



SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA - SRE

Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL

Brasília, 21 de agosto de 2009.

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

.....
**COMPANHIA ENERGÉTICA DO PIAUÍ -
CEPISA**

CICLO 2009 - 2013

RESULTADOS

Agência Nacional de Energia Elétrica

Superintendência de Regulação Econômica

SGAN 603 / Módulo "I" – 1º andar

CEP: 70830-030 – Brasília – DF

Tel: + 55 61 2192-8695

Fax: + 55 61 2192-8679

Índice

I. DO OBJETIVO.....	1
II. ANTECEDENTES.....	1
III. FUNDAMENTOS ECONÔMICOS DA REVISÃO TARIFÁRIA.....	6
III.1 – ASPECTOS CONCEITUAIS.....	6
III.2 – ASPECTOS METODOLÓGICOS.....	6
III.2.1 – O Reposicionamento Tarifário.....	7
III.2.2 – O Fator X.....	8
III.2.3 – A Qualidade do Serviço.....	9
III.2.4 – Tratamento Regulatório das Perdas de Energia.....	10
III.2.5 – Tratamento Regulatório das Outras Receitas.....	11
IV. A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DA CEPISA.....	11
IV.1 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA A.....	12
IV.1.1 – PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	12
IV.1.2 – BALANÇO ENERGÉTICO.....	16
IV.1.3 – COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA.....	17
IV.1.4 – ENCARGOS SETORIAIS E CUSTO COM TRANSPORTE DE ENERGIA.....	20
IV.1.4.1 – Encargos Setoriais.....	20
IV.1.4.2 – Custos com Transporte de Energia.....	23
IV.1.5 – VALOR TOTAL DA PARCELA A (VPA).....	24
IV.2 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA B.....	25
IV.2.1 – CUSTOS OPERACIONAIS.....	25
IV.2.1.1 – Enfoque Metodológico.....	25
IV.2.1.2 – Custos por Área.....	27
IV.2.1.3 – Resultados Finais.....	28
IV.2.2 – CUSTO DO CAPITAL.....	28
IV.2.2.1 – Estrutura Ótima de Capital.....	29
IV.2.2.2 – Custo Médio Ponderado de Capital (WACC).....	31
IV.2.3 – BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA.....	35
IV.2.3.1 – Determinação do Valor da Base de Remuneração.....	35
IV.2.3.2 – Cálculo da Remuneração do Capital.....	37
IV.2.4 – DEPRECIACÃO.....	37
IV.2.5 – VALOR TOTAL DA PARCELA B (VPB).....	38
IV.3 – CÁLCULO DO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO.....	39
IV.3.1 – RECEITA REQUERIDA.....	39
IV.3.2 – RECEITA VERIFICADA.....	39
IV.3.3 – OUTRAS RECEITAS.....	40
IV.3.4 – RESULTADO DO REPOSICIONAMENTO.....	40
IV.4 – CÁLCULO DO FATOR X.....	41
V. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS À REVISÃO TARIFÁRIA.....	44
VI. CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA.....	48
VII. DO FUNDAMENTO LEGAL.....	50
VIII. CONCLUSÕES.....	51

Em 21 de agosto de 2009.

Processo nº 48500.004341/2006-63

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

I. DO OBJETIVO

A presente Nota Técnica tem por objetivo apresentar a metodologia utilizada e os resultados da segunda revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica **Companhia Energética do Piauí – CEPISA**.

2. Na seção II apresenta-se uma breve caracterização da área de concessão da CEPISA. 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 CEPISA é apresentada na seção IV, onde se explicita a metodologia adotada e os resultados obtidos para o reposicionamento tarifário e também os resultados do cálculo do Fator X a ser aplicado nos próximos reajustes tarifários.

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

5. As conclusões do processo de revisão tarifária periódica da CEPISA encontram-se na seção VIII, ressaltando-se que os resultados desta revisão tarifária são aplicáveis para o período de agosto/2009 a julho/2013. Finalmente, os anexos detalham as metodologias e dados utilizados.

II. ANTECEDENTES

6. A CEPISA foi constituída como Sociedade Anônima em 8 de agosto de 1962, com a razão social de Centrais Elétricas do Piauí S.A. Em 1987, a Lei Estadual nº 4.126 alterou a razão social da CEPISA para Companhia Energética do Piauí.

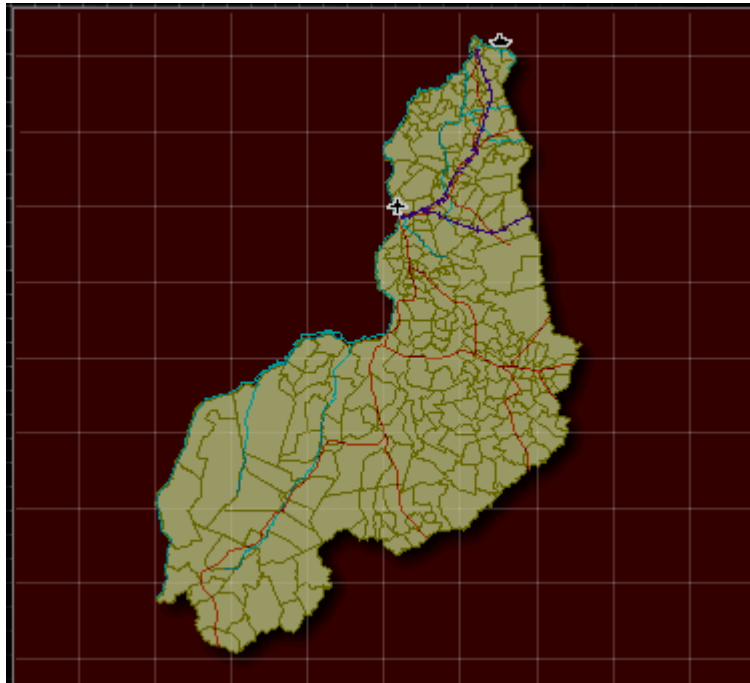
7. A partir da Lei Estadual nº 4.868, de 19 de dezembro de 1996, iniciou-se o processo de alienação das ações de propriedade do Estado que integravam o capital social da CEPISA. Numa primeira fase, a ELETROBRÁS ampliou sua participação acionária na empresa para 48,86% das ações ordinárias e assumiu em 13 de janeiro de 1997 a gestão da CEPISA de forma compartilhada com o

(Fls. 2 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

Governo do Estado. No mesmo ano, em 20 de outubro, a ELETROBRÁS adquire o controle acionário da CEPISA.

8. Em 12 de fevereiro de 2001, foi assinado o **Contrato de Concessão nº 04/2001**, entre a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e a Companhia Energética do Piauí - CEPISA tendo por objeto regular a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica da concessão, de que é titular a citada concessionária.

9. A CEPISA é responsável pela distribuição de energia a uma população de cerca de 3 milhões de habitantes e cerca de 840 mil clientes, localizados nos 223 municípios do estado do Piauí abrangidos por sua área de concessão, ilustrada na Figura 2 abaixo.



Fonte: Site IBGE

Figura 1 – Área de concessão da CEPISA

10. A CEPISA atende a cerca de **840 mil** unidades consumidores, que perfazem uma média de consumo anual de **2,18 MWh** e um faturamento anual da ordem de **R\$ 600 milhões** (informação do SAD/ANEEL relativa ao ano de 2008). A tabela 1 mostra a composição do mercado da concessionária:

(Fls. 3 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

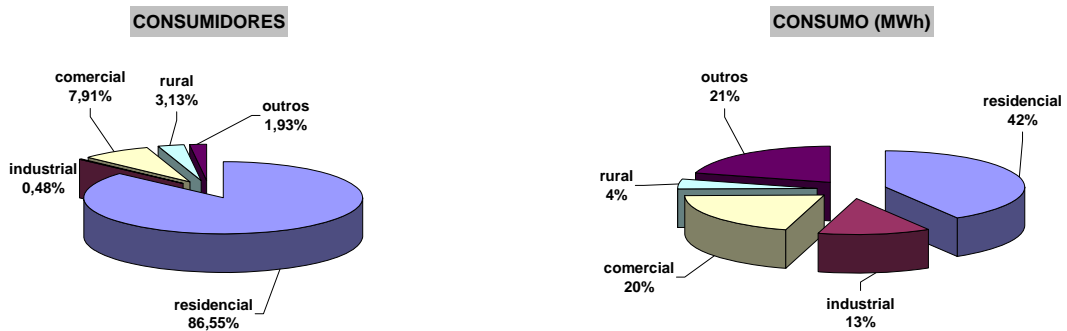


Figura 2: Composição do Mercado da CEPISA (2008)

11. 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.

12. Segundo o contrato de concessão, a receita inicial da concessionária é dividida em duas parcelas. A Parcela A envolve os chamados "custos não gerenciáveis" pela concessionária, relacionados à atividade de distribuição de energia elétrica e explicitamente indicados no contrato. São custos cujo montante e variação escapam à vontade ou influência da concessionária, como a energia elétrica adquirida para atendimento aos clientes, os custos de transmissão e os encargos setoriais. A Parcela B compreende o valor remanescente da receita, envolvendo, portanto, os chamados "custos gerenciáveis". São custos próprios da atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes, que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária, ou seja, os custos de operação (pessoal, material e serviços de terceiros). Além destes, a Parcela B inclui a remuneração do capital. A composição de cada parcela pode ser vista no quadro a seguir.

Tabela 1: Composição da Receita de uma Distribuidora

(Fls. 4 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

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

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

14. A Primeira Revisão Tarifária da CEPISA ocorreu em 28 de agosto de 2005, sendo o seu resultado estabelecido na Resolução Homologatória nº 189, de 22 de agosto de 2005. As tarifas de fornecimento de energia elétrica, com vigência a partir de 28 de agosto de 2005, foram reposicionadas em 22,85% e reajustadas anualmente, de acordo com as regras do contrato, nos anos de 2006 a 2008. O valor do componente Xe foi estabelecido em 0,6379%.

15. Entretanto, para atender ao princípio de modicidade tarifária e a condição de equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão definida na revisão tarifária periódica da CEPISA, o acréscimo de receita da "Parcela B", resultante do reposicionamento tarifário de 22.85%, foi projetado para aplicação em parcelas anuais, sendo 13,04% em 28 de agosto de 2005, e nos reajustes tarifários anuais dos anos de 2006 a 2008, parcelas acrescidas à "Parcela B", de cada ano, o valor de R\$ 28.910.788,66 (vinte e oito milhões, novecentos e dez mil, setecentos e oitenta e oito reais, e sessenta e seis centavos), com atualização delas por ocasião dos reajustes tarifários anuais.

(Fls. 5 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

16. Em agosto de 2007 foi processada retificação da 1ª revisão da CEPISA, conforme Nota Técnica n.º 244/2007, de 13.08.2007, com reposicionamento passando a **19,50%** e componente do Xe do Fator X para **0,5118%**. Com essas alterações as parcelas nos reajustes anuais de 2007 e 2008 foram alteradas para considerar essa retificação.

17. A tabela a seguir apresenta os valores dos reajustes tarifários anuais ocorridos a partir da 1ª revisão tarifária, enquanto a figura 3 mostra a evolução da tarifa média (R\$/MWh) e o crescimento do mercado da CEPISA (em MWh).

Tabela 2: Reajustes Tarifários Anuais da CEPISA (%)

Ano	2005	2006	2007	2008
Índice de Reajuste Tarifário (*)	13,04%	10,48%	3,58%	13,29%

(*) Índice de reajuste relativo ao Anexo II, sem componentes financeiros

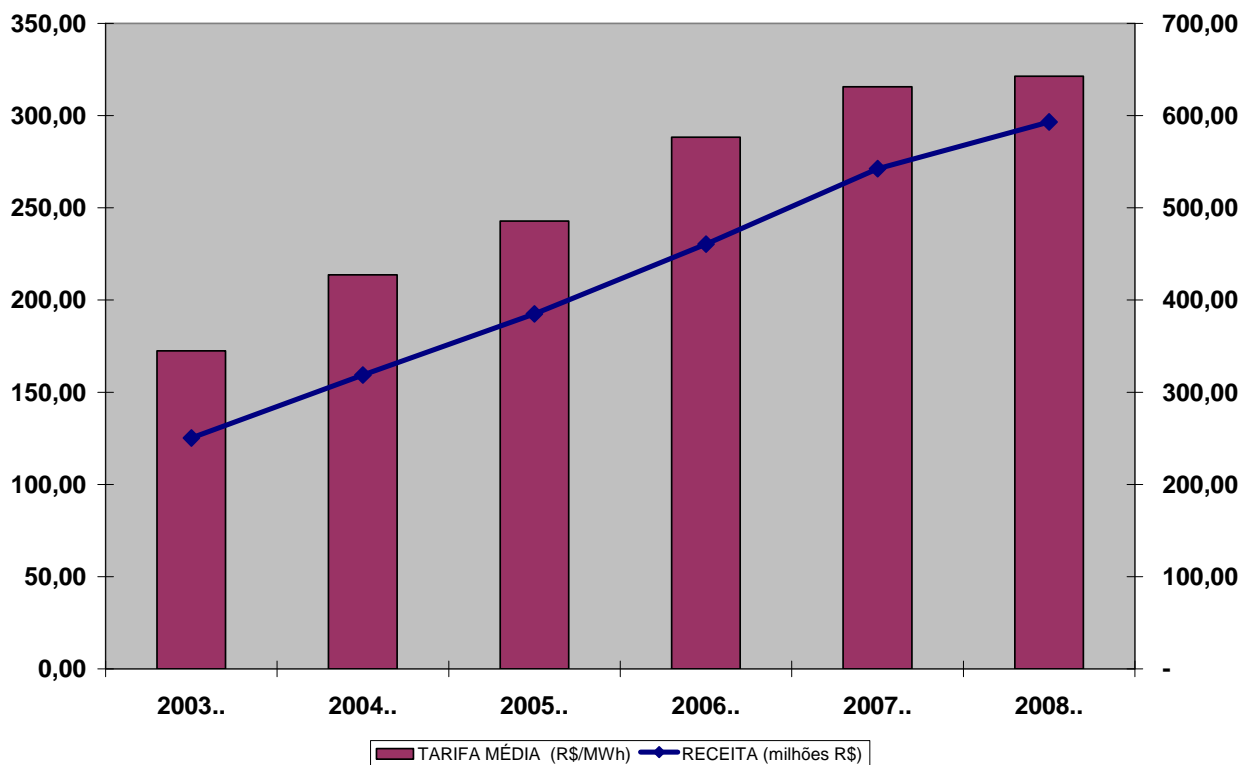


Figura 3: Evolução das Tarifas e Mercado da CEPISA

(Fls. 6 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

III. FUNDAMENTOS ECONÔMICOS DA REVISÃO TARIFÁRIA

III.1 – ASPECTOS CONCEITUAIS

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

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

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

21. 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.

22. 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

(Fls. 7 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

máximo”), inicialmente fixada em T_1 , permanece com seu valor fixo (em termos reais) no período tarifário, ou seja, até a próxima revisão tarifária periódica. Isso significa que a concessionária **tem a oportunidade** de reduzir custos de operação – o que está expresso pela área azul da figura – e, assim, aumentar sua remuneração ao longo desse período. Se a concessionária for eficiente, poderá se apropriar do aumento da remuneração resultante de sua gestão ao longo do período. As novas tarifas são estabelecidas no nível T_2 .

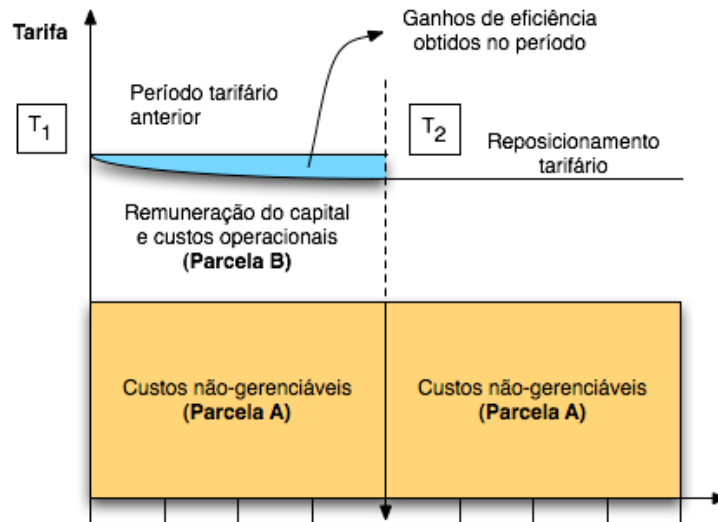


Figura 4: Regime de Regulação por Incentivos

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

III.2.1 – O Reposicionamento Tarifário

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

25. 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.

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

(Fls. 8 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

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

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

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

III.2.2 – O Fator X

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

(Fls. 9 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

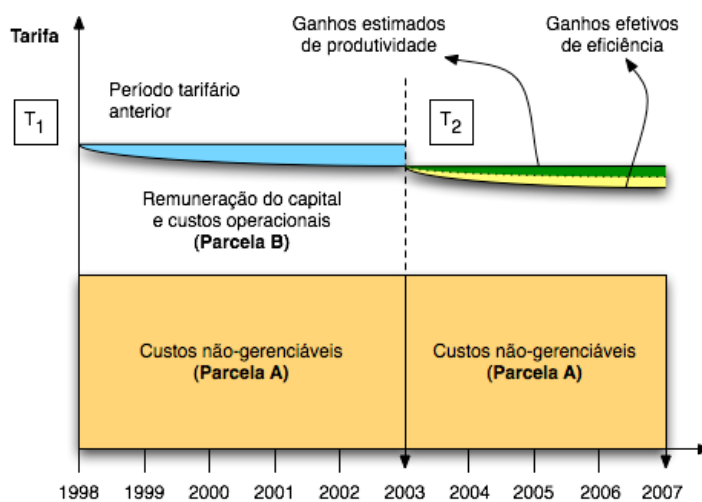


Figura 5: Regime de Regulação por Incentivos

30. 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.

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

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

III.2.3 – A Qualidade do Serviço

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

(Fls. 10 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

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.

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

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

III.2.4 – Tratamento Regulatório das Perdas de Energia

35. 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.

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

37. Assim, com a finalidade de calcular os montantes de energia que a concessionária deve comprar, o Regulador determina, para cada ano de um período tarifário, o nível máximo de perdas a serem admitidas sobre as quantidades de energia elétrica que a concessionária distribuidora prevê fornecer para atender todo o mercado de sua área de concessão. Essa determinação pode ser feita mediante a fixação de um valor único para todo o período tarifário ou mediante a definição de uma “trajetória” ou curva decrescente. Com o valor “regulatório” de perdas determinado dessa forma adicionado ao valor das perdas de energia na rede básica, se calcula o montante de energia a ser considerado na Parcela A das tarifas da concessionária. Isso significa valorar as perdas ao preço representativo das compras de energia elétrica da distribuidora. Do

(Fls. 11 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

exposto, se depreende que a concessionária distribuidora tem um forte incentivo para reduzir as perdas em seu sistema elétrico a níveis inferiores ao “padrão regulatório”, já que poderá reter como benefício, durante o período tarifário, a diferença entre esse montante e o valor que possa obter na realidade, valorada ao preço de compra.

III.2.5 – Tratamento Regulatório das Outras Receitas

38. 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.

39. 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.

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

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

41. 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 CEPISA

42. 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 subsequentes à data da revisão tarifária. Para a

(Fls. 12 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

concessionária CEPISA esse período anual, denominado **ano-teste**, compreende os 12 meses de **agosto/2009 a julho/2010**.

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

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

44. 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).

45. 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.

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

IV.1 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA A

47. 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**.

48. 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 DE ENERGIA ELÉTRICA

49. Inicialmente cabe explicitar alguns conceitos adotados nesta seção da Nota Técnica. Em relação às perdas de energia elétrica, denominam-se perdas na distribuição ao 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 tensão

(Fls. 13 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

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.

50. 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:

$$\begin{aligned} \text{Energia Injetada} &= \text{Energia Fornecida} + \text{Perdas de Energia na Distribuição} \\ \text{Perdas de Energia na Distribuição} &= \text{Perdas Técnicas} + \text{Perdas Não Técnicas} \end{aligned}$$

51. A figura a seguir apresenta a evolução das perdas na distribuição da CEPISA nos últimos anos. O percentual de perdas apresentado é calculado sobre a energia injetada.

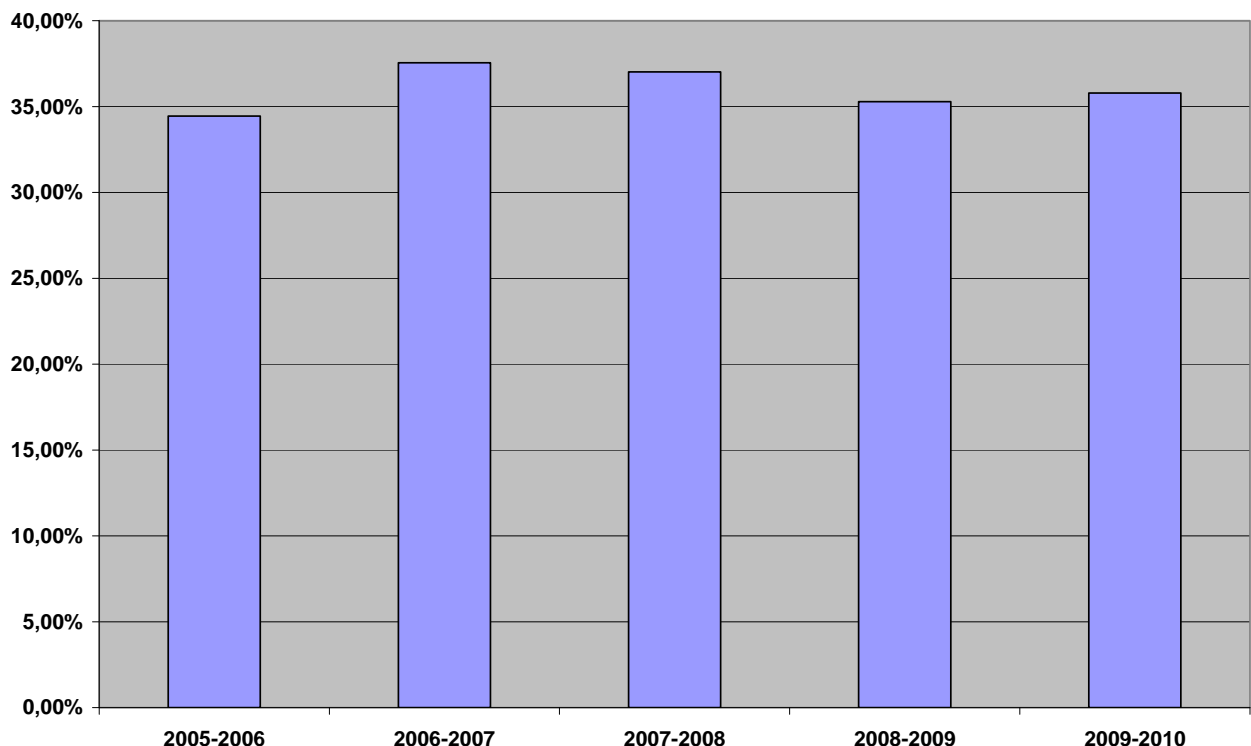


Figura 6: Evolução das Perdas de Energia no Sistema de Distribuição da CEPISA (períodos de agosto a julho; 2009-2010: projeção da concessionária)

(Fls. 14 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

52. Cabe à 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.

53. 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.

54. Cabe aqui destacar que as perdas não técnicas regulatórias da CEPISA na primeira revisão tarifária tiveram uma definição de trajetória decrescente, conforme homologação de seus resultados em agosto de 2005, conforme tabela a seguir e detalhes constantes da Nota Técnica nº 275/2009-SRE/ANEEL, de 06.08.2009.

Tabela - Trajetória Original de Perdas Não – Técnicas do 1º Ciclo (sobre mercado de venda)				
	2005/2006	2006/2007	2008/2009	2008/2009
Perdas Técnicas	18,51%	18,51%	18,51%	18,51%
Perdas Não Técnicas	26,12%	22,75%	19,37%	16,00%
Perdas na Distribuição	44,63%	41,26%	37,88%	34,51%

55. A Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD definiu o nível de perdas técnicas da concessionária em **13,16%** da energia injetada, em caráter provisório, até que sejam sanadas inconsistências de dados encaminhados pela concessionária, conforma Notas Técnicas 052 e 072 - SRD/ANEEL.

56. 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.

