SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA – SRE

Nota Técnica n.º 181/2008-SRE/ANEEL
Brasília, 10 de junho de 2008

SEGUNDA REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DA CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Energisa Minas Gerais S/A
CICLO 2007 – 2010

RESULTA DA REVISÃO TARIFÁRIA

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 6
III.1 – ASPECTOS CONCEITUAIS 6
III.2 – ASPECTOS METODOLÓGICOS 6
III.2.1 – O Reposicionamento Tarifário 8
III.2.2 – O Fator X 9
III.2.3 – A Qualidade do Serviço 11
III.2.4 – Tratamento Regulatório das Perdas de Energia 11
III.2.5 – Tratamento Regulatório das Outras Receitas 12
IV. A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DA ENERGISA MINAS GERAIS 13
IV.1 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA A 14
IV.1.1 – PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA 14
IV.1.2 – BALANÇO ENERGÉTICO 18
IV.1.3 – COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA 19
IV.1.4 – ENCARGOS SETORIAIS E CUSTO COM TRANSPORTE DE ENERGIA 22
IV.1.4.1 – Encargos Setoriais 22
IV.1.4.2 – Custos com Transporte de Energia 26
IV.1.5 – VALOR TOTAL DA PARCELA A (VPA) 28
IV.2 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA B 28
IV.2.1 – CUSTOS OPERACIONAIS 28
IV.2.1.1 – Enfoque Metodológico 28
IV.2.1.2 – Custos por Área 31
IV.2.1.3 – Resultados Finais 31
IV.2.2 – CUSTO DO CAPITAL 32
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 39
IV.2.3.1 – Determinação do Valor da Base de Remuneração 39
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 52
VII. DO FUNDAMENTO LEGAL 55
VIII. CONCLUSÕES 56
IX. ANEXOS 57

Nota Técnica nº 181/2008–SRE/ANEEL

Em 10 de junho de 2008.

Processo n.º 48500.004321/2006-56

Assunto: Segunda revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Energisa Minas Gerais S/A.

I. DO OBJETIVO

A presente Nota Técnica tem por objetivo apresentar a metodologia utilizada e os resultados obtidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL relativos à segunda revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica **Energisa Minas Gerais S/A (antiga Companhia Força e Luz Cataguazes Leopoldina S/A – CFLCL)**.

2. Na seção II apresenta-se uma breve caracterização da área de concessão da ENERGISA MINAS GERAIS. 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 ENERGISA MINAS GERAIS é apresentada na seção IV, onde se explicita 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 ENERGISA MINAS GERAIS encontram-se na seção VIII, ressaltando-se que os resultados desta revisão tarifária são aplicáveis para o período de junho/2008 a maio/2012. Finalmente, os anexos detalham as metodologias e dados utilizados.

II. ANTECEDENTES

6. A ENERGISA MINAS GERAIS, sociedade anônima de capital aberto, é uma concessionária de serviço público de energia elétrica, sujeita à Lei das Sociedades Anônimas e às regras estabelecidas pela CVM (Comissão de Valores Mobiliários), sendo que a prestação do serviço público é fiscalizada e regulamentada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

(Fls. 2 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

7. A antiga Companhia Força e Luz Cataguazes Leopoldina S/A – CFLCL foi fundada em 1905, tendo originado o Sistema Cataguazes Leopoldina – SCL. Até fevereiro de 2007, a CFLCL era a holding operacional do SCL, detendo o controle acionário de outras 10 empresas: Energisa, CENF, Energipe, CELB, Saelpa, Cat-Leo Comercializadora de Energia, CAT-LEO Cise, Energisa Minas Gerais Serviços Aéreos (CSA), Energisa Planejamento e Corretagem de Seguros Ltda. e Teleserv (LIG-TV). Com a conclusão do processo de desverticalização da CFLCL, em fevereiro de 2007, a Energisa S/A passou a ser a nova controladora de todas as empresas do SCL.

8. A atual estrutura societária do grupo Energisa está demonstrada na figura abaixo:

Figura 1: Estrutura societária do Grupo Energisa S/A

9. Em 18 de junho de 1999, foi assinado o **Contrato de Concessão nº 40/1999,** entre a União e a Companhia Força e Luz Cataguazes Leopoldina S/A - CFLCL, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, tendo por objeto regular a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica da concessão, de que é titular a citada concessionária.

10. Em 23 de maio de 2005, a Companhia Força e Luz Cataguazes Leopoldina S/A - CFLCL assinou o Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 40/1999, em cumprimento ao disposto nos artigos 36 e 43 do Decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004. O aditivo deu nova redação à Cláusula Sétima – Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, cujas principais alterações foram: retirada do PIS/PASEP e da COFINS das tarifas de energia elétrica; alocação do P&D na Parcela A da receita da concessionária; e nova sistemática de cálculo da energia comprada.

11. Em março de 2008, a Companhia Força e Luz Cataguazes Leopoldina S/A - CFLCL passa a se chamar Energisa Minas Gerais S/A, e as demais distribuidoras do Grupo Energisa passam a se chamar: Energisa Nova Friburgo, Energisa Paraíba, Energisa Borborema e Energisa Sergipe.

12. A ENERGISA MINAS GERAIS, com sede na cidade de Cataguases – MG, detém a concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica na região da Zona da Mata, abrangendo 66 municípios no Estado de Minas Gerais e 2 municípios no Estado do Rio de Janeiro. A área de concessão da ENERGISA MINAS GERAIS, abrange uma área de 16.331 Km^2 com cerca de 1 milhão de habitantes, conforme mostrado na Figura 1.

(Fls. 3 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

Figura 2 – Área de Concessão da ENERGISA MINAS GERAIS

13. A ENERGISA MINAS GERAIS atende cerca de **341 mil** unidades consumidores, que perfazem uma média de consumo anual de **2,85 MWh** e um faturamento anual da ordem de **R$ 300 Milhões** (informação do SAD relativa ao período de outubro de 2006 a setembro de 2007, incluindo a subvenção do baixa renda). A tabela 1 mostra a composição do mercado da ENERGISA MINAS GERAIS por classe de consumo.

Tabela 1: Composição do Mercado da Concessionária

COMPOSIÇÃO DO MERCADO CATIVO DA ENERGISA MG						
Classes de Consumo	**Número de Unidades Consumidoras**	**Part. (%)**	**Consumo de Energia Elétrica (MWh)**	**Part. (%)**	**Receita de Fornecimento (R$)**	**Part. (%)**
Residencial*	255.436	74,4%	328.987	33,8%	136.321.944	42,0%
Industrial	3.508	1,0%	239.725	24,6%	65.121.660	20,0%
Comercial	29.272	8,5%	159.101	16,3%	59.616.529	18,4%
Rural	50.684	14,8%	123.334	12,7%	30.483.596	9,4%
Outras	4.247	1,2%	123.169	12,6%	33.338.961	10,3%
Total	343.147	100,0%	974.317	100,0%	324.882.690	100,0%

Fonte: ANEEL/SAD (Jan-Dez/07)

* Inclui a subvenção da CDE para os consumidores da subclasse residencial baixa renda.

14. Nos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica, assinados a partir de 1995, foram estabelecidas as tarifas iniciais e os mecanismos de sua alteração:

i) reajuste tarifário anual;
ii) revisão tarifária extraordinária; e
iii) revisão tarifária periódica.

(Fls. 4 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

15. Segundo o contrato de concessão, a receita inicial da concessionária é dividida em duas parcelas. A Parcela A envolve os chamados "custos não gerenciáveis" pela concessionária, relacionados à atividade de distribuição de energia elétrica e explicitamente indicados no contrato. São custos cujo montante e variação escapam à vontade ou influência da concessionária, como a energia elétrica adquirida para atendimento aos clientes, os custos de transmissão e os encargos setoriais. A Parcela B compreende o valor remanescente da receita, envolvendo, portanto, os chamados *"custos gerenciáveis".* São custos próprios da 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	

16. 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 subseqüente (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 menos o Fator X definido na revisão tarifária, que reflete o compartilhamento dos ganhos de produtividade com os consumidores. 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.

(Fls. 5 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

17. A primeira revisão tarifária da ENERGISA MINAS GERAIS ocorreu em 18 de junho de 2004. O resultado final da Revisão Tarifária Periódica de 2004 foi estabelecido na Resolução Homologatória n° 117, de 13 de junho de 2005. As tarifas de fornecimento de energia elétrica, com vigência a partir de 18 de junho de 2004, foram reposicionadas em 21,67% e reajustadas anualmente, de acordo com as regras do contrato, nos anos de 2005 a 2007. O valor do componente Xe foi estabelecido em 0,385%.

18. Para atender ao princípio de modicidade tarifária e a condição de equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão definida na revisão tarifária periódica da CATAGUAZES, o acréscimo de receita da "Parcela B", resultante do reposicionamento tarifário de 21,67%, foi aplicado em parcelas anuais na forma a seguir:

I - em 18 de junho de 2004, as tarifas de fornecimento de energia elétrica foram reposicionadas em 12,66% cujo percentual é decorrente da análise do impacto da diferença entre o resultado do reposicionamento tarifário, de 21,67 e o índice de reajuste tarifário anual, de 12,91%, em relação à capacidade de pagamento da concessionária; e

II - nos reajustes tarifários anuais, homologados para os anos de 2005 a 2007, foram acrescidos à "Parcela B", de cada ano, o valor de R$ 15.568.723,80, cujas parcelas foram atualizadas pelo IGP-M menos o Fator X.

19. A tabela a seguir apresenta os valores dos reajustes tarifários anuais ocorridos, bem como o resultado da primeira revisão tarifária, enquanto a figura 2 mostra a evolução da tarifa média (R$/MWh) e o crescimento do mercado da ENERGISA MINAS GERAIS (em MWh).

