ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA – SRE

Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL
Brasília, 28 de janeiro de 2009

SEGUNDA REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DA CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

ENERGISA BORBOREMA S.A. - EBO
CICLO 2009 a 2012

RESULTADOS 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 2
II. ANTECEDENTES 2
III. FUNDAMENTOS ECONÔMICOS DA REVISÃO TARIFÁRIA 5
III.1 – ASPECTOS CONCEITUAIS 5
III.2 – ASPECTOS METODOLÓGICOS 5
III.2.1 – O Reposicionamento Tarifário 7
III.2.2 – O Fator X 7
III.2.3 – A Qualidade do Serviço 8
III.2.4 – Tratamento Regulatório das Perdas de Energia 9
III.2.5 – Tratamento Regulatório das Outras Receitas 10
IV. A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DA EBO 10
IV.1 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA A 11
IV.1.1 – PERDAS REGULATÓRIAS DE ENERGIA 11
IV.1.2 – BALANÇO ENERGÉTICO 14
IV.1.4 – ENCARGOS SETORIAIS E CUSTO COM TRANSPORTE DE ENERGIA 18
IV.1.5 – VALOR TOTAL DA PARCELA A (VPA) 23
IV.2 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA B 24
IV.2.1 – CUSTOS OPERACIONAIS 24
IV.2.2 – CUSTO DO CAPITAL 27
IV.2.3 – BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA 34
IV.2.4 – DEPRECIAÇÃO 36
IV.2.5 – VALOR TOTAL DA PARCELA B (VPB) 37
IV.3 – CÁLCULO DO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO 37
IV.3.1 – RECEITA REQUERIDA 37
IV.3.2 – RECEITA VERIFICADA 38
V.3.3 – OUTRAS RECEITAS 39
IV.3.4 – RESULTADO DO REPOSICIONAMENTO 39
IV.4 – CÁLCULO DO FATOR X 39
V. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS À REVISÃO TARIFÁRIA 43
VI. CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA 46
VII. DO FUNDAMENTO LEGAL 49
VIII. CONCLUSÕES 51
IX. ANEXOS 52

Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL

Em 28 de janeiro de 2009.

Processo nº. 48500.004333/2006-35

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

I. DO OBJETIVO

A presente Nota Técnica tem como objetivo apresentar a metodologia e os resultados definitivos, após realização da Audiência Pública, da segunda revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica **Energisa Borborema Distribuidora de Eletricidade S.A. – EBO**.

2. Na seção II apresenta-se uma breve caracterização da área de concessão da EBO. 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 EBO é apresentada na seção IV, 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 EBO encontram-se na seção VIII, cujos resultados são aplicáveis para o período de fevereiro/2009 a janeiro/2013. Finalmente, os anexos detalham as metodologias e dados utilizados.

II. ANTECEDENTES

6. A distribuidora iniciou suas atividades em 1963, sob a denominação de Companhia Energética da Borborema – CELB, atendendo à região de Campina Grande e arredores, no interior do Estado da Paraíba. Em 1999 foi privatizada, e passou a fazer parte da holding Energisa S.A.

7. O contrato de concessão nº 008/2000 para prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, foi assinado pela Borborema com a União em 4 de fevereiro de 2000. As atividades da distribuidora são fiscalizadas e regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

(Fls. 3 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

8. A EBO é responsável pela distribuição de energia elétrica em 6 municípios do Estado da Paraíba , abrangendo uma área de 1.983,75 km². Em dezembro de 2007, a distribuidora atendia 151.042 clientes, com um consumo médio de 3,54 MWh/ano. A área de concessão está representada abaixo:

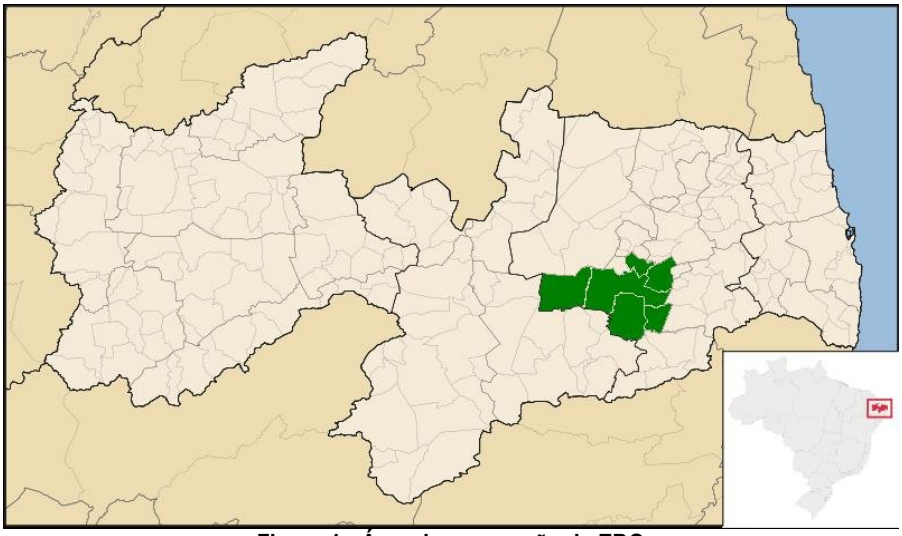

Figura 1 - Área de concessão da EBO

9. A composição do fornecimento de energia para o mercado cativo da EBO e o número de clientes, por classe de consumo, estão ilustrados a seguir:

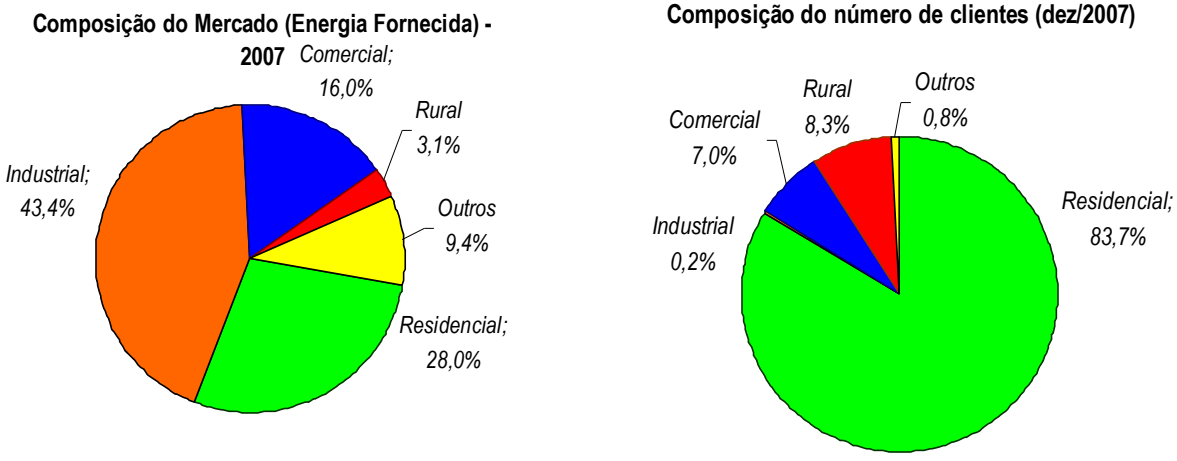

Figura 2 - Composição do mercado cativo (energia fornecida) e número de clientes da EBO

10. 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.

11. 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

(Fls. 4 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

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 1: 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**
Conta de 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 (PROINFA)	Despesas Gerais e Outras
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	
P&D e Eficiência Energética	
Operador Nacional do Sistema (ONS)	
Encargos de Transmissão	**Despesas de Capital**
Uso das Instalações de Transmissão (RB + DIT)	Quota de Reintegração
Uso das Instalações de Conexão	Remuneração do Capital
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	

12. 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 estabelecido 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. 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.