57. 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

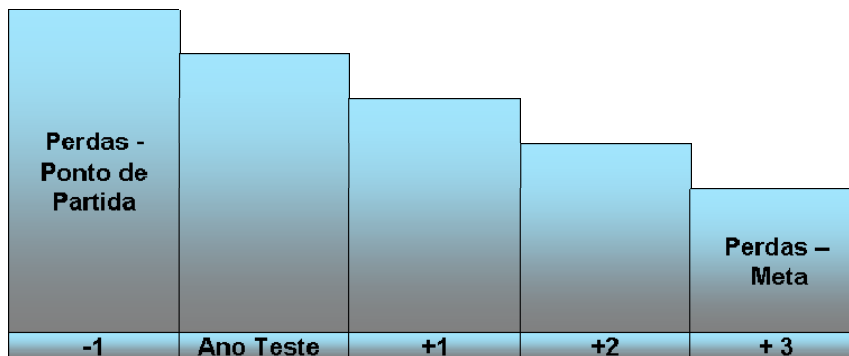
(Fls. 15 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

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 às perdas não técnicas.

58. Para possibilitar a comparação, foi construído um “índice de complexidade” que levou em consideração diversos fatores que influenciam no combate às perdas não técnicas. As empresas são então ordenadas de acordo com a complexidade de combate às perdas não técnicas. A Nota Técnica nº. 342/2008-SRE/ANEEL detalha a metodologia utilizada.

59. Concessionárias comparáveis no que diz respeito às perdas não técnicas são aquelas cujas áreas de concessão são tão ou mais complexas, já consideradas as probabilidades de inversão das posições no *ranking* de complexidade.

60. No caso da CEPISA, tal análise indicou a necessidade de definição de uma trajetória de redução de perdas não técnicas. Isto, porque, a observação empírica demonstrou que existe pelo menos uma empresa comparável com nível de perdas não técnicas (sobre o mercado de baixa tensão) mais baixo. A trajetória será linear, calculada pela razão entre o percentual de redução de perdas no ciclo tarifário (diferença entre o percentual de perdas não técnicas no ponto de partida e chegada) e o número de anos do ciclo tarifário. A figura abaixo ilustra como o seria a trajetória ao longo do ciclo de empresa com ciclo de 4 anos. É importante notar que no primeiro ano do segundo ciclo tarifário (ano teste) já ocorre o primeiro degrau de redução.



61. O ponto de partida foi definido da seguinte forma: Primeiramente, a partir do mercado total (Fornecimento, Suprimento e Livre) do ultimo período tarifário e do percentual de perdas globais (sobre energia injetada), referente ao menor valor do histórico recente da empresa, calcula-se a energia injetada e o volume (em MWh) de perdas globais. Pelo produto entre o percentual de perdas técnicas (conforme cálculo efetuado pela SRD) e energia injetada (conforme cálculo anterior) obtém-se o volume (em MWh) de perdas técnicas e, por diferença, de perdas não técnicas. Em seguida, o percentual de perdas não técnicas no ponto de partida foi calculado pela razão entre as perdas não técnicas e o mercado de baixa tensão do ultimo período tarifário.

62. As perdas globais na distribuição foram estabelecidas com a verificação do menor valor entre a meta regulatória estabelecida na primeira revisão tarifária para alcance ao final do primeiro ciclo (2005-2009) conforme Nota Técnica 275/2009-SRE/ANEEL, de 06.08.2009, e o histórico recente desde aquela

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

(Fls. 16 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

revisão, obtendo-se o valor de **23,83%** de perdas não técnicas em relação ao mercado de baixa tensão para o ano teste, equivalente a 11,85% em relação à energia injetada.

63. Registre-se ainda que a trajetória de redução proposta foi analisada do ponto de vista do impacto tarifário do volume de recursos alocados para o combate às perdas em comparação com o benefícios esperados, e se mostrou viável.

64. Face ao exposto, nos reajustes anuais subsequentes a esta revisão o limite regulatório para as perdas na distribuição da CEPISA obedecerá a uma trajetória decrescente, conforme tabela a seguir. O referencial para o índice de perdas técnicas é a energia injetada da concessionária, enquanto que para perdas não técnicas o referencial a ser utilizado nos reajustes tarifários é o nível de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão.

Tabela 3: Nível de Perdas para Cada Ano do Ciclo

Ano	Ano Teste	2010/2011	2011/2012	2012/2013
Perdas Técnicas (sobre energia injetada)	13,16%	13,16%	13,16%	13,16%
Perdas Não Técnicas (sobre o mercado BT)	23,83%	22,47%	21,10%	19,74%

65. O referencial do percentual 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.

IV.1.2 – BALANÇO ENERGÉTICO

66. 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.

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

68. Os requisitos de energia elétrica da CEPISA para atendimento ao seu mercado de referência no ano-teste é de **2.864.059 MWh**, formado por **2.096.812 MWh** para atendimento ao mercado de fornecimento e suprimento e **767.247MWh** para cobertura das perdas de energia elétrica.

69. A CEPISA apresentou, para o ano-teste, sobras de energia elétrica no montante de **657.945 MWh**, conforme demonstrado no quadro abaixo.

(Fls. 17 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

Tabela 4: Balanço Energético

DESCRIÇÃO	CÁLCULO	TOTAL (MWh)
GERAÇÃO PRÓPRIA	(1)	
PROINFA	(2)	58.469
COMPRAS – Contratos CCEAR	(3)	3.463.535
ENERGIA DISPONÍVEL	(4) = (1) + (2) + (3)	3.522.004
Fornecimento	(5)	1.963.776
Suprimento	(6)	133.036
Consumidores Livres	(7)	134
TOTAL DE VENDAS	(8) = (5) + (6)	2.096.812
Perdas Regulatórias no Sistema de Distribuição (MWh)	(9)	699.575
Perdas Regulatórias na Rede Básica (MWh)	(10)	67.673
Total de Perdas Regulatórias (MWh)	(11) = (9) + (10)	767.247
ENERGIA REQUERIDA (Mercado Regulatório)	(12) = (8) + (11)	2.864.059
DISPONIBILIDADE LÍQUIDA (SOBRAS)	(13) = (4) – (12)	657.945

IV.1.3 – COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA

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

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

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

73. Quando se trata da compra de energia por agentes de distribuição com mercado próprio menor que 500 GWh/ano, além de permitir: a (i) participação em leilões de compra no ACR; a legislação ainda possibilita a compra de energia (ii) de geradores distribuídos, na forma dos arts. 14 e 15 do Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004; (iii) com tarifa regulada do atual agente supridor; ou (iv) mediante processo de

(Fls. 18 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

licitação pública promovido pelos agentes de distribuição. As condições gerais para a contratação do suprimento de energia elétrica para essas concessionárias foram estabelecidas por meio da Resolução Normativa n.º 206, de 22 de dezembro de 2005, alterada pela Resolução Normativa n.º 243, de 19 de dezembro de 2006.

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

75. 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.

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

77. 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.

78. O valor da despesa com compra de energia elétrica de Itaipu é apurado com base na tarifa de repasse de potência da Itaipu Binacional e nos montantes de potência e energia associada, publicados em Resolução Normativa da ANEEL. Para valoração dessa despesa, considera-se a taxa de câmbio, em R\$/US\$, e adota-se a data próxima ao reajuste tarifário anual ou revisão tarifária periódica. A tarifa de Itaipu é fixada em dólares e publicada por meio de Resolução Homologatória da ANEEL.

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

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

(Fls. 19 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

n.º 218, de 11 de abril de 2006. A ELETROBRÁS é o agente comercializador dos contratos de Itaipu, para fins de registro na CCEE.

- CCEAR – são contratos de comercialização de energia no ambiente regulado, decorrentes de leilões definidos no Decreto n.º 5.163/2004, para empreendimentos de geração existentes e novos empreendimentos de geração.
- CCE – Contrato de Compra e Venda de Energia, celebrado entre concessionária ou permissionária de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano e o atual agente supridor, conforme regras definidas nas Resoluções Normativas n.º 206, de 22 de dezembro de 2005 e n.º 243, de 19 de dezembro de 2006.

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

81. 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 **28 de agosto de 2009**.

82. Na tabela a seguir estão relacionados os contratos de compra de energia elétrica da CEPISA. Esses contratos, incluindo o Proinfa, totalizam **3.522.004 MWh**. Para efeito de cálculo da despesa com compra de energia elétrica foi considerado o montante de energia de **3.055.161 MWh** para atendimento ao mercado do ano-teste considerando as perdas tratadas anteriormente.

83. Na tabela estão relacionados além dos contratos de compra de energia elétrica da CEPISA, os seus respectivos montantes bem como as despesas de cada contrato.

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

COMPRA DE ENERGIA	Despesa (R\$)	Tarifa (R\$/MWh)	Energia (MWh)
ENERGIA CONTRATADA	293.859.711,90	84,84	3.522.004
AMBIENTE REGULADO - CCEAR			
LEILÃO 2004-p2005-8	117.384.846,26	71,30	1.646.309
LEILÃO 2004-p2006-8	54.601.883,10	83,48	654.096
LEILÃO 2004-p2007-8	65.600.924,23	93,56	701.190
LEILÃO 2005-p2008-8	10.049.406,42	100,38	100.114
LEILÃO 2005-p2009-/2023 T15 - 1º LEILÃO NOVA	6.658.495,02	94,07	70.782
LEILÃO 2005-p2009-/2038 H30 - 1º LEILÃO NOVA	743.603,69	134,06	5.547
LEILÃO 2005-p2010-/2024 T15 - 1º LEILÃO NOVA	9.038.288,36	145,05	62.313
LEILÃO 2005-p2010-/2039 H30 - 1º LEILÃO NOVA	8.968.717,53	145,28	61.734
LEILÃO 2006-p2009-/2023 T15 - 2º LEILÃO NOVA	5.116.596,02	105,19	48.641
LEILÃO 2006-p2009-/2038 H30 - 2º LEILÃO NOVA	13.870.148,31	146,46	94.703
LEILÃO 2007-p2010-/2024 T15 - 4º LEILÃO NOVA	1.826.802,97	100,90	18.105
PROINFA	-	-	58.469
SOBRA (+)	55.822.570,61	84,84	657.945
CUSTO TOTAL COM COMPRA DE ENERGIA	238.037.141,29	83,11	2.864.059

(Fls. 20 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

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

85. Com base no exposto, os custos a serem considerados na Receita Requerida da concessionária CEPISA a título de compra de energia elétrica são de **R\$ 238.037.141,29**.

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

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

IV.1.4.1 – Encargos Setoriais

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

88. 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 termoeletrica. 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 termoeletrica é essencial nas regiões do país localizadas fora da área de atendimento do sistema interligado, como na região Norte, nos denominados sistemas isolados.

89. Os custos da geração termoeletrica dos sistemas isolados são rateados por todos os consumidores do país, mediante a fixação de valores anuais para cada concessionária de distribuição, proporcionais ao seu mercado, e podem variar em função da necessidade do uso das usinas termoeletricas. 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

(Fls. 21 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

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.

90. 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.

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

92. 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.

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

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

95. 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.

96. A **Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH** foi criada pela Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989. O cálculo da CFURH baseia-se na geração efetiva das usinas hidrelétricas, de acordo com a seguinte fórmula: $CFURH = TAR \times GH \times 6,75\%$, em que TAR refere-se à Tarifa Atualizada de Referência estabelecida anualmente pela ANEEL (em R\$/MWh) e GH é o montante (em MWh)

(Fls. 22 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

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.

97. 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.

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

99. 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.

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

101. 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.

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

(Fls. 23 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

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

104. 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.

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

Tabela 6: Encargos Setoriais da CEPISA

Encargos Setoriais	Valor (R\$)	Observações
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	R\$ 11.682.812,72	Resolução Homologatória n.º 792, de 31/03/2009
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	R\$ 3.775.864,77	Resolução Homologatória n.º 754/2008, de 16/12/2008
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	R\$ 1.600.081,06	Nota Técnica n.º 261/2009-SRE/ANEEL, de 30/07/2009
Reserva Global de Reversão – RGR	R\$ 5.782.734,24	Memo SFF 1220/2009, de 14/08/2009
Proinfra	R\$ 7.126.308,75	Resolução Homologatória n.º 772, de 27/01/2009
ONS	R\$ 32.026,20	Previsão SRE (jul-09/jun/2010)
Compensação financeira	R\$ -	
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	R\$ 1.044.689,67	Previsão SRE- julho/2009.
P&D e Eficiência Energética	R\$ 5.874.673,63	Fórmula - Res. Normativa nº 233/2006
Total de Encargos Tarifários	R\$ 36.919.191,04	

IV.1.4.2 – Custos com Transporte de Energia

106. 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.

107. 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.

(Fls. 24 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

108. Os encargos associados às instalações de transmissão foram informados pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT, por meio do Memorando nº 269/2009-SRT/ANEEL, de 3 de agosto de 2009, para o período de **agosto de 2009 a julho de 2010**.

109. A receita referente às demais instalações de transmissão e às instalações de conexão, incluindo as instalações implantadas sob a luz da Resolução nº 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 Tabela 7 foi atualizado pelo IGP-M de **agosto de 2008 a julho de 2009**.

110. Adicionalmente, a CEPISA firmou **Contrato de Uso do Sistema de Distribuição** com as distribuidoras: CELPE, CEMAR e COELCE cujos dispêndios anuais totalizam o valor de **R\$ 690.728,78**.

111. Na presente revisão tarifária periódica, para os custos com transporte de energia da CEPISA, foram considerados os valores apresentados na tabela seguinte, que totalizam **R\$ 55.610.965,92** a preços de agosto de 2009.

Tabela 7: Custos com Transporte de Energia da CEPISA

Transporte de Energia	Valor (R\$)	Observações
Rede básica	R\$ 37.932.962,70	Memo. 269/2009-SRT, de 03.08.2009
Rede básica fronteira	R\$ 14.376.734,40	Memo. 269/2009-SRT, de 03.08.2009
Conexão	R\$ 2.610.540,04	Memo. 269/2009-SRT, de 03.08.2009 (atualização IGP-M)
Uso do sistema de distribuição	R\$ 690.728,78	CUSDs CELPE, CEMAR e COELCE.
Total do Transporte de Energia	R\$ 55.610.965,92	

112. Ressalta-se que, em relação aos encargos setoriais e os de transporte de energia, os valores definitivos de contribuição ao ONS e Rede Básica são considerados de acordo com as Resoluções vigentes na data do reposicionamento, 28/08/2009, enquanto que os valores dos encargos RGR, TFSEE, Conexão e Compra de Energia Elétrica são concatenados nesta data, ou seja, têm seus valores estabelecidos na data do reposicionamento tarifário da concessionária.

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

113. 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 CEPISA, calculado nos termos dos itens IV.1.3 e IV.1.4 é de **R\$ 330.567.298,26**, conforme detalhado na tabela abaixo.

Tabela 8: Valor Total da Parcela A (VPA)

Componente	Valor (R\$)
Compra de Energia para Revenda	238.037.141,29
Encargos Setoriais	36.919.191,04
Custo com Transporte de Energia	55.610.965,92
Total Parcela A	330.567.298,26

(Fls. 25 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

IV.2 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA B

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

IV.2.1 – CUSTOS OPERACIONAIS

IV.2.1.1 – Enfoque Metodológico

115. 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.

116. 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.

117. 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.

118. 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.

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

(Fls. 26 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

- **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.

120. 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.

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

(Fls. 27 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

122. 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.

123. 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.

124. 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.

125. 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.

126. 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.

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

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

IV.2.1.2 – Custos por Área

129. A seguir encontra-se apresentado um quadro que resume os custos totais anuais que correspondem à gestão da ER, para prestar de forma eficiente os serviços de distribuição e comercialização de energia elétrica a seus clientes da área de concessão. Os valores estão projetados para agosto de 2009.

(Fls. 28 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

Tabela 9: Custos Totais por Ano – Preços a Agosto de 2009

SETORES DA EMPRESA	CUSTOS PESSOAL (R\$)	CUSTOS MAT. E SERV. (R\$)	CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)
1. ADMINISTRAÇÃO	54.554.671,06	21.043.023,26	75.597.694,32
ESTRUTURA CENTRAL	36.288.957,45	4.924.699,72	41.213.657,17
ESTRUTURA REGIONAL	18.265.713,61	2.560.746,11	20.826.459,72
SISTEMAS	0,00	13.557.577,43	13.557.577,43
2. PROCESSOS DE O&M	28.596.511,20	19.930.912,53	48.527.423,73
3. PROCESSOS COMERCIAIS	30.503.539,65	20.125.254,07	50.628.793,72
TAREFAS COMERCIAIS	12.358.322,98	3.105.609,83	15.463.932,81
FATURAMENTO	8.375.973,27	13.010.731,24	21.386.704,51
PERDAS NÃO-TÉCNICAS	4.921.979,37	992.258,97	5.914.238,34
TELEATENDIMENTO	4.847.264,02	3.016.654,03	7.863.918,05
4. CUSTOS ADICIONAIS	-888.508,30	2.804.330,62	1.915.822,32
ADMINISTRATIVO	-1.019.372,26	903.763,58	-115.608,68
OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	961.390,91	1.565.146,14	2.526.537,05
COMERCIAL	-830.526,95	335.420,90	-495.106,05
GERAÇÃO PRÓPRIA	0,00	0,00	0,00
CUSTOS TOTAIS POR ANO	112.766.213,61	63.903.520,48	176.669.734,09

IV.2.1.3 – Resultados Finais

130. Os detalhes sobre a metodologia de cálculo dos custos operacionais aplicada, os itens de custos considerados e os respectivos cálculos encontram-se no **Anexo I**. Dessa forma, os custos operacionais admitidos como eficientes que devem ser cobrados na tarifa dos consumidores finais são de **R\$176.669.734,09**.

131. 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 CEPISA é de **0,90%** da receita bruta da concessionária.

132. Considerando uma receita igual a **R\$ 816.831.896,81**, inclusos PIS/COFINS com alíquota média de 5,78% e ICMS com alíquota de 23,41%, chega-se ao valor de **R\$7.351.487,07**, a ser atribuído a título de perdas de receita irrecuperáveis.

IV.2.2 – CUSTO DO CAPITAL

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

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

(Fls. 29 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

134. 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.

135. 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

136. 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.

137. 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, $D/(P+D)$.

138. 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 compõem 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.

139. 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.

140. 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 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.

(Fls. 30 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

141. 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.

142. 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.

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

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

144. 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%].

145. 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. 31 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

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

146. 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.

147. 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:

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

onde:

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

r_P : custo do capital próprio;

r_D : custo da dívida;

P : capital próprio;

D : capital de terceiros ou dívida;

T : alíquota tributária marginal efetiva.

148. 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

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

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

onde:

r_{CAPM} : custo de capital próprio;

r_f : taxa de retorno do ativo livre de risco;

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.

150. 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. 32 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

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%**.

151. 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%**.

152. 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.

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

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

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

onde:

$\beta_R^{Alavancado}$ 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.

155. 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 Unido¹. Considerando a estrutura de capital regulatória

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

(Fls. 33 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

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.

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

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

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

onde:

r_B : prêmio de risco país;

r_s : prêmio de risco soberano;

r_c^B : prêmio de risco de crédito Brasil.

158. 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%.

159. 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%.

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

b) Custo de Capital de Terceiros

161. 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:

² Idem.

(Fls. 34 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

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

onde:

r_d : custo de capital de terceiros;

r_f : taxa de retorno do ativo livre de risco;

r_C : prêmio de risco de crédito;

r_B : prêmio de risco país;

r_X : prêmio de risco cambial.

162. 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 2006³. 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.

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

c) Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)

164. 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:

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

165. Aplicando-se a equação anterior e adotando-se a alíquota de imposto (τ) 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 10: 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%

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

(Fls. 35 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

Componente	Fórmula	Valor
Prêmio de risco de Mercado	$r_m - r_f$	6,09%
Beta médio desalavancado	$\beta_{RR}^{Desalav}$	0,296
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	$\beta \cdot (r_m - r_f)$	4,70%
Prêmio de risco Brasil	r_B	4,91%
Prêmio de risco cambial	r_X	1,78%
Custo de capital próprio nominal	r_P	16,71%
Custo de capital próprio real	r_P	13,75%
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%

166. 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

167. 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, com redação alterada pela Resolução nº 338/2006.

168. 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;

Superintendência de Regulação Econômica – SRE/ANEEL
Processo nº 48500.004341/2006-63

(Fls. 36 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

- d) também deve ser levado em consideração o efeito da depreciação acumulada ocorrida entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária, obtendo-se o valor da base de remuneração atualizada;
- e) as inclusões entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária, desde que ainda em operação, são avaliadas utilizando-se a metodologia definida na Resolução n.º 234/2006;
- f) os valores finais da avaliação são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração (item d) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária (item e).

169. Dessa forma, para fins de composição da base de remuneração para o próximo período tarifário da CEPISA 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. Tratam-se dos investimentos requeridos para que a concessionária possa prestar o serviço de distribuição cumprindo as condições do contrato de concessão (em particular os níveis de qualidade exigidos), avaliados a “preços de mercado” e “adaptados” através dos índices de aproveitamento definidos na referida Resolução.

170. Para efeito da presente revisão tarifária foram utilizados os valores informados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF) por meio do Memorando nº 1188/2009-SFF/ANEEL, de 7 de agosto de 2009.

171. Assim, a Base de Remuneração definitiva, a preço de 31 de julho de 2009, validada pela SFF, é a seguinte:

- a) O Ativo Imobilizado em Serviço – AIS da Atividade de Distribuição (deduzido dos valores de Servidões; Terrenos, Bens Administrativos, Veículos e Moveis e Utensílios, bens totalmente depreciados e Obrigações Especiais, sendo estas no valor de **R\$ 180.993.470,11**), sobre a qual deve ser calculada a Quota de Depreciação, é de **R\$ 672.040.188,21**;
- b) A Base de Remuneração Líquida de Distribuição definitiva é de **R\$ 340.651.094,51**;
- c) A Taxa de Depreciação média é de **4,45%**; e
- d) A Quota Anual de Depreciação média é de **R\$ 29.905.788,38**.

172. Os resultados estão sintetizados na tabela a seguir.

(Fls. 37 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

Tabela 11: Resumo da Base de Remuneração Regulatória

Descrição	Valores
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	1.201.473.966,08
(2) Índice de Aproveitamento Integral	5.456.535,86
(3) Obrigações Especiais	180.993.470,11
(4) Bens Totalmente Depreciados	342.983.771,90
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	672.040.188,21
(6) Depreciação Acumulada	682.488.605,68
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	518.985.360,40
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	3.551.950,72
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	515.433.409,68
(10) Almoxarifado em Operação	4.245.175,40
(11) Ativo Diferido	0,00
(12) Terrenos e Servidões	1.965.979,54
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	340.651.094,51
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR/PLPT	21.755.560,20
(15) Depreciação Acumulada - RGR/PLPT	997.067,47
(16) Base de Remuneração Líquida - RGR/PLPT	20.758.492,73
(17) Taxa de Depreciação	4,45%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (17) * (6)	29.905.788,38

IV.2.3.2 – Cálculo da Remuneração do Capital

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

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

onde:

BRR = base de remuneração regulatória líquida;

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

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

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

175. Dessa forma, o valor da remuneração bruta do capital apurado de acordo com as equações anteriores foi de **R\$ 49.621.203,86**.

IV.2.4 – DEPRECIACÃO

(Fls. 38 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

176. 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.

177. Para este item foi considerado o percentual de **4,45%** sobre o valor do Ativo Imobilizado em Serviço menos Terrenos. Esse percentual reflete a taxa média de depreciação e amortização dos ativos da CEPISA e os valores do ativo e de terrenos estão atualizados pelo IGP-M até maio de 2009.

178. Vale destacar que de acordo com a Resolução 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 do serviço público de distribuição de energia elétrica, tais contas devem compor a Base de Remuneração como redutoras do ativo imobilizado em serviço.

179. Assim, o valor apurado de quota de reintegração foi de **R\$ 29.905.788,38**.

180. Com relação a esse item vale a mesma ressalva anterior, ou seja, será alterado em função da base de remuneração definitiva. A tabela a seguir apresenta os valores e cálculos efetuados.

Tabela 12: Quota de Reintegração Regulatória

Quota de Reintegração Regulatória – QRR		
Descrição	Cálculo	Valor
Base de Remuneração Bruta	(1)	180.993.470,11
QRR Quota de Reintegração Regulatória	(2)	4,45%
Valor Total da QRR	(3) = (1) x (2)	29.905.788,38

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

181. O valor total apurado para a Parcela B da CEPISA, calculado nos termos dos itens IV.2.1, IV.2.3 e IV.2.4 é de **R\$ 263.548.213,39**, conforme detalhado na tabela abaixo.