Tabela 3: Reajustes e Revisões Tarifárias da Concessionária (%)

Ano	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Reajuste/Revisão*	12.70%	19.21%	15.88%	33.14%	12.66%	2.25%	12.60%	5.18%
Acumulado	12.70%	34.35%	55.68%	107.28%	133.52%	138.77%	168.86%	182.79%
Efeito/Consumidor	-	19.33%	16.07%	33.50%	16.44%	0.31%	17.15%	2.13%

* Índice de reajuste ou revisão com base nas tarifas do Anexo II das Resoluções Homologatórias, não inclui componentes financeiros.

** Efeito percebido pelo consumidor, inclui os componentes financeiros.

(Fls. 6 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

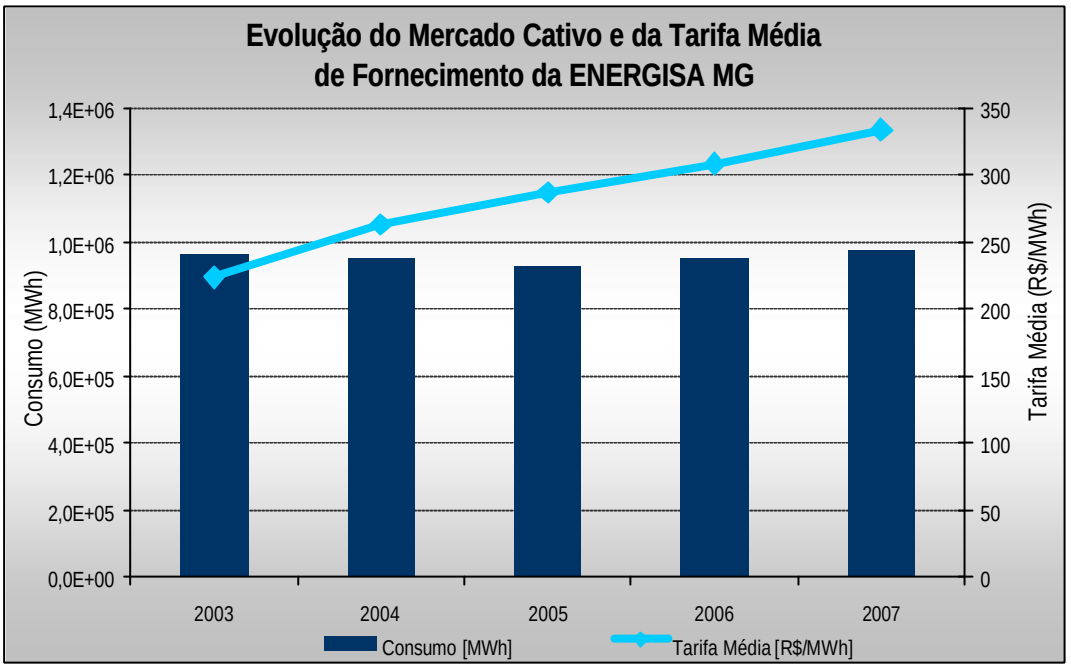


Figura 2: Evolução do Mercado e da Tarifa da Concessionária

III. FUNDAMENTOS ECONÔMICOS DA REVISÃO TARIFÁRIA

III.1 – ASPECTOS CONCEITUAIS

20. O objetivo precípuo 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 cuja finalidade é a remodelação da prestação do serviço público pelas características da atividade privada, onde se destacam os princípios de eficiência na prestação do serviço e de modicidade tarifária.

III.2 – ASPECTOS METODOLÓGICOS

21. 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.

(Fls. 7 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

22. 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"*.

23. 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 integralmente 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.

24. 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. 8 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

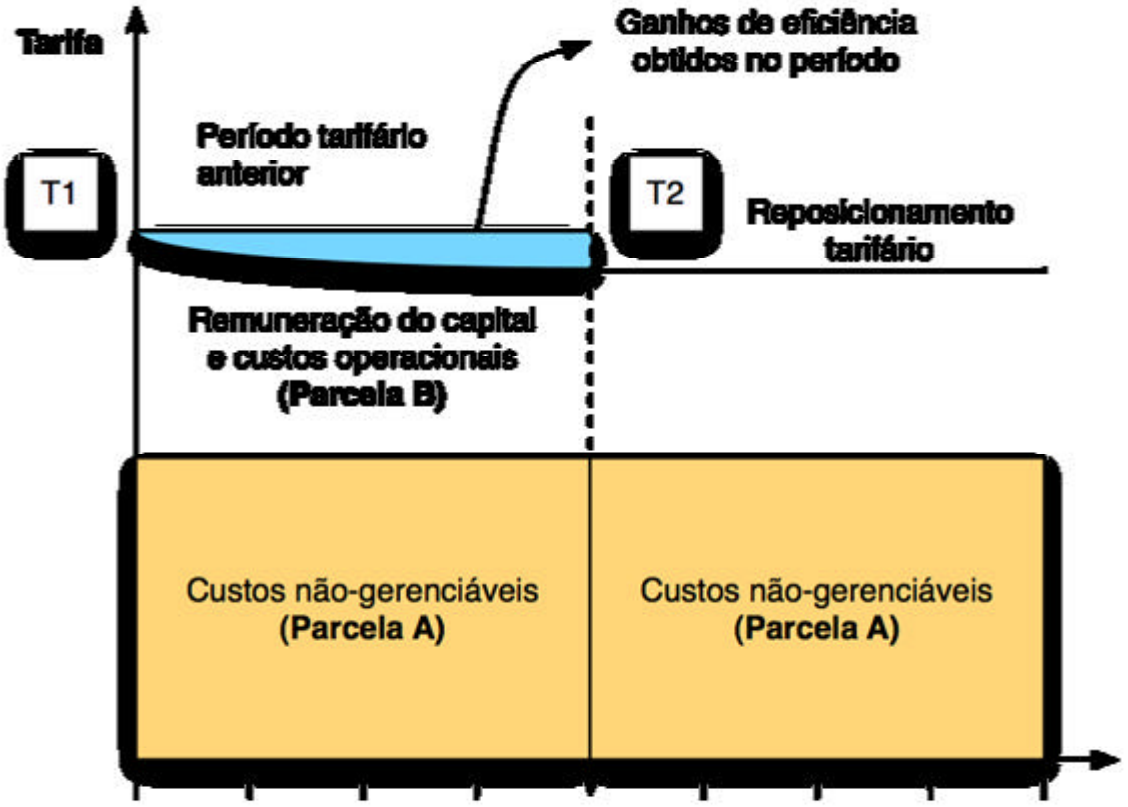


Figura 3: Regime de Regulação por Incentivos

25. 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

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

27. 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.

28. Os enfoques regulatórios baseados unicamente nas análises de informações fornecidas pelas concessionárias potencializam os efeitos negativos dessa situação assimétrica e se desenvolvem, em geral, em condições prejudiciais para o Regulador e, conseqüentemente, para os clientes do serviço cujos direitos devem ser preservados.

29. 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.

30. 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 – 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

31. 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 subseqüente. 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.

(Fls. 10 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

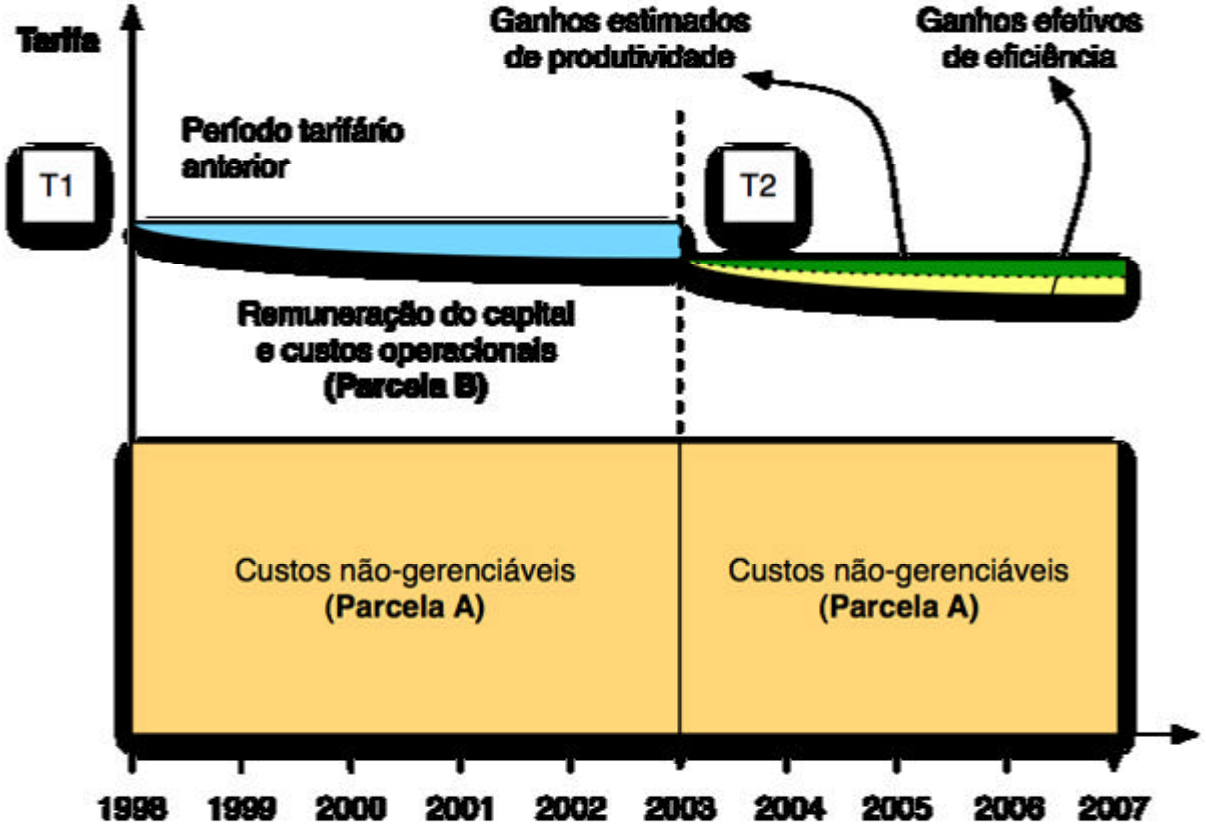


Figura 4: Regime de Regulação por Incentivos

32. 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.

