relativo ao Conselho e Presidência, implicando um acréscimo de **R\$ 130.762** no valor da ER, sendo R\$ 121.989 nos custos de Pessoal e R\$ 8.773 nos custos de Materiais e Serviços.”*

### Resposta da ANEEL

(Fl. 25 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

Entende-se que a ouvidoria, subordinada à Presidência, da forma como foi dimensionada é suficiente para a execução das tarefas mencionadas pela concessionária.

## Planejamento e controle orçamentário

### Contribuição da Enersul

*“Levando-se em conta o volume de informação transacionada e a necessidade de ser um processo com baixa liberdade para erros é solicitado o reconhecimento adicional de um técnico de orçamento e um técnico de planejamento. O pleito representa um acréscimo de **R\$ 160.717** no valor da ER, sendo R\$ 119.171 nos custos de Pessoal e R\$ 41.546 nos de Materiais e Serviços.”*

### Resposta da ANEEL

Entende-se que a estrutura prevista no modelo de Empresa de Referência é suficiente para a execução das atividades mencionadas pela concessionária.

## Gerência de operação

### Contribuição da Enersul

*“Para o correto suporte da Gerência de Operação a ENERSUL considera necessário o reconhecimento adicional um engenheiro de operação, três engenheiros de operação júnior, três coordenadores do COS, um técnico de operação, três supervisores de COS e um assistente técnico, totalizando um acréscimo de **R\$ 1.318.644** no valor da ER, sendo R\$ 1.133.367 nos custos de Pessoal e R\$ 185.276 nos de Materiais e Serviços.”*

### Resposta da ANEEL

Entende-se que a estrutura prevista no modelo de Empresa de Referência é suficiente para a execução das atividades mencionadas pela concessionária.

## Gerência de manutenção

### Contribuição da Enersul

*“Dessa forma a ENERSUL pleiteia revisão da quantidade de funcionários destacados para essas funções reivindicando o reconhecimento adicional de dois engenheiro de manutenção, três engenheiros de manutenção*

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 26 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

*júnior, três técnicos de manutenção e um assistente técnico, totalizando um acréscimo de R\$ 1.059.202 no valor da ER, sendo R\$ 926.469 nos custos de Pessoal e R\$ 132.732 nos de Materiais e Serviços."*

### Resposta da ANEEL

Entende-se que a estrutura prevista no modelo de Empresa de Referência é suficiente para a execução das atividades mencionadas pela concessionária.

### Gerência de manutenção AT

#### Contribuição da Enersul

*"Desta forma, a ENERSUL solicita o reconhecimento adicional de um engenheiro de manutenção, um técnico de manutenção e um assistente técnico. O pleito representa um acréscimo total de R\$ 347.858, sendo R\$ 293.487 nos custos de Pessoal e R\$ 54.371 nos de Materiais e Serviços."*

### Resposta da ANEEL

Entende-se que a estrutura prevista no modelo de Empresa de Referência é suficiente para a execução das atividades mencionadas pela concessionária.

## I.C. CONTRIBUIÇÕES E RESPOSTAS – CORECON/MS – SINDECON/MS

### *Número de clientes*

#### Contribuição do CORECON/MS – SINDECON/MS

Questiona-se o fato do número de consumidores da proposta preliminar, de 730.612, com base em julho de 2007 ser maior que o número de consumidores da proposta colocada em Audiência Pública, de 707.546 com base em setembro 2007. Segundo o CORECON, tal *"item tem relevância da formação da tarifa, pois o custo total é rateado pelo número de consumidores, assim quanto menor o número de consumidores, maior o custo por cliente"*

### Resposta da ANEEL

A proposta inicial trazia o número de unidades consumidoras **cadastradas** informado pela Enersul. Por entender que o número apresentava excessiva diferença com relação ao número de unidades consumidoras **faturadas** que é a informação que a ANEEL tem acompanhamento mensal através do SAD – Sistema de Apoio a Decisão, a área técnica, por prudência, resolveu utilizar o número de unidades consumidoras **faturadas**, que é menor. Tal decisão traz o efeito contrário ao sugerido pelo CORECON. Como algumas atividades de operação e

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 27 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

manutenção e as atividades de leitura, faturamento e cobrança dependem do número de unidades consumidoras consideradas, quanto menor o número de consumidores considerado no modelo, menor o custo operacional, que conseqüentemente resulta em menor receita requerida e finalmente em redução da tarifa. A tarifa não é rateada pelo número de consumidores, mas sim pelo mercado faturado (energia e demanda). No entanto, tanto os ativos quanto o número de consumidores foram trazidos para a mesma data, novembro de 2007.