Tabela 13: Valor Total da Parcela B (VPB)

Componente	Valor (R\$)
Custos Operacionais	184.021.221,16
Remuneração do Capital	49.621.203,86
Quota de Reintegração Regulatória	29.905.788,38
Total	263.548.213,39

Superintendência de Regulação Econômica – SRE/ANEEL
Processo nº 48500.004341/2006-63

(Fls. 39 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

IV.3 – CÁLCULO DO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO

IV.3.1 – RECEITA REQUERIDA

182. 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\$ 330.567.298,26**. A Parcela B é composta por Custos Operacionais Eficientes, Remuneração do Capital e Quota de Reintegração e totaliza **R\$263.548.213,39**.

183. Assim, o total da Receita Requerida é de **R\$ 594.115.511,65**.

IV.3.2 – RECEITA VERIFICADA

184. Para a projeção de mercado a ser adotada para o ano-teste e anos posteriores, foram analisadas as projeções enviadas pela Concessionária, conforme procedimento constante na Nota Técnica n.º 292/2008-SRE/ANEEL. Mesmo com algumas diferenças, no global pouco inferior a 1%, foi utilizada, para Audiência Pública, a projeção realizada pela SRE por se entender que está mais aderente ao realizado nos últimos meses. Esse resultado foi provisório, e sofreu alterações no que se refere ao mercado industrial. Com a consolidação dos mercados dos meses de março a maio, notou-se pequena oscilação entre o mercado realizado e o projetado, em geral. Entretanto, o mercado industrial sofreu grande impacto, principalmente causado pela retração da demanda por conta dos efeitos da crise financeira iniciada ao fim do ano passado.

185. Tendo isso em vista, a projeção do mercado industrial foi refeita, levando em consideração aspectos estruturais da série (sazonalidade, tendência e fatores aleatórios), mais a projeção de evolução para o PIB do estado do Piauí, obtido proporcionalmente àquela prevista para o PIB brasileiro. Isso trouxe uma redução de 253.696,86 MWh para 246.934,00 MWh na projeção do mercado industrial da CEPISA para o ano-teste.

186. A Receita Verificada (estimada para o ano-teste) é de **R\$ 659.728.413,33**, e é o resultado da aplicação das tarifas de fornecimento, suprimento e de uso do sistema de distribuição em vigor, aos mercados de venda de fornecimento, suprimento e de consumidores livres, respectivamente referenciados ao ano-teste, apresentado na tabela 12.

187. Ressalta-se que a receita verificada foi calculada considerando as tarifas “cheias”, sem a aplicação dos descontos, para: consumidores da subclasse residencial baixa renda (REN n.º 89/04), atividade de irrigação no horário especial (REN n.º 207/2006); gerador e consumidor livre de fonte incentivada (REN n.º 77/04); e consumo próprio de auto-produtor e produtor independente (REN n.º 166). A perda de receita da concessionária relativa à concessão desses descontos será compensada por meio de um componente financeiro, previsto nesta revisão, e apurado em definitivo no próximo reajuste.

(Fls. 40 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

Tabela 12: Receita Verificada para o Ano-Teste

Classe de Consumo	Mercado – Ano-Teste (MWh)	Total (R\$)
FORNECIMENTO	1.963.776	654.607.934,61
A1 (230 kV ou mais)	-	
A2 (88 a 138 kV)	-	
A3 (69 kV)	145.308	23.357.063,36
A3a (30 kV a 44 kV)	8.976	1.716.976,89
A4 (2,3 kV a 25 kV)	418.322	108.386.857,36
As	-	
BT (menor que 2,3 kV)*	1.391.169	521.147.037,01
SUPRIMENTO	133.036	4.169.464,32
CONSUMIDORES LIVRES	134	951.014,40
TOTAL	2.096.946	659.728.413,33

IV.3.3 – OUTRAS RECEITAS

188. 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.

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

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

onde:

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

190. 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\$ 2.784.624,12**. Desse total, considerou-se o percentual de 90% para apuração de outras receitas, resultando no valor de **R\$ 2.506.161,71**.

IV.3.4 – RESULTADO DO REPOSICIONAMENTO

191. Nos termos da equação apresentada no início da seção IV, o reposicionamento tarifário (RT) da CEPISA é de **-10,33%**. Dessa forma, para que a CEPISA 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 **-10,33%**. O cálculo do reposicionamento tarifário está expresso a seguir:

(Fls. 41 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

Tabela 13: Cálculo do Reposicionamento Tarifário

Descrição	Cálculo	Valor
Receita Requerida	(1)	594.115.511,65
Outras Receitas	(2)	2.506.161,71
Receita Verificada	(3)	659.728.413,33
Reposicionamento Tarifário	[(1) - (2)] / (3)	-10,33%

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

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

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

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

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

onde:

VPA₁ - 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;

RA₀ - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na “Data de Referência Anterior” e o “Mercado de Referência”, não incluindo o ICMS;

VPB₀ - 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:

(Fls. 42 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

VPA₀ - 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 subsequentes, conforme descrito na Subcláusula Sexta. Para os primeiros cinco reajustes anuais, o valor de X será zero."

194. 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).

195. 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 consequência de uma gestão mais eficiente que a definida como referência no reposicionamento tarifário.

196. 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.

(Fls. 43 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

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

198. 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.

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

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

200. 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.

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

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

onde:

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

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

CO_{ME} : Parcela referente a materiais e equipamentos dos custos operacionais; e

CO_{MO} : Parcela referente à mão-de-obra dos custos operacionais.

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

203. A aplicação do componente X_a é dada de acordo com a fórmula a seguir:

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

(Fls. 44 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

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.

204. 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:

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

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

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

onde:

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

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

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

206. Com base na metodologia estabelecida pela Resolução nº 234/2006, o cálculo de **X_e** para a CEPISA resulta em **0,00%**, cujos detalhes de cálculo encontram-se no **Anexo III**.

V. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS À REVISÃO TARIFÁRIA

207. 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 aos valores pagos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias.

(Fls. 45 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

208. Os componentes financeiros consistem em:

(i) **Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA**, para compensar os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 025, de 24/01/2002 e nº 361, de 26/11/2004, dos Ministros de Estado de Minas e Energia e da Fazenda. O valor da CVA da CEPISA foi calculado em **R\$ 24.954.573,04**. Esse valor é composto pelo montante computado nos últimos 12 meses e pelo saldo a compensar do ano anterior, conforme mostrado na tabela a seguir. No caso da CVA-ESS o período engloba ainda o período de janeiro a julho de 2008, que não havia sido fiscalizado no âmbito do reajuste tarifário de 2008.

Tabela 14: Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A

Descrição CVA	DELTA	30º Dia Anterior	5º Dia Útil Anterior	12 Meses Subseqüentes
CVA _{CCC}	1.828.425,42	2.105.897,53	2.117.716,59	2.214.530,39
CVA _{CDE}	308.985,15	318.647,74	320.436,11	335.085,21
CVA _{REDE BÁSICA}	3.220.745,10	3.461.082,56	3.480.507,40	3.639.622,73
CVA _{COMPRA DE ENERGIA}	3.080.534,17	2.985.249,88	3.002.004,18	3.139.244,19
CVA _{PROINFA}	2.193.512,88	2.270.412,76	2.283.155,13	2.387.532,14
CVA _{ESS}	10.332.747,67	11.910.612,07	11.977.458,70	12.525.021,76
CVA TOTAL em processamento	20.964.950,39	23.051.902,54	23.181.278,10	24.241.036,42
CVA Saldo a compensar Ano Anterior				713.536,62
CVA TOTAL				24.954.573,04

(ii) **Repasse de Sobrecontratação de Energia**. O art. 38 do Decreto nº 5.163/04, determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica de que tratam os seus arts. 36 e 37 às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até cento e três por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Este repasse foi regulamentado pela Resolução Normativa nº 255 de 06 de março de 2007. O valor apurado para o ano civil de 2008 foi de - **R\$ 1.683.666,76**.

(iii) **Parcela de Ajuste da Rede Básica – Fronteira**. Está sendo considerada a Parcela de Ajuste – PA da Rede Básica Fronteira, de **R\$ 194.590,16**, referente ao valor utilizado pelo ONS na contabilização dos encargos de uso dos sistemas de transmissão do período 2008-2009, devendo ser adicionado da receita anual permitida do mesmo período, de modo a compensar, respectivamente, déficit ou superávit de arrecadação do período anterior (2007-2008), os encargos financeiros decorrentes da majoração das alíquotas do PIS/PASEP e da COFINS e o componente financeiro devido à Revisão das Transmissoras.

(Fls. 46 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

(iv) **Subsídio Baixa Renda.** Trata-se da 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 nº 89, de 25 de outubro de 2004, no valor de **R\$ 699.944,10**. No reajuste tarifário de agosto de 2010 deverá ser apurada a diferença entre o valor considerado nesta revisão e o efetivamente realizado.

(v) **Subsídio Fonte Incentivada.** Consiste na recomposição da perda de receita da concessionária em função da concessão de descontos a consumidor livre de fontes incentivadas, conforme disciplina a Resolução Normativa n.º 77, de 18 de agosto de 2004. O informado pela concessionária no montante de R\$ 1.263.282,97, não foi considerado por não ter sido apresentada comprovação à fiscalização da SFF.

(vi) **Exposição por Diferenças de Preços entre Submercados.** Conforme dispõe o art. 28 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seus §§ 2º e 3º, as regras de comercialização prevêm mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados, eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR na modalidade de quantidade de energia. Conforme informações repassadas pela CCEE, identificou-se um valor de – **R\$ 1.905.172,55** nas contabilizações efetuadas no período de janeiro a dezembro de 2008, cujo valor está sendo considerado no atual reposicionamento tarifário da concessionária.

(vii) **Passivo do Programa Luz para Todos.** Foi apurado, a partir dos dados informados pela concessionária e análise da SRE, o déficit correspondente a R\$ 19.676.064,82 o qual, após abatidos os valores corrigidos considerados nos processos de reajustes tarifários de 2007 e 2008, resultou o valor a ser aplicado no atual processo revisional de **R\$ 8.070.796,41**.

(viii) **Concatenação de CUSD.** A CEPISA possui CUSD firmado com três concessionárias: CELPE, CEMAR e COELCE, sendo que as datas de reajuste tarifário das citadas concessionárias são distintas da data de reajuste da CEPISA, resultando em diferenças entre as faturas pagas e a cobertura tarifária recebida pela CEPISA. O valor financeiro apurado é de **R\$ 175.714,94**.

(ix) **Subsídio a irrigantes em horário especial** (Resolução Normativa 207/2005), com valor apurado no período anterior de **R\$ 503.131,84** e **Previsão para esse subsídio para o ano-teste** no montante de **R\$ 926.467,94**

Retroatividade de aplicação de Perdas Regulatórias aprovadas na primeira revisão tarifária

209. Conforme reportado na Nota Técnica 275/2009 citada em IV.1.1 desta NT, quando da primeira revisão tarifária periódica foi aprovado pela ANEEL uma trajetória decrescente de perdas não-técnicas regulatórias. Essa trajetória não foi aplicada nos processos de reajustes tarifários de 2006 a 2008.

210. A diferença entre as receitas reais apuradas nos reajustes tarifários de 2006 a 2008 e aquelas que seriam devidas com a aplicação da trajetória de perdas não técnicas regulatórias, conforme recomendação constante da NT 275/2009-SRE/ANEEL, de 06.08.2009, deverá ser aplicada em quatro

(Fls. 47 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

parcelas, sendo a parcela aplicada nesta revisão correspondente ao valor de **-R\$ 7.046.700,93**, que equivale a 1,19% da receita verificada da concessionária.

Aplicação de Redutor Tarifário por não cumprimento de metas de universalização (RN 223/2003)

211. Conforme decisão da Diretoria da ANEEL na reunião de 11.08.2009 será aplicado no âmbito da segunda revisão tarifária periódica da CEPISA o redutor tarifário equivalente ao valor de R\$ 7.663.458,75 pelo não cumprimento de metas de universalização do fornecimento de energia elétrica por parte da CEPISA, conforme Processo n.º 48500.007297/2008-95. A aplicação do redutor se dará em 4 parcelas sendo a primeira no ano teste da revisão, no montante de **R\$ 1.915.864,69**, correspondente a 0,32% da receita verificada da concessionária.

RESUMO DOS COMPONENTES FINANCEIROS

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

Tabela 15: Componentes Financeiros

ÍNDICE DE REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO		-10,33%
CVA	24.954.573,04	4,22%
Exposição Submercados	-R\$ 1.905.172,55	-0,32%
Concatenação/Ajustes de CUSDs	R\$ 175.714,94	0,03%
Repasse de Sobrecontratação de Energia (2008)	-R\$ 1.683.666,76	-0,28%
Déficit do Programa Luz para Todos	R\$ 8.070.796,41	1,36%
Subsídio TUSD fonte incentivada(Res 077/2004)	R\$ 0,00	0,00%
Subsídio Irrigantes (Res 207/2005)	R\$ 503.131,84	0,09%
Previsão Subsídio - Irrigação e Aqüicultura - Res 207/2006	R\$ 926.467,94	0,16%
Previsão - Subsídio para Baixa Renda	R\$ 699.944,10	0,12%
Parcela de Ajuste da Rede Básica Fronteira_CHESF	R\$ 194.590,16	0,03%
Parcela de Ajuste de Conexão	R\$ 27.525,29	0,00%
Ajuste Sobrecontratação período 2005-2007	-R\$ 27.239,93	0,00%
Retroatividade de Perdas Não Técnicas - Primeiro Ciclo (1/4)	-R\$ 7.046.700,93	-1,19%
Redutor Tarifário (Processo Universalização - 1/4)	-R\$ 1.915.864,69	-0,32%
		0,00%
Ajuste Sobrecontratação período 2005-2007	-R\$ 27.239,93	0,00%
TOTAL VALORES FINANCEIROS	R\$ 22.974.098,87	3,48%
ÍNDICE DE REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO (Considerando os efeitos financeiros)		-6,84%

Superintendência de Regulação Econômica – SRE/ANEEL
Processo nº 48500.004341/2006-63

(Fls. 48 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

VI. CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

213. 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 razões, não associadas à uma eficiência da concessionária maior que a definida através dos “custos operacionais eficientes” fixados no reposicionamento tarifário.

214. 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.

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

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

(Fls. 49 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

Composição da Receita

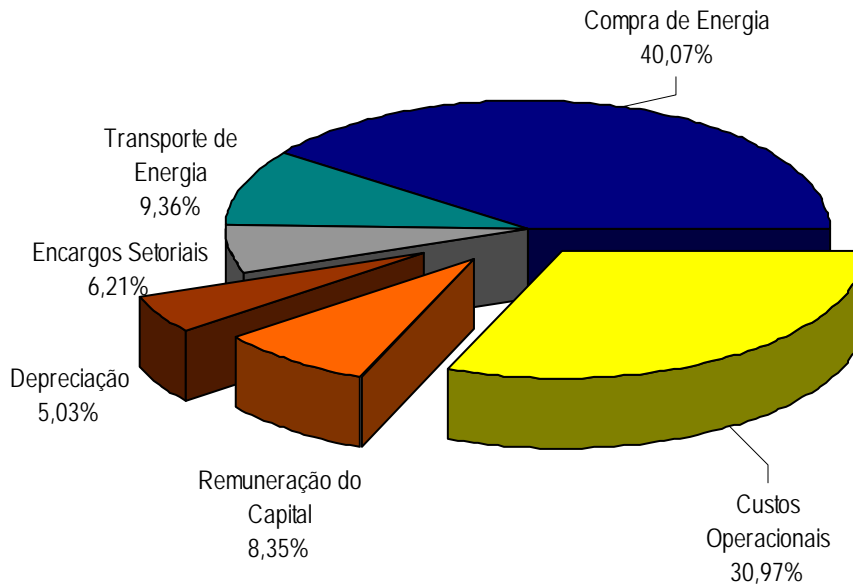


Figura 7: Composição da Receita da Concessionária (sem efeitos financeiros)

Composição da Receita

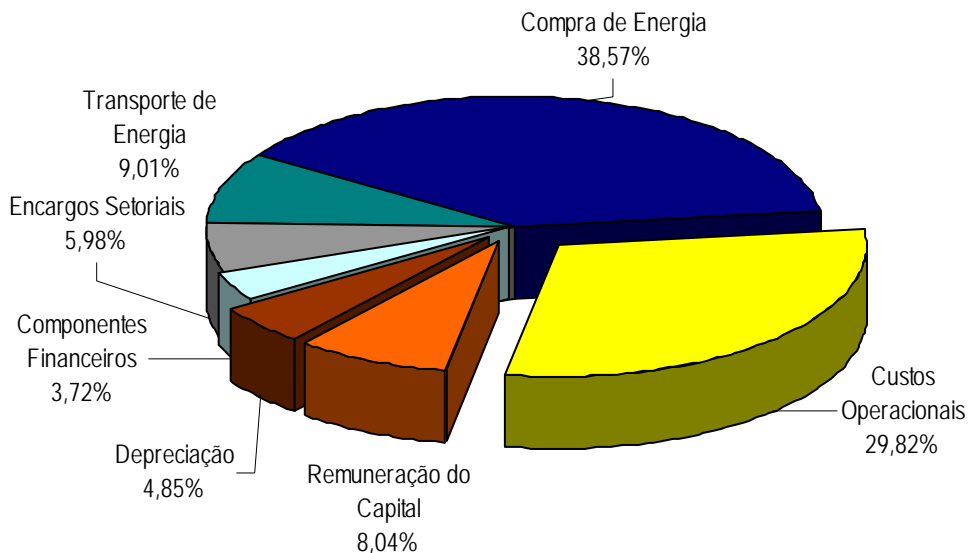


Figura 8: Composição da Receita da Concessionária (com efeitos financeiros)

(Fls. 50 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

Composição da Receita

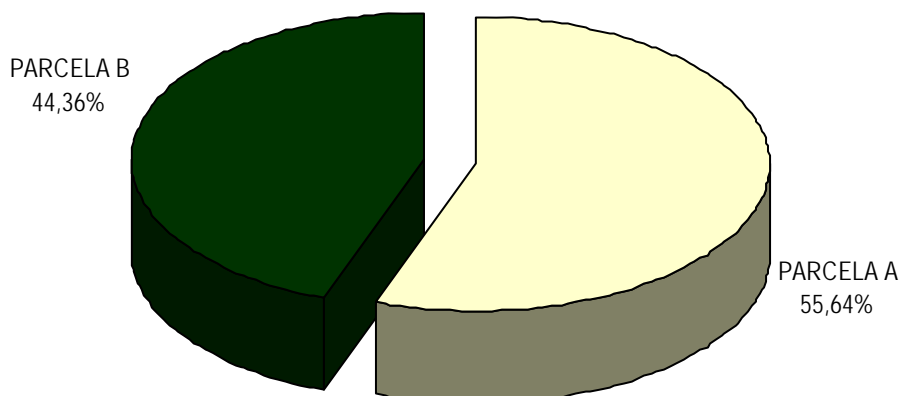


Figura 9: Participação das Parcelas A e B na Receita da Concessionária

VII. DO FUNDAMENTO LEGAL

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

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

“Art. 9...

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

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

“Art. 29. Incumbe ao poder concedente:

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

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

(Fls. 51 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

221. Neste sentido, os contratos de concessão para distribuição de energia elétrica estabelecem na cláusula que trata das tarifas aplicáveis na prestação dos serviços que a ANEEL, de acordo com cronograma previsto no contrato, procederá às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia. Conforme estabelece o contrato de concessão da CEPISA, de nº 021/99, 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 subsequentes serão realizadas a cada 4 (quatro) anos.”

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

*“Art. 14. O regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica, conforme estabelecido no respectivo contrato, compreende:
I - a contraprestação pela execução do serviço, paga pelo consumidor final com tarifas baseadas no serviço pelo preço, nos termos da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;
[...]
IV - apropriação de ganhos de eficiência empresarial e da competitividade;
[...]
Art. 15. Entende-se por serviço pelo preço o regime econômico-financeiro mediante o qual as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica são fixadas:
I - no contrato de concessão ou permissão resultante de licitação pública, nos termos da Lei n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;
[...]
IV - em ato específico da ANEEL, que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato.”*

VIII. CONCLUSÕES

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

Tabela 16: Resultados do Reposicionamento Tarifário

DESCRIÇÃO	VALOR [R\$]	[%]
Receita Requerida Líquida	591.609.349,94	

Superintendência de Regulação Econômica – SRE/ANEEL
Processo nº 48500.004341/2006-63

(Fls. 52 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

Receita Verificada	659.728.413,33
ÍNDICE DE REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO	- 10,33%
TOTAL VALORES FINANCEIROS	22.974.098,87
ÍNDICE DE REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO (Considerando os efeitos financeiros)	-6,84%
EFEITO MÉDIO PARA O CONSUMIDOR	-4,40%
Componente Xe do Fator X	0,00%

224. É importante destacar que, em decorrência da acréscimo na base tarifária de um componente financeiro de 2,45%, que havia sido subtraído no reajuste anual de 2008, o consumidor irá perceber, no período de **agosto de 2009 a julho de 2010**, uma variação média de **-4,40%** nas tarifas de fornecimento.

225. Para o cômputo do valor da componente Xe do Fator X foi considerado o valor de investimento de **R\$262.224.509**.

226. As perdas regulatórias a serem considerados para o período até a próxima revisão tarifária têm a trajetória abaixo indicada:

Ano	Ano Teste	2010/2011	2011/2012	2012/2013
Perdas Técnicas (sobre energia injetada)	13,16%	13,16%	13,16%	13,16%
Perdas Não Técnicas (sobre o mercado BT)	23,83%	22,47%	21,10%	19,74%

IX. ANEXOS

227. Acompanham a presente Nota Técnica os seguintes Anexos:

- Anexo I – Metodologia e Cálculo dos Custos Operacionais;
- Anexo II – Determinação da Base de Remuneração Regulatória;
- Anexo III – Metodologia e Cálculo do Fator X.
- Anexo IV – Perdas Regulatórias.
- Anexo V – Perdas Técnicas
- Anexo VI – Tarifas de Fornecimento e Uso do Sistema de Distribuição – TUSD.

ALEXANDRE VASCONCELOS BORGES NETO
Especialista em Regulação de Serviços Públicos de
Energia

ADRIANNA AMORIM CRUZ
Especialista em Regulação de Serviços Públicos de
Energia

Superintendência de Regulação Econômica – SRE/ANEEL
Processo nº 48500.004341/2006-63

(Fls. 53 da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009.)

DANIEL KLUG NOGUEIRA
Especialista em Regulação de Serviços Públicos de
Energia

LUIS CANDIDO TOMASELLI
Especialista em Regulação de Serviços Públicos de
Energia

RICARDO MARTINS
Especialista em Regulação de Serviços Públicos de
Energia

De Acordo:

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Regulação Econômica

ANEXO I

Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL
Brasília, 21 de agosto de 2009.

DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS OPERACIONAIS DA CEPISA

Processo nº. 48500.004341/2006-63.

Assunto: Cálculo dos custos de administração, operação e manutenção de Empresa de Referência relacionada à concessionária de distribuição de energia elétrica CEPISA.

I. DO OBJETIVO

O objetivo deste estudo é apresentar os resultados da aplicação da metodologia de Empresa de Referência para determinação dos níveis eficientes de custos operacionais considerados para a segunda revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica CEPISA.

II. METODOLOGIA

2. Os detalhes da Metodologia de Empresa de Referência estão contidos na Nota Técnica nº 343/2008-SRE/ANEEL, de 11 de novembro de 2008, que trata da Metodologia de Empresa de Referência para Cálculo dos Custos Operacionais a ser aplicada no Segundo Ciclo de Revisões Tarifárias das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica.

III. RESULTADOS DOS CÁLCULOS

III.1 DADOS DE ENTRADA

III.1.1 DADOS DE ATIVOS

3. Os dados de ativos físicos informados pelas concessionárias foram bem detalhados, visando tornar o cálculo dos custos relacionados às atividades de operação e manutenção mais preciso. Redes de diferentes padrões construtivos têm necessidades de operação e manutenção diferenciadas e, por esta razão, a concessionária informou o padrão construtivo das redes, divididas em nua, multiplexada, compacta ou subterrânea.

4. Complementarmente também foi informado se a rede é monofásica, bifásica ou trifásica. A motivação para tal é a mesma, tornar o cálculo dos custos operacionais mais aderente a real necessidade de operação e manutenção das concessionárias.

5. O Apêndice I apresenta os dados de ativos físicos da Concessionária referentes a dezembro-08.

(Fls. 2 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

III.1.2 DADOS DE CONSUMIDORES

6. A concessionária informou o número de unidades consumidoras faturadas, fazendo a distinção daqueles situados no meio urbano e no meio rural. Foram detalhadas, também, a classe de consumo, o nível de tensão e o tipo de ligação (monofásico, bifásico ou trifásico). Tal detalhamento visa tornar o cálculo dos custos de comercialização e de operação e manutenção mais preciso. As atividades de comercialização dependem, preponderantemente, do número de unidades consumidoras faturadas e da distribuição urbano/rural. Já as atividades de operação e manutenção estão mais relacionadas ao nível de tensão e tipo de ligação.