13. A primeira revisão tarifária da Borborema aconteceu em 4 de fevereiro de 2005, por meio da Resolução Homologatória n° 013, de 31 de janeiro de 2005, ocasião em que as tarifas foram reposicionadas em 4,68%. O valor definitivo do componente Xe foi estabelecido em 0,54%. A tabela a seguir apresenta os valores dos reajustes tarifários anuais posteriores:

(Fls. 5 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

Tabela 2: Reajustes Tarifários Anuais da EBO (%)

Ano	2005	2006	2007	2008	Total Acumulado
Reajuste	-	3,34%	1,62%	5,16%	10,43%
Revisão Periódica	4,68%	-	-	-	4,68%
Total	**4,68%**	**3,34%**	**1,62%**	**5,16%**	**15,60%**

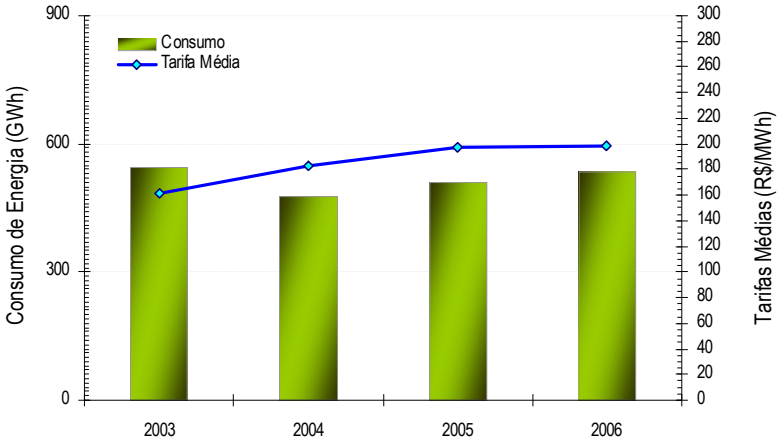

Figura 3 - Evolução das Tarifas e Mercado da EBO

III. FUNDAMENTOS ECONÔMICOS DA REVISÃO TARIFÁRIA

III.1 – ASPECTOS CONCEITUAIS

14. O objetivo principal da regulação econômica é reproduzir, no desempenho da empresa monopolista regulada, os efeitos da pressão da concorrência (efetiva e potencial) observados 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

15. 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 eficiência para todo o período tarifário associado aos ganhos de escala que a distribuidora obtém ao atender uma demanda maior, com custos iguais ou menores do que aqueles reconhecidos para os custos operacionais no momento do reposicionamento tarifário. Além disso, o Fator X contempla o impacto dos investimentos associados ao aumento da demanda sobre a base de remuneração.

(Fls. 6 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

16. 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. 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 acrescida 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 principal é o aumento da eficiência e da qualidade na prestação do serviço, atendendo ao princípio de 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"*.

17. 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.

18. 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 desse período. As novas tarifas são estabelecidas no nível T_2, conforme a figura abaixo.

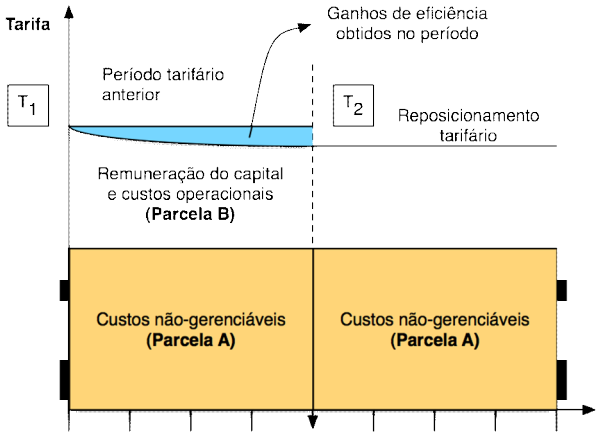

Figura 4: Regime de Regulação por Incentivos

19. 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 consideram como custos operacionais eficientes associados a essa prestação.

III.2.1 – O Reposicionamento Tarifário

20. O reposicionamento tarifário consiste em estabelecer o nível de custos operacionais eficientes e uma justa remuneração do capital a serem cobertos pelas tarifas.

21. 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.

22. 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 este deve proteger.

23. 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, incorrer em ingerências indevidas na empresa.

24. 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 implica 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, ponderado pela participação desses capitais no capital total.

III.2.2 – O Fator X

25. 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 que não estão associados a uma gestão mais eficiente da concessionária – que correspondem à área verde na figura abaixo. 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

(Fls. 8 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

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 com 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) e esse redutor consiste no Fator X. As novas tarifas máximas para o próximo período tarifário corresponderão à curva pontilhada da figura.

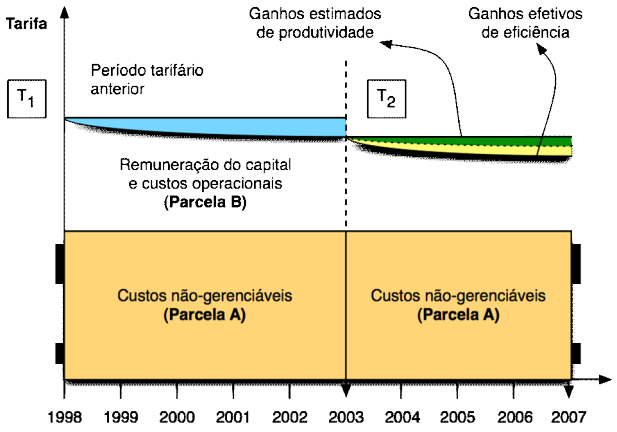

Figura 5: Regime de Regulação por Incentivos

26. 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.

27. Portanto, quanto maior for a eficiência da concessionária, tanto 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.

28. 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 nenhum benefício lhe trouxesse a redução dos custos, a concessionária não realizaria esforço algum nesse sentido.

III.2.3 – A Qualidade do Serviço

29. 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.

30. 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 de qualidade 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 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

31. 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.

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

33. 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 vender para atender seu mercado. 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"

(Fls. 10 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

de perdas determinado dessa forma, 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 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

34. 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.

35. 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.

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

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

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

- Receitas decorrentes de atividades que não têm custos cobertos pelas tarifas do serviço básico não devem ser revertidas para modicidade tarifária como outras receitas, mas por meio de ajustes naturais na empresa de referência no ciclo seguinte;

- Receitas de atividades cujos custos compõem as tarifas do serviço básico devem ser revertidas, em parte, para a modicidade tarifária, visando a recuperação desses custos. Nesse caso, também deve ser revertido, em prol da modicidade tarifária, 90% (noventa por cento) da receita da atividade estimada para o Ano-Teste.

IV. A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DA EBO

38. 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 trata de calcular 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 trata de estabelecer 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

(Fls. 11 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

concessionária EBO esse período anual, denominado **ano-teste**, compreende os 12 meses de fevereiro/2009 a janeiro/2010.

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

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

40. 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).

41. 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.

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

IV.1 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA A

43. 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** e aos **encargos setoriais** e **custo com transporte de energia**.

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

IV.1.1 – PERDAS REGULATÓRIAS DE ENERGIA

45. Inicialmente cabe explicitar alguns conceitos adotados nesta seção da Nota Técnica. Em relação às perdas de energia elétrica, denominam-se perdas na distribuição o somatório de perdas técnicas e não técnicas, definidas como:

- **Perdas técnicas:** montante de energia elétrica dissipada no sistema de distribuição decorrente das leis da Física relativas aos processos de transporte, transformação de

(Fls. 12 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

tensão e medição de energia elétrica. Corresponde à soma de três parcelas: Joule, dielétrica e magnética; e

- **Perdas não técnicas:** apuradas pela diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, considerando, portanto, todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como fraude e furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, dentre outros.