33. 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.

34. 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

35. 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 (freqüência 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 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.

36. 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

37. Há necessidade de se definir um tratamento regulatório para as perdas de energia elétrica. É reconhecido que a concessionária distribuidora não possui controle sobre os custos da Parcela A, embora se possa admitir que ela possui certa capacidade para negociar os preços de compra de energia elétrica, dadas as condições e restrições determinadas pela legislação vigente. No entanto, é lícito afirmar que a concessionária possui uma forte capacidade de gestão sobre as perdas de energia elétrica, que influem na quantidade de energia elétrica comprada considerada para o cálculo da Parcela A. Com efeito, essas quantidades correspondem 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 podem ser separadas em: a) perdas associadas ao transporte de energia elétrica pelas redes de transmissão e distribuição envolvidas, denominadas "perdas técnicas"; e b) as chamadas "perdas não técnicas", definidas como a diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas. Esse segundo tipo de perda está diretamente associado à gestão comercial da concessionária distribuidora.

38. 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

(Fls. 12 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

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.

39. 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 serem admitidas sobre as quantidades de energia elétrica que a concessionária distribuidora prevê fornecer para atender todo o mercado de sua área de concessão. Essa determinação pode ser feita mediante a 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

40. 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.

41. 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.

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

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

43. 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;

(Fls. 13 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

- 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 ENERGISA MINAS GERAIS

44. 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 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 subseqüentes à data da revisão tarifária. Para a concessionária ENERGISA MINAS GERAIS esse período anual, denominado **ano-teste**, compreende os 12 meses de **junho/2008 a maio/2009**.

45. 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:

$$RT = \frac{\text{Re}\,ceita\ \ \text{Re}\,querida - Outras\ \ \text{Re}\,ceitas}{\text{Re}\,ceita\ \ Verificada} \qquad (1)$$

46. 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).

47. 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.

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

(Fls. 14 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

IV.1 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA A

49. 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**.

50. 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

51. Inicialmente cabe explicitar alguns conceitos adotados nesta parte da N.T. Em relação à perdas de energia elétrica, denomina-se Perdas na Distribuição o somatório de Perdas Técnicas e Comerciais, considerando Perdas Técnicas de Energia as perdas inerentes ao transporte de energia elétrica na rede da distribuidora, e de Perdas Comerciais (ou 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 e consumidores livres), conforme as seguintes equações, com seus componentes expressos em MWh):

Energia Injetada – Energia Fornecida = Perdas de Energia na Distribuição

Energia Injetada= Energia Fornecida + Perdas de Energia na Distribuição

Perdas de Energia na Distribuição= Perdas Técnicas + Perdas Comerciais

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

Perdas de Energia na Distribuição (%) = Perdas na Distribuição (MWh) / Energia Injetada (MWh) x 100

Perdas Técnicas (%) = Perdas Técnicas (MWh) / Energia Injetada (MWh) x 100

Perdas Comerciais (%) = Perdas Comerciais (MWh) / Energia Injetada (MWh) x 100

Perdas de Energia na Distribuição (%) = Perdas Técnicas (%) + Perdas Comerciais (%)

53. A figura a seguir apresenta a evolução das perdas totais da ENERGISA MINAS GERAIS nos últimos anos, englobando as perdas técnicas e comercias na distribuição (dados encaminhados pela ENERGISA MINAS GERAIS). O percentual de perdas apresentado é calculado sobre a energia total injetada (Fornecimento + Perdas na Distribuição).

(Fls. 15 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

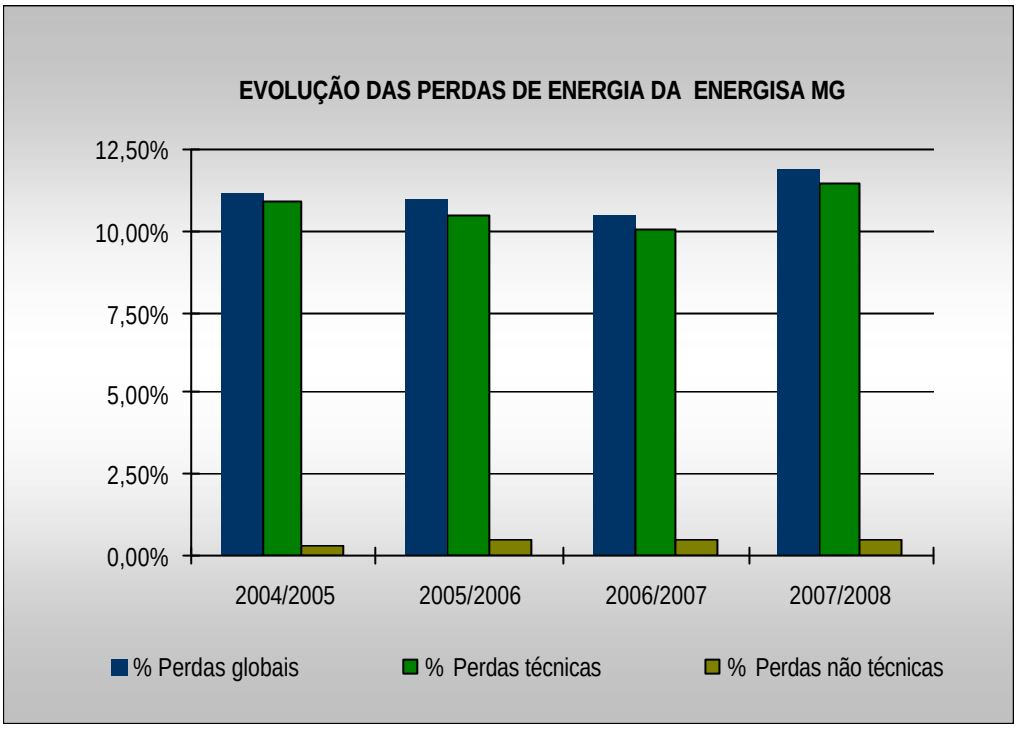


Figura 5: Evolução das Perdas de Energia da Concessionária

54. A Figura 5 mostra um aumento pouco expressivo nas perdas globais da concessionária no período analisado, de **3,1%**, passando de **11,18%** em 2004/2005 para **11,52%** em 2007/2008. Cabe destacar também o reduzido valor da perda não técnica e o fato de que em todos os períodos o percentual de perdas globais foi inferior ao estabelecido como referencial regulatório na primeira revisão tarifária periódica da concessionária, de **11,96%** (perda global / energia injetada), tendo se aproximado desse valor apenas no último período.

55. 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 de regulatório, uma vez que poderiam se apropriar dos ganhos advindos de tal situação.

56. A concessionária tem forte incentivo ao combate das perdas não técnicas, uma vez que a regularização de um consumidor traz três benefícios econômicos à concessionária. Primeiro, a legislação permite que a concessionária proceda a 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; finalmente, quando da regularização de um 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.

57. 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.

58. Entre as melhores práticas de combate às perdas técnicas 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 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. Como após a regularização a tendência natural é a redução do consumo de energia elétrica e, conseqüentemente, se trazer de volta o perfil de consumo para próximo daquele que a rede foi projetada para atender, a tendência é se aliviar o carregamento dos alimentadores e transformadores e, portanto, trazê-los de volta a níveis economicamente adequados de carregamento.

59. A ANEEL entende que, para o próximo ciclo tarifário, dentro da projeção de investimentos em expansão e renovação previstos no fator X, já estão contemplados os investimentos em combate às perdas. Isto porque ao se expandir e renovar o sistema elétrico levando-se em consideração critérios e padrões que garantam a segurança no fornecimento e o dimensionamento econômico dos equipamentos do sistema elétrico, já está se combatendo as perdas técnicas e não técnicas.

60. 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 ENERGISA MINAS GERAIS, não sendo necessária estrutura exclusiva para este fim. Além disto, modernas práticas de combate às perdas mostram que o correto gerenciamento dos dados de faturamento aliados a utilização da própria estrutura de eletricistas e leituristas, resulta em índices de irregularidade/inspeção bastante elevados. Da mesma forma, entende-se que o dimensionamento das equipes técnicas é suficiente para as atividades de troca de ramais ou medidores, instalação de redes que inibam a fraude, instalação de medição centralizada em transformadores, etc. No aprimoramento do modelo da Empresa de Referência será analisada a possibilidade de inclusão de equipes exclusivas para atividades de combate às perdas, o que não significa dizer que a ENERGISA MINAS GERAIS não possua, no atual modelo, cobertura tarifária para as atividades citadas.

61. Em sua manifestação formal, a ENERGISA MINAS GERAIS destacou as especificidades do seu sistema de elétrico, quais sejam: extensão das redes rurais; a configuração geo-elétrica do sistema elétrico; importante presença de geração hídrica distribuída; integração com a Usina Termo Elétrica de Juiz de Fora (UTE JF) que tem regime incerto de despacho; e influência dos pontos de intercâmbio em Além Paraíba, com a LIGHT e Manhuaçu, com a CEMIG.