7. O Apêndice II apresenta os dados de consumidores da Concessionária referentes a dezembro-08.

III.2. DEFINIÇÃO DOS RECURSOS

8. 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.

9. 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, 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.

10. 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 prover adequada cobertura de custos otimizados, considerados como tais custos eficientes minimizados no atendimento a níveis de qualidade crescentes.

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

- **Direção, Estratégia e Controle:** Inclui atividades de: a) Direção Geral, no estabelecimento de estratégias e relacionamentos institucionais; b) Controle de Gestão, referidas ao

(Fls. 3 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

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.

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

13. 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.

14. 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

(Fls. 4 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

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.

15. 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.

16. 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.

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

18. Para a determinação de todos os custos que surgem dos **processos e atividades de O&M e comercialização**, as etapas contempladas no procedimento desenvolvido incluem:
 - Identificação dos processos e atividades (P&A) que devem ser cumpridos pela ER, tanto em O&M como em comercialização;
 - Definição de critérios para a determinação de custos associados a cada P&A ;
 - Determinação dos recursos requeridos para o cumprimento eficiente de cada P&A;
 - Aplicação dos custos do P&A ao volume de instalações (para O&M) e clientes (para comercialização) da concessionária.

19. Para a determinação dos custos que surgem das **Atividades de Administração**, as etapas contempladas no procedimento desenvolvido incluem:
 - Definição de critérios geográficos de zoneamento para os distintos processos e atividades;
 - Definição de critérios de dimensionamento dos recursos de administração em função do volume de instalações e clientes, pessoal que é necessário fiscalizar e dispersão geográfica;
 - Aplicação dos custos correspondentes aos recursos dimensionados;
 - Definição dos recursos centralizados de suporte (sistemas informatizados, comunicações, etc).

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

(Fls. 5 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

III.3 – CUSTOS DE REFERÊNCIA

21. Todos os custos que serão apresentados estão referenciados a preços de dezembro-08. A taxa de retorno antes dos impostos, para efeito do cálculo das anuidades dos investimentos considerados na ER, foi de **15,08%**, que corresponde ao retorno antes de impostos estabelecido pela ANEEL, na Resolução nº 246/2006, para o segundo ciclo de revisão tarifária periódica.

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

III.3.1. Custos de Pessoal

III.3.1.1. Remunerações Adotadas

23. Os valores dos salários nominais adotados são apresentados na tabela abaixo que se referem às remunerações aplicadas para a região Nordeste:

Tabela 1: Remunerações Adotadas

CATEGORIA DE SALÁRIO	SALÁRIO NOMINAL (R\$/mês)
Conselheiro de Administração	2.960
Conselheiro Fiscal	1.696
Diretor Presidente	28.978
Diretor Administrativo	19.388
Diretor Comercial	22.441
Diretor de Distribuição	20.486
Diretor Financeiro	18.983
Gerente Comercial	9.263
Gerente Assuntos Legais	10.211
Gerente de Assuntos Regulatórios	11.488
Gerente de Atendimento a Clientes	7.415
Gerente de Atendimento a Grandes Clientes	7.503
Gerente de Auditoria Interna	7.856
Gerente de Compras / Logística	8.251
Gerente de Comunicação	9.113
Gerente de Contabilidade	8.202
Gerente de Controle de Gestão	8.345
Gerente de Gestão Financeira	9.397
Gerente de Manutenção (AT)	8.794
Gerente de Manutenção (MT e BT)	8.264
Gerente de Mercados e Tarifas	8.515
Gerente de Operação	8.622
Gerente de Ouvidoria	7.882
Gerente de Perdas Comerciais	9.174
Gerente de Planejamento do Sistema Elétrico	9.460
Gerente de Planejamento Financeiro	7.533
Gerente de Recursos Humanos	10.275

(Fls. 6 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

Gerente de Relações com Investidores	8.527
Gerente de Relações Institucionais	8.714
Gerente de Serviços Técnicos	7.000
Gerente de Tecnologia da Informação	9.849
Coordenadoria de Ouvidoria	6.301
Supervisor Ciclo Comercial	5.795
Supervisor Comercial	4.223
Supervisor de Administração de Pessoal	6.333
Supervisor de Almoxarifado	6.759
Supervisor de Arrecadação	6.369
Supervisor de Atendimento a Clientes	5.414
Supervisor de Atendimento Call Center	7.827
Supervisor de Captação de Recursos	5.570
Supervisor de Centro de Operação da Distribuição	7.011
Supervisor de Centro de Operação do Sistema	6.732
Supervisor de Compras / Logística	5.666
Supervisor de Contabilidade	6.491
Supervisor de Faturamento	4.785
Supervisor de Laboratório de Medição	6.479
Supervisor de Manutenção (MT e BT)	6.623
Supervisor de Medição	6.789
Supervisor de Medicina do Trabalho	8.130
Supervisor de Orçamento	7.366
Supervisor de Planejamento e Manutenção (AT)	7.652
Supervisor de Planejamento e Operação	5.092
Supervisor de Remuneração	8.225
Supervisor de Tesouraria	6.254
Supervisor de Treinamento e Desenvolvimento	6.973
Advogado Júnior	3.247
Advogado Pleno	4.190
Advogado Sênior	6.597
Ajudante de Eletricista	961
Almoxarife	1.608
Analista Comercial Júnior	3.140
Analista Comercial Pleno	3.650
Analista Comercial Sênior	5.535
Analista de Assuntos Regulatórios	4.621
Analista de Atendimento a Clientes	3.027
Analista de Comunicação	3.316
Analista de Contabilidade Júnior	3.098
Analista de Contabilidade Pleno	3.862
Analista de Contabilidade Sênior	4.757
Analista de Gestão	4.688
Analista de Infra-Estrutura Júnior	2.736
Analista de Infra-Estrutura Pleno	3.810
Analista de Infra-Estrutura Sênior	5.688
Analista de Orçamento Júnior	3.275
Analista de Orçamento Pleno	3.908
Analista de Orçamento Sênior	5.095

(Fls. 7 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

Analista de Perdas	6.151
Analista de Planejamento	5.494
Analista de Recursos Humanos Júnior	2.820
Analista de Recursos Humanos Pleno	3.848
Analista de Recursos Humanos Sênior	5.442
Analista de Relações com Investidores	2.735
Analista de Sistemas Júnior	2.962
Analista de Sistemas Pleno	3.978
Analista de Sistemas Sênior	6.212
Analista de Tarifas	5.244
Analista Financeiro Júnior	3.077
Analista Financeiro Pleno	4.276
Analista Financeiro Sênior	5.290
Assessor de Comunicação	4.507
Assistente Administrativo	2.118
Assistente Comercial	2.155
Assistente de Comunicação	2.272
Assistente Técnico	2.146
Atendente Comercial (Call Center)	1.286
Atendente Ouvidoria	1.319
Auditor Interno Júnior	4.165
Auditor Interno Pleno	3.880
Auditor Interno Sênior	5.025
Auxiliar Administrativo	1.389
Auxiliar de Enfermagem do Trabalho	1.614
Comprador	1.633
Eletricista	1.350
Eletricista Linha Viva	1.701
Engenheiro de Atendimento de Grandes Clientes	3.475
Engenheiro de Manutenção Júnior (AT)	2.847
Engenheiro de Manutenção Júnior (MT e BT)	3.646
Engenheiro de Manutenção Pleno (AT)	4.886
Engenheiro de Manutenção Pleno (MT e BT)	4.343
Engenheiro de Manutenção Sênior (AT)	6.690
Engenheiro de Manutenção Sênior (MT e BT)	6.780
Engenheiro de Medição Júnior	2.543
Engenheiro de Medição Pleno	4.576
Engenheiro de Medição Sênior	6.921
Engenheiro de Operação Júnior	3.437
Engenheiro de Operação Pleno	5.272
Engenheiro de Operação Sênior	6.916
Engenheiro de Perdas Júnior	3.029
Engenheiro de Perdas Pleno	5.257
Engenheiro de Perdas Sênior	6.912
Engenheiro de Segurança do Trabalho	4.714
Leiturista / Entregador de Faturas	689
Médico do Trabalho	3.775
Motorista de Diretoria	1.583
Operador de Grua (AT)	1.665

(Fls. 8 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

Secretária de Diretoria	2.744
Secretária de Presidência	3.791
Técnico de Assuntos Regulatórios	1.683
Técnico de Distribuição Júnior	1.812
Técnico de Distribuição Pleno	2.027
Técnico de Distribuição Sênior	2.996
Técnico de Informática	2.099
Técnico de Manutenção (MT e BT)	2.683
Técnico de Medição	2.443
Técnico de Mercado	1.856
Técnico de Obras (AT)	2.248
Técnico de Obras (MT / BT)	2.016
Técnico de Operação	2.199
Técnico de Segurança do Trabalho	2.065
Estagiário	383
Menor Aprendiz	359

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

Tabela 2: Critérios para Cálculo de Remunerações

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

II.3.1.2. Benefícios Adicionais de Pessoal

(Fls. 9 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

25. Os benefícios adicionais de pessoal foram determinados para cada cargo apresentado anteriormente e encontram-se no Modelo de Cálculo.

II.3.2. Custos Adicionais

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

- Seguros: considera-se um valor correspondente a 0,056% do ativo imobilizado em serviço para fins de base de remuneração;
- Tributos: considera-se um valor correspondente a 0,025% do ativo imobilizado em serviço para fins de base de remuneração;
- Publicações Legais: adota-se um valor de despesa compatível com o porte da empresa;
- Engenharia e Supervisão de Obras: considerou-se um valor correspondente a 1% dos investimentos estimados para o Ano-Teste;
- Crescimento de Processos O&M: ajustaram-se os gastos correspondentes aos processos de O&M tendo em conta o crescimento dos ativos em 60% da taxa de crescimento do número de clientes;
- Crescimento de Processos Comerciais: ajustaram-se os gastos correspondentes aos processos de COM tendo em conta a taxa de crescimento do número de clientes.
- Consumo Próprio em Subestações: adotou-se o valor da despesa informado por intermédio do banco de dados GTF.
- Exames Periódicos: adotou-se um custo unitário de exames periódicos por empregado da empresa.
- Serviços Cobráveis: Considerando que os custos com serviços cobráveis foram incluídos a Empresa de Referência, os valores recebidos pelas concessionárias deverão ser revertidos para a modicidade tarifária. O valor foi calculado a partir das mesmas frequências utilizadas para o dimensionamento do custo operacional necessário para execução de tais atividades.

II.3.3. Materiais de Reposição para Tarefas de O&M

27. Os materiais que possuem Unidade de Cadastro própria devem ser tratados como investimentos, ou seja, devem compor a Base de Remuneração Regulatória e, portanto, não serão considerados na valoração das tarefas de O&M que os envolvam.

28. Os materiais que possuem Unidade de Cadastro são:

- a) Estrutura (poste e torre);
- b) Medidor
- c) Chaves – chaves fusíveis com classe de tensão igual ou superior a 34,5kV, bem como todos os demais tipos de chave com classe de tensão igual ou superior a 15kV.

(Fls. 10 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

- d) Bancos de Capacitores
- e) Religador
- f) Transformador de Força
- g) Transformador de Medida (TP e TC)
- h) Disjuntor
- i) Pára-raios – com classe de tensão igual ou superior a 34,5kV.
- j) Seccionalizador

29. Cabe ressaltar que os Cabos Condutores também possuem Unidade de Cadastro, mas, no entanto, as tarefas que os envolvem se referem a trocas de trechos e, neste caso, o Manual de Contabilidade Pública permite que o material envolvido seja contabilizado como Despesa.

III.3.3.1 – Custos dos Materiais

30. A relação completa de preços de materiais para Região Nordeste encontra-se no modelo de cálculo.

III.3.4. Outros Serviços e Materiais de Reposição

III.3.4.1 Custos de Referência para Área Administrativa

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

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

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

(Fls. 11 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

Tabela 3: Custos Unitários para Cálculo de Materiais e Serviços

Item	Parâmetros		
	Unidade	Driver	
COMUNICAÇÕES	Gastos de telefonia	[R\$/pess-mês]	162,03
MATERIAIS	Gastos gerais (papelaria, manutenção equip. escritório, e outros)	[R\$/pess-mês]	174,66
	Água e eletricidade	[R\$/pess-mês]	22,09
SERVIÇOS GERAIS	Limpeza e manutenção	[R\$/pess-mês]	31,22

III.3.4.2. Custos de Referência da Área Comercial

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

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

Tabela 4: Custos Unitários para Atividades Comerciais

Item	Parâmetros	
	Unidade	Custo [R\$]
Custo de Cobrança por fatura (URBANO)	[R\$/fatura]	1,00
Custo de Cobrança por fatura (RURAL)	[R\$/fatura]	1,00
Custo de Edição e Controle de Faturas Centralizado	[R\$/fatura]	0,20

III.4. CÁLCULO DAS ANUIDADES

III.4.1. Edificações, Móveis e Utensílios

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

Tabela 5: Custos Unitários para Cálculo de Aluguéis

ITEM	Unidades		Custos	
	Unidade	Driver	Unidade	Custo Anual de Aluguel
Escritórios centrais	[m ² /pess]	10	[R\$/m ² -mês]	18,28
Gerências regionais	[m ² /pess]	10	[R\$/m ² -mês]	9,37
Estacionamento de Veículos			R\$/m ² -mês]	9,37
Móveis e Utensílios			[R\$/m ² -mês]	2,33

(Fls. 12 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

III.4.2. Veículos

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

38. A Tabela a seguir apresenta os principais parâmetros considerados, bem como o resultado dos cálculos.

Tabela 6: Veículos

Descrição	Código	Custo	Custo	Custo	Vida Útil Anos	Tipo Comb.	Rend. Km / l	Desloc. Anual km
		Unitário [R\$]	Adaptação [R\$]	Ferramentas [R\$]				
Pick-Up ou Veículo Leve	VEC 1	38.488	5.589	9.283	5	Gasolina	10	60.000
Pick-Up 1 tonelada	VEC 2	84.150	27.398	10.378	5	Diesel	10	60.000
Caminhão Médio 7 a 8 toneladas com Guindauto	VEC 3	142.574	140.892	24.678	8	Diesel	5	40.000
Caminhão Médio 7 a 8 toneladas	VEC 4	142.574	36.096	12.836	8	Diesel	6,25	40.000
Caminhão Pesado 11 a 15 toneladas com Guindauto	VEC 5	163.550	140.892	19.445	8	Diesel	6,25	15.000
Caminhão Pesado 11 a 15 toneladas com Guindauto	VEC 6	163.550	140.892	32.781	10	Diesel	5	15.000
Caminhão Pesado 11 a 15 toneladas	VEC 7	163.550	36.096	14.891	10	Diesel	3,33	15.000
Caminhão Pesado 15 toneladas	VEC 8	163.550	140.892	17.152	10	Diesel	6,25	15.000
Carreta	VEC 9	428.727	0	0	10	Diesel	3,33	5.000
Automóvel	VEC 10	27.278	0	2.276	5	Gasolina	10	45.000
Motocicleta	VEC 11	5.549	0	0	5	Gasolina	40	30.000
Utilitário 1	VEC 12	43.530	0	0	5	Diesel	6	30.000
Caminhão Pesado (15 Ton) com cesta aerea	VEC 13	163.550	216.578	17.152	10	Diesel	6	15.000

III.4.3. Sistemas de Informática

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

40. Para determinação dos investimentos necessários, os sistemas foram agrupados em 4 subgrupos:

Tabela 7 – Agrupamento de Sistemas

Subgrupo	Sistemas
S1	GIS, SCADA e Gestão da Distribuição
S2	Gestão Comercial
S3	Gestão Empresarial e Sistemas Centrais
S4	Teleatendimento

41. Os clusters específicos da CEPISA, aplicando a metodologia contida na Nota Técnica 343/2008, são:

(Fls. 13 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

Tabela 8 – Clusters de Sistemas

Subgrupo	Clusters
S1	5
S2	5
S3	3
S4	2
S5	0
S6	0

III.5. EQUIPES DE CAMPO

42. Foram dimensionadas 14 equipes de campo para atender as tarefas que devem ser executadas na Concessionária. Cabe esclarecer que os eletricitas que compõem as equipes também exercem a função de motorista e operador dos equipamentos. A tabela abaixo apresenta a formação de cada equipe:

Tabela 9 – Composição das Equipes

Equipes	Eletricista	Eletricista Linha Viva	Ajudante de Eletricista
EQ1	2	---	---
EQ2	3	---	---
EQ3	4	---	---
EQ4	5	---	---
EQ5	---	3	---
EQ6	---	4	---
EQ7	---	6	---
EQ8	---	9	---
EQ9	---	---	4
EQ10	---	---	2
EQ11	2	---	1
EQ12	3	---	1
EQ13	4	---	2
EQ14	1	---	1

IV. DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

IV.1. ESTRUTURA ORGANIZACIONAL REFERENCIAL

43. Conforme metodologia, a CEPISA se enquadrou no Organograma Típico (OT) 5. A Tabela abaixo apresenta o quantitativo de Pessoal da Estrutura Central definida para concessionária.

Tabela 10 – Quantitativo de Pessoal da Estrutura Central

GASTOS COM PESSOAL		QUANTIDA DE
TOTAL	CONSELHO	6
CONSELHO	CONSELHEIRO FISCAL	3

(Fls. 14 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

	CONSELHEIRO ADMINISTRATIVO	3
TOTAL	PRESIDÊNCIA	35
PRESIDÊNCIA	PRESIDENTE	1
	SECRETÁRIA	1
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	1
	MOTORISTA	1
AUDITORIA INTERNA	GERENTE	1
	AUDITOR INTERNO SÊNIOR	1
	AUDITOR INTERNO PLENO	1
	AUDITOR INTERNO JÚNIOR	2
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	3
ASSESSORIA JURÍDICA	ASSESSOR	1
	ADVOGADO SÊNIOR	2
	ADVOGADO PLENO	3
	ADVOGADO JÚNIOR	6
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	4
ASSESSORIA DE RELAÇÕES INSTITUCIONAIS E COMUNICAÇÃO	ASSESSOR	1
	ANALISTA DE COMUNICAÇÃO	1
	ASSESSOR DE COMUNICAÇÃO	1
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	2
	ASSISTENTE DE COMUNICAÇÃO	2
TOTAL	OUVIDORIA	5
OUVIDORIA	GERENTE	1
	COORDENADOR	1
	ATENDENTE DE OUVIDORIA	3
TOTAL	DIRETORIA DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS	12
DIRETORIA DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS	DIRETOR	1
	SECRETÁRIA	1
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	1
GERÊNCIA REGULAÇÃO E MERCADO	GERENTE	1
	ANALISTA DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS	1
	TÉCNICO DE MERCADO	2
	ANALISTA DE TARIFAS	2
	TÉCNICO DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS	2
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	1
TOTAL	DIRETORIA COMERCIAL	70
DIRETORIA COMERCIAL	DIRETOR	1
	SECRETÁRIA	1
GERÊNCIA GESTÃO COMERCIAL (FATURAMENTO E ARRECADAÇÃO) E ATENDIMENTO A CLIENTES	GERENTE	1
	ANALISTA COMERCIAL SÊNIOR	2
	ANALISTA COMERCIAL PLENO	3
	ANALISTA COMERCIAL JÚNIOR	5
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	4
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	5
	ANALISTA DE ATENDIMENTO A CLIENTES	3
	ASSISTENTE COMERCIAL	7
GERÊNCIA DE PERDAS E DE MEDIÇÃO	GERENTE	1
	ANALISTA DE PERDAS	6
	SUPERVISOR DE LABORATÓRIO	1
	TÉCNICO DE MEDIÇÃO	10
GERÊNCIA CLIENTES CORPORATIVOS	GERENTE	1
	ANALISTA COMERCIAL SÊNIOR	2
	ANALISTA COMERCIAL PLENO	2
	ANALISTA COMERCIAL JÚNIOR	2

(Fls. 15 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	3
GERÊNCIA DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA	GERENTE	1
	ANALISTA COMERCIAL SÊNIOR	1
	ANALISTA COMERCIAL PLENO	2
	ANALISTA COMERCIAL JÚNIOR	3
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	3
TOTAL	DIRETORIA FINANCEIRA E CONTROLADORIA	39
DIRETORIA FINANCEIRA E CONTROLADORIA	DIRETOR	1
	SECRETÁRIA	1
GERÊNCIA FINANCEIRA	GERENTE	1
	ANALISTA FINANCEIRO SÊNIOR	1
	ANALISTA FINANCEIRO PLENO	3
	ANALISTA FINANCEIRO JÚNIOR	3
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	3
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	3
GERÊNCIA CONTABILIDADE, PLANEJAMENTO TRIBUTÁRIO, TESOURARIA	GERENTE	1
	ANALISTA DE CONTABILIDADE SÊNIOR	1
	ANALISTA DE CONTABILIDADE PLENO	3
	ANALISTA DE CONTABILIDADE JÚNIOR	3
	ANALISTA ECONÔMICO-FINANCEIRO SÊNIOR	1
	ANALISTA ECONÔMICO-FINANCEIRO PLENO	2
	ANALISTA ECONÔMICO-FINANCEIRO JÚNIOR	3
ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	3	
GERÊNCIA ORÇAMENTO	GERENTE	1
	ANALISTA DE ORÇAMENTO SÊNIOR	1
	ANALISTA DE ORÇAMENTO PLENO	2
	ANALISTA DE ORÇAMENTO JÚNIOR	2
TOTAL	DIRETORIA TÉCNICA	156
DIRETORIA TÉCNICA	DIRETOR	1
	SECRETÁRIA	1
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	1
GERÊNCIA DA OPERAÇÃO	GERENTE	1
	ENGENHEIRO DE OPERAÇÃO SÊNIOR	1
	ENGENHEIRO DE OPERAÇÃO PLENO	2
	ENGENHEIRO DE OPERAÇÃO JÚNIOR	4
	TÉCNICO DE OPERAÇÃO	18
	VIGIA DE SUBESTAÇÃO	55
	OPERADOR DE SUBESTAÇÃO	0
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	4
GERÊNCIA DA MANUTENÇÃO	GERENTE	1
	ENGENHEIRO DE MANUTENÇÃO SÊNIOR (AT)	3
	ENGENHEIRO DE MANUTENÇÃO SÊNIOR (MT E BT)	4
	ENGENHEIRO DE MANUTENÇÃO JÚNIOR (AT)	6
	ENGENHEIRO DE MANUTENÇÃO JÚNIOR (MT E BT)	12
	TÉCNICO DE MANUTENÇÃO (MT E BT)	14
	TÉCNICO DE DISTRIBUIÇÃO JÚNIOR	12
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	8
GERÊNCIA DE PLANEJAMENTO E EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO	GERENTE	1
	ENGENHEIRO DE MEIO AMBIENTE	1
	TÉCNICO DE MEIO AMBIENTE	2
	ANALISTA DE PLANEJAMENTO	1
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	3
TOTAL	DIRETORIA RECURSOS HUMANOS E	88

(Fls. 16 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

ADMINISTRATIVO		
DIRETORIA DE RECURSOS HUMANOS E ADMINISTRATIVA	DIRETOR	1
	SECRETÁRIA	1
GERÊNCIA ADMINISTRATIVA E SERVIÇOS GERAIS	GERENTE	1
	ANALISTA FINANCEIRO SÊNIOR	1
	ANALISTA FINANCEIRO PLENO	1
	ANALISTA FINANCEIRO JÚNIOR	3
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	4
	SEGURANÇA	6
GERÊNCIA DE SUPRIMENTOS	GERENTE	1
	ANALISTA DE ORÇAMENTO SÊNIOR	1
	ANALISTA DE ORÇAMENTO PLENO	3
	ANALISTA DE ORÇAMENTO JÚNIOR	5
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	4
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	4
	ESPECIALISTA EM COMPRA	2
	ENGENHEIRO DE QUALIDADE SÊNIOR	1
ALMOXARIFE	4	
GERÊNCIA DE TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO E TELECOMUNICAÇÕES	GERENTE	1
	ANALISTA DE INFRA-ESTRUTURA SÊNIOR	1
	ANALISTA DE INFRA-ESTRUTURA PLENO	2
	ANALISTA DE INFRA-ESTRUTURA JÚNIOR	3
	ANALISTA DE SISTEMAS SÊNIOR	1
	ANALISTA DE SISTEMAS PLENO	3
	ANALISTA DE SISTEMAS JÚNIOR	3
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	3
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	2
TÉCNICO DE INFORMÁTICA	5	
GERÊNCIA DE RECURSOS HUMANOS	GERENTE	1
	ANALISTA DE RECURSOS HUMANOS SÊNIOR	1
	ANALISTA DE RECURSOS HUMANOS PLENO	2
	ANALISTA DE RECURSOS HUMANOS JÚNIOR	3
	SUPERVISOR DE REMUNERAÇÃO	1
	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO	3
	AUXILIAR ADMINISTRATIVO	4
	ENFERMEIRO DO TRABALHO	1
	ENGENHEIRO DE SEGURANÇA DO TRABALHO	2
	MÉDICO DE TRABALHO	1
	TÉCNICO DE SEGURANÇA DO TRABALHO CORPORATIVO	1
AUXILIAR DE ENFERMAGEM	1	
TOTAL GERAL DE FUNCIONÁRIOS		411