46. As perdas na distribuição são definidas como a diferença entre a energia injetada na rede de distribuição e a energia fornecida (considerados o mercado cativo, suprimento e consumidores livres faturados). As perdas técnicas de energia são calculadas pela ANEEL em cada processo de revisão tarifária e a diferença entre as perdas na distribuição e as perdas técnicas calculadas são as perdas não técnicas. As equações a seguir ilustram o conceito apresentado:

Energia Injetada = Energia Fornecida + Perdas de Energia na Distribuição

Perdas de Energia na Distribuição= Perdas Técnicas + Perdas Não Técnicas

47. A figura a seguir apresenta a evolução das perdas na distribuição da EBO nos últimos anos.

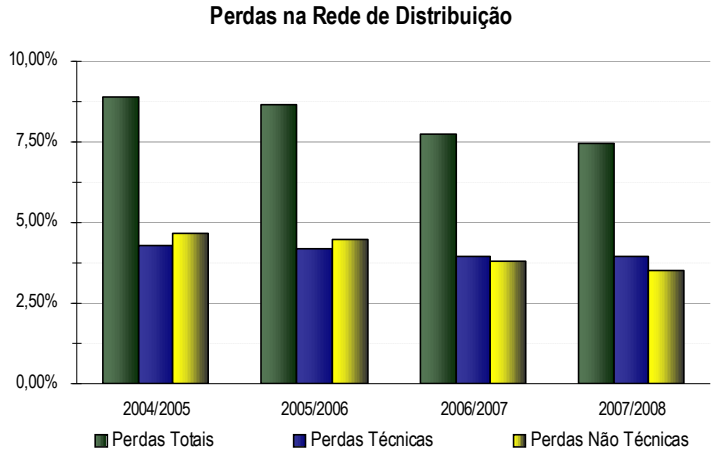

Figura 6: Evolução das Perdas de Energia da EBO

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

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

50. A Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD definiu o nível de perdas técnicas da concessionária em 4,19% da energia injetada, conforme Nota Técnica nº 225/2008-SRD/ANEEL.

51. No presente processo de revisão tarifária foi considerada a saída para a Rede Básica do consumidor Coteminas S.A - Unidadade Campina Grande, a partir do ano-teste. O assunto encontra-se em trâmite na Agência, Processo nº 48500.007337/2005-11, sendo que o acesso desse consumidor à Rede Básica teve parecer favorável do Operador Nacional do Sistema - ONS mediante Parecer ONS RE 2.1/078/2007, de 10/07/2007, e Portaria MME/SPDE nº 11 de 19/03/2007, do Ministério de Minas e Energia.

52. Com a saída desse consumidor, haverá uma redução da energia injetada na rede de distribuição, posto que esse consumidor respondia por cerca de 35% da energia fornecida pela empresa em toda área de concessão. O percentual de perdas técnicas calculado pela SRD foi ajustado portanto, considerando a redução da energia injetada a partir do ano-teste, resultando em um percentual de 5,81% de perdas técnicas/energia injetada.

53. O mecanismo utilizado na definição do referencial regulatório de perdas não técnicas regulatórias é o da comparação entre as empresas. Ou seja, define-se o nível regulatório de perdas não técnicas observando-se, em especial, os níveis praticados por empresas comparáveis, bem como os níveis históricos praticados pela própria empresa. Para a comparação, o referencial utilizado são as perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão, por ser o segmento onde se concentram as perdas dessa natureza.

54. Com o objetivo de se fazer uma comparação de forma apropriada, são observados fatores que influenciam de forma direta e indireta as perdas não técnicas e seus níveis em todas as áreas de concessão e também fatores específicos de cada distribuidora. O conjunto desses fatores define o que se convencionou chamar de “complexidade de combate às perdas não técnicas”, ou, simplesmente, complexidade. Quanto maior a complexidade, maior a dificuldade de se combater as perdas não técnicas.

55. Para possibilitar a comparação, foi construído um “índice de complexidade” que levou em consideração diversos fatores que influenciam no combate às perdas não técnicas. A Nota Técnica nº. 342/2008-SRE/ANEEL detalha a metodologia utilizada. Concessionárias comparáveis são aquelas cujas áreas de concessão são tão ou mais complexas.

56. No caso da EBO, tal análise não indicou a necessidade de definição de uma trajetória de redução de perdas não técnicas. Dessa forma, nos reajustes subseqüentes, deverá ser adotado o mesmo nível de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão definido como ponto de partida no processo de revisão tarifária.

57. Face ao exposto, nos reajustes anuais subseqüentes a esta revisão o limite regulatório para as perdas na distribuição da EBO permanecerá fixo, conforme apresentado na tabela a seguir. O referencial para o índice de perdas técnicas é a energia injetada da concessionária, enquanto que para as perdas não técnicas o referencial a ser utilizado nos reajustes tarifários anuais é o nível de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão.

(Fls. 14 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

58. O referencial das perdas não técnicas em relação ao mercado de baixa tensão da distribuidora visa impedir que as variações de mercado na média e alta tensão influenciem no montante de perdas não técnicas admitido. Isto porque as variações nas perdas não técnicas decorrem do surgimento e regularização de fraudes e furtos e, ao contrário das perdas técnicas, em nada se relacionam com ao fluxo de potência na rede da distribuidora.

Tabela 3: Percentuais de Perdas de Energia Elétrica Regulatórias

Ano	Ano Teste	Ano Teste + 1	Ano Teste + 2	Ano Teste + 3
Perdas Técnicas (sobre energia injetada)	5,81%	5,81%	5,81%	5,81%
Perdas Não Técnicas (sobre o mercado BT)	12,61%	12,61%	12,61%	12,61%
Perdas Não Técnicas (sobre energia injetada)	5,61%			
Perdas na Distribuição (sobre energia injetada)	11,42%			

IV.1.2 – BALANÇO ENERGÉTICO

59. 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.

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

61. Os requisitos de energia elétrica da EBO para atendimento ao seu mercado de referência no ano-teste é de **637.247 MWh**, formado por **551.237 MWh** para atendimento ao mercado de fornecimento e suprimento e **86.010 MWh** para cobertura das perdas de energia elétrica. Por sua vez, as perdas elétricas são formadas por **71.074 MWh** de perdas na Distribuição e **14.935 MWh** de perdas na Rede Básica.

62. A EBO apresentou, para o ano teste, sobras de energia elétrica de **37.172 MWh**, como demonstrado no quadro abaixo.

(Fls. 15 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

Tabela 4: Balanço Energético para Definição de Sobras Físicas

Descrição	Cálculo	Total (MWh)
Geração Própria	(1)	-
Proinfa	(2)	14.478
Compras	(3)	659.941
Itaipu		-
1o Leilão E.Existente Produto 2005-08		247.242
1o Leilão E.Existente Produto 2006-08		191.375
1o Leilão E.Existente Produto 2007-08		9.229
5o Leilão E.Existente Produto 2007-08		2.098
2o Leilão E.Existente Produto 2008-08		22.351
4o Leilão E.Existente Produto 2009-08		31.111
MCSD		28.947
1o Leilão E.Nova A-4 2009-30 H		634
1o Leilão E.Nova A-4 2009-15 T		8.096
1o Leilão E.Nova A-5 2010-30 H		1.098
1o Leilão E.Nova A-5 2010-15 T		1.108
2o Leilão E.Nova A-3 2009-30 H		16.712
2o Leilão E.Nova A-3 2009-15 T		10.470
4o Leilão E.Nova A-3 2010-15 T		292
Petrobrás		89.177
Energia Disponível	(4) = (1) + (2) + (3)	674.419
Fornecimento	(5)	551.237
Suprimento	(6)	-
Livres	(7)	-
TOTAL DE VENDAS	(8) = (5) + (6)	551.237
Perdas na Distribuição (MWh)	(9)	71.074
Perdas na Rede Básica (MWh)	(10)	14.935
Total de Perdas (MWh)	(11) = (9) + (10)	86.010
Energia Requerida (Mercado Regulatório)	(12) = (8) + (11)	637.247
Disponibilidade Líquida	**(13) = (4) – (12)**	**37.172**

IV.1.3 – COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA

63. A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, sobre a comercialização de energia elétrica, alterou essencialmente 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.

64. O modelo instituído pela Lei nº 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. Com relação aos agentes de distribuição, a opção aplicável é o Ambiente de Contratação Regulada – ACR. O art. 2º da Lei nº 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.

65. Quando se trata da compra de energia por agentes de distribuição com mercado próprio menor que 500 GWh/ano, a regulamentação permite a atuação no Ambiente de Contratação Regulada, com as seguintes opções: (i) leilões de compra realizados no ACR; (ii) de geradores distribuídos, na forma dos arts. 14 e 15 do Decreto nº 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 nº 206, de 22 de dezembro de 2005.

66. Com o intuito de complementar a energia necessária ao atendimento do mercado, o art. 26 do Decreto nº 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.

67. 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.

68. De acordo com o art. 48 do Decreto nº 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.

69. 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.