(Fls. 17 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

62. Além disso, a concessionária destacou a necessidade de ajuste entre o percentual de perdas calculado pela SRD e aquele utilizado pela SRE, uma vez que esta considera para o fechamento do balanço energético da distribuidora, a energia requerida (mercado cativo + mercado livre + suprimento), enquanto que aquela calcula o percentual de perdas com base na energia total transitada no sistema.

63. As Notas Técnicas nº 070/2008-SRD/ANEEL e n.º 0124/2008-SRD/ANEEL, apuram o nível ótimo de perdas técnicas de energia no sistema de distribuição da ENERGISA MINAS GERAIS relativo ao período de **outubro de 2006 a setembro de 2007**, calculada em **8,920%** sobre o total da energia injetada, para uma perda global de **10,521%**.

64. Com relação às perdas não técnicas, a análise realizada preliminarmente pela SRE, em consonância com a proposta de metodologia submetida à Audiência Pública n.º 052/2007, detalhada na Nota Técnica n.º 348/2007-SRE/ANEEL, a ENERGISA MINAS GERAIS destacou-se pelo reduzido nível de perdas não técnicas se comparado com o de outras empresas que atuam em áreas de concessão com características socioeconômicas similares. Desta forma, está sendo considerado na empresa de referência desta revisão tarifária o valor de **R$ 2.183.653,45** relativos ao custo de gerenciamento e manutenção do atual nível de perdas não-técnicas da concessionária.

65. Em síntese, 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 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.

66. Diante de todo exposto acima: do histórico de perdas de energia da concessionária; do nível de perdas técnicas apurado pela SRD; do reduzido nível de perdas não técnicas, se comparado com o de empresas similares; das melhores práticas de combate às perdas técnicas e não técnicas; e dos investimentos e custos operacionais envolvidos; esta SRE sugere, para o ciclo tarifário que se inicia, a manutenção do nível total de perdas de energia verificado nos últimos doze meses, de **11,52%**, sendo **9,71%** de perdas técnicas e **1,81%** de perdas não técnicas. Desta forma, atende-se o compromisso entre a modicidade tarifária e o incentivo para que a concessionária tenha perdas reais inferiores às perdas regulatórias, de forma a se apropriar da diferença verificada.

67. O nível de perdas técnicas de **9,71%** foi obtido a partir da divisão do montante de perdas técnicas apurado pela SRD, para o período de outubro de 2006 a setembro de 2007, pelo total da energia requerida do mesmo período, conforme dados encaminhados da concessionária, sendo composta das perdas técnicas e não técnicas, do mercado faturado do consumidor cativo, do mercado livre e da energia transitada no sistema da concessionária relativa ao uso da CEMIG. Já o nível de perdas não técnicas, de **1,81%**, foi obtido pela diferença entre as perdas globais dos últimos meses de **11,52%** e o nível de perdas técnicas de **9,71%**.

68. Fica então estabelecida a meta pontual de **11,52%**, para as perdas regulatórias na distribuição da ENERGISA MINAS GERAIS a ser aplicada no ano teste desta revisão tarifária periódica. Desta forma, atende-se o compromisso entre a modicidade tarifária e o incentivo para que a concessionária tenha perdas reais inferiores às perdas regulatórias, de forma a se apropriar da diferença verificada. A meta

(Fls. 18 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

foi estipulada com base no requisito de energia injetada que contempla o mercado total da área de concessão (mercado de venda de energia a consumidores cativos, mercado de consumidores livres, energia relativa ao Uso Carga – D da CEMIG e perdas técnicas e não técnicas na distribuição), conforme demonstrado na tabela a seguir

Tabela 4: Perda de Energia Elétrica Regulatória – Ano teste

Descrição	% sobre Energia Injetada	Total MWh
Mercado de Venda (cativo + suprimento)	69,35%	1.020.144
Mercado de Consumidor Livre	19,12%	281.309
Perdas Distribuição	11,52%	169.519
Perdas Técnicas	9,71%	142.897
Perdas Não Técnicas	1,81%	26.622
Energia Injetada	100%	1.470.972

IV.1.2 – BALANÇO ENERGÉTICO

69. 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 (Ano Teste – de junho de 2008 a maio de 2009).

70. As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia disponível e energia requerida, ambos do período de referência. A energia disponível é igual ao somatório da energia contratada no período de referência, considerando: geração própria, CCEAR, contratos bilaterais, PROINFA e ITAIPU. 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.

71. Os requisitos de energia elétrica da ENERGISA MINAS GERAIS para atendimento ao seu mercado de referência no ano-teste é de **1.216.321 MWh**, formado por **1.020.144 MWh** para atendimento ao mercado de fornecimento e **196.177 MWh** para cobertura das perdas de energia elétrica.

72. A ENERGISA MINAS GERAIS apresentou, para o ano-teste, sobra de energia elétrica no montante de **21.255 MWh**, conforme demonstrado na tabela abaixo.

(Fls. 19 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

Tabela 5: Balanço Energético para Definição de Sobras Físicas

DESCRIÇÃO	CALCULO	TOTAL (MWh)
GERAÇÃO PRÓPRIA	(1)	**-**
PROINFA	(2)	**22.939**
COMPRAS	(3)	**1.214.637**
CCEAR Existente		371.720
CCEAR Nova		16.268
Bilaterais		679.423
Quota ITAIPU		147.226
ENERGIA DISPONÍVEL	(4) = (1) + (2) + (3)	**1.237.576**
Fornecimento	(5)	1.020.144
Suprimento	(6)	-
Consumidores Livres	(7)	281.309
TOTAL DE VENDAS	(8) = (5) + (6)	**1.020.144**
Perdas Regulatórias sobre o mercado de venda mais livres (%)	(9)	15,07%
PERDAS REGULATÓRIAS (MWh)	(10) = (8 + 7) x (9)	**196.177**
ENERGIA REQUERIDA (Mercado Regulatório)	(11) = (8) + (10)	**1.216.321**
DISPONIBILIDADE LÍQUIDA	(12) = (4) – (11)	21.255

IV.1.3 – COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA

73. 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.

74. 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.

75. No cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento à totalidade do mercado, também será considerada a energia elétrica contratada até 16 de março de 2004 e proveniente de geração distribuída, de usinas contratadas na primeira etapa do PROINFA e de Itaipu Binacional.

76. 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, alterada pela Resolução Normativa n.º 243, de 19 de dezembro de 2006.

77. 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.

78. 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.

79. 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.

80. 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.

81. 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 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.

82. 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).

(Fls. 21 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

- 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 no Decreto n.º 5.163/2004, para empreendimentos de geração existentes e novos empreendimentos de geração.

- CCE – Contrato de Compra e Venda de Energia, celebrado entre concessionária ou permissionária de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano e o atual agente supridor, conforme regras definidas nas Resoluções Normativas n.º 206, de 22 de dezembro de 2005 e n.º 243, de 19 de dezembro de 2006.

83. Para o cálculo dos custos com compra de energia elétrica, que compõem a Parcela A da Receita Requerida da concessionária, tomam-se como ponto de partida os montantes de energia de Itaipu, de contratos bilaterais e de leilões públicos de energia, necessários para o atendimento ao mercado previsto para o ano-teste da revisão, acrescido de um adicional a título de perdas regulatórias de energia elétrica.

84. 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, ou seja, em **18 de junho de 2008**.

85. Na tabela a seguir estão relacionados os contratos de compra de energia elétrica da ENERGISA MINAS GERAIS. Esses contratos, totalizam **1.237.576 MWh**. Para efeito de cálculo da despesa com energia comprada para revenda, foi considerado apenas o montante de energia necessária para atendimento de 100% do requisito de energia do ano-teste, de **1.216.321 MWh**, que considera o mercado de venda do ano-teste mais a cobertura para o montante de perdas regulatórias.

86. Na tabela a seguir estão relacionados todos os contratos de compra de energia elétrica da ENERGISA MINAS GERAIS, os seus respectivos montantes e as despesas associadas.

Tabela 6: Contratos de Compra de Energia Elétrica da Concessionária

CONTRATOS	Despesa (R$)	Tarifa (R$/MWh)	Energia (MWh)
CCEAR Existente	28.679.237,24	77,15	371.719,96
CCEAR Nova	1.716.266,64	105,50	16.267,92
Bilaterais	110.351.091,18	162,42	679.422,96
ITAIPU	11.528.155,15	78,30	147.226,21
PROINFA	-	-	22.939,27
GERAÇÃO PRÓPRIA	-	-	-
SOBRAS/EXPOSIÇÃO (+ / -)	1.665.132,62	78,34	21.254,83
TOTAL	**150.609.617,58**	**123,82**	**1.216.321,48**

(Fls. 22 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

87. Os preços dos contratos bilaterais da ENERGISA MINAS GERAIS foram atualizados pela variação acumulada do IGP-M, observando os limites de repasse pertinentes. Particularmente para o contrato bilateral com a UTE Juiz de Fora foi utilizado 100% do Valor Normativo, o que resultou no valor de **R$** 134,70 **/MWh**, conforme Memorando n.º 807/2008-SFF/ANEEL. Os preços do CCEAR's de energia existente e de energia nova hidráulica foram atualizados pela variação acumulada do IPCA, e os preços dos leilões de energia nova térmica, foram atualizados considerando a previsão de custo variável para os próximos doze meses. Para a energia proveniente de ITAIPU, utilizou-se o preço estabelecido na REH n.º 599/2007, no valor de **US$ 23,0270/kW**, com taxa de câmbio de **R$ 1,63 /US$** (média de maio de 2008).

88. A tarifa de energia da ZONA DA MATA, relativa às geradoras distribuídas desverticalizadas, exceto a PCH Camilo Penna, foi devidamente atualizada conforme estabelece a Resolução Normativa nº 167, de 10 de outubro de 2005. Considerando-se a variação de cada item dos custos não gerenciáveis e a variação do IGP-M para a atualização dos custos gerenciáveis, chegou-se ao valor de **R$ 158,12 /MWh**, a vigorar a partir de 18 de junho de 2007.