IV.1.1 GASTOS DA ESTRUTURA CENTRAL

44. Segue abaixo Tabela com os gastos relativos à Estrutura Central da concessionária.

Tabela 11 – Gastos da Estrutura Central

ITEM DE CUSTO		CUSTO DE PESSOAL (R\$)	CUSTO DE MATERIAIS E SERVIÇOS (R\$)
<u>CONSELHO</u>	Pessoal	275.129	

(Fls. 17 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

	Insumos e Outros Gastos	12.576
PRESIDÊNCIA	Pessoal	3.660.166
	Informática	55.410
	Insumos e Outros Gastos	73.357
	Aluguel Escritório	76.765
	Mobiliário	9.781
	Telefonia	68.053
	Água e Eletricidade	9.278
	Limpeza	13.112
	Transporte	46.994
	Aluguel Estacionamento	4.218
OUVIDORIA	Pessoal	428.261
	Informática	7.916
	Insumos e Outros Gastos	10.480
	Aluguel Escritório	10.966
	Mobiliário	1.397
	Telefonia	9.722
	Água e Eletricidade	1.325
	Limpeza	1.873
	Transporte	23.497
	Aluguel Estacionamento	2.109
DIRETORIA DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS	Pessoal	1.450.592
	Informática	18.998
	Insumos e Outros Gastos	25.151
	Aluguel Escritório	26.319
	Mobiliário	3.353
	Telefonia	23.333
	Água e Eletricidade	3.181
	Limpeza	4.495
	Transporte	23.497
	Aluguel Estacionamento	2.109
DIRETORIA COMERCIAL	Pessoal	6.543.808
	Informática	110.821
	Insumos e Outros Gastos	146.714
	Aluguel Escritório	153.530
	Mobiliário	19.562
	Telefonia	136.107
	Água e Eletricidade	18.555
	Limpeza	26.223
	Transporte	93.988
	Aluguel Estacionamento	8.436
DIRETORIA	Pessoal	3.857.115

(Fls. 18 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

FINANCEIRA E CONTROLADORIA	Informática		61.743
	Insumos e Outros Gastos		81.741
	Aluguel Escritório		85.538
	Mobiliário		10.899
	Telefonia		75.831
	Água e Eletricidade		10.338
	Limpeza		14.610
	Transporte		46.994
	Aluguel Estacionamento		4.218
		11.715.766	
DIRETORIA TÉCNICA	Pessoal		
	Informática		246.971
	Insumos e Outros Gastos		326.963
	Aluguel Escritório		342.152
	Mobiliário		43.595
	Telefonia		303.324
	Água e Eletricidade		41.352
	Limpeza		58.440
	Transporte		164.478
Aluguel Estacionamento		14.763	
		7.217.804	
DIRETORIA DE RECURSOS HUMANOS E ADMINISTRATIVA	Pessoal		
	Informática		139.317
	Insumos e Outros Gastos		184.441
	Aluguel Escritório		193.009
	Mobiliário		24.592
	Telefonia		171.106
	Água e Eletricidade		23.327
	Limpeza		32.966
	Transporte		117.485
Aluguel Estacionamento		10.545	
OUTROS GASTOS	Marketing		720.638
	Auditoria Externa		180.000
CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)		35.148.641	5.014.574

IV.2. GERÊNCIAS REGIONAIS

IV.2.1 – Recursos Humanos Requeridos

45. Para CEPISA foi considerada a seguinte estrutura regional:

Tabela 12 – Estrutura Regional

(Fls. 19 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

REGIONAL	QTDE
TIPO 1	0
TIPO 2	0
TIPO 3	1
TIPO 4	1
TIPO 5	3
TIPO 6	0

Tabela 13 – Custos com estrutura regional

	Custo de Pessoal (R\$/ano)	Custo de Materiais (R\$/ano)	Custo Total (R\$/ano)
Pessoal	17.691.745,92	0,00	17.691.745,92
Aluguel	0,00	379.256,31	379.256,31
PC's	0,00	305.547,95	305.547,95
Veículos	0,00	939.876,69	939.876,69
Outros gastos	0,00	982.798,12	982.798,12
TOTAL	17.691.745,92	2.607.479,07	20.299.224,99

IV.3. PROCESSOS COMERCIAIS

IV.3.1. TAREFAS COMERCIAIS

46. Segue abaixo tabela com os parâmetros utilizados para definição das Tarefas Comerciais, bem como o resultado da valoração.

Tabela 14 – Parâmetros para Tarefas Comerciais

Tarefa	Frequência	Equipe	Veículo	Produtividade
Religação Normal de Energia	0,31%	EQ1	VEC10	10
Religação Urgente de Energia	8,10%	EQ1	VEC10	21
Substituição de Medidor p/ aferição	4,09%	EQ1	VEC10	21
Vistoria de unidade consumidora	15,90%	EQ1	VEC10	21
Verificação de nível tensão (outros)	0,11%	EQ1	VEC10	14
Corte de Energia	0,90%	EQ1	VEC10	14
Ligação Provisória	1,31%	EQ1	VEC10	21
Substituição de Medidor para aumento de carga	0,27%	EQ1	VEC10	12
Verificação de Nível de tensão (amostrais)	688 amostras	EQ1	VEC10	12
Atendimento Comercial	Conforme métrica estabelecida na AP 008/2008 que trata dos aprimoramentos da Res. 456/2000			

47. A tabela a seguir apresenta a valoração das tarefas retromencionadas.

Tabela 15 – Valoração das Tarefas Comerciais

(Fls. 20 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

	Custo de Pessoal (R\$/ano)	Custo de Materiais (R\$/ano)	Custo Total
Tarefas Comerciais	6.319.464	1.046.175	7.365.639
Atendimento comercial	5.650.521	2.116.112	7.766.632
Total	11.969.985	3.162.286	15.132.271

(Fls. 21 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

Tabela 16 – Equipes para execução das Tarefas Comerciais

Tarefa	Número de Equipes
Ligação Provisória	
Religação normal de energia	
Religação urgente de energia	
Corte de energia	
Substituição de Medidor para aferição	
Substituição de Medidor para aumento de carga	57
Vistoria de Unidade Consumidora	
Verificação de Nível de Tensão (Outros)	
Verificação de Nível de Tensão (Amostrais)	
Nº de Equipes de Regularização na Manutenção	
Nº de Equipes de Inspeção no Combate a Perdas	
Atendente Comercial	101

IV.3.2. TAREFA DE FATURAMENTO

IV.3.2.1 LEITURA DE MEDIDORES

48. Seguem abaixo os custos com leitura de medidores com coletor e impressão.

Tabela 17 – Leitura de Medidores com coletor

CLIENTES	PERÍODO DE LEITURA	QUANTIDADE DE CLIENTES	LEITURAS POR JORNADAS	QUANTIDADE DE LEITURISTAS	CUSTO TOTAL / ANO (R\$)
Urbanos	Mensal	363.493	410	45	1.509.305
Rurais	Mensal	98.297	105	47	1.651.559
Rurais	Plurimensal	23.481	105	12	131.507
TOTAL				45	3.292.371

Tabela 18 – Leitura de Medidores com coletor e impressão

CLIENTES	PERÍODO DE LEITURA	QUANTIDADE DE CLIENTES	LEITURAS POR JORNADAS	QUANTIDADE DE LEITURISTAS	CUSTO TOTAL / ANO (R\$)
Urbanos	Mensal	363.493	328	56	2.777.831
TOTAL				56	2.777.831

IV.3.2.2 ENTREGA DE FATURAS

49. Segue abaixo tabela com os custos com entrega de faturas.

Tabela 19 – Entrega de Faturas

(Fls. 22 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

CLIENTES	PERÍODO DE ENVIO	QUANTIDADE DE CLIENTES	ENVIOS POR JORNADAS	QUANTIDADE DE ENTREGADORES	CUSTO TOTAL / ANO (R\$)
Urbanos	Mensal	726.985	447	41	2.160.176
Rurais	Mensal	98.297	108	46	1.795.208
Rurais	Plurimensal	23.481	108	11	182.080
TOTAL				41	4.137.465

IV.3.2.3 ENTREGA DE OUTROS DOCUMENTOS

50. Segue abaixo tabela com os custos com entrega de outros documentos.

Tabela 20 – Entrega de Outros Documentos

CLIENTES	PERÍODO DE ENVIO	QUANTIDADE DE CLIENTES	ENVIOS POR JORNADAS	QUANTIDADE DE ENTREGADORES	CUSTO TOTAL / ANO (R\$)
Urbanos	Mensal	726.985	308	12	426.884
Rurais	Mensal	121.778	48	13	445.488
TOTAL				25	872.372

IV.3.2.4 IMPRESSÃO DE FATURAS

51. Segue abaixo tabela com os custos com impressão de faturas.

Tabela 21 – Impressão de Faturas

CLIENTES	PERÍODO DE IMPRESSÃO	QUANTIDADE DE FATURAS	CUSTO POR FATURA (R\$)	CUSTO TOTAL / ANO (R\$)
Urbanos	Mensal	363.493	0,2	72.699
Rurais	Mensal	98.297	0,2	19.659
Rurais	Plurimensal	23.481	0,2	4.696
TOTAL				97.054

IV.3.2.5 IMPRESSÃO DE OUTROS DOCUMENTOS

52. Segue abaixo tabela com os custos com impressão de outros documentos.

Tabela 22 – Impressão de Outros Documentos

CLIENTES	PERÍODO DE IMPRESSÃO	QUANTIDADE DE FATURAS	CUSTO POR FATURA (R\$)	CUSTO TOTAL / ANO (R\$)
Urbanos	Mensal	72.699	0,04	2.908
Rurais	Mensal	12.178	0,04	487
TOTAL				3.395

IV.3.2.6 COBRANÇA DE FATURAS

53. Segue abaixo tabela com os custos com cobrança de faturas.

(Fls. 23 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

Tabela 23 – Cobrança de Faturas

CLIENTES	PERÍODO DE IMPRESSÃO	QUANTIDADE DE FATURAS	CUSTO POR FATURA (R\$)	CUSTO TOTAL / ANO (R\$)
Urbanos	Mensal	726.985	1,00	8.723.820
Rurais	Mensal	98.297	1,00	1.179.564
Rurais	Plurimensal	23.481	1,00	281.772
TOTAL				10.185.156

IV.3.3. TELEATENDIMENTO

54. No âmbito da Empresa de Referência o principal objetivo em termos de teleatendimento é capturar e selecionar as melhores práticas no atendimento à distância aos consumidores por meio de contato telefônico e pela sinérgica integração desse com sistemas institucionais, em especial os sistemas comerciais, os de apoio à operação e geoprocessamento, de tal forma que o respectivo dimensionamento referencial atenda aos compromissos de eficiência e eficácia já citados, bem como à conformidade legal - leis e regulamentos pertinentes - e aderência ao estado da arte nessa forma de atendimento. Por outro lado, no tratamento das transações efetuadas por meio de teleatendimento, deve ser reconhecida a existência de fatores fundamentais que devem estar presentes em sua realização em todas as empresas e também as diversidades que requererem tratamentos justificadamente diferenciados.

55. A tabela seguinte resume os custos com teleatendimento aplicando-se a metodologia expressa na NT 343/2008.

Tabela 24 – Custos com Teleatendimento

	CUSTO DE PESSOAL (R\$)	CUSTO DE MATERIAIS E SERVIÇOS (R\$)	TOTAL (R\$)
TELEATENDIMENTO	4.694.947	3.071.707	7.766.655

IV.3.4. COMBATE ÀS PERDAS NÃO TÉCNICAS

56. Seguem, abaixo, os parâmetros de entrada para determinação de equipes de combate às perdas não técnicas.

(Fls. 24 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

Tabela 25 – Dados de entrada de perdas não técnicas

Premissas	
Período da Revisão Tarifária (anos)	4
Energia "agregada" após regularização (%)	65%
Efetividade inspeção (%)	30%
Consumo Médio Baixa Tensão (MWh/ano)	1,36
Produtividade Diária-Equipe de Regularização	8,00
Produtividade Diária-Equipe de Inspeção	13,00

Mercado Realizado	
Mercado Cativo (MWh)	1.999.009,00
Mercado Livre (MWh)	77,00
Mercado BT (MWh)	1.333.905,25
Perdas Não-Técnicas (MWh)	335.963,42
Perdas Técnicas (MWh)	353.966,96

Evolução Anual do Mercado	Ano Teste	jun/10	jun/11	jun/12	jun/13
Mercado Cativo (MWh)	2.094.709,00	2.199.137,95	2.312.067,13	2.430.655,52	
Mercado Livre (MWh)	134,00	140,68	147,90	155,49	
Mercado BT (MWh)	1.389.251,00	1.456.673,99	1.527.797,31	1.602.341,44	

Perdas Não-Técnicas desejadas sobre Mercado BT (%)	19,74%
Crescimento Esperado de Perdas sobre Mercado BT (%)	2,00%
Ano do ciclo tarifário	0,00%

57. A tabela seguinte apresenta o resumo de custos com combate às perdas não técnicas.

Tabela 26 – Custos com Combate às Perdas Não Técnicas

RESUMO GERAL DE CUSTOS	Pessoal (R\$/ano)	Materiais, Serviços e Outros (R\$/ano)	Total
Gerenciamento de Perdas (Estrutura Central)	2.025.506	183.583	2.209.089
Previsão para combate a novas fraudes	4.102.108	869.386	4.971.494
Custo do Combate às fraudes existentes	665.207	140.982	806.188
Total (R\$)	6.792.820,49	1.193.950,78	7.986.771,26

(Fls. 25 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

IV.4. PROCESSOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

IV.4.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

58. As tarefas de O&M são calculadas para a rede de distribuição existente da concessionária. O estudo de custos de Operação e Manutenção (O&M) das instalações é realizado sob o enfoque da análise de processos, através do levantamento de todas as atividades de operação e manutenção de instalações elétricas. Estes P&A são os necessários para uma correta prestação do serviço, de acordo com as exigências de qualidade determinadas no contrato de concessão e outras normas aplicáveis.

59. Os gastos que fazem parte dos custos de O&M, surgem da avaliação a “preços de mercado” de todas as principais tarefas que devem ser exercidas por uma concessionária de distribuição. Será avaliada 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, se procederá à determinação dos custos de O&M, reconhecendo-se inicialmente as atividades próprias de O&M em cada um dos segmentos ou níveis de tensão do sistema de distribuição.

60. Para cada tarefa individual é acrescentado o tempo de deslocamento segundo seja área urbana ou rural. Conseqüentemente, o tempo total considerado no cálculo, é a soma do tempo da tarefa e o tempo de deslocamento.

IV.4.2. CUSTOS TOTAIS

61. Segue abaixo quadro de custos totais de O&M por ano. Mantendo a classificação de níveis de tensão, discriminam-se os custos de O&M para instalações urbanas e rurais.

(Fls. 26 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

Tabela 27 – Custos Totais das Tarefas de O&M

INSTALAÇÕES	FAIXA DE TENSÃO	URBANOS (R\$)	RURAIS (R\$)	TOTAIS (R\$)	% DO TOTAL
REDES	BT <1 kV	4.038.509	2.236.977	6.275.486	13,28%
	1 kV >= MT > 69 kV	3.958.845	28.336.704	32.295.550	68,33%
	69 kV >= AT > 230 kV	36.028	932.391	968.419	2,05%
	UAT = 230 kV	0	0	0	0,00%
LINHA VIVA	1 kV >= MT > 69 kV	334.498	2.833.453	3.167.951	6,70%
	69 kV >= AT > 230 kV	2.098	37.296	39.394	0,08%
	UAT = 230 kV	0	0	0	0,00%
EQUIPAMENTOS INSTALADOS NAS REDES	MT	35.410	278.574	313.984	0,66%
SUBESTAÇÕES DE ENERGIA	Maior nível de tensão < 69 kV	947.359	0	947.359	2,00%
	Maior nível de tensão = 69 kV	1.934.949	0	1.934.949	4,09%
	Maior nível de tensão < 230 kV	49.507	0	49.507	0,10%
	Maior nível de tensão = 230 kV	0	0	0	0,00%
	Móvel	0	0	0	0,00%
ILUMINAÇÃO	BT <1 kV	0	0	0	0,00%
MEDIÇÃO	Todos	1.114.171	160.420	1.274.590	2,70%
TOTAL (R\$)		12.451.375	34.815.815	47.267.190	100%

IV.5. CUSTOS ADICIONAIS

62. Neste item incluem-se os custos que não foram contemplados anteriormente no modelo. Também se consideram as particularidades do negócio de distribuição e de regulamentação no Brasil.

63. Na tabela seguinte apresentam-se os gastos não incluídos até agora nos cálculos da ER, correspondentes ao exposto.

(Fls. 27 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

Tabela 28: Resultados dos Custos Adicionais

Descrição	Pessoal (R\$)	Material (R\$)	Total (R\$)
Processos e Atividades Comerciais	492.417	341.542	833.959
Processos e Atividades de O&M	276.979	202.946	479.926
Seguros	-	672.825	672.825
Tributos	-	300.368	300.368
Receita - Serviços taxados	(1.296.846)	-	(1.296.846)
Exame Periódico	283.800	-	283.800
Menor aprendiz	269.885	-	269.885
Lavagem de uniforme	-	82.368	82.368
Consumo próprio	-	709.634	709.634
Engenharia e supervisão de obras	654.202	-	654.202
Laboratório de Ensaios	-	109.233	109.233
Laudos Periciais	238.680	-	238.680
Ganhos de Holding	(1.997.105)	(89.745)	(2.086.850)
Campanha de Medidas	96.650	-	96.650
Laudo de Avaliação de Ativos	120.750	-	120.750
Adicional Veiculo 4x4	-	526.336	526.336
Custos Totais	(860.588)	2.855.509	1.994.920

IV.6. CUSTOS COM SISTEMAS DE INFORMÁTICA E TELECOMUNICAÇÕES

64. Além dos custos de pessoal, materiais e serviços associados aos diversos processos e atividades desenvolvidas pela empresa distribuidora, são consideradas na definição da Empresa de Referência, as anuidades de investimento de curto período de recuperação em sistemas de informática.

65. O quadro abaixo resume as anuidades com sistemas de informática consideradas para concessionária.

(Fls. 28 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

Tabela 29 – Custos com Sistemas de Informática

SISTEMA	Investimento Hardware/Software (R\$)	Vida útil Hardware (anos)	Vida útil Software (anos)	Custo Mensal de Capital (R\$)	Custo Mensal de Manutenção (R\$)	Custo Anual (R\$)
Gestão Operacional	1.668.000	10	10	24.381	20.850	542.767
SCADA	3.500.000	10	10	51.158	43.750	1.138.900
GIS	1.100.000	10	10	16.078	13.750	357.940
Gestão Comercial	12.000.000	10	10	175.400	150.000	3.904.800
Teletendimento	4.260.000	10	10	62.267	53.250	1.386.204
Administrativo	12.200.000	10	10	178.323	152.500	3.969.880
Centrais	4.647.640	10	10	67.933	58.096	1.512.342
TOTAL						12.812.833,26

66. A seguir seguem os custos considerados para telecomunicações:

Tabela 30 – Custos com Comunicações

Tipo	Custo Anual (R\$)
Sistemas de Comunicação da Operação	253.397
Sistemas de Comunicação de Dados	738.769
Total	992.166

IV.7. VEÍCULOS

67. O quadro a seguir mostra o total de veículos considerado na ER, detalhado pelas unidades da empresa, bem como os processos e atividades comerciais e de O&M.

Tabela 31 – Veículos

UNIDADES E P&A	VEC1	VEC2	VEC3	VEC4	VEC5	VEC6	VEC7	VEC8	VEC9	VEC10	VEC11	VEC12	VEC13	TOTAL
CONSELHO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PRESIDÊNCIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-	-	4
OUVIDORIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1
DIRETORIA FINANCEIRA, RH E ADM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	2
DIRETORIA COMERCIAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	-	-	-	9
GERÊNCIAS REGIONAIS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-	-	4
PROCESSOS E ATIVIDADES DE COMERCIAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	-	-	-	9
PROCESSOS E ATIVIDADES DE O&M	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6	-	-	-	6
QUANTIDADE TOTAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	65	-	-	-	65

(Fls. 29 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

IV.8. RESULTADOS FINAIS – dezembro-08

68. A seguir encontra-se apresentado um quadro que resume os custos totais anuais que correspondem à gestão da ER, para prestar de forma eficiente os serviços de distribuição e comercialização de energia elétrica a seus clientes da área de concessão.

Tabela 32: Custos Totais por Ano – Preços a dezembro-08

SETORES DA EMPRESA	CUSTOS PESSOAL (R\$)	CUSTOS MAT. E SERV. (R\$)	CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)
ADMINISTRATIVO	52.840.387,18	21.427.053,05	74.267.440,23
ESTRUTURA CENTRAL	35.148.641,26	5.014.574,23	40.163.215,49
ESTRUTURA REGIONAL	17.691.745,92	2.607.479,07	20.299.224,99
SISTEMAS	0,00	13.804.999,75	13.804.999,75
PROCESSOS DE O&M	27.697.916,51	20.294.646,58	47.992.563,09
PROCESSOS COMERCIAIS	29.545.019,96	20.492.534,81	50.037.554,77
TAREFAS COMERCIAIS	11.969.984,58	3.162.286,41	15.132.270,99
FATURAMENTO	8.112.773,15	13.248.173,76	21.360.946,91
PERDAS NÃO-TÉCNICAS	4.767.314,89	1.010.367,44	5.777.682,34
TELEATENDIMENTO	4.694.947,34	3.071.707,20	7.766.654,53
CUSTOS ADICIONAIS	-860.588,50	2.855.508,94	1.994.920,44
ADMINISTRATIVO	-987.340,29	920.257,03	-67.083,26
OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	931.180,90	1.593.709,66	2.524.890,56
COMERCIAL	-804.429,11	341.542,25	-462.886,86
GERAÇÃO PRÓPRIA	0,00	0,00	0,00
CUSTOS TOTAIS POR ANO	109.222.735,15	65.069.743,38	174.292.478,54

(Fls. 30 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

IV.9. RESULTADOS FINAIS – agosto-09

69. A seguir encontra-se apresentado um quadro que resume os custos totais anuais ajustados para agosto-09 que correspondem à gestão da ER, para prestar de forma eficiente os serviços de distribuição e comercialização de energia elétrica a seus clientes da área de concessão.

Tabela 33: Custos Totais por Ano – Preços a agosto-09

SETORES DA EMPRESA	CUSTOS PESSOAL (R\$)	CUSTOS MAT. E SERV. (R\$)	CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)
ADMINISTRATIVO	54.554.671,06	21.043.023,26	75.597.694,32
ESTRUTURA CENTRAL	36.288.957,45	4.924.699,72	41.213.657,17
ESTRUTURA REGIONAL	18.265.713,61	2.560.746,11	20.826.459,72
SISTEMAS	0,00	13.557.577,43	13.557.577,43
PROCESSOS DE O&M	28.596.511,20	19.930.912,53	48.527.423,73
PROCESSOS COMERCIAIS	30.503.539,65	20.125.254,07	50.628.793,72
TAREFAS COMERCIAIS	12.358.322,98	3.105.609,83	15.463.932,81
FATURAMENTO	8.375.973,27	13.010.731,24	21.386.704,51
PERDAS NÃO-TÉCNICAS	4.921.979,37	992.258,97	5.914.238,34
TELEATENDIMENTO	4.847.264,02	3.016.654,03	7.863.918,05
CUSTOS ADICIONAIS	-888.508,30	2.804.330,62	1.915.822,32
ADMINISTRATIVO	-1.019.372,26	903.763,58	-115.608,68
OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	961.390,91	1.565.146,14	2.526.537,05
COMERCIAL	-830.526,95	335.420,90	-495.106,05
GERAÇÃO PRÓPRIA	0,00	0,00	0,00
CUSTOS TOTAIS POR ANO	112.766.213,61	63.903.520,48	176.669.734,09

V. CONCLUSÕES

70. A planilhas de cálculo dos custos operacionais aplicado ao contrato de concessão da CEPISA encontram-se no arquivo "Modelo ER – CEPISA.rar".