70. O valor da despesa com compra de energia elétrica de Itaipu é apurado com base na tarifa de repasse de potência de 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.

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

- Contratos Bilaterais (CB) – são os contratos firmados de livre negociação entre os agentes, antes da Lei nº 10.848/2004. As contratações de energia de Geração Distribuída por meio de chamada pública, realizadas após a Lei nº 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 nº 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.

(Fls. 17 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

- Contratos de Leilões (CL) – são os contratos de compra e venda de energia anteriores ao Decreto nº 5.163/2004, decorrentes de leilão público de montantes de energia, realizados no âmbito do antigo Mercado Atacadista de Energia – MAE (hoje corresponde à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE).

- Contratos de ITAIPU (IT) – referem-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das quotas partes da produção disponibilizada para o Brasil, conforme o disposto na Resolução Normativa nº 218, de 11 de abril de 2006. A ELETROBRÁS é o agente comercializador dos contratos de Itaipu, para fins de registro na CCEE.

- CCEAR – são contratos de comercialização de energia no ambiente regulado, decorrentes de leilões definidos com base no Decreto nº 5.163/2004.

72. Para o cálculo dos custos com compra de energia elétrica tomou-se como ponto de partida os montantes adquiridos pela concessionária mediante contratos bilaterais, e leilões públicos de energia. Para compor a Parcela A da Receita Requerida foram considerados apenas os montantes de compra de energia para cobertura da energia requerida no ano-teste, ou seja, mercado de fornecimento da concessionária adicionado das perdas regulatórias.

73. 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 4 de fevereiro de 2009.

74. Na tabela a seguir estão relacionados os contratos de compra de energia elétrica da EBO. Esses contratos, incluindo o Proinfa, totalizam **674.419 MWh**. Foi considerado o montante de energia de **637.247 MWh** para cobertura da energia requerida no ano-teste e existe, portanto, uma sobra líquida de **37.172 MWh**. As sobras foram valoradas pelo preço médio dos CCEAR, de R$ 82,49 /MWh.

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

Tabela 5: Contratos de Compra de Energia Elétrica da EBO e respectivas Tarifas

(Fls. 18 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

Contratos	Custo Total (R$)	Tarifa (R$/MWh)	Compra Considerada (MWh)
AMBIENTE REGULADO CCEAR			
1o Leilão E.Existente Produto 2005-08	17.309.691	70,01	247.242
1o Leilão E.Existente Produto 2006-08	15.686.202	81,97	191.375
1o Leilão E.Existente Produto 2007-08	847.841	91,86	9.229
5o Leilão E.Existente Produto 2007-08	245.359	116,97	2.098
2o Leilão E.Existente Produto 2008-08	2.202.943	98,56	22.351
4o Leilão E.Existente Produto 2009-08	3.432.130	110,32	31.111
MCSD	2.118.039	73,17	28.947
1o Leilão E.Nova A-4 2009-30 H	83.508	131,63	634
1o Leilão E.Nova A-4 2009-15 T	1.046.435	129,26	8.096
1o Leilão E.Nova A-5 2010-30 H	145.487	132,51	1.098
1o Leilão E.Nova A-5 2010-15 T	134.994	121,81	1.108
2o Leilão E.Nova A-3 2009-30 H	2.403.302	143,80	16.712
2o Leilão E.Nova A-3 2009-15 T	1.386.117	132,39	10.470
4o Leilão E.Nova A-3 2010-15 T	39.378	134,67	292
CONTRATOS BILATERAIS			
Petrobrás	12.996.665	145,74	89.177
ITAIPU	-	-	-
Geração Própria	-	-	-
PROINFA	-	-	14.478
Sobras de Energia	(3.066.281)	82,49	(37.172)
Total	**57.011.811**	**--**	**637.247**

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

77. 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 EBO 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."*

78. Com base no exposto, os custos a serem considerados na Receita Requerida da concessionária EBO a título de compra de energia elétrica são de **R$ 60.078.092,60**.

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

79. Os Encargos Setoriais, RGR, CCC, CDE, CFURH, TFSEE, ONS, PROINFA e ESS são definidos em Leis, têm destinação específica e resultam de políticas de Governo para o setor elétrico

(Fls. 19 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

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

80. 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, e 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.

81. 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 pelo sistema interligado, como na região Norte, nos denominados sistemas isolados.

82. 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, em função do 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.

83. 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.

84. 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; 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.

85. 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.

86. 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 no 10.762/2003.

87. Para os valores de multas aplicadas pela ANEEL, nos termos da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e do Decreto nº 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.

88. 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.

89. 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.

90. 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.

91. A Lei nº 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.

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

93. 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 nº 5.025, de 30 de março de 2004.

94. 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.

95. O ESS divide-se em Encargo de Serviços de Restrição de Transmissão e o Encargo de Serviços Ancilares. Esse 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 nº 265, de 10 de junho de 2003 e nº 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.

96. O encargo referente à **Pesquisa e Desenvolvimento Energético (P&D)** foi criado pela Lei nº. 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 no uso final.

97. 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.

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

(Fls. 22 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

Tabela 6: Encargos Setoriais da EBO

Encargos Setoriais	Observações	Valor (R$)
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	Previsão SRE - saída da Coteminas	4.337.320,16
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	Previsão SRE - saída da Coteminas	948.043,98
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	NT 009/2009-SRE/ANEEL	269.073,95
Reserva Global de Reversão – RGR	Memorando SFF 66/2009	743.123,55
Proinfa	REH 772/09, 27/01/2009	2.323.510,75
ONS	Resolução Autorizativa nº 1.425/2008	16.739,28
Compensação financeira	não se aplica	-
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	Previsão SRE - saída da Coteminas	1.313.265,85
P&D e Eficiência Energética	Fórmula - Res. Normativa nº 233/2006	1.028.725,52
Total de Encargos Tarifários		**10.979.803,04**

99. No cálculo dos encargos setoriais CCC, CDE e ESS e Proinfa foi considerada a previsão de saída do consumidor Coteminas para a Rede Básica no ano-teste, o que diminui a participação no rateio desses encargos aplicáveis à distribuidora.

IV.1.4.2 – Custos com Transporte de Energia

100. 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.

101. 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.

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

103. Os encargos associados às instalações de transmissão, referentes ao Termo Aditivo nº 9 ao CUST nº 91/2002, com os montantes de uso do sistema de transmissão – MUST previstos para o período de fevereiro de 2009 a janeiro de 2010, ajustados considerando a saída da carga da Coteminas , mantendo o mesmo tratamento dado aos encargos setoriais, estão detalhados nas tabelas abaixo.

(Fls. 23 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

Tabela 7: Encargos de Uso da Rede Básica (ano-teste FEV/2009 a JAN/2010)

Descrição	Valor (R$)
Rede Básica	5.138.868,00
Rede Básica Fronteira	3.096.720,00
Itaipu	-
Total	**8.235.588,00**

Tabela 8: Encargo Anual de Conexão referente às DITs

Descrição	Valor (R$)
Encargo de Conexão EBO/CHESF	720.498,71

104. A receita referente às demais instalações de transmissão e às instalações de conexão, incluindo as instalações implantadas sob a luz da Resolução n.º 489/2002, deve ser concatenada na data de reajuste tarifário ou revisão periódica das concessionárias ou permissionárias de distribuição, como encargos de conexão e transmissão. Por isso, o encargo anual de conexão na data base de junho de 2008, de **R$ 708.515,74** foi atualizado pelo IGP-M de junho de 2008 a fevereiro de 2009, chegando ao valor de **R$ 720.498,71** .

105. A EBO possui ainda Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD assinado com a Energisa Paraíba, cuja projeção para o ano teste resulta em um dispêndio de **R$ 1.186.824,00** .

106. Os valores dos encargos relacionados ao transporte de energia a serem considerados na data da revisão estão relacionados no quadro abaixo:

Tabela 9: Encargo de Uso e Conexão da Rede Básica

Componente	Valor (R$)
Rede Básica	5.138.868,00
Rede Básica Fronteira	3.096.720,00
Conexão	720.498,71
Uso do Sistema de Distribuição	1.186.824,00
Transporte de Itaipu	-
MUST Itaipu	-
Total do Transporte de Energia	**10.142.910,71**

107. Na presente revisão tarifária periódica, para os encargos tarifários setoriais e custo com transporte de energia da EBO, foram considerados os valores apresentados nas tabelas anteriores, que totalizam **R$ 21.122.713,75**.