89. 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 ENERGISA MINAS GERAIS estabelece, na Cláusula Sétima, a seguinte subcláusula:

> *"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."*

90. Com base no exposto, os custos a serem considerados na Receita Requerida da concessionária ENERGISA MINAS GERAIS a título de compra de energia elétrica são de **R$** 150.609.617,58 , já descontado da sobra de energia.

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

91. Os Encargos Setoriais, RGR, CCC, CDE, CFURH, TFSEE, ONS, PROINFA, ESS e P&D 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

92. 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.

93. 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 termoelétrica. Esse tipo de geração de energia apresenta custos superiores à geração hidroelétrica, onde utiliza-se combustíveis como óleo combustível, óleo diesel e carvão. A geração termoelétrica é essencial nas regiões do país localizadas fora da área de atendimento do sistema interligado, como na região Norte, nos denominados sistemas isolados.

94. 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.

95. 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.

96. 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.

97. 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.

(Fls. 24 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

98. 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.

99. 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.

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

101. 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 x GH x 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.

102. 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.

103. 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.

104. 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

(Fls. 25 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

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.

105. A Resolução Normativa ANEEL n° 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.

106. 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.

107. 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.

108. 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.

109. 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.

110. 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 Concessionária

Encargos Setoriais	Dispositivo Legal	Valor (R$)
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	Resolução Homologatória n.º 432/2007	9.750.753,11
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	Resolução Normativa n.º 291/2007	9.888.033,12
Taxa de Fisc. de Servicos de E.E. – TFSEE	Lei n.º 9.427/96 - informacão preliminar SRE	884.654,90
Reserva Global de Reversão – RGR	Despachos 254 e 255/2007 SFF/ANEEL	2.311.353,72
Proinfa	Resolução Normativa n.º 567/2007	2.895.425,00
ONS	Resolucão Autorizativa n.º 772/2006	22.046,88
Compensação Financeira - CFURH	Lei n.º 7.990/89	-
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	Resolução Homologatória n.º 573/2007	1.148.324,65
P&D e Eficiência Energética	Fórmula - Resolução Normativa n.º 233/2006	3.461.284,36
Total de Encargos Tarifários		**30.361.875,74**

(Fls. 26 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

IV.1.4.2 – Custos com Transporte de Energia

111. 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, 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 $TUST_{RB}$, relativa ao uso de instalações da Rede Básica, e $TUST_{FR}$, referente ao uso de instalações de fronteira com a Rede Básica.

112. 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 desse encargo são estabelecidos pela ANEEL e têm reajuste anual concatenado com as tarifas de fornecimento das distribuidoras de energia elétrica.

113. O **Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional** 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.

114. O **Uso das Instalações de Distribuição** de Energia Elétrica refere-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição pelo acesso à rede de distribuição de outra concessionária, conforme Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD, firmado entre a concessionária acessante e a acessada. São calculados mensalmente com base nos valores de demanda de potência contratos e nas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD's específicas da concessionária acessada, conforme resolução homologatória da ANEEL. Esses contratos são regidos pela Resolução n.º 271, de 01 de outubro de 1999.

115. A ENERGISA MINAS GERAIS não está conectada diretamente na Rede Básica, mas passou a ser quotista de Itaipu a partir de janeiro de 2008, conforme Resoluções Homologatórias n.º 218/2006 e 574/2007. Dessa forma, o valor do encargo de rede básica da ENERGISA MINAS GERAIS, relativo ao ano-teste da revisão, se refere apenas à quota-parte da concessionária no encargo de rede básica da usina Itaipu, conforme apurado no Memorando n.º 142/2008-SRT/ANEEL e demonstrado na tabela abaixo.

(Fls. 27 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

Tabela 08: Encargos de Uso da Rede Básica (ano-teste)

Encargos de Uso da Rede Básica (junho/2008 a maio/2009) - R$	
Rede Básica	0,00
Rede Básica Fronteira	0,00
Conexão	0,00
MUST Itaipu	794.936,97
TOTAL	**794.936,97**

116. O encargo de uso do sistema de distribuição foi calculado a partir dos montantes de uso contratados com as distribuidoras CEMIG, LIGHT e CENF, para o ano-teste da revisão, e das tarifas de uso constantes das Resoluções Homologatórias n.º 626/2008 e 563/2007, da CEMIG e da LIGHT, respectivamente, e dos valores vigentes a partir de 18 de junho de 2008 para as tarifas de uso da CENF. O encargo de uso do sistema de distribuição da ENERGISA MINAS GERAIS para o ano-teste é mostrado na tabela abaixo.

Tabela 09: Encargo de Uso da Rede de Distribuição (ano-teste)

Concessionária	MUSD - kW		TUSD - R$/kW	Despesa - R$
CEMIG - 138 kV	Ponta	251.100	23,98	6.021.378,00
	Fora Ponta	289.000	4,08	1.179.120,00
LIGHT - 138 kV	Ponta	1.219.000	15,68	19.113.920,00
	Fora Ponta	1.910.000	2,48	4.736.800,00
CENF - 69 kV	Ponta	31.800	19,78	629.004,00
	Fora Ponta	31.800	5,04	160.272,00
TOTAL				**31.840.494,00**

117. O custo de transporte da quota-parte de energia de Itaipu atribuído a ENERGISA MINAS GERAIS foi calculado considerando a tarifa de transporte definida na REH n.º 497/07 e os montantes de demanda definidos na REH n.º 574/2007, conforme mostrado na tabela abaixo.

Tabela 10: Custo de Transporte Itaipu (ano-teste)

Transporte Itaipu (junho/2008 a maio/2009)	
Demanda - MW	307,25
Tarifa - R$/MW	3.012,28
Despesa - R$	**925.529,10**

118. A tabela abaixo demonstra os custos com transporte de energia da ENERGISA MINAS GERAIS considerados nesta revisão tarifária periódica, que totalizam **R$ 33.560.960,07** , bem como os atos legais que lhes deram origem.

(Fls. 28 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

Tabela 11: Custo de Transporte de Energia da Concessionária

Descrição	Dispositivo Legal	Despesa - R$
Rede básica	REH 497/2007	-
Rede básica fronteira	REH 497/2007	-
Conexão	REH 496/2007	-
Uso do sistema de distribuição	CUSD LIGHT-CEMIG-CENF	31.840.494,00
Transporte de Itaipu	REH 497/07 e REH 574/07	925.529,10
MUST Itaipu	Memo n.° 142/08-SRT/ANEEL	794.936,97
TOTAL		**33.560.960,07**

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

119. 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. O valor total apurado para a Parcela A da ENERGISA MINAS GERAIS, calculado nos termos dos itens IV.1.3 e IV.1.4 é de **R$ 214.532.453,39** , conforme detalhado na tabela abaixo.

Tabela 12: Valor Total da Parcela A (VPA)

Componente	Valor (R$)
Compra de Energia para Revenda	R$ 150.609.617,58
Encargos Setoriais	R$ 30.361.875,74
Transporte de Energia	R$ 33.560.960,07
Total	**R$ 214.532.453,39**

IV.2 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA B

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

IV.2.1 – CUSTOS OPERACIONAIS

IV.2.1.1 – Enfoque Metodológico

121. 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.

122. 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.

123. 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.

124. 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.

125. 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;

- **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.

126. 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.

127. 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".

128. 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.

129. 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.

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

- Todos os gastos de pessoal, materiais, reposições para o equipamento elétrico e serviços;

(Fls. 31 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

- 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.

131. 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.

132. 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.

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

IV.2.1.2 – Custos por Área

134. 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 projetados para junho de 2008.

Tabela 13: Custos Totais por Ano – Preços a Junho de 2008

SETORES DA EMPRESA	CUSTOS PESSOAL (R$)	CUSTOS MAT. E SERV. (R$)	CUSTOS TOTAIS / ANO (R$)	% SOBRE TOTAL
ESTRUTURA CENTRAL	23.933.647,70	3.107.491,86	27.041.139,56	31,48%
ESTRUTURA REGIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00%
SISTEMAS	0,00	11.427.929,05	11.427.929,05	13,30%
PROCESSOS DE O&M	14.478.198,18	11.603.312,74	26.081.510,92	30,36%
PROCESSOS COMERCIAIS	10.691.105,90	7.715.628,97	18.406.734,87	21,43%
TAREFAS COMERCIAIS	4.876.674,65	721.382,87	5.598.057,51	6,52%
FATURAMENTO	4.044.062,74	5.707.596,55	9.751.659,29	11,35%
PERDAS NÃO-TÉCNICAS	737.119,13	114.106,85	851.225,97	0,99%
TELEATENDIMENTO	1.033.249,38	1.172.542,71	2.205.792,09	2,57%
CUSTOS ADICIONAIS	379.455,47	2.563.414,08	2.942.869,55	3,43%
CUSTOS TOTAIS POR ANO	**49.482.407,25**	**36.417.776,70**	**85.900.183,95**	**100,00%**

IV.2.1.3 – Resultados Finais

135. O modelo de Empresa de Referência utilizado nesta Nota Técnica está de acordo com a metodologia submetida à Audiência Pública n.º 052/2007, detalhada na Nota Técnica n.º 352/2007-SRE/ANEEL. Desta forma, os resultados ora apresentados são provisórios.

136. Os detalhes sobre a metodologia de cálculo dos custos operacionais aplicada provisoriamente ao contrato de concessão da ENERGISA MINAS GERAIS, os itens de custos considerados e

(Fls. 32 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

os respectivos cálculos encontram-se no arquivo magnético anexo a esta Nota Técnica. Dessa forma, os custos operacionais provisórios admitidos como eficientes que devem ser cobrados na tarifa da ENERGISA MINAS GERAIS equivalem ao valor de **R$ 85.900.183,95**.