### ***Ganhos de holding***

#### **Contribuição do CORECON/MS – SINDECON/MS**

O CORECON questiona o fato de a concessionária operar em holding, não ter toda a Diretoria presente no Estado e, no entanto, ter os valores relativos reconhecidos na Empresa de Referência.

#### **Resposta da ANEEL**

Com relação a este pleito, o modelo de Empresa de Referência do primeiro ciclo de revisões tarifárias parte do pressuposto que a concessionária deve possuir uma organização que permitirá cumprir com todos os processos inerentes às atividades próprias do negócio e uma estrutura que suporte o funcionamento da empresa compatível com o atendimento aos requisitos do contrato de concessão e 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 o possível compartilhamento dos ganhos de *holding*. Caso prevaleça a proposta colocada em Audiência Pública, de que parte dos ganhos de *holding* devem se destinar à modicidade tarifária, a Revisão Tarifária definitiva refletirá tal situação.

### ***Escritórios comerciais***

#### **Contribuição do CORECON/MS – SINDECON/MS**

*“É correto admitir na construção do modelo econômico – Empresa de Referência custos que não existem ou que não foram devidamente auditados e consolidados? O modelo apresentado no Anexo – I da Nota Técnica 027/2008-SRE/ANEEL é confiável, reflete com precisão o mercado onde a concessionária Enersul está operando, garante o equilíbrio econômico do contrato e a melhor tarifa aos consumidores do Mato Grosso do Sul?”*

#### **Resposta da ANEEL**

Dentro de um modelo de regulação por incentivos, não cabe ao regulador auditar os custos operacionais das concessionárias e repassar os custos auditados às tarifas dos consumidores finais. Tal procedimento seria justificável em um modelo de regulação pelo custo do serviço, que já foi utilizado no Brasil e se mostrou ineficiente. Ademais, pela contribuição da Enersul, o custo reconhecido é menor que o custo real da concessionária.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 28 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

O modelo empregado é o do primeiro ciclo de revisões tarifárias. Na revisão tarifária definitiva, a ser realizada em 2009, será utilizado o novo modelo de Empresa de Referência conforme pleiteado. Com relação ao número de escritórios comerciais, o modelo não deve prever, necessariamente, o número de escritórios que a concessionária efetivamente tem. Algumas concessionárias utilizam ferramentas de atendimento comercial que sequer são modeladas, como os postos conveniados de atendimento. O que se buscou ao dimensionar a estrutura de escritórios comerciais foi refletir uma capacidade de atendimento comercial à luz da regulamentação vigente. Como a proposta de revisão da Resolução 456/2000, em Audiência Pública, previu que municípios com mais de 2.000 unidades consumidoras deveriam ter atendimento, o Modelo de Empresa de Referência buscou refletir tal situação. Na revisão tarifária definitiva, caso a regulamentação de atendimento comercial seja diferente da proposta colocada em Audiência Pública, a Empresa de Referência refletirá tal alteração.

### *Receitas Irrecuperáveis*

#### Contribuição do CORECON/MS – SINDECON/MS

O CORECON questiona a utilização do percentual de 0,6% sobre a receita bruta e a alíquota de ICMS utilizada, que foi de 24%.

#### Resposta da ANEEL

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. De acordo com a metodologia proposta, para a Enersul o percentual a ser utilizado a título de receitas irrecuperáveis é de 0,6%. Assim o entendimento é de que o foro adequado para se discutir tal percentual é a referida Audiência Pública.

Com relação à alíquota de ICMS, a alíquota considerada na proposta final é de 19,4%. O valor é menor que o proposto na audiência pública que era de 24%. Isto porque a segunda é a alíquota calculada "por fora" e a primeira a calculada "por dentro", que deve ser utilizada.