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

108. Conforme já mencionado, a Parcela A deve ser neutra para efeito tarifário, ou seja, se reconhece que a concessionária não deve ser beneficiada ou prejudicada por eventos que não pode controlar. Assim, os custos da Parcela A são integralmente repassados às tarifas. O valor total apurado para a Parcela A da EBO, calculado nos termos dos itens IV.1.3 e IV.1.4 é de **R$ 81.200.806,35** , conforme detalhado na tabela abaixo.

Tabela 10: Valor Total da Parcela A (VPA)

(Fls. 24 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

Componente	Valor (R$)
Compra de Energia para Revenda	60.078.092,60
Encargos Setoriais	10.979.803,04
Custo com Transporte de Energia	10.142.910,71
Total	**81.200.806,35**

IV.2 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA B

109. Os itens a seguir detalham os valores definidos na Parcela B.

IV.2.1 – CUSTOS OPERACIONAIS

IV.2.1.1 – Enfoque Metodológico

110. 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.

111. 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.

112. 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.

113. 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.

114. 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

(Fls. 25 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

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.

115. 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.

116. 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

(Fls. 26 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

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".

117. 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.

118. 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.

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

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

120. 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.

121. 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.

122. 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.

123. O detalhamento dos critérios utilizados e os cálculos realizados são apresentados no **Anexo I** desta Nota Técnica. A tabela a seguir, apresenta os custos totais anuais que correspondem à gestão da ER, para prestar de forma eficiente os serviços de distribuição e comercialização de energia elétrica a seus clientes da área de concessão, a preços de fevereiro de 2009:

Tabela 11: Custos Totais por Ano – Preços a fevereiro de 2009

(Fls. 27 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

SETORES DA EMPRESA	CUSTOS PESSOAL (R$)	CUSTOS MAT. E SERV. (R$)	CUSTOS TOTAIS / ANO (R$)	% SOBRE TOTAL
ADMINISTRATIVO	11.412.143,86	3.859.164,15	15.271.308,01	56,49%
ESTRUTURA CENTRAL	11.412.143,86	1.651.977,87	13.064.121,73	48,33%
ESTRUTURA REGIONAL	0,00	0,00	0,00	0,00%
SISTEMAS	0,00	2.207.186,29	2.207.186,29	8,17%
PROCESSOS DE O&M	2.312.231,33	2.187.442,20	4.499.673,52	16,65%
PROCESSOS COMERCIAIS	3.939.382,48	3.330.752,96	7.270.135,44	26,90%
TAREFAS COMERCIAIS	1.702.067,97	303.950,40	2.006.018,37	7,42%
FATURAMENTO	1.159.524,01	2.468.390,79	3.627.914,80	13,42%
PERDAS NÃO-TÉCNICAS	0,00	0,00	0,00	0,00%
TELEATENDIMENTO	1.077.790,50	558.411,77	1.636.202,27	6,05%
CUSTOS ADICIONAIS	-631.766,18	622.133,13	-9.633,05	-0,04%
ADMINISTRATIVO	-711.667,00	514.741,34	-196.925,66	-0,73%
OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	20.810,08	309.825,07	330.635,15	1,22%
COMERCIAL	59.090,74	-202.433,27	-143.342,54	-0,53%
GERAÇÃO PRÓPRIA	0,00	0,00	0,00	0,00%
CUSTOS TOTAIS POR ANO	**17.031.991,49**	**9.999.492,44**	**27.031.483,93**	**100,00%**

IV.2.1.3 – Resultados Finais

124. O modelo de Empresa de Referência ora apresentado foi definido de acordo com a Resolução 338/2008, que deu nova redação à Resolução 234/2006, estabelecendo a metodologia definitiva aplicável para as distribuidoras de energia elétrica para o 2º ciclo de revisões tarifárias periódicas. Os resultados do modelo de Empresa de Referência acima apresentados são definitivos.

125. Os detalhes sobre a metodologia de cálculo dos custos operacionais aplicada provisoriamente ao contrato de concessão da EBO, os itens de custos considerados e os respectivos cálculos encontram-se no Anexo I. Dessa forma, os custos operacionais provisórios admitidos como eficientes que devem ser cobrados na tarifa da EBO equivalem a **R$ 27.031.483,93**.

126. A Resolução nº. 234/2006, com redação dada pela Resolução nº. 338/2008 estabeleceu o referencial regulatório a ser utilizado nos processos de revisão tarifária a título de receitas irrecuperáveis, que no caso da EBO é de **0,90%** da receita bruta da concessionária.

127. Considerando uma receita igual a **R$ 154.264.277,79** , inclusos PIS/COFINS com alíquota média de 6,29% e ICMS com alíquota de 19,97%, chega-se ao valor de **R$ 1.388.378,50** , a ser atribuído a título de perdas de receita irrecuperáveis.

IV.2.2 – CUSTO DO CAPITAL

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

(Fls. 28 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

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**.

129. Assim, 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.

130. 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

131. 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.

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

133. 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 capital próprio do projeto.

134. 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.

135. 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 nº 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

(Fls. 29 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

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.

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

137. 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.

138. 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;
- 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.

139. 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%].

140. 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.

(Fls. 30 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

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

141. 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, se trata de considerar na tarifa uma remuneração que corresponda exclusivamente ao custo de oportunidade do capital do investidor.

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

143. 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

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

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

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

145. 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

(Fls. 31 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

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%**.

146. 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%**.

147. O cálculo do **Beta** (β) 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.

148. 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 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.**

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

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

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

150. 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

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

(Fls. 32 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

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.**

151. 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** (β . (r_m-r_f)) de **4,70%** (em termos nominais).

152. 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.*

153. 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%**.

154. 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%**.

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

b) Custo de Capital de Terceiros

156. 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:

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

[2] Idem.

(Fls. 33 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

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.

157. 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.

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

c) Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)

159. Tendo sido calculado 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 π é a taxa de inflação média anual dos EUA no período de 1995-2005:

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

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

Tabela 12: 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	$\beta_{RR}^{Desalav}$	0,296

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

(Fls. 34 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

Beta médio alavancado	β_{RR}^{Alav}	0,554
Ajuste do beta (regime regulatório)	$\Delta\beta$	0,218
Beta final	$\beta = \beta_{RR}^{Ala} + \Delta\beta$	0,772
Prêmio de risco do negócio, financeiro e regulatório	$\beta.(r_m - r_f)$	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%**

161. 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

162. 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 nº 234, de 31 de outubro de 2006.

163. 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;

(Fls. 35 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

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 nº 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).

164. Dessa forma, para fins de composição da base de remuneração para o próximo período tarifário da EBO, deve-se avaliar a base incremental do último período tarifário, mantendo-se o conceito chave da Resolução nº 493/2002 e ratificada na Resolução nº 234/2006 de refletir apenas os **investimentos prudentes** na definição das tarifas dos consumidores. Trata-se dos investimentos requeridos para que a concessionária possa prestar o serviço de distribuição cumprindo as condições do contrato de concessão (em particular os níveis de qualidade exigidos), avaliados a "preços de mercado" e "adaptados" através dos índices de aproveitamento definidos na referida Resolução.

165. Considerando-se o Laudo de Avaliação apresentado pela empresa e o resultado da fiscalização realizada pela ANEEL, nos termos da Resolução ANEEL n.º 234/06, para efeito da presente revisão tarifária adotou-se, em caráter definitivo, os valores informados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF) através de Memorando nº 80/2009-SFF/ANEEL, de 22 de janeiro de 2009.