71. Do exposto, os custos operacionais projetados para agosto-09, admitidos como eficientes e que deverão ser cobrados na tarifa da CEPISA equivalem ao valor de R\$ 176.669.734,09.

APÊNDICE I
DADOS DE ATIVOS FÍSICOS

DESCRIÇÃO	QUANTIDADE	QUANTIDADE
	RURAL	URBANO

Pontos de Iluminação

Quantidade de pontos de iluminação	0,00	0,00
------------------------------------	------	------

Medição

Quantidade de Medidores de Fronteira	0,00	29,00
Quantidade de Medidores de Consumidores		
Monofásicos	13.798,00	696.419,00
Bifásicos	0,00	0,00
Trifásicos	7.841,00	44.313,00

Redes

Baixa Tensão - Rede Aérea Nua

Extensão Total Projeção no solo (km) (exclusivo BT)	4.512,20	7.738,00
Trifásicas	3.307,00	5.670,41
Bifásicas	221,20	379,47
Monofásicas	984,00	1.688,12
Extensão Total Projeção no solo (km) (Compartilhado MT)	1.765,39	2.433,01
Trifásicas	334,63	1.898,15
Bifásicas	90,18	19,01
Monofásicas	1.340,58	515,85
Quantidade de Postes (exclusivo BT)	83.679,00	196.742,00
Madeira	0,00	0,00
Rede Monofásica	0,00	0,00
Rede Bi + Trifásica	0,00	0,00
Concreto	83.679,00	196.742,00
Rede Monofásica	66.943,00	143.672,00
Rede Bi + Trifásica	16.736,00	53.070,00
Quantidade de Postes (compartilhado com MT)	35.308,00	60.826,00
Madeira	0,00	0,00
Rede Monofásica	0,00	0,00
Rede Bi + Trifásica	0,00	0,00
Concreto	35.308,00	60.826,00
Rede Monofásica	26.812,00	47.454,00
Rede Bi + Trifásica	8.496,00	13.372,00

Baixa Tensão - Rede Aérea Multiplexada

Extensão Total Projeção no solo (km) (exclusivo BT)	0,00	6,52
Trifásicas	0,00	6,52
Bifásicas	0,00	0,00
Monofásicas	0,00	0,00
Extensão Total Projeção no solo (km) (Compartilhado MT)	0,00	1,60
Trifásicas	0,00	1,60
Bifásicas	0,00	0,00
Monofásicas	0,00	0,00
Quantidade de Postes (exclusivo BT)	0,00	163,00
Madeira	0,00	0,00

(Fls. 2 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

Rede Monofásica	0,00	0,00
Rede Bi + Trifásica	0,00	0,00
Concreto	0,00	163,00
Rede Monofásica	0,00	163,00
Rede Bi + Trifásica	0,00	0,00
Quantidade de Postes (compartilhado com MT)	0,00	40,00
Madeira	0,00	0,00
Rede Monofásica	0,00	0,00
Rede Bi + Trifásica	0,00	0,00
Concreto	0,00	40,00
Rede Monofásica	0,00	0,00
Rede Bi + Trifásica	0,00	40,00
Baixa Tensão - Rede Subterrânea		
Extensão Linhas Subterrâneas (km)	0,00	0,00
Câmara para postos de inspeção e passagem	0,00	0,00
Média Tensão de 1 kV até 25 kV - Rede Aérea Nua		
Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)	20.938,00	4.803,22
Circuito Simples	20.938,00	4.803,22
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
Quantidade de Postes	214.540,00	48.670,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	214.540,00	48.670,00
<i>Circuito Simples</i>	214.540,00	48.670,00
<i>Circuito Duplo ou Maior</i>	0,00	0,00
Extensão Total Redes Bifásicas Projeção no solo (km)	1.121,20	1,00
Quantidade de Postes	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	9.345,00	25,00
Extensão Total Redes Monofásicas Projeção no solo (km)	3.321,00	3,78
Quantidade de Postes	30.192,00	94,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	30.192,00	94,00
Média Tensão de 1 kV até 25 kV - Rede Aérea Multiplexada		
Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)	0,00	0,00
Circuito Simples	0,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
Quantidade de Postes	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
<i>Circuito Simples</i>	0,00	0,00
<i>Circuito Duplo ou Maior</i>	0,00	0,00
Extensão Total Redes Bifásicas Projeção no solo (km)	0,00	0,00
Quantidade de Postes	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
Extensão Total Redes Monofásicas Projeção no solo (km)	0,00	0,00
Quantidade de Postes	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
Média Tensão de 1 kV até 25 kV - Rede Aérea Compacta		
Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)	0,00	0,00
Circuito Simples	0,00	0,00
Circuito Duplo	0,00	0,00

(Fls. 3 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

Quantidade de Postes	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
<i>Circuito Simples</i>	0,00	0,00
<i>Circuito Duplo ou Maior</i>	0,00	0,00
Média Tensão de 1 kV até 25 kV - Rede Subterrânea		
Extensão Linhas Subterrâneas (km)	0,00	0,00
Câmara para postos de inspeção e passagem	0,00	0,00
Média Tensão acima de 25 kV e abaixo de 69 kV - Rede Aérea Nua		
Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)	2.698,09	0,00
Circuito Simples	2.698,09	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
Quantidade de Postes	26.986,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	26.986,00	0,00
<i>Circuito Simples</i>	26.986,00	0,00
<i>Circuito Duplo ou Maior</i>	0,00	0,00
Extensão Total Redes Bifásicas Projeção no solo (km)	137,40	0,00
Quantidade de Postes	1.374,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	1.374,00	0,00
Extensão Total Redes Monofásicas Projeção no solo (km)	0,00	0,00
Quantidade de Postes	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
Média Tensão acima de 25 kV e abaixo de 69 kV - Rede Aérea Multiplexada		
Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)	0,00	0,00
Circuito Simples	0,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
Quantidade de Postes	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
<i>Circuito Simples</i>	0,00	0,00
<i>Circuito Duplo ou Maior</i>	0,00	0,00
Extensão Total Redes Bifásicas Projeção no solo (km)	0,00	0,00
Quantidade de Postes	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
Extensão Total Redes Monofásicas Projeção no solo (km)	0,00	0,00
Quantidade de Postes	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
Média Tensão acima de 25 kV e abaixo de 69 kV - Rede Aérea Compacta		
Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)	0,00	0,00
Circuito Simples	0,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
Quantidade de Postes	0,00	0,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	0,00	0,00
<i>Circuito Simples</i>	0,00	0,00
<i>Circuito Duplo ou Maior</i>	0,00	0,00
Média Tensão acima de 25 kV e abaixo de 69 kV - Rede Subterrânea		
Extensão Linhas Subterrâneas (km)	0,00	0,00

(Fls. 4 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

Câmara para postos de inspeção e passagem	0,00	0,00
Alta Tensão de 69 kV - Rede Aérea Nua		
Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)	1.964,80	69,30
Circuito Simples	1.964,80	60,40
Circuito Duplo ou Maior	0,00	8,90
Quantidade de Postes	7.246,00	480,00
Madeira	0,00	0,00
Concreto	7.246,00	480,00
<i>Circuito Simples</i>	7.246,00	374,00
<i>Circuito Duplo ou Maior</i>	0,00	106,00
Quantidade de Estruturas de Aço	976,00	0,00
Circuito Simples	976,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
Alta Tensão de 69 kV - Rede Subterrânea		
Extensão Linhas Subterrâneas (km)	0,00	0,00
Câmara para postos de inspeção e passagem	0,00	0,00
Alta Tensão acima de 69 kV e abaixo de 230 kV - Rede Aérea Nua		
Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)	141,00	0,00
Circuito Simples	141,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
Quantidade de Postes de Concreto	426,00	0,00
Circuito Simples	426,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
Quantidade de Estruturas de Aço	0,00	0,00
Circuito Simples	0,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
Alta Tensão acima de 69 kV e abaixo de 230 kV - Rede Subterrânea		
Extensão Linhas Subterrâneas (km)	0,00	0,00
Câmara para postos de inspeção e passagem	0,00	0,00
Ultra Alta Tensão igual a 230 kV - Rede Aérea Nua		
Extensão Total Redes Trifásicas Projeção no solo (km)	0,00	0,00
Circuito Simples	0,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00
Quantidade de Estruturas de Aço	0,00	0,00
Circuito Simples	0,00	0,00
Circuito Duplo ou Maior	0,00	0,00

Equipamentos de Redes		
Média Tensão de 1 kV até 25 kV		
Quantidade de Transformadores Aéreos	15.189,00	7.818,00
Monofásico	12.411,00	387,00
Bifásico	1.889,00	0,00
Trifásico	889,00	7.431,00
Quantidade de Transformadores Subterrâneos ou Abrigados	0,00	0,00
Monofásico	0,00	0,00
Bifásico	0,00	0,00
Trifásico	0,00	0,00
Quantidade de Chaves	10.067,00	0,00
Fusível (Monofásica)	9.899,00	0,00
Fusível Religadora de 3 estágios	0,00	0,00
Faca (monofásica)	168,00	0,00
SF6	0,00	0,00

(Fls. 5 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

Quantidade de Seccionalizadores	0,00	0,00
Quantidade de Pára-Raios (inclusive os da saída dos alimentadores da SE)	8.541,00	0,00
Quantidade de Religadores	0,00	0,00
Quantidade de Reguladores de Tensão	24,00	0,00
Quantidade de Capacitores (células capacitivas)	249,00	0,00
Média Tensão acima de 25 kV e abaixo de 69 kV		
Quantidade de Transformadores Aéreos	322,00	0,00
Monofásico	0,00	0,00
Bifásico	296,00	0,00
Trifásico	26,00	0,00
Quantidade de Transformadores Subterrâneos ou Abrigados	0,00	0,00
Monofásico	0,00	0,00
Bifásico	0,00	0,00
Trifásico	0,00	0,00
Quantidade de Chaves	1.035,00	0,00
Fusível (Monofásica)	945,00	0,00
Fusível Religadora de 3 estágios	0,00	0,00
Faca (monofásica)	90,00	0,00
SF6	0,00	0,00
Quantidade de Seccionalizadores	0,00	0,00
Quantidade de Pára-Raios (inclusive os da saída dos alimentadores da SE)	712,00	0,00
Quantidade de Religadores	0,00	0,00
Quantidade de Reguladores de Tensão	21,00	0,00
Quantidade de Capacitores (células capacitivas)	0,00	0,00

Subestações Transformadoras de Energia		
Aberta com maior nível de tensão abaixo de 69 kV		
Quantidade de Subestações	0,00	26,00
Quantidade de Pára-Raio de Entrada	0,00	78,00
Quantidade de Transformadores	0,00	30,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	0,00	26,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras até 15 kV	0,00	310,00
Quantidade de Disjuntores acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	0,00	9,00
Quantidade de Disjuntores até 15 kV	0,00	38,00
Quantidade de Alimentadores	0,00	38,00
Quantidade de Reguladores de Tensão	0,00	45,00
Quantidade de TPs	0,00	48,00
Quantidade de TCs	0,00	48,00
Quantidade de Capacitores	0,00	0,00
Bancos de Capacitores	0,00	15,00
Células Capacitivas	0,00	192,00
Aberta com maior nível de tensão igual a 69 kV		
Quantidade de Subestações	0,00	54,00
Quantidade de Subestações com Isolação a SF6	0,00	0,00
Quantidade de Pára-Raio de Entrada	0,00	204,00
Quantidade de Transformadores	0,00	59,00
69 - 34,5	0,00	14,00
69 - 15	0,00	43,00
34,5 - 15 kV	0,00	2,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras de 69 kV	0,00	187,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	0,00	130,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras até 15 kV	0,00	949,00

(Fls. 6 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

Quantidade de Disjuntores de 69 kV	0,00	36,00
Quantidade de Disjuntores acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	0,00	22,00
Quantidade de Disjuntores até 15 kV	0,00	142,00
Quantidade de Alimentadores	0,00	123,00
Quantidade de Reguladores de Tensão	0,00	22,00
Quantidade de TPs	0,00	195,00
Quantidade de TCs	0,00	280,00
Quantidade de Capacitores	0,00	0,00
Bancos de Capacitores	0,00	55,00
Células Capacitivas	0,00	1.232,00
Aberta com como maior nível de tensão abaixo de 230 kV		
Quantidade de Subestações	0,00	1,00
Quantidade de Subestações com Isolação a SF6	0,00	0,00
Quantidade de Pára-Raio de Entrada	0,00	9,00
Quantidade de Transformadores	0,00	2,00
138 - 69	0,00	2,00
138 - 34,5	0,00	0,00
138 - 15	0,00	0,00
69 - 34,5	0,00	0,00
69 - 15	0,00	0,00
34,5 - 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras acima de 69 kV e abaixo de 230 kV	0,00	12,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras de 69 kV	0,00	20,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras até 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores acima de 69 kV e abaixo de 230 kV	0,00	1,00
Quantidade de Disjuntores de 69 kV	0,00	7,00
Quantidade de Disjuntores acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores até 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Alimentadores	0,00	3,00
Quantidade de Reguladores de Tensão	0,00	0,00
Quantidade de TPs	0,00	6,00
Quantidade de TCs	0,00	13,00
Quantidade de Capacitores	0,00	0,00
Bancos de Capacitores	0,00	0,00
Células Capacitivas	0,00	0,00
Aberta com maior nível de tensão igual a 230 kV		
Quantidade de Subestações	0,00	0,00
Quantidade de Pára-Raio de Entrada	0,00	0,00
Quantidade de Transformadores	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras de 230 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras acima de 69 kV e abaixo de 230 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores de 230 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores acima de 69 kV e abaixo de 230 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Reguladores de Tensão	0,00	0,00
Quantidade de TPs	0,00	0,00
Quantidade de TCs	0,00	0,00
Quantidade de Capacitores	0,00	0,00
Bancos de Capacitores	0,00	0,00
Células Capacitivas	0,00	0,00

(Fls. 7 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

<i>Subestações Telecomandadas</i>	0,00	0,00
<i>Subestações Móveis</i>		
Quantidade de Subestações	0,00	
Quantidade de Pára-Raio de Entrada	0,00	
Quantidade de Transformadores	0,00	
Quantidade de Chaves Seccionadoras	0,00	
Quantidade de Disjuntores	0,00	
Quantidade de TPs	0,00	
Quantidade de TCs	0,00	

Subestações Transformadoras de Energia - ABRIGADAS		
<i>Abrigada com maior nível de tensão abaixo de 69 kV</i>		
Quantidade de Subestações	0,00	0,00
Quantidade de Pára-Raio de Entrada	0,00	0,00
Quantidade de Transformadores	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras até 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores até 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Alimentadores	0,00	0,00
Quantidade de Reguladores de Tensão	0,00	0,00
Quantidade de TPs	0,00	0,00
Quantidade de TCs	0,00	0,00
Quantidade de Capacitores	0,00	0,00
Bancos de Capacitores	0,00	0,00
Células Capacitivas	0,00	0,00
<i>Abrigada com maior nível de tensão igual a 69 kV</i>		
Quantidade de Subestações	0,00	0,00
Quantidade de Subestações com Isolação a SF6	0,00	0,00
Quantidade de Pára-Raio de Entrada	0,00	0,00
Quantidade de Transformadores	0,00	0,00
69 - 34,5	0,00	0,00
69 - 15	0,00	0,00
34,5 - 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras até 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores até 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Alimentadores	0,00	0,00
Quantidade de Reguladores de Tensão	0,00	0,00
Quantidade de TPs	0,00	0,00
Quantidade de TCs	0,00	0,00
Quantidade de Capacitores	0,00	0,00
Bancos de Capacitores	0,00	0,00
Células Capacitivas	0,00	0,00
<i>Abrigada com como maior nível de tensão abaixo de 230 kV</i>		
Quantidade de Subestações	0,00	0,00
Quantidade de Subestações com Isolação a SF6	0,00	0,00
Quantidade de Pára-Raio de Entrada	0,00	0,00
Quantidade de Transformadores	0,00	0,00

(Fls. 8 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

138 - 69	0,00	0,00
138 - 34,5	0,00	0,00
138 - 15	0,00	0,00
69 - 34,5	0,00	0,00
69 - 15	0,00	0,00
34,5 - 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras acima de 69 kV e abaixo de 230 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Chaves Seccionadoras até 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores acima de 69 kV e abaixo de 230 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores acima de 15 kV e abaixo de 69 kV	0,00	0,00
Quantidade de Disjuntores até 15 kV	0,00	0,00
Quantidade de Alimentadores	0,00	0,00
Quantidade de Reguladores de Tensão	0,00	0,00
Quantidade de TPs	0,00	0,00
Quantidade de TCs	0,00	0,00
Quantidade de Capacitores	0,00	0,00
Bancos de Capacitores	0,00	0,00
Células Capacitivas	0,00	0,00

APÊNDICE II
DADOS DE CONSUMIDORES

CONSUMIDORES ALOCADOS NO MEIO URBANO								
Classe de Consumo	A1-UAT	A2-AT	A3-AT	A3a-MT	A4-MT	AS-BT	B-BT	TOTAL
Residencial	-	-	-	-	4	-	637.235	637.239
Monofásico	-	-	-	-	-	-	618.240	618.240
Bifásico	-	-	-	-	-	-	-	-
Trifásico	-	-	-	-	4	-	18.995	18.999
Industrial	-	-	3	12	224	-	3.436	3.675
Monofásico	-	-	-	-	-	-	545	545
Bifásico	-	-	-	-	-	-	-	-
Trifásico	-	-	3	12	224	-	2.891	3.130
Comercial	-	-	-	1	524	-	62.716	63.241
Monofásico	-	-	-	-	-	-	48.154	48.154
Bifásico	-	-	-	-	-	-	-	-
Trifásico	-	-	-	1	524	-	14.562	15.087
Rural	-	-	-	-	70	-	10.204	10.274
Monofásico	-	-	-	-	-	-	7.244	7.244
Bifásico	-	-	-	-	-	-	-	-
Trifásico	-	-	-	-	70	-	2.960	3.030
Poder Público	-	-	-	-	231	-	9.962	10.193
Monofásico	-	-	-	-	-	-	6.292	6.292
Bifásico	-	-	-	-	-	-	-	-
Trifásico	-	-	-	-	231	-	3.670	3.901
Iluminação Pública	-	-	-	-	-	-	760	760
Serviço Público	-	-	1	-	52	-	1.407	1.460
Monofásico	-	-	-	-	-	-	665	665
Bifásico	-	-	-	-	-	-	-	-
Trifásico	-	-	1	-	52	-	742	795
Consumo Próprio	-	-	-	-	6	-	137	143
Total	-	-	4	13	1.111	-	725.857	726.985

(Fls. 2 do Anexo I – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

CONSUMIDORES ALOCADOS NO MEIO RURAL								
Classe de Consumo	A1-UAT	A2-AT	A3-AT	A3a-MT	A4-MT	AS-BT	B-BT	TOTAL
Residencial	-	-	-	-	-	-	97.337	97.337
Monofásico	-	-	-	-	-	-	94.295	94.295
Bifásico	-	-	-	-	-	-	-	-
Trifásico	-	-	-	-	-	-	3.042	3.042
Industrial	-	-	-	-	-	-	367	367
Monofásico	-	-	-	-	-	-	55	55
Bifásico	-	-	-	-	-	-	-	-
Trifásico	-	-	-	-	-	-	312	312
Comercial	-	-	-	-	-	-	3.895	3.895
Monofásico	-	-	-	-	-	-	2.974	2.974
Bifásico	-	-	-	-	-	-	-	-
Trifásico	-	-	-	-	-	-	921	921
Rural	-	-	-	1	-	-	16.315	16.316
Monofásico	-	-	-	-	-	-	10.410	10.410
Bifásico	-	-	-	-	-	-	-	-
Trifásico	-	-	-	1	-	-	5.905	5.906
Poder Público	-	-	-	-	-	-	2.884	2.884
Monofásico	-	-	-	-	-	-	1.721	1.721
Bifásico	-	-	-	-	-	-	-	-
Trifásico	-	-	-	-	-	-	1.163	1.163
Iluminação Pública	-	-	-	-	-	-	43	43
Serviço Público	-	-	-	-	-	-	928	928
Monofásico	-	-	-	-	-	-	347	347
Bifásico	-	-	-	-	-	-	-	-
Trifásico	-	-	-	-	-	-	581	581
Consumo Próprio	-	-	-	-	-	-	8	8
Total	-	-	-	1	-	-	121.777	121.778

ANEXO II

Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL
Brasília, 21 de agosto de 2009

DETERMINAÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA DA CEPISA

(Fls. 2 do Anexo II – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/082009).

ANEXO II da Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL

Em 21 de agosto de 2009.

Processo nº 48500.004341/2006-63

Assunto: Determinação da base de remuneração regulatória da CEPISA para fins da segunda revisão tarifária periódica.

I. DO OBJETIVO

Apresenta-se neste anexo os valores informados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF) para a Base de Remuneração definitiva, validada pela SFF, referência Memorando nº 1188/2009-SFF/ANEEL, de 07/08/2009.

II. DA ANÁLISE

Considerando a etapa da Proposta Final para o processo de Revisão Tarifária Periódica da Companhia Energética do Piauí - CEPISA, a Base de Remuneração definitiva, validada pela SFF apresenta os seguintes valores:

- a) O valor do Ativo Imobilizado em Serviço – AIS referente às Atividades de Distribuição deduzido dos valores de Servidões, Terrenos, Bens Administrativos, Veículos, Móveis e Utensílios, Bens Totalmente Depreciados e Obrigações Especiais (sendo esta no valor de **R\$ 180.993.470,21**), sobre o qual deve ser calculada a Quota de Depreciação, é de **R\$ 672.040.188,21**;
- b) A Base de Remuneração Líquida de Distribuição definitiva é de **R\$ 340.651.094,51**;
- c) A Taxa de Depreciação média é de **4,45%**;
- d) A Quota Anual de Depreciação média (Quota de Reintegração Regulatória) é de **R\$29.905.788,38**;

2. Ressalte-se que compõem os valores acima os ativos adquiridos pela Concessionária para atendimento ao PROGRAMA LUZ PARA TODOS conforme a seguir:

Recursos	Valores Brutos (R\$)	Valores Líquidos (R\$)
Recursos Próprios	6.261.163,46	5.974.211,42
Estado	0,00	0,00

(Fls. 3 do Anexo II – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/082009).

CDE	136.736.052,35	130.469.375,28
RGR	21.755.560,20	20.758.492,73
Total	164.752.776,01	157.202.079,43

Descrição	Valores
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	1.201.473.966,08
(2) Índice de Aproveitamento Integral	5.456.535,86
(3) Obrigações Especiais	180.993.470,11
(4) Bens Totalmente Depreciados	342.983.771,90
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	672.040.188,21
(6) Depreciação Acumulada	682.488.605,68
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	518.985.360,40
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	3.551.950,72
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	515.433.409,68
(10) Almoxarifado em Operação	4.245.175,40
(11) Ativo Diferido	0,00
(12) Terrenos e Servidões	1.965.979,54
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(3)+(10)+(11)+(12)	340.651.094,51
(14) Base de Remuneração Bruta - RGR/PLPT	21.755.560,20
(15) Depreciação Acumulada - RGR/PLPT	997.067,47
(16) Base de Remuneração Líquida - RGR/PLPT	20.758.492,73
(17) Taxa de Depreciação	4,45%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (17) * (6)	29.905.788,38

(Fls. 4 do Anexo II – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/082009).