137. Com relação às **Perdas de Receita Irrecuperáveis**, ainda deverá ser definida a metodologia a ser aplicada no segundo ciclo de revisão tarifária, conforme estabelecido na Resolução n.º 234/2006. Para fins dessa revisão tarifária será adotado, provisoriamente, o percentual proposto pela ANEEL na Nota Técnica n.º 349/2007, submetida à audiência Pública n.º 52/2007, correspondente a **0,60%** da receita bruta de distribuição.

138. Considerando uma receita igual a **R$ 466.945.326,49** , inclusos PIS/COFINS com alíquota média de **5,99%** e ICMS com alíquota de **21,25%**, chega-se ao valor de **R$ 2.801.671,96** , a ser atribuído a título de perdas de receita irrecuperáveis.

IV.2.2 – CUSTO DO CAPITAL

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

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**.

140. 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.

141. 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

142. 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.

143. 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,

(Fls. 33 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

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).*

144. 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.

145. 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.

146. 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 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.

147. Primeiramente agrupam-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.

148. 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.

149. 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 ½ (meio) desvio-padrão médio dos últimos três anos, enquanto o limite superior é igual a essa mesma média mais ½ (metade) desse mesmo desvio-padrão;

(Fls. 34 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

- 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.

150. 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%].

151. 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)

152. 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.

153. 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:

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

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;

(Fls. 35 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

D: capital de terceiros ou dívida;
T: alíquota tributária marginal efetiva.

154. 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

155. 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.

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

onde:
r_{CAPM}*: custo de capital próprio;*
r_f*: taxa de retorno do ativo livre de risco;*
b*: 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.*

156. 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%**.

157. 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%**.

158. O cálculo do **Beta** (*b*) 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.

(Fls. 36 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

159. Para se proceder ao cálculo dos *beta*s, 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.**

160. 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:

$$b = b_R^{Alavancado} + \Delta b \qquad (4)$$

onde:
$b_R^{Alavancado}$ *é o beta no mercado de referência (regime rate of return) alavancado pela estrutura de capital adotada;*
Db *é o ajuste por risco regulatório, a ser considerado no segmento de Distribuição.*

161. 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[1]. Considerando a estrutura de capital regulatória adotado pela OFGEM de **57,5%**[2] 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.**

162. 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** ($b \cdot (r_m - r_f)$) de **4,70%** (em termos nominais).

163. 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:

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

onde:
r_B*: prêmio de risco país;*
r_s*: prêmio de risco soberano;*
r_c^B*: prêmio de risco de crédito Brasil.*

[1] Electricity Distribution Price Control Review Final Proposals, November 2004, 265/04, OFGEM.
[2] Idem.

(Fls. 37 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

164. 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%**.

165. 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%**.

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

b) Custo de Capital de Terceiros

167. 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:

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

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.*

168. 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[3]. 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.

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

[3] Moodys Investors Service. Credit Trends Historical Yield Archive (Intermediate Corporate Bonds).

(Fls. 38 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

c) Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)

170. 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 p é a taxa de inflação média anual dos EUA no período de 1995-2005:

$$r_{REAL} = \frac{1 + r_{NOMINAL}}{1 + p} \qquad (7)$$

171. 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, de 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.

Tabela 14: Custo Médio Ponderado do Capital – WACC

Componente	Fórmula	Valor
Estrutura de Capital		
Capital Próprio	(P/V)	42,84%
Capital de Terceiros	(D/V)	57,16%
Custo de Capital Próprio		
Taxa livre de risco	r_f	5,32%
Prêmio de risco de Mercado	$r_m - r_f$	6,09%
Beta médio desalavancado	$ß_{RR}^{Desalav}$	0,296
Beta médio alavancado	$ß_{RR}^{Alav}$	0,554
Ajuste do beta (regime regulatório)	Db	0,218
Beta final	$ß = ß_{RR}^{Ala} + Db$	0,772
Prêmio de risco do negócio, financeiro e regulatório	$ß.(r_m - r_f)$	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%**
Custo de Capital de Terceiros		
Prêmio de risco de crédito	r_C	2,96%
Custo de dívida nominal	r_D	14,97%
Custo de dívida real		**12,06%**
Custo Médio Ponderado		
WACC nominal depois de impostos	r_{WACC}	12,81%
Inflação americana	π	2,60%
WACC real depois de impostos	r_{WACC}	**9,95%**

(Fls. 39 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

172. 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

173. 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.

174. 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 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).

175. Dessa forma, para fins de composição da base de remuneração para o próximo período tarifário da ENERGISA MINAS GERAIS, 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.

176. A Base de Remuneração da ENERGISA MINAS GERAIS, a valores de 31 de maio de 2008, validada pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira, por meio do Memorando n.º 808/2008-SFF/ANEEL, de 10 de junho de 2008, está descrita abaixo:

(Fls. 40 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

i. O Ativo Imobilizado em Serviço – AIS da Atividade de distribuição, contendo os ajustes previstos na Resolução nº 234/06 (deduzido dos valores de Terrenos e Servidões, Bens Administrativos, Veículos, Moveis e Utensílios, bens totalmente depreciados e Obrigações Especiais), sobre o qual deve ser calculada a Quota Anual de Depreciação, é de **R$ 406.195.862,71**;

ii. A Base de Remuneração Líquida, já deduzida do valor de Obrigações Especiais, é de **R$ 166.718.659,73**;

iii. O valor de Obrigações Especiais é de **R$190.798.469,48**;

iv. A Taxa de Depreciação média é **4,69%**;

v. A Quota Anual de Depreciação média é de **R$ 19.050.585,96** .

177. Os resultados estão sintetizados na tabela a seguir.

Tabela 15: Resumo da Base de Remuneração Regulatória

Resumo – Base de Remuneração Regulatória	
Contas Contábeis	Valor da BRR [R$]
(1) Ativo Imobilizado em Serviço - AIS	668.684.478,56
(2) Depreciação Acumulada	314.608.794,21
(3) AIS Líquido = (1) - (2)	354.075.684,35
(4) Almoxarifado em Operação	249.041,67
(5) Ativo Diferido	0,00
(6) Obrigações Especiais	190.798.469,48
(7) Terrenos e Servidões	3.192.403,19
(8) Bens 100% Depreciados	71.690.146,37
(9) Base de Remuneração Bruta = (1) - (6) - (8)	406.195.862,71
(10) Base de Remuneração Líquida = (3) +(4) + (5) - (6) + (7)	166.718.659,73
(11) Taxa de Depreciação	4,69%
(12) Quota de Reintegração Regulatória = (11) * (9)	19.050.585,96

IV.2.3.2 – Cálculo da Remuneração do Capital

178. 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:

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

onde:
BRR = base de remuneração regulatória líquida;
r_{WACC} = custo médio ponderado de capital (real).

(Fls. 41 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

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

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

180. O valor da remuneração bruta do capital apurado de acordo com as duas equações anteriores foi de **R$ 25.134.100,98**

IV.2.4 – DEPRECIAÇÃO

181. 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.

182. Para este item foi considerado o percentual de **4,69%** sobre o valor do Ativo Imobilizado em Serviço (menos Terrenos e Servidões, Bens 100% Depreciados e Obrigações Especiais), conforme detalhado no Anexo II desta Nota Técnica. Esse percentual reflete a taxa média de depreciação e amortização dos ativos de distribuição e geração da ENERGISA MINAS GERAIS. Os valores do ativo e de terrenos estão atualizados pelo IGP-M até 31 de maio de 2008.

183. 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.

184. Assim, o valor apurado da quota de reintegração foi de **19.050.585,96** . Com relação a esse item vale a mesma ressalva anterior, ou seja, será alterado no próximo reajuste tarifário em função da alteração da base de remuneração. A tabela a seguir apresenta os valores e cálculos efetuados.

Tabela 16: Quota de Reintegração Regulatória

Quota de Reintegração Regulatória – QRR		
Descrição	**Cálculo**	**Valor**
Taxa de Depreciação	(1)	4,69%
Base de Cálculo para a QRR	(2)	406.195.862,71
Valor Total da QRR	(3) = (1) x (2)	19.050.585,96

(Fls. 42 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

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

185. O valor total apurado para a Parcela B da ENERGISA MINAS GERAIS, calculado nos termos dos itens IV.2.1, IV.2.3 e IV.2.4 é de **R$** 132.886.542,84 , conforme detalhado na tabela abaixo.

Tabela 17: Valor Total da Parcela B (VPB)

Componente	Valor (R$)
Custos Operacionais	R$ 88.701.855,91
Quota de Reintegração	R$ 19.050.585,96
Remuneração do Capital	R$ 25.134.100,98
Total	**R$ 132.886.542,84**

IV.3 – CÁLCULO DO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO

IV.3.1 – RECEITA REQUERIDA

186. 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$ 214.532.453,39** . A Parcela B é composta por Custos Operacionais Eficientes, Remuneração do Capital e Quota de Reintegração e totaliza **R$ 132.886.542,84** .

187. Assim, o total da Receita Requerida é de **R$ 347.418.996,23** .

IV.3.2 – RECEITA VERIFICADA

188. A Receita Verificada (estimada para o ano-teste) é de **R$ 365.940.661,96** . Esse valor é o resultado da aplicação das tarifas de fornecimento e de uso do sistema de distribuição em vigor, aos mercados de venda de fornecimento e de consumidores livres, respectivamente referenciados ao ano-teste, de **1.301.453 MWh**, conforme previsão da concessionária, ajustada com base nas projeções de mercado da SRE, e apresentado na tabela abaixo.