166. Assim, os valores da Base de Remuneração definitiva estão descritos a seguir:

a) O Ativo Imobilizado em Serviço – AIS provisório, contendo os ajustes previstos na Resolução nº 234/06 (deduzido dos valores de Servidões; Terrenos, Bens Administrativos, Veículos e Moveis e Utensílios), sobre o qual deve ser calculada a Quota de Depreciação anual, a valores de fevereiro/2009, é de **R$ 84.774.290,26**.

b) A Base de Remuneração Líquida provisória, a valores de fevereiro de 2009, já deduzida do valor de Obrigações Especiais, é de **R$ 40.312.955,98.**

c) O valor de Obrigações Especiais é de **R$ 25.300.806,02.**

d) A Taxa de Depreciação média é de **4,81%**.

e) A Quota Anual de Depreciação média é de **R$ 4.077.643,36.**

167. Com relação ao Programa Luz para Todos – PLPT, foram apurados os valores abaixo especificados, informados pela SFF a preços de julho de 2008:

a. Recursos Próprios: R$ 796.337,85.
b. CDE: 2.920.068,64.
c. RGR: 530.922,50.
d. Estado: 1.061.539,01

168. Os resultados estão sintetizados na tabela a seguir.

(Fls. 36 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

Tabela 13: Resumo da Base de Remuneração Regulatória

Descrição	Valores
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	133.417.425,87
(2) Índice de Aproveitamento Integral	50.613,24
(3) Obrigações Especiais	25.300.806,02
(4) Bens Totalmente Depreciados	22.632.316,77
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	**84.774.290,26**
(6) Depreciação Acumulada	67.890.877,30
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	65.526.548,58
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	50.613,24
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	65.475.935,34
(10) Almoxarifado em Operação	137.826,65
(11) Ativo Diferido	0,00
(12) Terrenos e Servidões	659.399,59
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	**40.312.955,98**
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR/PLPT	530.922,50
(15) Depreciação Acumulada - RGR/PLPT	42.387,44
(16) Base de Remuneração Líquida - RGR/PLPT	**488.535,06**
(17) Taxa de Depreciação	4,81%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (17) * (6)	4.077.643,36

IV.2.3.2 – Cálculo da Remuneração do Capital

169. 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).

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

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

171. O valor da remuneração bruta do capital apurado de acordo com as equações anteriores foi de **R$ 6.036.662,71**.

IV.2.4 – DEPRECIAÇÃO

(Fls. 37 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

172. 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.

173. Para este item foi considerado o percentual de 4,81% sobre o valor do Ativo Imobilizado em Serviço menos Terrenos. Esse percentual reflete a taxa média de depreciação e amortização dos ativos da EBO e os valores do ativo e de terrenos estão atualizados pelo IGP-M até fevereiro de 2009.

174. Vale destacar que de acordo com a Res. nº 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 nº 28.545, de 24 de agosto de 1950, art. 142 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, e art. 18 da Lei nº 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 de serviço público de distribuição de energia elétrica, tais contas devem compor a Base de Remuneração como redutoras do ativo imobilizados em serviço.

175. Assim, o valor apurado de quota de reintegração foi de **R$ 4.077.643,36**. A tabela a seguir apresenta o cálculo da quota de reintegração regulatória.

Tabela 14: Quota de Reintegração Regulatória

Descrição	Cálculo	Valor
Taxa de Depreciação	(1)	4,81%
Base de Cálculo para a QRR	(2)	84.774.290,26
Valor Total da QRR	**(3) = (1) x (2)**	**4.077.643,36**

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

176. O valor total apurado para a Parcela B da EBO, calculado nos termos dos itens IV.2.1, IV.2.3 e IV.2.4 é de **R$ 38.534.168,50** , conforme detalhado na tabela abaixo:

Tabela 15: Valor Total da Parcela B (VPB)

Componente	Valor (R$)
Custos Operacionais	28.419.862,43
Remuneração do Capital	6.036.662,71
Quota de Reintegração Regulatória	4.077.643,36
Total	**38.534.168,50**

IV.3 – CÁLCULO DO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO

IV.3.1 – RECEITA REQUERIDA

(Fls. 38 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

177. 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$ 78.134.525,16** . A Parcela B é composta por Custos Operacionais Eficientes, Remuneração do Capital e Quota de Reintegração e totaliza **R$ 38.534.168,50** .

178. Assim, o total da Receita Requerida é de **R$ 116.668.693,66** .

IV.3.2 – RECEITA VERIFICADA

179. A Receita Verificada (estimada para o ano-teste) é de **R$ 109.541.097,90** . Esse valor é o resultado da aplicação das tarifas de fornecimento, suprimento e de uso do sistema de distribuição em vigor, aos mercados de venda de fornecimento, suprimento e de consumidores livres de **492.545 MWh**, conforme previsão da concessionária e apresentado na tabela a seguir:

Tabela 16: Receita Verificada para o Ano-Teste

Classe de Consumo	Mercado – Ano-Teste (MWh)	Tarifa (R$/MWh)	Valor (R$)
Fornecimento			
A1 (230 kV ou mais)	-	-	-
A2 (88 a 138 kV)	-	-	-
A3 (69 kV)	-	-	-
A3a (30 kV a 44 kV)	-	-	-
A4 (2,3 kV a 25 kV)	215.865	171,18	36.950.857,44
As	-	-	-
BT (menor que 2,3 kV)	276.680	262,36	72.590.240,46
Suprimento	-	-	-
Consumidores Livres	-	-	-
Total	**492.545**	222,40	**109.541.097,90**

180. Quanto ao mercado projetado, foi considerada a saída de um grande consumidor industrial, a Cotaminas, que atualmente se encontra ligado à rede de distribuição da concessionária. Já existe tramitação em curso na ANEEL, e com parecer favorável do Operador Nacional do Sistema e autorização concedida por meio da Portaria MME nº 11/2007, de 19 de março de 2007, para a conexão desse consumidor à rede básica.

181. Nesse aspecto em particular, deve-se observar que a receita esperada para o ano-teste, que advém dessa projeção de mercado, é utilizada como base para o rateio dos custos, por segmento de consumo, que define os patamares das tarifas individuais aplicáveis na área de concessão. Observa-se que a eventual permanência desses consumidores na rede de distribuição após o início do ano-teste implicaria que o mercado objeto do rateio estaria subdimensionado durante todo o tempo de permanência desse consumidor, tornando as tarifas maiores do que o necessário à cobertura dos custos ora calculados (receita requerida). Portanto, visando mitigar essa possibilidade, caso se observe de fato a permanência desse consumidor após a data de homologação da presente revisão tarifária, deverá ser feita a devida compensação, viabilizada por meio de componente financeiro negativo aplicado no reajuste tarifário anual posterior à presente revisão.

(Fls. 39 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

V.3.3 – OUTRAS RECEITAS

182. 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.

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

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

onde:
R_{comp} *= Receita de compartilhamento estimada para o Ano-Teste.*

184. Para determinação da receita de compartilhamento, considerou-se o montante de receita informado pela concessionária, o que totalizou, para o Ano-Teste, o montante de **R$ 551.720,93**. Desse total, considerou-se o percentual de 90% para apuração de outras receitas, resultando no valor de **R$ 496.548,84**.

IV.3.4 – RESULTADO DO REPOSICIONAMENTO

185. Nos termos da equação apresentada no início da seção IV, o reposicionamento tarifário (RT) da EBO é de 6,05%. Dessa forma, para que a concessionária 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 6,05%. O cálculo do reposicionamento tarifário está apresentado a seguir:

Tabela 17: Cálculo do Reposicionamento Tarifário

Descrição	Cálculo	Valor (R$)
Receita Requerida	(1)	116.668.693,66
Outras Receitas	(2)	496.548,84
Receita Verificada	(3)	109.541.097,90
Reposicionamento Tarifário	**[(1) – (2)] / (3)**	**6,05%**

186. Esse reposicionamento assegura, no momento da revisão tarifária periódica, o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão de distribuição de que a EBO 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

187. 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

(Fls. 40 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

entre revisões, aplicando-se ao valor vigente dessa parcela o índice "IGP-M – X". Nos termos dos contratos de concessão:

> *"**CLÁUSULA SÉTIMA – TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS (...)***
>
> ***Sexta Subcláusula** - O reajuste será calculado mediante a aplicação, sobre as tarifas homologadas, na "Data de Referência Anterior" do Índice de Reajuste Tarifário (IRT), assim definido:*
>
> $$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 \times (IVI \pm X)}{RA_0}$$
>
> *onde:*
>
> *VPA_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."*

188. Conforme já exposto, para cada empresa distribuidora a ANEEL está reposicionando 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).