DADOS GERAIS	
CONCESSIONÁRIA	CEPISA
DATA-BASE DE AVALIAÇÃO - 1º CICLO	31/3/2005
DATA-BASE DE AVALIAÇÃO - 2º CICLO	28/2/2009
DATA DA REVISÃO	28/8/2009
DATA-BASE DE ATUALIZAÇÃO	31/7/2009

RESUMO BASE BLINDADA					
Descrição	Valor Novo de Reposição (VNR)	Valor da depreciação	Valor de Mercado em Uso (VMU)	Índice de aproveitamento	Valor Base de Remuneração (VBR)
Base Blindada (Ativo Imobilizado em Serviço Total) - Valores avaliados no 1º Ciclo	845.560.232,49	517.480.489,43	328.079.743,06		
Baixas ocorridas na Base Blindada - Valores Avaliados no 1º Ciclo	61.488.411,38	29.475.552,30	32.012.859,08		
Base Blindada excluindo baixas ocorridas - Valores Avaliados no 1º Ciclo	784.071.821,10	488.004.937,13	296.066.883,97		
Valores da Atualização da Base Blindada excluindo baixas pelo IGPM	175.626.220,17	109.309.453,83	66.316.766,33		
Base Blindada atualizada	959.698.041,27	597.314.390,96	362.383.650,31		
Quota de depreciação da Base Blindada entre ciclos		91.534.950,05			
Base Blindada	959.698.041,27	688.849.341,01	270.848.700,26	6.269,187,03	264.579,513,22
Ajustes realizados na Base Blindada	(2.393.503,04)	6.230.210,00	(8.623.713,04)	(1.372,253,47)	(7.251.459,57)
Base Blindada Ajustada Final	957.304.538,23	695.079.551,01	262.224.987,22	4.896,933,56	257.328,053,65

RESUMO BASE INCREMENTAL					
Descrição	Valor Novo de Reposição (VNR)	Valor da depreciação	Valor de Mercado em Uso (VMU)	Índice de aproveitamento	Valor Base de Remuneração (VBR)
Valores apresentados no laudo	278.290.877,41	13.628.944,84	264.287.908,51	367,387,04	264.287.908,51
Valor dos ajustes realizados	(16.835.201,45)	(1.254.761,04)	(15.206.416,35)	(30,071,94)	(15.543.731,45)
Base Incremental Ajustada Final	261.455.675,96	12.374.183,80	249.081.492,16	337,315,10	248.744.177,06
BASE TOTAL AJUSTADA (Ativo Imobilizado em Serviço)	1.218.760.214,19	707.453.734,82	511.306.479,37	5.294,248,66	506.072,230,71
Almoxarifado de operação					4.245,175,40
Ativo diferido					0,00
Obrigações Especiais					159.057,829,93
TOTAL BASE DE REMUNERAÇÃO					351.259,576,18

(Fls. 5 do Anexo II – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/082009).

MOVIMENTAÇÃO E ATUALIZAÇÃO DO LAUDO APRESENTADO PARA A DATA-BASE DE 31/07/2009					
Descrição	Valor	Valor da depreciação		Índice de aproveitamento	
Adições Estimadas Atualização do período de 01/03/2009 a 31/05/2009	18.730.080,91	948.465,8			
Baixas ocorridas no período de 01/03/2009 a 31/05/2009	5.342.170,93	1.883.416,50			
Valor da atualização do laudo ajustado para 31/07/2009	(1.173.569,63)	(7.282.292,55)		(58,65654)	
Quota da depreciação do período de 01/03/2009 a 31/05/2009.		5.267.952,18			

MEMÓRIA DE CÁLCULO PARA DETERMINAÇÃO DO VALOR DA BASE DE REMUNERAÇÃO A SER CONSIDERADO (VALOR LÍQUIDO)					
Descrição	Valor Novo de Reposição (VNR)	Valor da depreciação	Valor de Mercado em Uso (VMU)	Índice de aproveitamento	Valor Base de Remuneração (VBR)
Valor Final incluindo movimentação - Data-base 31/07/2009	1.230.974.554,54	703.650.188,53	527.324.366,01	5,17559212	522.148.773,89
Exclusão das contas contábeis e atividades de adm. referentes a Emp. de Referência	27.534.608,92	21.161.582,85	6.373.026,07	1,62364140	4.749.384,67
Valor Final do A.I.S. com exclusão de itens da Empresa de Referência - data-base: 31/07/2009	1.203.439.945,62	682.488.605,68	520.951.339,94	3,55195072	517.399.389,22
Almoxarifado de operação					4.245.175,40
Ativo diferido					0,00
Obrigações Especiais					180.993.470,11
Valor final da Base de Remuneração (Valor líquido)					340.651.094,51

DETERMINAÇÃO DO VALOR NOVO DE REPOSIÇÃO (VALOR BRUTO)	
Descrição	Valor Novo de Reposição (VNR)
Valor Final com exclusão de itens da Empresa de Referência (A)	1.203.439.945,62
Valor do Índice de Aproveitamento (B)	5.456.535,86
Valor referente as contas contábeis que não são depreciadas (serviços e terrenos) (C)	1.965.979,54
Obrigações Especiais (D)	180.993.470,11
Valor novo de reposição de bens 100% depreciados (E)	342.983.771,90
Valor Bruto final (A - B - C - D - E)	672.040.188,21

OUTROS DADOS	
Descrição	Valor
Taxa de Depreciação	4,45
Quota de Reintegração Regulatória	29.905.788,38

ANEXO III

Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL
Brasília, 21 de agosto de 2009

METODOLOGIA E CÁLCULO DO FATOR X

Anexo III – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

ANEXO II – Nota Técnica nº 292/2009–SRE/ANEEL

Em 21 de agosto de 2009.

Processo nº 48500.004341/2006-63

Assunto: Metodologia e cálculo do Fator X da CEPISA.

I. DO OBJETIVO

O objetivo deste Anexo é apresentar a metodologia, os critérios gerais adotados e os cálculos para determinação do Fator X da CEPISA referente à segunda revisão tarifária periódica.

II. INTRODUÇÃO

2. A regulação econômica necessita de instrumentos que lhe propiciem criar as condições adequadas para o aumento da eficiência econômica e do fornecimento dos serviços a preços e qualidade compatíveis com as exigências do consumidor, garantindo um retorno justo ao investidor. Sob essas condições, o agente regulador deve induzir o agente regulado a buscar acréscimos de eficiência, via redução dos custos, dentro de cada período regulatório, tal que esses possam ser apropriados pela empresa antes que sejam transferidos, no todo ou em parte, aos consumidores através da redução nas tarifas. O horizonte em que esses ganhos poderão ser acumulados está definido contratualmente, sendo que quanto menor o período revisional, menores serão os ganhos esperados e, conseqüentemente, menores serão os incentivos à busca de maior eficiência.

3. Os mecanismos de compartilhamento desses ganhos de eficiência estão previstos nos contratos de concessão e resultam do reposicionamento tarifário e da determinação do Fator X. Pelo reposicionamento, parte ou todo o ganho de eficiência auferido, no período revisório anterior, é transferido para o consumidor por meio da redução das tarifas. Na determinação do Fator X, que requer da concessionária esforços adicionais na busca de maior eficiência, o compartilhamento ocorre de forma parcelada, por ocasião dos reajustes tarifários anuais.

4. Conforme a Resolução ANEEL nº 234, de 31 de outubro de 2006, o Fator X é composto das parcelas Xa e Xe. A parcela Xa reflete a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA), do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, sobre a parcela mão-de-obra dos custos operacionais da concessionária. Já a parcela Xe reflete a expectativa de ganho de produtividade decorrente da mudança na escala do negócio, por incremento do consumo de energia elétrica na área atendida, tanto por maior consumo dos consumidores existentes, como pela incorporação de novos consumidores, no período entre revisões tarifárias.

(Fls. 2 do Apêndice do Anexo III – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

5. Levando-se em conta que no reposicionamento tarifário está sendo utilizado o conceito de Empresa de Referência (ER), presume-se que toda a eficiência refletida pelo Fator Xe esteja associada aos ganhos de escala que uma distribuidora de energia elétrica possa obter ao satisfazer uma maior demanda, com custos iguais ou menores do que aqueles reconhecidos pela ER no momento do reposicionamento tarifário. Além disso, o Fator Xe contempla também o impacto que os investimentos associados ao aumento de demanda provocam sobre a base de remuneração.

III. METODOLOGIA DE CÁLCULO DO COMPONENTE Xe

6. O cálculo do componente Xe é realizado pelo método de Fluxo de Caixa Descontado - FCD, do tipo *forward looking*, tem por objetivo valorar as receitas e despesas futuras da concessionária, dado um determinado crescimento de mercado. De acordo com esse método, o componente Xe é aquele que iguala a taxa interna de retorno do fluxo de caixa regulatório da concessionária no período tarifário ao custo de capital regulatório (WACC).

7. As equações que explicam como o fluxo de caixa dos ativos afeta a rentabilidade da concessionária de distribuição no período tarifário são:

$$\sum_{i=1}^N \frac{RO_i \cdot (1 - X_e)^{(i-1)}}{(1 + r_{WACC})^i} = \sum_{i=1}^N \frac{RBC_i + D_i + O\&M_i}{(1 + r_{WACC})^i} \quad (1)$$

$$RBC_i = \frac{A_{i-1} * r_{WACC}}{(1 - T)} \quad (2)$$

$$RO_i = P_0 * Q_i \quad (3)$$

onde:

RBC_i: remuneração bruta de capital no ano *i*;

D_i: Quota de Reintegração Regulatória;

P₀: tarifa média em R\$/MWh no ano-teste;

Q_i: volume total de energia em MWh no ano *i*.

r_{WACC}: WACC depois de impostos

T: tributos.

8. A fórmula (1) apresentada acima é bastante intuitiva, sendo que o lado esquerdo da equação corresponde ao valor presente das receitas esperadas ao longo de todo o período tarifário e o lado direito corresponde ao valor presente dos custos, ou seja, à parcela B.

9. Para se utilizar a metodologia de FCD, através da equação (6), é necessário estimar, para o período tarifário, as seguintes variáveis: receita; custos operacionais; investimentos; e base de remuneração.

(Fls. 3 do Apêndice do Anexo III – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

IV. DEFINIÇÃO DAS VARIÁVEIS DO FCD

10. Para determinar o Fator X, constrói-se um fluxo de caixa com base nas projeções de demanda, investimentos e custos operacionais eficientes, as quais são determinadas conforme os procedimentos descritos a seguir.

IV.1 – Receita

11. A receita tarifária é determinada a partir do mercado de energia elétrica projetado, desagregado por classe de consumo, para o período tarifário e pela tarifa calculada pela divisão entre a Parcela B da classe de consumo, definida na revisão tarifária periódica, e o respectivo mercado de energia do Ano-Teste. Nos anos seguintes a esse período, tal tarifa será modificada com a inclusão do componente Xe com o propósito de refletir os ganhos de escala estimados.

12. Para a definição do mercado de energia, são utilizadas as projeções informadas pelas concessionárias e consolidadas após análises realizadas pela Superintendência de Regulação Econômica - SRE/ANEEL, a fim de verificar se guardam coerência com os valores históricos do mercado da concessionária e a expectativa futura.

13. A forma de análise realizada pela ANEEL da projeção de mercado informada pela empresa será feita, principalmente, por meio da observação dos seguintes quesitos:

- a) Consistência das premissas utilizadas;
- b) Consistência dos dados de entrada;
- c) Consistência das projeções com os dados históricos;
- d) Consistência entre os dados agregados e desagregados;
- e) Energia contratada para o ano-teste;
- f) Comparação com projeções realizadas a partir de outras metodologias.

14. A ANEEL realiza a comparação entre as projeções enviadas pela empresa e projeções próprias, que serão obtidas a partir da metodologia de “séries de tempo”. Na formulação destes modelos, as séries são decompostas de forma estilizada em ciclos, tendências, sazonalidades e irregularidades, que se repetem no tempo, de forma que esses componentes possam ser extrapolados no futuro, ou seja:

$$\text{Série de consumo energia (MWh)} = \text{ciclos} + \text{tendências} + \text{sazonalidades} + \text{irregularidades} \quad (4)$$

15. Na prática, a metodologia consiste na estimação de uma equação estocástica em diferenças e na posterior utilização desta equação na projeção das observações futuras. Na sua forma mais geral, a equação estimada expressa a variável dependente em função de suas próprias defasagens, de valores de outras variáveis (variáveis explicativas), de fatores não observáveis e de um termo de erro aleatório.

16. O detalhamento da metodologia utilizada pela ANEEL é descrito na Nota Técnica n.º 292/2008-SRE/ANEEL, de 25 de setembro de 2008.

(Fls. 4 do Apêndice do Anexo III – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

IV.2 – Custos Operacionais

17. Os custos de operação, manutenção, administração e gestão comercial são projetados para o período tarifário com base nos custos da Empresa de Referência, referenciados à data do reposicionamento tarifário. Para cada um desses grupos de custo, estima-se o custo futuro relativo às parcelas de pessoal, material e serviços.

18. Os custos são projetados de acordo com a estimativa da quantidade de consumidores, do mercado (MWh) e do número de empregados, o qual considera a previsão da quantidade de consumidores e o índice de produtividade da Empresa de Referência.

19. Supõe-se então que todos os custos de gestão comercial (CO^C_P e CO^C_{MS}) e os custos de pessoal na operação e manutenção ($CO^{O\&M}_P$) crescem na mesma proporção que o número de clientes (C). Além do mais, assume-se que os demais gastos em operação e manutenção ($CO^{O\&M}_{MS}$) crescem na mesma proporção do mercado de energia (Q), enquanto os demais gastos em administração (CO^A) são mantidos constantes ao longo do período tarifário. As equações abaixo descrevem essas condições.

$$\begin{aligned}CO_t^{O\&M} &= \frac{Q_t}{Q_0} \cdot CO_{MS,0}^{O\&M} + \frac{C_t}{C_0} \cdot CO_{P,0}^{O\&M} \\CO_t^C &= \frac{C_t}{C_0} \cdot CO_0^C \\CO_t^A &= CO_0^A\end{aligned}\tag{4}$$

20. Para estimar a quantidade futura de consumidores de cada concessionária, é utilizado um modelo de tendência histórica, baseado em informação histórica da quantidade de clientes, discriminados por classe de consumo, para o período mais longo disponível.

IV.3. Perdas de Receitas Irrecuperáveis

21. É estimada na proporção de 0,90% da receita anual da distribuidora de energia.

IV.4. Depreciação

22. É a depreciação dos ativos físicos correspondentes às instalações de distribuição que formam a base de remuneração da concessionária. A taxa média de depreciação é aquela estabelecida pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL, conforme Anexo II da Nota Técnica nº 060/2009-SRE/ANEEL, de 11 de fevereiro de 2009.

IV. 5 – Impostos

23. Para o Imposto de Renda e a Contribuição Social sobre o Lucro líquido (CSLL), é considerada a alíquota de 34% (25% e 9%, respectivamente).

IV.6 – Investimentos

(Fls. 5 do Apêndice do Anexo III – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

24. Os investimentos em redes elétricas, a serem adotados no fluxo de caixa do componente Xe, tanto para baixa e média tensão quanto para alta tensão, representam o montante de investimento global a ser considerado regulatoriamente.

25. As projeções devem incluir os seguintes investimentos:

- i. Em expansão do sistema, para atender o crescimento do mercado devido à incorporação de novos consumidores e ao aumento de carga dos consumidores existentes;
- ii. Para melhoria do sistema;
- iii. Em renovação para substituição dos ativos totalmente depreciados;
- iv. Necessários à incorporação de redes particulares e respectiva reforma dessas redes;
- v. Em combate às perdas técnicas e não técnicas de energia.

26. Os investimentos necessários são exclusivamente aqueles em instalações de distribuição, já que os investimentos relacionados à gestão comercial, administração, e outros, como veículos, software, etc., são reconhecidos nos custos da “Empresa de Referência”. Além disso, não deverão ser considerados os investimentos previstos no Programa Luz Para Todos, uma vez que esses investimentos possuem tratamento específico nos reajustes tarifários, conforme definido na Resolução Normativa n.º 294/2007, de 11 de dezembro de 2007.

27. Os investimentos em redes elétricas, adotados no fluxo de caixa do componente Xe, para baixa, média e alta tensão, representam o montante de investimento global a ser considerado e deverão ser aqueles propostos pela concessionária, devendo ser distribuído uniformemente no fluxo de caixa.

28. A avaliação da projeção dos investimentos será feita *a posteriori*, conforme o mecanismo definido na Resolução Normativa n.º 234/2006. No momento da revisão tarifária, a ANEEL deverá apenas avaliar o montante global sob o ponto de vista do impacto tarifário, sendo que as projeções de investimentos consideradas não poderão resultar em um valor de Fator X negativo.

29. Caso os investimentos propostos resultem em Fator X negativo, os investimentos globais deverão ser ajustados de forma a considerar um Fator X igual a zero.

30. Na próxima revisão tarifária da empresa, deverão ser levantados os investimentos efetivamente realizados pela distribuidora. Serão considerados os investimentos realizados com base nos registros contábeis, deflacionados pelo IGPM, mês a mês, para a data-base da revisão tarifária anterior. Para tanto, serão consideradas as informações contábeis das obras energizadas, encerradas e unitizadas até o último mês contábil fechado com o respectivo Balancete Mensal Padronizado - BMP, conforme planilha modelo a ser disponibilizada pela ANEEL. Ressalta-se que deverão ser expurgados os investimentos referentes ao Programa Luz Para Todos, dado que os mesmos não compõem as projeções de investimentos.

31. Será feito então o recálculo do Fator X, mantendo todos os parâmetros constantes, substituindo-se apenas os valores de investimento. O montante global de investimentos realizados, trazidos à data da revisão anterior (2º ciclo) será distribuído uniformemente no fluxo de caixa.

32. O recálculo do Fator X, de acordo com as condições anteriores, resultará em um diferencial de X (ΔX):

$$\Delta X = X_1 - X_0 \quad (5)$$

(Fls. 6 do Apêndice do Anexo III – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

onde:

X_0 : X definido na revisão anterior (2º ciclo);

X_1 : X recalculado.

33. Uma vez calculado o ΔX , o mesmo deverá ser aplicado como redutor da Parcela B, calculada na próxima revisão, aplicando-se o multiplicador de acordo com o período tarifário da empresa, conforme abaixo:

$$VPB' = VPB * (1 - m * \Delta X) \quad (6)$$

$$m = \frac{\sum_{i=0}^n [(1 + r_{WACC})^{n-i} \cdot i]}{n} \quad (7)$$

onde:

VPB : total da parcela B calculada no 3º ciclo;

VPB' : valor final da parcela B no 3º ciclo;

m : multiplicador;

n : número de anos do período tarifário da concessionária (3, 4 ou 5 anos);

r_{WACC} é o custo médio ponderado de capital.

34. Para o cálculo do multiplicador m , considera-se o custo médio ponderado de capital (r_{WACC}) de 9,95% a.a. em termos reais (Nota Técnica n.º 068/2007-SRE/ANEEL, de 21 de março de 2007), resultando nos seguintes valores: $m = 1,13$; para $n = 3$ anos; $m = 1,76$; para $n = 4$ anos; e $m = 2,43$; para $n = 5$ anos.

IV.7 – Capital de Giro

35. Para o capital de giro, adota-se como critério regulatório um valor igual aos 5% do montante da Parcela B sem impostos.

IV.8 – Base de Remuneração Regulatória

36. A base de remuneração regulatória considerada é o valor dos ativos físicos da concessionária, livre de depreciação, descontados todos os ativos que estão incluídos nos custos operacionais da ER, mais o capital de giro estimado. O valor residual é estimado somando ao valor dos ativos no início, os investimentos líquidos de depreciações adicionando, além disso, o capital de giro estimado do ano.

IV.9 – Custo de Capital (WACC)¹

37. O custo do capital considerado foi de 9,95%, definido pela ANEEL, e que é válido para todo o segmento de distribuição de energia elétrica no Brasil.

¹ Sobre a metodologia e os cálculos relativos ao custo de capital, ver a Nota Técnica nº 68/2006-SRE/ANEEL, de 21 de março de 2007 e a Resolução Normativa nº 259, de 27 de março de 2006, disponibilizadas no *site* da ANEEL.

(Fls. 7 do Apêndice do Anexo III – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

V. CÁLCULO DO FATOR X

38. Com base nos valores obtidos para as variáveis do cálculo do componente Xe, apresenta-se o Fluxo de Caixa da concessionária. Para que a rentabilidade estabelecida regulatoriamente seja alcançada, a receita da distribuidora será ajustada, mediante a subtração do componente Xe para os anos em que serão realizados os reajustes tarifários anuais.

39. Diante das análises apresentadas, o componente Xe da CEPISA referente à segunda revisão tarifária periódica é de 0,00%. O Fluxo de Caixa ajustado pelo Fator X é apresentado na tabela seguinte.

I. FLUXO DE RECEITAS

Fator X		0,00%			
TARIFAS MÉDIAS (Reais/MWh)					
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	
Residencial	125,68	125,68	125,68	125,68	
Industrial	125,68	125,68	125,68	125,68	
Comercial	125,68	125,68	125,68	125,68	
Rural	125,68	125,68	125,68	125,68	
Denuais	125,68	125,68	125,68	125,68	
MERCADO (MWh)					
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	
Residencial	816.316	857.730	900.022	944.235	
Industrial	253.729	259.200	27.2320	286.475	
Comercial	397.684	4.185.08	44.104.6	464.933	
Rural	9.144.8	94.387	982.26	102.560	
Denuais	537.769	565.13	595.887	627.627	
Total	2.096.946	2.195.338	2.307.501	2.425.829	
RECEITA (R\$)					
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	
Residencial	102.896.189	107.801.108	113.116.506	118.673.222	
Industrial	31.889.143	32.576.757	34.225.704	36.004.669	
Comercial	49.981.673	52.598.896	55.431.498	58.433.690	
Rural	11.493.361	11.862.799	12.345.279	12.889.982	
Denuais	67.587.849	71.074.727	74.892.206	78.881.352	
Total da Receita	263.548.213	275.914.288	290.011.193	304.882.914	

II. CUSTOS OPERACIONAIS

CONSUMIDORES		Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Número de Unidades Consumidoras		848.763	869.982	891.732	914.025	936.876
CUSTOS OPERACIONAIS						
Custos de Q&M	Pessoal	42.343.902	43.402.499	44.487.562	45.599.751	
	Material e Serviços	23.288.581	24.381.316	25.626.997	26.941.144	
Custos de Gestão Comercial	Pessoal	24.751.033	25.369.809	26.004.054	26.654.156	
	Material e Serviços	19.468.416	19.955.126	20.454.005	20.965.355	
Custos de Administração	Pessoal	45.671.279	45.671.279	45.671.279	45.671.279	
	Material e Serviços	21.146.524	21.146.524	21.146.524	21.146.524	
TOTAL		176.669.734	179.926.553	183.390.419	186.978.208	

III. INVESTIMENTOS

INVESTIMENTOS	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Total
Total Considerado	65.556.127	65.556.127	65.556.127	65.556.127	262.224.509
Total Projetado					291.924.129

(Fls. 8 do Apêndice do Anexo III – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

IV. FLUXO DE DESPESAS

BASE DE REMUNERAÇÃO		Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4
1. Capital de Giro	13.177.411	13.177.411	13.795.714	14.500.560	15.244.146
2. AIS Bruto de Distribuição	1.174.261.870	1.239.817.997	1.305.374.124	1.370.930.252	1.436.486.379
3. Bens Totalmente Depreciados	342.983.772	342.983.772	342.983.772	342.983.772	342.983.772
4. Depreciação Acumulada	(679.586.953)	(716.578.828)	(756.487.951)	(799.314.322)	(845.057.940)
4.1. Depreciação no ano		(36.991.875)	(39.909.123)	(42.826.371)	(45.743.618)
5. Saldo Bruto das Obrigações Especiais	(180.993.470)	(180.993.470)	(180.993.470)	(180.993.470)	(180.993.470)
5.1. Amortização no ano		8.054.209	8.054.209	8.054.209	8.054.209
5.2. Amortização acumulada		8.054.209	16.108.419	24.162.628	32.216.838
5.3. Saldo líquido das obrigações especiais	(180.993.470)	(172.939.261)	(164.885.051)	(156.830.842)	(148.776.632)
6. Terrenos e Servidões	1.965.980	1.965.980	1.965.980	1.965.980	1.965.980
7. Almojarifado e Ativo Diferido	4.245.175	4.245.175	4.245.175	4.245.175	4.245.175
8. Base de Remuneração Líquida	333.070.012	369.688.474	404.007.991	435.496.802	464.107.106
9. AIS Bruto de Distribuição - RGR/PLPT	21.755.560	21.755.560	21.755.560	21.755.560	21.755.560
9.1. Depreciação acumulada	(997.067)	(1.965.190)	(2.933.312)	(3.901.435)	(4.869.557)
9.2. Depreciação no ano		(968.122)	(968.122)	(968.122)	(968.122)
10. Base de Remuneração Líquida - RGR/PLPT	20.758.493	19.790.370	18.822.248	17.854.125	16.886.003
11. Base de Remuneração Líquida Total	353.828.505	389.478.844	422.830.239	453.350.928	480.993.109

FLUXO DE DESPESAS	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4
1. Custos Operacionais	176.669.734	179.926.553	183.390.419	186.978.208
2. Receitas Irrecuperáveis	7.351.487	7.696.430	8.089.653	8.504.489
3. Quota de Reintegração Regulatória	29.905.788	32.823.036	35.740.284	38.657.531
4. Remuneração Bruta do Capital	50.212.828	55.733.338	60.907.265	65.654.442
5. Remuneração do Capital - RGR/PLPT	1.394.971	1.329.913	1.264.855	1.199.797
Total da Parcela B	265.534.808	277.509.270	289.392.476	300.994.467

VPL do Fluxo de Receita	894.739.290
VPL do Fluxo de Despesa	894.739.290
Diferença	0,00
Fator X	0,00%

APÊNDICE

A seguir, os resultados dos modelos usados para projeção do mercado da empresa, todos rodados no programa EViews 6.0, à exceção do mercado industrial, para o qual se usou o modelo estrutural via programa STAMP 4.0.