(Fls. 43 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

Tabela 18: Receita Verificada para o Ano-Teste

Classe de Consumo	Mercado (MWh)	Tarifa (R$/MWh)	Total (R$)
Fornecimento	**1.020.144**	**323,78**	**330.302.902,00**
A1 (230 kV ou mais)	-	-	-
A2 (88 a 138 kV)	1.101,00	308,44	339.591,76
A3 (69 kV)	33.553,00	259,82	8.717.631,35
A3a (30 kV a 44 kV)	-	-	-
A4 (2,3 kV a 25 kV)	259.398,00	243,34	63.122.006,17
As	-	-	-
BT (menor que 2,3 kV)*	726.092,00	355,50	258.123.672,72
Suprimento	**-**	**-**	**-**
Consumidores Livres	281.309	**126,69**	35.637.760
Total	**1.301.453**	**281,18**	**365.940.661,96**

189. Ressalta-se que a receita verificada foi calculada considerando as tarifas "cheias", sem a aplicação dos descontos, para: consumidores da subclasse residencial baixa renda (REN n.º 89/04), atividade de irrigação no horário especial (REN n.º 207/2006); e gerador e consumidor livre de fonte incentivada (REN n.º 77/04). A perda de receita da concessionária relativa à concessão desses descontos será compensada por meio dos Despachos da CDE, no caso do Baixa Renda, e de um componente financeiro, previsto nesta revisão, e apurado em definitivo no próximo reajuste

190. Destaca-se também que o mercado da concessionária considera a estimava de migração de consumidores entre as modalidades tarifárias convencional, azul e verde, em função da alteração da estrutura tarifária da concessionária. Dessa forma, em até 30 (trinta) dias da publicação da Resolução que homologado o resultado desta revisão tarifária, a concessionária deverá comunicar aos consumidores afetados, a alteração supracitada na estrutura tarifária, bem como as vantagens de cada modalidade de faturamento a que o consumidor pode optar. A solicitação expressa do consumidor por mudança na modalidade tarifária contratada, a ser exercida em até 60 (sessenta) dias da notificação, deverá ser atendida sem considerar a contagem do prazo de 12 (doze) ciclos de faturamento estipulado pelo art. 5º, §2º, inciso I, da Resolução nº 456, de 29 de novembro de 2000.

IV.3.3 – OUTRAS RECEITAS

191. 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.

192. 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:

(Fls. 44 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

$$\text{Outras Receitas} = 0{,}90 \times Rcomp \qquad (10)$$

onde:
Rcomp = Receita de compartilhamento estimada para o Ano-Teste.

193. Para determinação da receita de compartilhamento, considerou-se o montante de receita informado pela concessionária, o que totalizou, no ano-teste, o montante de **R$ 1.588.601,56** . Desse total, considerou-se o percentual de 90% para apuração de outras receitas, resultando no valor de **R$ 1.429.741,40** .

IV.3.4 – RESULTADO DO REPOSICIONAMENTO

194. Nos termos da equação apresentada no início da seção IV, o reposicionamento tarifário (RT) da ENERGISA MINAS GERAIS é de **-5,45%**. Dessa forma, para que a ENERGISA MINAS GERAIS 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 **-5,45%**. O cálculo do reposicionamento tarifário está expresso a seguir.

Tabela 19: Cálculo do Reposicionamento Tarifário

Descrição	Cálculo	Valor
Receita Requerida	(1)	R$ 347.418.996,23
Outras Receitas	(2)	R$ 1.429.741,40
Receita Verificada	(3)	R$ 365.940.661,96
Reposicionamento Tarifário	**[(1) – (2)] / (3)**	**-5,45%**.

195. Esse reposicionamento assegura, no momento da revisão tarifária periódica, o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão de distribuição de que a ENERGISA MINAS GERAIS 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

196. 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:

(Fls. 45 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

"***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_1 - 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;

RA_0 - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", não incluindo o ICMS;

VPB_0 - 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_0 - 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."*

197. 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).

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

199. 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 (Xe) que podem ser obtidos na gestão do serviço durante o próximo período tarifário, nos termos acima expostos.

200. O segundo componente do Fator X é o Xa 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.

201. 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.

202. Para fins de determinação do componente Xa, 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.

203. 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.

204. 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-

(Fls. 47 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

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";
CO_{ME}: Parcela referente a materiais e equipamentos dos custos operacionais; e
CO_{MO}: Parcela referente à mão-de-obra dos custos operacionais.

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

206. A aplicação do componente Xa é dada de acordo com a fórmula a seguir:

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

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.

207. 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 de contemplar o exposto nas seções anteriores, resulta da seguinte igualdade:

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

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

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

(Fls. 48 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

onde:

X_e = 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_a = 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".

209. Com base nas metodologias estabelecidas nas Notas Técnicas n.º 350 e 351 de 2007, submetidas à audiência Pública n.º 52/2007, o cálculo do **Xe** para a ENERGISA MINAS GERAIS resulta em **1,42%**. Esse percentual é provisório, uma vez que o procedimento de determinação do Fator X, tal como exposto, depende dos resultados da AP n.º 52/2007.

V. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS À REVISÃO TARIFÁRIA

210. 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 subseqüentes aos reajustes ou revisões tarifárias. Para a proposta preliminar de reposicionamento tarifário da ENERGISA MINAS GERAIS não estão sendo considerados os componentes financeiros externos à revisão tarifária.

a) **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 n° 025, de 24/01/2002 e n° 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$ 2.724.722,61** . Esse valor é composto pelo montante computado nos últimos 12 meses e pelo saldo da CVA do ano anterior. Tais valores foram fiscalizados pela SFF e validados pela SRE, conforme metodologias vigentes. Os valores apurados das CVA's estão demonstrados na tabela abaixo.

(Fls. 49 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

Tabela 20: Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA

Descrição CVA	R$
CVA CCC	923.492,24
CVA CDE	247.980,82
CVA ENERGIA COMPRADA	(745.227,51)
CVA TRANSPORTE ITAIPU	195.797,66
CVA REDE BÁSICA	167.558,55
CVA COMP. FINANCEIRA	-
CVA ESS	1.495.712,48
CVA PROINFA	459.813,77
CVA TOTAL em processamento	**2.745.128,01**
CVA Saldo a compensar Ano Anterior	(20.405,39)
CVA TOTAL	**2.724.722,61**

b) **Passivo do Programa Luz para Todos**. Foi calculado um passivo de **R$(5.209.790,32)**, conforme metodologia definida pela Resolução Normativa nº 294/2007, relativo à implementação do Programa Luz Para Todos, de junho de 2004 a maio de 2008, conforme tabela a seguir.

Tabela 21: Déficit do Programa Luz para Todos

Descrição	jun/04-maio/05	jun/05-maio/06	jun/06-maio/07	jun/07-maio/08	Total
Receita	13.965,41	229.877,63	887.449,13	1.313.695,44	2.444.987,61
Remuneração Agente Executor	0,00	135.931,52	484.684,51	724.379,28	1.344.995,31
Remuneração RGR	0,00	131.072,67	468.437,56	706.142,53	1.305.652,76
Depreciação	0,00	136.561,01	506.166,01	795.761,80	1.438.488,82
O&M	0,00	373.702,83	1.380.264,53	1.811.673,68	3.565.641,03
Déficit	**13.965,41**	**(547.390,39)**	**(1.952.103,48)**	**(2.724.261,86)**	**(5.209.790,32)**

Tendo em vista que na composição do reajuste tarifário de junho de 2007 foi considerado um reembolso financeiro no valor de **R$ 5.324.099,71**, com atualização do IGP-M, o valor que resta nessa revisão tarifária, é de **R$ (114.309,39)**.

c) **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.

Neste momento, foi considerando o valor de **(R$ 339.294,46)**, calculado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE 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 de acordo com a Regra e o Procedimento de Comercialização na CCEE aprovada pela ANEEL, e considerados no processo de reajuste tarifário de 2009.

(Fls. 50 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

d) **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 prevêem 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 informação encaminhada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, está sendo reconhecido neste reposicionamento tarifário o valor de **(R$ 360.443,18)** que contempla às contabilizações efetuadas no período de janeiro a dezembro de 2007, e um ajuste com relação à exposição do ano civil de 2006.

e) **Concatenação CUSD's**. Em conformidade com a Portaria Interministerial n.º 361, de 26 de novembro de 2004, que estabeleceu a concatenação dos encargos de uso da rede de distribuição, a SRE apurou o ajuste financeiro do CUSD firmado entre a ENERGISA MINAS GERAIS e as distribuidoras CENF, CEMIG e LIGHT, a fim de capturar a diferença entre o valor contemplado na tarifa no reajuste de 2007 e o realizado nos últimos dozes meses. O valor apurado pela SRE, com base nos valores faturados no período de junho de 2007 a maio de 2008, excluídos os montantes de ultrapassagem, resultou em **R$ 2.394.068,86** .

f) **Custo de reavalição de ativos**. Consiste no reconhecimento de custos adicionais associados a avaliação de ativos para o 2º Ciclo de Revisões Tarifárias para atendimento ao Anexo IV da Resolução nº 234, de 31 de outubro de 2006. Está contemplado o valor fiscalizado pela SFF, de **R$ 334.584,53** , que será objeto de fiscalização pela ANEEL.

g) **Custo de realização de campanha de medidas**. Decorre do atendimento ao disposto no Art. 34 da Resolução Normativa nº 166, de 10 de outubro de 2005, que solicita o encaminhamento de tipologias que representem a totalidade das unidades consumidoras e das instalações de transformação de tensão. O custo informado pela ENERGISA MINAS GERAIS, de **R$ 440.459,05** , será objeto de fiscalização da ANEEL.

h) **Recálculo do IRT 2007**. Refere-se ao recálculo da despesa com energia comprada do reajuste de 2007, na DRA e na DRP, com a inclusão do percentual de perda da rede básica na energia requerida e com a mudança da tarifa média de compra, que passou a considerar o montante de energia do PROINFA. Essas alterações ensejaram compensação financeira no valor de **(R$ 1.182.071,65)**.

i) **Garantias Financeiras Leilões CCEAR**. Trata-se dos custos relativos à constituição e/ou manutenção das garantias financeiras exigidas na contratação de energia elétrica no ambiente regulado (CCEAR), em conformidade com os Editais de Leilões de Compra de Energia proveniente de Empreendimentos Existentes (Fiança Bancária, Contrato de Constituição de Garantia - CCG ou Cessão de CDB) ou de Novos Empreendimentos (Contrato de Constituição de Garantia de Pagamento - CCG, via Vinculação de Receitas). Sendo assim, estão sendo considerados provisoriamente os valores fiscalizados pela SFF, com atualização monetária pelo IGP-M, no total de **R$ 10.765,78** , pois o tema está sendo analisado pelas áreas técnicas da ANEEL.