189. 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 obtenha como conseqüência de uma gestão mais eficiente que a definida como referência no reposicionamento tarifário.

190. 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.

191. 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.

192. 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.

193. 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.

194. 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.

195. 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. 42 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

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.

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

197. 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.

198. 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:

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

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

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

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

(Fls. 43 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

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".

200. Com base na metodologia estabelecida pela Resolução n° 234/2006, o cálculo definitivo de **Xe** para a EBO resulta em **0,62%,** cujos detalhes de cálculo encontram-se no **Anexo IV**. Esse percentual é definitivo uma vez que foi estabelecido o valor da Parcela B da EBO, em definitivo.

V. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS À REVISÃO TARIFÁRIA

201. 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.

202. Os componentes financeiros considerados na revisão da EBO foram:

a. **Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA**, para compensar os efeitos financeiros, ocorridas entre as datas de reajustes/revisões, de itens da a 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. Na presente proposta considerou-se o valor fiscalizado e validado pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL. Também foi apurado o saldo a compensar relativo à CVA do reajuste tarifário anual de 2009, bem como o recálculo da CVA Compra de Energia de 2008. Os detalhes são apresentados na tabela abaixo:

Tabela 18 – Cálculo da CVA para os 12 meses subseqüentes:

Descrição CVA	DELTA	30° Dia Anterior	5° Dia Útil Anterior	12 Meses Subseqüentes
CVA CCC	(493.983,07)	(550.023,16)	(554.797,98)	(590.746,84)
CVA CDE	8.959,05	9.969,99	10.056,55	10.708,17
CVA REDE BÁSICA	378.460,75	385.719,53	389.068,01	414.278,18
CVA COMPRA DE ENERGIA	(294.743,62)	(305.372,88)	(305.372,88)	(325.159,92)
CVA TRANSPORTE ITAIPU	-	-	-	-
CVA PROINFA	4.094,53	4.598,66	4.638,58	4.939,14
CVA ESS	2.821.205,72	3.004.173,61	3.030.253,23	3.226.602,45
CVA TOTAL em processamento	**2.423.993,37**	**2.549.065,75**	**2.573.845,50**	**2.740.621,19**
CVA Saldo a compensar Ano Anterior				(30.476,23)

(Fls. 44 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

CVA TOTAL	**2.423.993,37**	**2.549.065,75**	**2.573.845,50**	**2.710.144,96**

b. **Parcela de Ajuste da Rede Básica – Fronteira**. Os valores das Parcelas de Ajuste da Rede Básica Fronteira, que totalizam R$ 50.149,85, a preços de fevereiro de 2009, referentes aos financeiros relativos à apuração das parcelas da RAP de fronteira para o ciclo 2008-2009, à parcela de PIS/COFINS atribuída às receitas das transmissoras oriundas da Rede Básica Fronteira e ao passivo financeiro obtido em função da revisão tarifária das instalações RBNI de fronteira.

c. **Recomposição de subsídio a irrigantes e aquicultores:** Refere-se à recomposição de subsídio a irrigantes e aquicultores em decorrência dos descontos concedidos na tarifa de fornecimento relativo ao consumo de energia elétrica das atividades de irrigação e aqüicultura, conforme Resolução n° 207, de 09 de janeiro de 2006, que resultou em R$ 44.447,04.

d. **Previsão Subsídio a irrigantes e aquicultores:** Consiste na previsão de perda de receita da concessionária em função da concessão de descontos aos consumidores da classe rural com atividade de irrigação no horário especial, conforme disciplina a Resolução Normativa n.º 207, de 09 de janeiro de 2006, apurado em R$ 45.531,94. No reajuste tarifário de fevereiro de 2010 deverá ser apurada a diferença entre o valor considerado nesta revisão e o efetivamente realizado.

e. **Previsão de subsídio a consumidores da subclasse residencial Baixa Renda:** Previsão Subsídio Baixa Renda: Consiste na previsão de complemento de receita ao valor da subvenção da CDE destinado a cobertura dos descontos concedidos aos consumidores da subclasse residencial Baixa Renda, conforme Resolução Normativa n.º 89, de 25 de outubro de 2004, no valor de R$ 1.448.738,47. No reajuste tarifário de fevereiro de 2010 deverá ser apurada a diferença entre o valor considerado nesta revisão e o efetivamente realizado.

f. **Passivo do Programa Luz para Todos:** Foi calculado um passivo de R$ 731.543,99 conforme metodologia definida pela Resolução Normativa nº 294/2007, relativo à implementação do Programa Luz Para Todos, de novembro de 2004 a janeiro de 2009, conforme tabela a seguir:

Tabela 19: Déficit incorrido pela EBO em função da implementação do Programa Luz para Todos

Descrição	nov/04 a jan/06	fev/06 a jan/07	fev/07 a jan/08	fev/08 a jan/09
Receita	14.072,95	57.753,95	105.986,64	144.111,32
Remuneração AE	12.193,20	56.404,41	66.105,76	68.051,03
Remuneração RGR	4.174,45	19.518,97	25.406,27	26.153,89
Quota de Reintegração Regulatória	6.845,63	32.654,37	43.966,99	46.945,30
O&M	33.506,57	139.368,94	217.522,22	254.650,84
Déficit	(42.646,90)	(190.192,75)	(247.014,60)	(251.689,74)

Tendo em vista que na composição dos reajustes tarifários de fevereiro de 2007 e de fevereiro de 2008, foram considerados reembolsos financeiros de R$ 336.789,42 e de R$ 379.140,93, respectivamente, que, com atualização pelo IGP-M, são maiores do que o déficit ora calculado, então a distribuidora teve um ajuste financeiro negativo para o PLPT, que resultou em -R$ 69.214,80.

g. Para o cálculo do **Repasse às Tarifas da Sobrecontratação até o limite de 103%**, em atendimento ao art. 38 do Decreto 5.163/2004, foi utilizada a metodologia estabelecida por meio da Resolução Normativa no 255/2007, de 6 de março de 2007, e que resultou em -R$ 91.628,41. O cálculo acima já contempla o recálculo da sobrecontratação dos reajustes tarifários anuais de 2007 e 2008.

h. **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. No caso da Borborema, o valor apurado a ser concedido a título de Exposição por Diferenças de Preços entre Submercados é de -R$ 51.594,80.

i. **Ajuste do CUSD com a Energisa Paraíba:** Consiste na apuração do montante pago a mais pela Borborema à Energisa Paraíba após o reajuste da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) em agosto/2008, mês de aniversário contratual da EPB, posto que as datas de aniversário de contrato de ambas distribuidoras não são concatenadas. O valor apurado para o ajuste do CUSD foi de R$ 63.976,03.

j. **Previsão de expurgo do faturamento da Coteminas após o início do ano-teste:** No presente processo de revisão tarifária foi considerada a saída para a Rede Básica do consumidor Coteminas S.A - Unidadade Campina Grande, no ano-teste. O assunto encontra-se em curso na Agência, Processo nº 48500.007337/2005-11, sendo que o acesso desse consumidor à Rede Básica teve parecer favorável do Operador Nacional do Sistema - ONS mediante Parecer ONS RE 2.1/078/2007, de 10/07/2007, e Portaria MME/SPDE nº 11 de 19/03/2007, do Ministério de Minas e Energia.

Considerando a saída da Coteminas, a partir do início do ano-teste, haverá uma diminuição do mercado objeto do rateio de custos que se realiza na abertura tarifária. Entretanto, a eventual permanência desse consumidor, após o início do ano-teste, implica que o mercado objeto do rateio de custos estaria subdimensionado durante todo o tempo de permanência desse consumidor, tornando as tarifas maiores do que o necessário à cobertura da receita requerida.

Visando mitigar essa possibilidade, deverá ser feita a dedução dos faturamentos da EBO em relação à Coteminas que se realizem após a data de homologação da presente revisão tarifária, mediante componente financeiro negativo, em benefício da modicidade tarifária para os demais consumidores da área de concessão. Na presente revisão tarifária periódica, foi antecipado esse componente financeiro, avaliado em **-R$ 9.985.032,95**, referente ao faturamento de parte da carga cativa da Coteminas, ainda atendida na Tarifa Horosazonal Azul no nível de tensão A3(69kV), para o qual projeta-se pagamento tanto pela demanda e pela energia (nas modalidades ponta/fora ponta (horária), úmida e seca (sazonal)). No reajuste tarifário anual de 2010 deverá ser feito o ajuste financeiro relativo a essa previsão,

(Fls. 46 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

comparando-a com todo o faturamento efetivamente realizado da Coteminas, atendida em 69kV, entre fevereiro/2009 e janeiro/2010.