## **II – Atualização do passivo relativo ao recálculo da Revisão 2003**

### **I.A. CONTRIBUIÇÕES E RESPOSTAS – CORECON/MS – SINDECON/MS**

#### Contribuição do CORECON/MS e SINDECON/MS

*"A metodologia adotada pela ANEEL no que concerne a atualização destes valores é distinta da tratativa praticada em favor da permissionária"*

*[...]*

*"Em síntese, pode-se afirmar que a CVA funciona como um "empréstimo" que as distribuidoras fazem aos consumidores, já que elas arcam com todos os aumentos de preços e subsídios e só os repassa as tarifas na data do reajuste anual. Estes custos absorvidos pelas distribuidoras no período, são repassados ao consumidor,*

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 29 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

*sendo reajustados com base na variação da Taxa SELIC, como se estabelece na PORTARIA INTERMINISTERIAL Nº. 25, de 24 de janeiro de 2002, onde a remuneração financeira que incidirá sobre o saldo da CVA de cada item da "Parcela A" desde a data da ocorrência da diferença no valor do item até a data do reajuste tarifário contratual subsequente e será calculada com base na taxa de juros SELIC em igual período."*

*[...]*

*"Com base nas considerações apresentadas, vimos através deste pleitear que os valores a serem devolvidos aos consumidores, após definidos o montante nominal, sejam atualizados com base na Taxa SELIC, utilizando-se deste modo, o mesmo critério utilizado entre os consumidores e a concessionária.*

### **Resposta da ANEEL**

Primeiramente, cabe esclarecer que essência do cálculo da CVA é a neutralidade entre os valores reconhecidos nas tarifas e os efetivamente pagos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica com relação aos itens que a compõe. A utilização da SELIC se dá tanto em favor da concessionária quanto em favor do consumidor. No processo tarifário em andamento, por exemplo, a CVA em processamento é negativa, ou seja, é um valor a ser devolvido ao consumidor, e foi devidamente remunerado pela SELIC.

Para os demais componentes financeiros, tem se procurado manter a coerência. Em função do recálculo da revisão da Enersul, em 2005, apurou-se o impacto que tal resultado traria nos anos de 2003 a 2005, quando ainda vigia a Revisão Provisória publicada em 2003, e a diferença foi atualizada pelo IGP-M e considerada como componente financeiro no Reajuste Tarifário de 2005. Da mesma forma, no cálculo do déficit do Programa Luz Para Todos, apura-se o déficit e corrige-se pelo IGP-M até a data do processo tarifário em andamento.

Em caso de diferimento, ou seja, não consideração do passivo nos próximos 12 meses, aí sim será considerada a devida remuneração do saldo, como na metodologia de fluxo de caixa descontado utilizada nos diferimentos dos reposicionamentos tarifários do primeiro ciclo, onde foi utilizada a taxa WACC para se descontar o fluxo.

O entendimento é de que o saldo não amortizado deverá ser mensalmente remunerado pela taxa SELIC. De forma resumida, como a posição agora predominante é de que o ajuste financeiro não será procedido em 12 meses, conforme proposta colocada em Audiência Pública, ao saldo remanescente deverá ser aplicada a remuneração mensal pela SELIC.

## **III – MERCADO**

### **I.A. CONTRIBUIÇÕES E RESPOSTAS – ENERSUL**

#### ***Reprodutibilidade das Projeções***

#### **Contribuição da ENERSUL**

*"na análise comparativa dos resultados do modelo enviado pela ANEEL e aquele reproduzido nas mesmas bases pela ENERSUL, pode-se perceber que os valores dos coeficientes das variáveis explicativas encontrados são diferentes ao do modelo executado pela ANEEL."*

(Fl. 30 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

*“Dado que os valores dos coeficientes das variáveis explicativas diferem, para o mesmo modelo e série de dados, coloca-se a questão de ter ocorrido algum outro tipo de tratamento dos dados, não encaminhado a esta concessionária. Estas discrepâncias nos coeficientes das variáveis explicativas conduzem a mudanças na projeção de mercado da classe residencial.”*

### **Resposta da ANEEL**

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.

### ***Análise de consistência metodológica dos modelos econométricos estimados pela ANEEL – Classe Residencial***

#### **Contribuição da ENERSUL**

*“O modelo adotado pela ANEEL trata de um ARMA Sazonal. Todo modelo ARMA tem como premissa que as séries sejam estacionárias, desta forma, antes de qualquer análise é necessário que se encontre a estacionariedade da mesma, que foi testada através do teste ADF (Dickey Fuller Aumentado). Percebe-se que a série não apresenta estacionariedade (apresenta raiz unitária), o que invalida o modelo, pois este possui uma tendência aleatória, que deveria ter sido tratada..”*

### **Resposta da ANEEL**

O teste de raiz unitária feita pela empresa foi a sobre a série em nível, não corresponde a série tal como utilizada no modelo, considerada como diferença sazonal. Realizando o teste de raiz unitária de forma apropriada rejeita-se a hipótese nula. Portanto, o questionamento não apresentada fundamento estatístico e modelo é válido.