(Fls. 51 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

j) **Subsídio Fonte Incentivada**. Consiste na 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 **21.573.187,66** . Esse valor é composto das seguintes parcelas:

Tabela 22: Resumo Subsídio para Consumo e Produção de Fonte Incetivada

Período	Valor R$
Passivo Consumidor Livre CIC, relativo ao período de agosto de 2004 a dezembro de 2007	2.853.129,37
Realizado no período de maio de 2007 a maio de 2008 – Consumidor Livre	6.820.597,32
Previsão para o período de junho de 2008 a maio de 2009 – Consumidor Livre	6.055.604,96
Previsão para o período de junho de 2008 a maio de 2009 – Gerador	5.843.856,00
Total	**21.573.187,66**

Os valores relativos a períodos anteriores ao desta revisão foram fiscalizados pela ANEEL e no próximo reajuste tarifário deverá ser apurada a diferença entre o valor previsto para o período de junho de 2008 a maio de 2009 e o efetivamente realizado. Não cabe compensação ao desconto concedido aos geradores de fonte incentiva no período de junho de 2007 a maio de 2008, pois o GTF do reajuste anterior foi preenchido com tarifa com desconto para essa classe de consumidores, o que significa que o subsídio foi contemplado na estrutura tarifária.

k) **Subsídio Irrigante.** Consiste na 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$ 68.935. Esse valor consiste na previsão de descontos para o ano teste desta revisão. Não cabe compensação ao desconto concedido aos irrigantes no período de junho de 2007 a maio de 2008, pois o GTF do reajuste anterior foi preenchido com tarifa com desconto para essa classe de consumidores, o que significa que o subsídio foi contemplado na estrutura tarifária.

211. A Tabela abaixo mostra o resumo dos componentes financeiros reconhecidos nesta proposta de revisão tarifária periódica da ENERGISA MINAS GERAIS.

(Fls. 52 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

Tabela 23 – Resumo dos Componentes Financeiros

Componente	Valor - R$
CVA em processamento	2.745.128,01
CVA a compensar	(20.405,39)
Déficit PLPT	(114.309,39)
Repasse Sobrecontratação de Energia	(339.294,46)
Exposição CCEAR por diferença de preços entre submercados	(360.443,18)
Concatenação CUSD's	2.394.068,86
Consultoria para Avaliação de Ativos	334.584,53
Consultoria para Campanha de Medidas	440.459,05
Bolha Financeira - Alteração do IRT 2007	(1.182.071,65)
Garantias Financeiras - CCEAR	10.765,78
Subsídio para Fonte Incentivada - Consumidor Livre	9.673.726,70
Previsão Subsídio para Fonte Incentivada - Consumidor Livre	6.055.604,96
Previsão Subsídio para Fonte Incentivada - Gerador	5.843.856,00
Previsão Subsídio Irrigante/Aquicultura	68.935,32
Total	**25.550.605,12**

VI. CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

212. 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:

a) 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;

b) 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; e

(Fls. 53 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

c) 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 razoes, não associadas à uma eficiência da concessionária maior que a definida através dos "custos operacionais eficientes" fixados no reposicionamento tarifário.

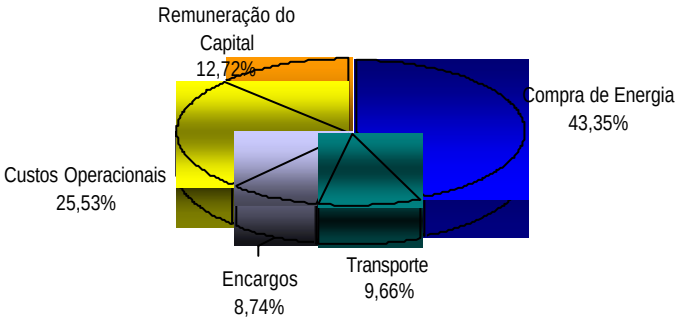
213. Em síntese, em face das abordagens adotadas pelo regulador na revisão tarifária, o reposicionamento tarifário e o Fator X obrigam as concessionárias a prestar o serviço com eficiência para não incorrerem prejuízos no segundo período tarifário.

214. Cumpre salientar que os resultados ora apresentados são provisórios, uma vez que serão aperfeiçoadas as metodologias definidas na Resolução ANEEL nº 234/2006, relativas a: Empresa de Referência, Fator X, Perdas Técnicas, Perdas Não Técnicas, Receitas Irrecuperáveis e Base de Remuneração; conforme propostas submetidas à Audiência Pública n.º 052/2007.

215. Importa ressaltar que os resultados obtidos, ainda que preliminares, são a conseqüência 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.

216. 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.

Figura 6: Composição da Receita da Concessionária (sem efeitos financeiros)



(Fls. 54 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

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

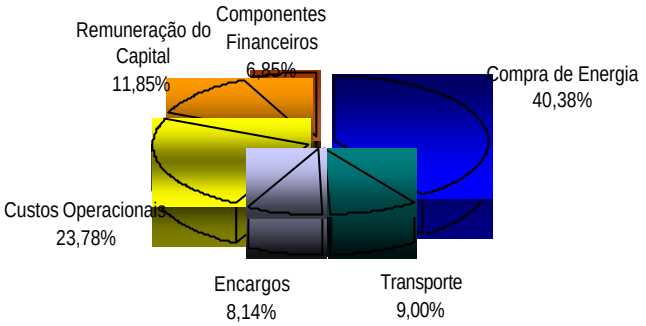
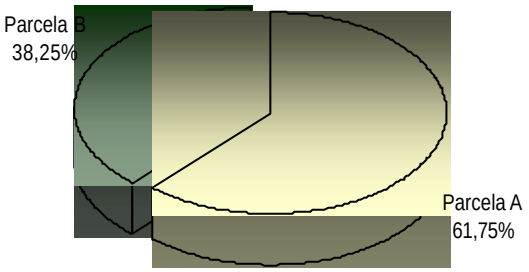
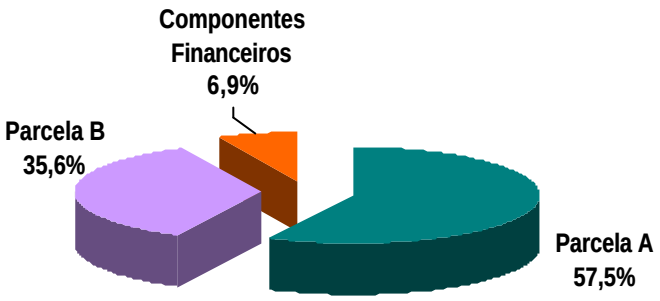


Figura 8: Participação das Parcelas A e B na Receita da Concessionária (sem efeitos financeiros)



(Fls. 55 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

Figura 9: Participação das Parcelas A e B na Receita da Concessionária (com efeitos financeiros)



VII. DO FUNDAMENTO LEGAL

217. 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.

218. 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 a ANEEL sua implementação, conforme disposto no §2º do art. 9º da Lei n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995:

> *"Art. 9...*
> *§ 2º Os contratos poderão prever mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro."*

219. 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".*

220. 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. 56 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

221. 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, de acordo com cronograma previsto no contrato, procederá às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia. Conforme estabelece o contrato de concessão da ENERGISA MINAS GERAIS, de n.º 202/98, em sua cláusula sétima.

222. 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."*

VIII. CONCLUSÕES

223. Assim, após a aplicação das metodologias definidas para a implementação da revisão tarifária periódica, a tabela a seguir apresenta a proposta preliminar do índice de reposicionamento tarifário da ENERGISA MINAS GERAIS.

Tabela 24: Resultados do Reposicionamento Tarifário

DESCRIÇÃO	VALOR [R$]	[%]
Receita Requerida Líquida	R$ 345.989.254,83	
Receita Verificada	R$ 365.940.661,96	
ÍNDICE DE REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO PRELIMINAR (sem efeitos financeiros)		-5,45%
Valor Total dos Componentes Financeiros	R$ 25.550.605,12	7,38%
ÍNDICE DE REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO PRELIMINAR (com efeitos financeiros)		1,93%

(Fls. 57 da Nota Técnica nº 181/2008-SRE/ANEEL, 10 de junho de 2008).

IX. ANEXOS

224. 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 – Metodologia e Cálculo do Fator X;
- Anexo IV – Análise dos Investimentos em Distribuição;
- Anexo V – Análise das Perdas de Energia na Distribuição.

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES
Especialista em Regulação de Serviços Públicos de Energia

ANDRÉ LUIZ GOMES DA SILVA
Especialista em Regulação de Serviços Públicos de Energia

THIAGO COSTA MONTEIRO CALDEIRA
Especialista em Regulação de Serviços Públicos de Energia

HÁLISSON RODRIGUES FERREIRA COSTA
Especialista em Regulação de Serviços Públicos de Energia

De Acordo:

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Regulação Econômica