RESUMO DOS COMPONENTES FINANCEIROS

203. A tabela seguinte consolida os valores considerados como componentes financeiros.

Tabela 20: Componentes Financeiros

Componente Financeiro	Valor (R$)
PA Fronteira Rede Básica (CHESF)	50.149,85
CVA em processamento	2.332.723,96
CVA saldo a compensar	-30.476,23
Subsídio a irrigantes e aquicultores	44.447,04
Previsão de Subsídio Baixa Renda	1.448.738,47
Programa Luz para Todos	-69.214,80
Sobrecontratação	-91.628,41
Exposição em submercados	-51.594,80
Ajuste Financeiro CUSD	63.976,03
Previsão de dedução de faturamento da Coteminas após o início do ano-teste	-9.985.032,95
Previsão de Subsídio a Irrigantes e Aquicultores	45.531,94
Total de Financeiros (R$)	(6.242.379,90)

VI. CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

204. 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:

i) 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;

ii) 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;

iii) 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.

205. 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.

206. Cumpre salientar que os resultados ora apresentados são preliminares, uma vez que serão ajustados em função das contribuições recebidas na presente audiência pública e em função dos valores efetivos vigentes em fevereiro de 2009 para as seguintes variáveis:

207. No que se refere à Parcela A:

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

208. No que se refere à Parcela B:

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

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

210. 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.

211. 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, bem como a participação relativa das Parcelas A e B no total da receita.

(Fls. 48 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

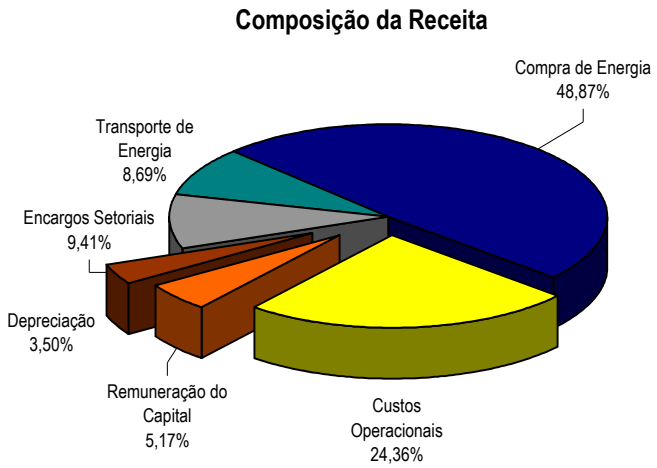

Figura 7: Composição da Receita da Concessionária (sem efeitos financeiros)

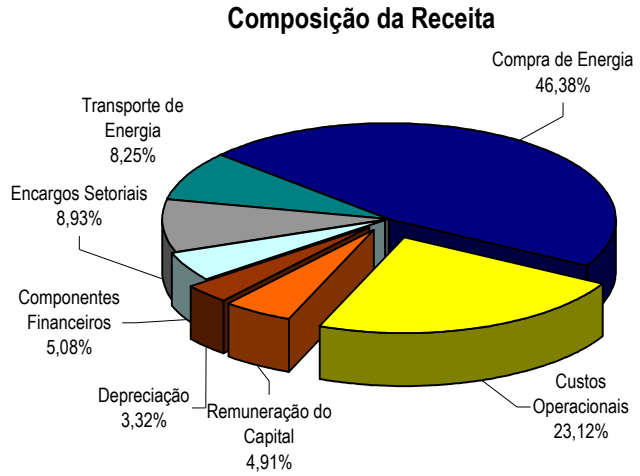

Figura 8: Composição da Receita da Concessionária (com efeitos financeiros)

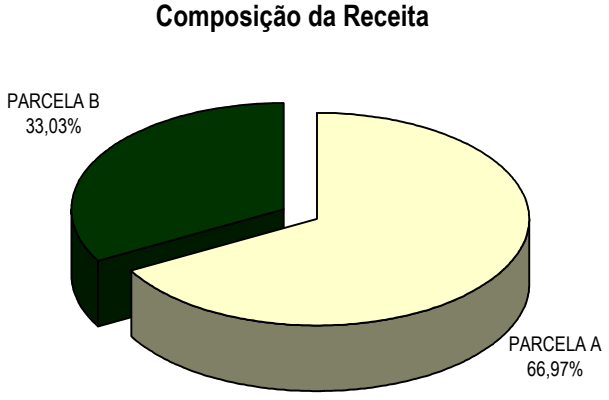

Figura 9: Participação das Parcelas A e B na Receita da Concessionária

(Fls. 49 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

VII. DO FUNDAMENTO LEGAL

212. 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.

213. 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."*

214. 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".*

215. 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.

216. 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 EBO, de n.º 008/2000, em sua cláusula sétima:

> *"Sétima Subcláusula - A ANEEL, de acordo com o cronograma apresentado nesta subcláusula, procederá às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia, alterando-os para mais ou para menos, considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado da CONCESSIONÁRIA, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas. Estas revisões obedecerão ao seguinte cronograma: a primeira revisão será procedida um ano após o quarto reajuste anual concedido, conforme previsto na Terceira Subcláusula; a partir desta primeira revisão, as subseqüentes serão realizadas a cada 4 (quatro) anos."*

217. 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:

(Fls. 50 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

> *"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."*

(Fls. 51 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

VIII. CONCLUSÕES

218. Assim, após a aplicação das metodologias definidas para a implementação da revisão tarifária periódica, é apresentado na tabela a seguir o índice de reposicionamento tarifário:

Tabela 21: Resultados do Reposicionamento Tarifário

Descrição	Valor (R$)	Valor (%)
Receita Requerida Líquida	116.172.144,82	
Receita Verificada	109.541.097,90	
ÍNDICE DE REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO		**6,05%**
PA Fronteira Rede Básica (CHESF)	**50.149,85**	**0,04%**
CVA em processamento	**2.332.723,96**	**2,01%**
CVA saldo a compensar	**-30.476,23**	**-0,03%**
Subsídio a irrigantes e aquicultores	**44.447,04**	**0,04%**
Previsão de Subsídio Baixa Renda	**1.448.738,47**	**1,25%**
Programa Luz para Todos	**-69.214,80**	**-0,06%**
Sobrecontratação	**-91.628,41**	**-0,08%**
Exposição em submercados	**-51.594,80**	**-0,04%**
Ajuste Financeiro CUSD	**63.976,03**	**0,06%**
Previsão de dedução de faturamento da Coteminas após o início do ano-teste	**-9.985.032,95**	**-8,60%**
Previsão de Subsídio a Irrigantes e Aquicultores	**45.531,94**	**0,04%**
Total de Financeiros (R$)	**(6.242.379,90)**	**-5,37%**
ÍNDICE DE REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO (Considerando os efeitos financeiros)		**0,68%**

219. É importante destacar que, em decorrência da inclusão na base tarifária de um componente financeiro de -1,18% que havia sido retirado no reajuste anual de 2009, o consumidor irá perceber no período de fevereiro de 2009 a janeiro de 2010 um aumento médio de 1,86% nas tarifas de fornecimento.

(Fls. 52 da Nota Técnica nº 043/2009-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009).

IX. ANEXOS

Acompanham a presente Nota Técnica os seguintes Anexos:

- Anexo I – Metodologia e Cálculo dos Custos Operacionais;
- Anexo II – Determinação da Base de Remuneração Regulatória;
- Anexo III – Metodologia e Cálculo do Fator X.

Marcelo Hlebetz de Souza
Especialista em Regulação de Serviços Públicos de Energia

Daniel Cardoso Danna
Especialista em Regulação de Serviços Públicos de Energia

Alexandre Vasconcelos Borges Netto
Especialista em Regulação de Serviços Públicos de Energia

De Acordo:

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Regulação Econômica