### ***Análise de consistência metodológica dos modelos econométricos estimados pela ANEEL – Classe Comercial***

#### **Contribuição da ENERSUL**

*“O modelo adotado pela ANEEL trata-se de um ARMA sazonal. Desta forma, é necessário que se encontre a estacionariedade da mesma, que foi testada através do teste ADF (Dickey Fuller Aumentado). Percebe-se que a série não apresenta estacionariedade, o que invalida o modelo (possui raiz unitária). O modelo possui uma tendência aleatória que deveria ter sido tratada.”*



(Fl. 31 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

### Resposta da ANEEL

O teste de raiz unitária feita pela empresa foi a sobre a série em nível, não corresponde a série tal como utilizada no modelo, considerada como diferença sazonal. Realizando o teste de raiz unitária de forma apropriada rejeita-se a hipótese nula. Portanto, o questionamento não apresentada fundamento estatístico e modelo é válido.

### *Análises das Séries de Dados Utilizadas*

#### Contribuição da ENERSUL

*“Observando-se as séries de dados utilizadas pela ANEEL para a projeção do mercado da ENERSUL, verifica-se que não existe tratamento para um conjunto de eventos que influenciam de maneira atípica e não recorrente à série histórica das classes de consumo. Dentre estes eventos, destacam-se.”*

*“Na ausência destes expurgos, a série utilizada pela ANEEL carrega a influência de fatos atípicos e não recorrentes os quais distorcem a projeção futura do consumo de cada classe de consumo.”*

### Resposta da ANEEL

A empresa não demonstrou a relevância destes “fatores atípicos” sobre a projeção realizada pela ANEEL. Caso os mesmos fossem de fato relevantes, seriam identificados na série como “outliers”. Na análise da série não se identificou tal fenômeno.

### *Análises das Séries de Dados Utilizadas*

#### Contribuição da ENERSUL

*“Os modelos SARIMA originalmente têm uma limitação quanto à extensão do horizonte de suas previsões por se tratarem de modelos univariados. Segundo Fischer (1982), os SARIMA apresentam a característica geral de suas previsões reverterem à média quando o horizonte de previsão se torna muito extenso. Nesse sentido, o potencial de previsão destes modelos está limitado a horizontes de curto prazo.”*

### Resposta da ANEEL

O tema é controverso na literatura e não há consenso a respeito do argumento colocado. Estes modelos são amplamente utilizados para projeções, seja de curto prazo ou longo prazo, inclusive por algumas distribuidoras de energia elétrica. Ademais, a definição do que é curto e longo prazo também não é consensual na literatura. Logo, entende-se que este tipo de modelo é apropriado para realizar projeções no caso em questão.

## **IV – AJUSTE FINANCEIRO DA REVISÃO 2003**

### **I.A. CONTRIBUIÇÕES E RESPOSTAS**

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 32 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

## ***Ajuste à vista e em dobro***

### **Contribuição**

Parte dos que fizeram uso da palavra na Audiência Pública presencial realizada na cidade de Campo Grande solicitaram que o ajuste financeiro fosse feito à vista e em dobro.

### **Resposta da ANEEL**

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.

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.

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 dessa prática é apresentado sob o título “Emissão de Certificados de kWh”).

## ***Tratamento do efeito financeiro ao longo de cinco anos***

### **Contribuição**

A Enersul solicita que o ajuste financeiro seja concluído em prazo equivalente ao que foi diferido o resultado de sua primeira revisão tarifária periódica, ou seja, até ao de todo o segundo ciclo tarifário.

### **Resposta da ANEEL**

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.

Entretanto, tendo em vista que essa alternativa só foi esposada pela concessionária, ao passo que todas as demais, indicam o tratamento do efeito financeiro em horizontes menores, a adoção de tal proposta 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):

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 33 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

*“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: (...)”.*

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. 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 se vincula, seja como agência reguladora setorial, em um contexto mais específico, ou como entidade de Direito Público, em um mais amplo.

## ***Ajuste financeiro em 12 meses***

### **Contribuição**

Trata-se da proposta inicial da ANEEL, analisa-se a seguir a motivação que se levou a alterar a proposta inicial. Além disso, vários dos que fizeram uso da palavra na Audiência Pública presencial manifestaram preocupação quanto à elevada redução tarifária no momento da revisão seguida de um elevado efeito contrário no próximo reajuste tarifário, em abril de 2009.

### **Resposta da ANEEL**

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.

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 significância, 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 da eletricidade alterados em função de sinal econômico transitório.

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, analisou as demonstrações contábeis da concessionária disponibilizadas na Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 34 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

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 requerem 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).

Dessa forma, verifica-se que, nesse período, a concessionária terá um grau significativo de dificuldade 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 1 – Evolução da Solvência da Enersul**

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

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 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 2 – Histórico de Proventos da Enersul**

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

## *Emissão de certificados de kWh*

### Contribuição

A Federação das Indústrias de Mato Grosso do Sul - FIEMS fez proposta de se converter o ajuste financeiro em certificados de kWh, que seriam repassados aos consumidores que poderiam utilizar os certificados para consumo de energia ou negociá-los livremente.

### Resposta da ANEEL

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 35 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

Embora seja criativa e louvável a proposição, entende-se que 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.

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***

#### **Contribuição**

O Presidente da Assembléia Legislativa do Estado do Mato Grosso do Sul sugeriu que se congelasse a correção tarifária durante o tempo em que ocorrer a devolução.

#### **Resposta da ANEEL**

Entende-se que sugestão feita representa solução possível e que traz uma percepção de estabilidade das tarifas no médio prazo, representando uma solução do compromisso entre a devolução em curtíssimo prazo e o diferimento pelo prazo de cinco anos. A primeira traz em seu bojo o efeito indesejável de uma percepção de elevada redução tarifária no atual processo de revisão tarifária seguida de uma representativa elevação a ser percebida no próximo reajuste tarifário em função da saída de efeito financeiro de tamanha significância. Já a segunda proposta, conforme já abordado, representa tempo excessivo para a conclusão do ajuste financeiro, mesmo que no longo prazo pudesse ser utilizado como ferramenta para se suavizar os impactos tarifários a serem percebidos pelos consumidores.

No entanto, ainda que seja uma solução de compromisso entre as demais, resta uma solução que também é de compromisso entre o efeito percebido na presente revisão tarifária e a capacidade de se mitigar os futuros acréscimos tarifários. O efeito financeiro a ser considerado no atual processo foi calculado com vistas a neutralizar os componentes financeiros que, por sua natureza, fazem parte do atual processo tarifário, mas não comporão os componentes financeiros do próximo reajuste tarifário anual, a ser realizado em abril de 2009. Procurou-se assim acentuar o efeito percebido de redução tarifária sem, no entanto, descuidar da capacidade de se amortizar os futuros acréscimos tarifários, que é a essência da proposta encaminhada.

Ressalte-se que o saldo a ser considerado nos próximos reajustes tarifários anuais no sentido de se impedir ou suavizar futuros impactos tarifários, deverá incorporar a devida remuneração pela taxa SELIC. Para se evitar tempo demasiado para conclusão do ajuste financeiro, a proposta é que 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. A Nota Técnica principal traz maiores esclarecimentos quanto à operacionalização da proposta final.

(Fl. 36 do Anexo VI da Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008).

## **V – INVESTIMENTOS**

As contribuições relativas aos investimentos estão tratadas no Anexo IV desta Nota Técnica.

## **VI – PERDAS**

As contribuições relativas às perdas técnicas de energia elétrica estão tratadas no Anexo III desta Nota Técnica.

Com relação às perdas não técnicas, a definição da trajetória de redução das perdas não técnicas, com previsão de investimentos e custos operacionais necessários à sua consecução e incorporação do mercado recuperado na projeção de mercado do Fator X, foi feita de acordo com a proposta submetida pela ANEEL à Audiência Pública, AP 052/2007. Por se tratar de questão metodológica, aquele é o foro adequado para se discutir a questão. Ressalte-se que por utilizar-se de metodologia ainda em Audiência Pública, a definição do referencial regulatório de perdas não técnicas é provisória e na versão definitiva devesse incorporar os desdobramentos da supracitada Audiência Pública.