1) Residencial

Dependent Variable: D(RES)
Method: Least Squares
Date: 05/06/09 Time: 10:02
Sample (adjusted): 2003M01 2009M02
Included observations: 74 after adjustments
Convergence achieved after 52 iterations
MA Backcast: 2001M12 2002M12

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
AR(12)	1.034203	0.032793	31.53726	0.0000
MA(1)	-0.655792	0.098706	-6.643864	0.0000
SMA(12)	-0.871842	0.030247	-28.82424	0.0000
R-squared	0.723514	Mean dependent var		136.8057
Adjusted R-squared	0.715726	S.D. dependent var		3016.166
S.E. of regression	1608.140	Akaike info criterion		17.64324
Sum squared resid	1.84E+08	Schwarz criterion		17.73665
Log likelihood	-649.7999	Hannan-Quinn criter.		17.68050
Durbin-Watson stat	2.010029			

2) Industrial

Equation 1.

ind = Trend + Trigo seasonal + Expl vars + Interv + Irregular

Estimation report

Model with 4 parameters (2 restrictions).

Parameter estimation sample is 1992. 5 - 2009. 5. (T = 205).

Log-likelihood kernel is -6.225685.

Very strong convergence in 9 iterations.

(likelihood cvg 3.393966e-013

gradient cvg 4.178879e-008

parameter cvg 5.018732e-006)

Eq 1 : Estimated variances of disturbances.

Component	ind (q-ratio)
Irr	3.4875e+005 (1.0000)
Lvl	13335. (0.0382)

(Fls. 2 do Apêndice do Anexo III – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

Slp 49.393 (0.0001)
Sea 0.00000 (0.0000)

Eq 1 : Estimated standard deviations of disturbances.

Component ind (q-ratio)
lrr 590.55 (1.0000)
Lvl 115.48 (0.1955)
Slp 7.0280 (0.0119)
Sea 0.00000 (0.0000)

Eq 1 : Transformed parameters.

Parameter	Value	Score	Approx s.e.
s.d._lrr	'conc'		
s.d._Lvl	-1.63197359	-0.00000004	0.09789507
s.d._Slp	-4.43115255	-0.00000004	0.12658096
s.d._Sea	'zero'		

Eq 1 : Estimated coefficients of final state vector.

Variable	Coefficient	R.m.s.e.	t-value
Lvl	15067.	2845.0	5.296 [0.0000]
Slp	76.997	35.741	2.1543 [0.0325]
Sea_1	-260.58	97.250	-2.6795 [0.0080]
Sea_2	369.14	86.877	4.249 [0.0000]
Sea_4	161.61	74.307	2.1749 [0.0309]
Sea_5	171.89	63.893	2.6903 [0.0078]
Sea_7	106.81	60.528	1.7647 [0.0792]
Sea_9	-140.01	69.742	-2.0075 [0.0461]

Eq 1 : Estimated coefficients of explanatory variables.

Variable	Coefficient	R.m.s.e.	t-value
ind_1	0.15293	0.057599	2.6551 [0.0086]
ind_2	0.15683	0.064483	2.4322 [0.0159]
ind_4	-0.19663	0.065388	-3.0072 [0.0030]
ind_6	-0.12528	0.065295	-1.9187 [0.0565]
pi MPI_8	0.0066240	0.0027684	2.3928 [0.0177]
pi MPI_9	-0.0069638	0.0027909	-2.4952 [0.0134]
pi MPI_4	0.0075198	0.0020719	3.6293 [0.0004]
lrr 1994. 8	3302.9	658.62	5.0148 [0.0000]
lrr 2003. 1	2463.0	655.22	3.7591 [0.0002]
lrr 2004. 9	1554.8	654.62	2.3752 [0.0185]
lrr 2007. 3	-1723.1	646.95	-2.6634 [0.0084]
lrr 2009. 4	-4532.5	684.75	-6.6192 [0.0000]

3) Comercial

Dependent Variable: COMER

(Fls. 3 do Apêndice do Anexo III – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

Method: Least Squares
 Date: 05/08/09 Time: 12:17
 Sample (adjusted): 1992M09 2009M02
 Included observations: 198 after adjustments
 Convergence achieved after 27 iterations
 White Heteroskedasticity-Consistent Standard Errors & Covariance
 MA Backcast: 1991M08 1992M08

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DUM0402	-2267.035	810.9056	-2.795683	0.0057
DUM0404	2124.112	398.8923	5.325027	0.0000
DUM0607	4245.428	1162.813	3.650998	0.0003
DUM0605	-1969.644	596.7242	-3.300762	0.0012
DUM9405	-1784.985	726.5566	-2.456774	0.0149
AR(1)	0.956548	0.024824	38.53386	0.0000
SAR(12)	1.054547	0.008197	128.6540	0.0000
MA(1)	-0.454462	0.126648	-3.588379	0.0004
SMA(12)	-0.914647	0.021050	-43.45040	0.0000
R-squared	0.974059	Mean dependent var		20727.75
Adjusted R-squared	0.972961	S.D. dependent var		6328.998
S.E. of regression	1040.703	Akaike info criterion		16.77757
Sum squared resid	2.05E+08	Schwarz criterion		16.92704
Log likelihood	-1651.979	Hannan-Quinn criter.		16.83807
Durbin-Watson stat	2.159415			

4) Rural

Dependent Variable: D(RURAL)
 Method: Least Squares
 Date: 05/18/09 Time: 14:46
 Sample (adjusted): 1992M09 2009M02
 Included observations: 198 after adjustments
 Convergence achieved after 39 iterations
 MA Backcast: 1991M09 1992M08

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
@SEAS(3)	992.5210	74.59169	13.30605	0.0000
@SEAS(4)	1102.989	65.67827	16.79383	0.0000
@SEAS(5)	1558.837	65.39412	23.83758	0.0000
@SEAS(6)	1802.566	66.86023	26.96021	0.0000
@SEAS(7)	2201.445	78.27164	28.12571	0.0000
@SEAS(8)	2416.881	67.04901	36.04648	0.0000
@SEAS(9)	2689.484	72.77830	36.95447	0.0000
@SEAS(10)	1535.407	73.12864	20.99597	0.0000
@SEAS(11)	1451.571	78.17627	18.56792	0.0000
C	-1276.914	36.08757	-35.38375	0.0000
DUM0110	-2230.316	415.4722	-5.368148	0.0000
DUM0111	2909.472	413.1698	7.041832	0.0000
DUM0201	-2029.113	369.9567	-5.484731	0.0000
DUM9311	-1034.165	476.1455	-2.171953	0.0312
DUM9411	1984.647	428.0380	4.636614	0.0000
DUM0107	-1052.676	413.8643	-2.543529	0.0118
DUM0212	1303.815	359.3398	3.628362	0.0004

(Fls. 4 do Apêndice do Anexo III – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

DUM0601	-705.6561	363.1862	-1.942960	0.0536
DUM0703	-1937.627	408.3801	-4.744666	0.0000
DUM9909	1296.802	404.8322	3.203308	0.0016
AR(12)	0.620883	0.067935	9.139428	0.0000
MA(12)	-0.914036	0.034046	-26.84691	0.0000
<hr/>				
R-squared	0.885327	Mean dependent var	7.600202	
Adjusted R-squared	0.871644	S.D. dependent var	1016.442	
S.E. of regression	364.1585	Akaike info criterion	14.73749	
Sum squared resid	23339606	Schwarz criterion	15.10286	
Log likelihood	-1437.012	Hannan-Quinn criter.	14.88538	
F-statistic	64.70454	Durbin-Watson stat	2.139928	
Prob(F-statistic)	0.000000			

ANEXO IV

Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL
Brasília, 21 de agosto de 2009

Nota Técnica 052/2009- SRD/ANEEL APURAÇÃO DAS PERDAS DE ENERGIA DA CEPISA

Fl. 2 da Nota Técnica nº 0052/2009–SRD/ANEEL, de 19/05/2009

Em 19 de maio de 2009.

Processo nº: 48554.000383/2008-00
Assunto: Determinação do montante de perdas na distribuição da Companhia Energética do Piauí - CEPISA.

I. DO OBJETIVO

Apresentar a avaliação das perdas na distribuição da CEPISA, no período base de janeiro a dezembro de 2008, para subsidiar a SRE no processo de revisão tarifária da distribuidora.

II. DOS FATOS

2. Em 15 de dezembro de 2008, com o objetivo de obter informações para o cálculo das perdas na distribuição da CEPISA, foi enviado à concessionária o Ofício n.º 406/2008-SRE/ANEEL, com as instruções para preenchimento das tabelas que são utilizadas na metodologia. Os dados foram solicitados para o período de dezembro de 2007 a novembro de 2008.

3. Em 08 de janeiro de 2009, a CEPISA solicitou, através da correspondência CT/DR – 001/2009, que a apuração dos dados para o cálculo das perdas seja correspondente ao ano civil de 2008. A SRD acatou a solicitação da distribuidora através do Ofício n.º 0009/2009-SRD/ANEEL, encaminhado em 13 de janeiro de 2009.

4. Em 27 de janeiro de 2009, a CEPISA, através da correspondência CTDR – 004/2009, enviou os dados solicitados no Ofício n.º 406/2008-SRE/ANEEL, com vista à realização do cálculo de perdas na distribuição da concessionária.

5. Após a análise dos dados enviados pela CEPISA, a SRD através do Ofício nº 0040/2009-SRD/ANEEL, de 10 de fevereiro de 2009, solicitou à distribuidora esclarecimentos adicionais quanto às informações prestadas.

Fl. 3 da Nota Técnica nº 0052/2009–SRD/ANEEL, de 19/05/2009

6. Em resposta ao Ofício nº 0040/2009-SRD/ANEEL, a CEPISA, através da correspondência CT/DR-015/2009, recebida 19 de fevereiro de 2009, esclareceu parte dos questionamentos da SRD e comprometeu-se a enviar as informações pendentes até 25 de fevereiro de 2009.

7. No dia 26 de fevereiro de 2009, foi encaminhada a correspondência CT/DR-014/2009 pela CEPISA, com as informações pendentes.

8. Após verificar que persistiam inconsistências nos novos dados informados pela concessionária, foi enviado em 03 de março de 2009 o Ofício nº 0065/2009-SRD/ANEEL, solicitando esclarecimentos adicionais quanto às informações prestadas.

9. Em 11 de março de 2009, foi encaminhada a correspondência CT/DR-020/2009 pela CEPISA com respostas aos últimos questionamentos realizados pela SRD.

10. No dia 23 de março de 2009, foi encaminhado através do Ofício nº 0082/2009-SRD/ANEEL para a CEPISA o banco de dados utilizado para o cálculo das perdas na distribuição da concessionária.

11. Em 22 de abril de 2009, a CEPISA enviou através da correspondência CT/DR-031/2009 manifestação formal à proposta preliminar da sua Revisão Tarifária Periódica.

III. DA ANÁLISE

III.I. Dos procedimentos de cálculo

12. O procedimento e metodologia para a apuração das perdas dos sistemas de distribuição e para a obtenção dos dados necessários para ao cálculo estão regulamentados no Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica - PRODIST.

13. A seguir, trata-se do cálculo propriamente dito, iniciando os comentários sobre as hipóteses básicas adotadas na construção do modelo, assim como as premissas de cálculo.

14. O modelo onde os dados serão inseridos considera três estágios de desagregação para o sistema em análise, a saber:

- 1) O primeiro estágio discrimina o sistema nos segmentos rede e transformação;
- 2) Cada um dos segmentos de rede é por sua vez dividido segundo os níveis de tensão dos grupos A1, A2, A3, A3a, A4 e B;
- 3) A transformação é dividida em grupos que são associados conforme a relação de transformação (AT/MT e MT/B).

Fl. 4 da Nota Técnica nº 0052/2009–SRD/ANEEL, de 19/05/2009

15. Os cálculos foram realizados com base nas informações prestadas pela distribuidora para o período base de janeiro a dezembro de 2008.

a) Redes A2 e A3

- As perdas técnicas nas redes de distribuição nos níveis de tensão correspondente aos subgrupos A2 e A3 foram avaliadas a partir dos valores declarados pela distribuidora.

b) Redes A3a, A4 e BT

- A temperatura de operação dos condutores elétricos adotada nos cálculos foi de 55°C;
- As redes de distribuição em média tensão (A3a e A4) foram adequadas a um modelo baseado no algoritmo “árvore cronológica de comprimento mínimo”, cuja tipologia é considerada dentro de uma área limitada a um setor circular. Para a modelagem da distribuição espacial da carga foi considerado um fator de densidade de carga σ em relação à distância da subestação r , de acordo com a expressão $d = d_0.r^\sigma$. O fator de densidade σ foi avaliado, rede a rede, a partir da distância equivalente de carga e do comprimento total da rede;
- A avaliação das perdas nas redes em média tensão não incorporou o efeito de desequilíbrio de correntes nas fases. Para a avaliação das perdas nas redes em baixa tensão foi considerado o efeito de desequilíbrio de correntes de fase, assimetria topológica da rede, coincidência na ponta e distribuição assimétrica das cargas com relação ao transformador;
- As redes de distribuição em baixa tensão que atendem às unidades consumidoras do grupo B foram agrupadas em tipologias, conforme dados fornecidos pela distribuidora. Para as redes trifásicas, a avaliação das perdas considerou uma distribuição uniforme de carga ao longo dos condutores e modelo de carga de corrente constante com relação à tensão.

c) Transformadores

- As perdas nos transformadores foram calculadas a partir dos valores estabelecidos de perdas em vazio e perdas no cobre. As perdas totais de potência foram calculadas a partir do valor declarado do fator de utilização;
- Para o fator de utilização dos transformadores de distribuição foi adotado o valor limite de 180 %.

Fl. 5 da Nota Técnica nº 0052/2009–SRD/ANEEL, de 19/05/2009

d) Ramais e Medidores

- Foi levada em consideração a diversidade da potência máxima de cada unidade consumidora com relação ao valor de ponta a montante dos ramais de ligação;
- Foi adotada uma perda por bobina de tensão dos equipamentos de medição das unidades consumidoras do grupo B de 1,2 W e 0,7 W para os equipamentos eletromecânicos e eletrônicos respectivamente.

e) Fatores de Carga e de Perdas – Balanço Energético

- Nos diversos segmentos de distribuição foi verificada a consistência entre o balanço da energia passante fornecido e o obtido com os dados específicos para avaliação de perdas (carregamento e fator de carga) ajustando as perdas para garantir a consistência dos dados;
- Esta opção baseou-se na necessidade de adequar os fluxos de energia entre os diversos segmentos do sistema de distribuição de modo a observar o balanço de energia. Os fatores resultantes foram aplicados às redes/transformadores, para cada segmento ou grupo.

III.II. – Da manifestação da concessionária

16. A manifestação da concessionária quanto à proposta preliminar da sua Revisão Tarifária Periódica foi realizada através da correspondência CT/DR Nº 031/2009.

17. Nos itens 4.1 e 4.2 da referida manifestação, a CEPISA afirma que a qualidade dos dados solicitados pela SRD para o cálculo de perdas passa pelo entendimento e aprendizado, por parte dos técnicos das empresas, da metodologia utilizada pela ANEEL. Também afirma que uma melhor compreensão desta metodologia é resultado da interpretação dos cálculos realizados pelos especialistas da agência, bem como da interação dos técnicos das empresas com estes. Razão pela qual, somente na manifestação formal da concessionária foi possível retificar os dados informados nas treze tabelas utilizadas para o cálculo das perdas na distribuição. No item 4.3 da manifestação, a CEPISA questiona a metodologia adotada pela ANEEL quanto ao cálculo das perdas nos ramais de ligação e da temperatura considerada de 55° C para aplicação da resistência ôhmica dos cabos.

18. Quanto ao tempo para entendimento e aprendizado da metodologia adotada pela ANEEL, salienta-se que a metodologia encontra-se na Nota Técnica nº 0035/2007-SRD/ANEEL e no Módulo 7 do PRODIST, ambos disponibilizados no endereço eletrônico da ANEEL.

19. Em relação aos questionamentos à metodologia adotada para o cálculo de perdas, ressaltamos que a mesma foi discutida na Audiência Pública nº 014/2008. Dessa forma, no processo da Revisão Tarifária Periódica não cabem questionamentos metodológicos, mas tão somente a aplicação das metodologias definidas anteriormente

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

Fl. 6 da Nota Técnica nº 0052/2009–SRD/ANEEL, de 19/05/2009

20. Quanto ao conjunto de treze tabelas reencaminhados, a distribuidora afirma que foi possível trabalhar no sentido de melhorar a confiabilidade das informações anteriormente enviadas. A qualidade na apuração das perdas na distribuição é função dos dados informados pela concessionária. Quanto mais fidedignos forem os dados levantados pela distribuidora, melhor será o resultado das perdas obtido utilizando a metodologia adotada pela ANEEL. Em razão do exposto, os dados enviados na manifestação da CEPISA para o cálculo das perdas na distribuição foram considerados e os resultados são apresentados nesta nota técnica.

III.III. – Demais considerações adotadas

21. No Ofício nº 0065/2009-SRD/ANEEL foi solicitado que a informação da energia sem rede associada informada pela distribuidora fosse retificada. Porém, apenas o nível de tensão foi retificado, alterando-se a referida energia do nível A4 para o nível BT. Uma vez que os montantes de energia informados apresentavam inconsistências, o valor de energia sem rede associada foi corrigido para valores compatíveis com os dados da rede informados pela concessionária, considerando a potência instalada nos alimentadores de baixa de tensão da distribuidora e a potência total dos transformadores MT/BT informados.

22. Quanto às unidades consumidoras informadas do grupo B, foi verificado que 10,88% das unidades não possuem medidores, o que representa um universo de 92.973 consumidores. Destes consumidores, 5.888 são atendidos com tensão trifásica.

23. Alguns dados de alimentadores MT da CEPISA apresentaram inconsistências em seus valores de demanda máxima, sendo verificada uma potência instalada inferior à demanda máxima informada. Nestes casos, foram considerados os valores da potência instalada como demanda máxima.

24. Dos alimentadores MT informados, 26,37% apresentam a relação da distância de carga equivalente pelo raio de ação entre 0,87 e 1, significando que estas redes possuem o centro de carga distante das subestações. As distribuidoras do Nordeste apresentam uma média de 10,89% de seus alimentadores com esta característica.

25. Ainda sobre os alimentadores MT informados, foram constatados ramais monofásicos que possuem condutor com cabo do tipo aço zincado. A prática de uso deste tipo de condutor, do ponto de vista de perdas técnicas, não é eficiente e já foi abolida pela maioria das distribuidoras do Brasil.

26. Diante das inconsistências verificadas nos alimentadores MT, foram consideradas as perdas informadas pela distribuidora nos alimentadores que apresentaram as perdas calculadas, utilizando o modelo da ANEEL, acima de 15% da energia passante.

III.IV. – Do Resumo dos Dados da Distribuidora

Fl. 7 da Nota Técnica nº 0052/2009–SRD/ANEEL, de 19/05/2009

27. A seguir são apresentados, resumidamente, alguns dados da distribuidora e indicadores obtidos através destes. Estes parâmetros mostram em linhas gerais características das redes de distribuição da CEPISA e podem ajudar a compreender alguns aspectos inerentes ao comportamento da perda técnica da distribuidora. Deve-se ressaltar que alguns dados apresentados podem diferir dos encontrados em outras bases de dados utilizadas na revisão tarifária da CEPISA, em razão de existirem redes e equipamentos de terceiros, desde que a perda não seja faturada.

Resumo do Cálculo de Perda Técnica Regulatória - CPTR

Distribuidora

Identificação: CEPISA

Unidades Consumidoras

Número de Unidades Consumidoras do Grupo B: 854.214

Transformadores

Número de Transformadores: 29.738

Potência Instalada Total em Transformadores (MVA): 2.101,712

Potência Utilizada Total Média em Transformadores (MVA): 1.303,094

Reguladores

Número de Reguladores: 123

Potência Instalada Total em Reguladores (MVA): 28,314

Potência Utilizada Total Média em Reguladores (MVA): 14,525

Redes de Média Tensão

Segmento do Circuito Redes de Média Tensão: A3a

Número de Redes de Média Tensão: 19

Potência Máxima Total Não Coincidente das Redes de Média Tensão (MVA): 13,717

Número de Transformadores Total das Redes de Média Tensão: 3.111

Comprimento Médio Equivalente do Tronco das Redes de Média Tensão (KM): 72,425

Comprimento Médio Equivalente do Ramal das Redes de Média Tensão (KM): 91,581

Resistência Média Equivalente do Tronco das Redes de Média Tensão (Ohms/km): 0,828

Resistência Média Equivalente do Ramal das Redes de Média Tensão (Ohms/km): 1,679

Comprimento Total Médio das Redes de Média Tensão (KM): 3.116,113

Segmento do Circuito Redes de Média Tensão: A4

Número de Redes de Média Tensão: 163

Potência Máxima Total Não Coincidente das Redes de Média Tensão (MVA): 458,504

Número de Transformadores Total das Redes de Média Tensão: 26.388

Comprimento Médio Equivalente do Tronco das Redes de Média Tensão (KM): 47,860

Fl. 8 da Nota Técnica nº 0052/2009–SRD/ANEEL, de 19/05/2009

<p>Comprimento Médio Equivalente do Ramal das Redes de Média Tensão (KM): 73,285 Resistência Média Equivalente do Tronco das Redes de Média Tensão (Ohms/km): 0,899 Resistência Média Equivalente do Ramal das Redes de Média Tensão (Ohms/km): 2,378 Comprimento Total Médio das Redes de Média Tensão (KM): 19.746,722</p> <p>Redes de Baixa Tensão</p> <p>Número de Redes de Baixa Tensão: 17.535 Potência Instalada Total das Redes de Baixa Tensão (MVA): 638,544 Potência Máxima Utilizada Não Coincidente das Redes de Baixa Tensão (MVA): 357,771 Comprimento Médio do Tronco das Redes de Baixa Tensão (KM): 0,397 Comprimento Médio do Ramal das Redes de Baixa Tensão (KM): 0,697 Resistência Média do Tronco das Redes de Baixa Tensão (Ohms/KM): 0,979 Resistência Média do Ramal das Redes de Baixa Tensão (Ohms/KM): 1,551 Resistência Média das Redes de Baixa Tensão (Ohms/KM): 1,376 Comprimento Total Médio das Redes de Baixa Tensão (KM): 19.188,150</p> <p>Análise dos Dados e Indicadores</p> <p>Unidades Consumidoras</p> <p>Número Médio de Unidades Consumidoras por Rede de Baixa Tensão (consumidores/circuito): 48,715</p> <p>Transformadores</p> <p>Potência Instalada Média em Transformadores por Unidade Consumidora (KVA/consumidor): 2,460</p> <p>Redes de Baixa Tensão</p> <p>Potência Instalada Média por Rede de Baixa Tensão (KVA/circuito): 36,415 Potência Instalada Média das Redes de Baixa Tensão por Unidade Consumidora (KVA/consumidor): 0,748 Comprimento Médio das Redes de Baixa Tensão (KM/circuito): 1,094</p>

Tabela 1 – Resumo dos Dados CEPISA para o período base de janeiro a dezembro de 2008.

III. V. – Dos resultados

28. Apresentamos a seguir as Tabelas 2, 3 e 4 e as Figuras 1 e 2 com os dados das perdas na rede de distribuição da CEPISA para o período base de janeiro a dezembro de 2008. Ademais, na Figura 3 encontra-se o Diagrama da Rede de Distribuição da CEPISA, ilustrando os valores de perda calculados.

Descrição	Montantes (MWh/ano)	Sobre Energia Injetada (%)
Energia Total Injetada	3.039.282,00	100,0000

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

Fl. 9 da Nota Técnica nº 0052/2009–SRD/ANEEL, de 19/05/2009

Energia Total Fornecida	1.944.169,09	63,9680
Perdas na Distribuição	1.095.112,91	36,0320
Perdas Técnicas	400.073,95	13,1634
Perdas Não-Técnicas	695.038,96	22,8685

Tabela 2 - Montantes de perdas da CEPISA para o período base de janeiro a dezembro de 2008.

	Energia Circulante	Perdas		
		Montante	Sobre Energia no Segmento	Composição do índice global
	MWh/ano	MWh/ano	%	%
Rede A2	283.041,00	12.106,91	4,2774	0,3983
Rede A3	2.672.466,72	114.764,31	4,2943	3,7760
Rede A3a	145.041,42	2.840,42	1,9583	0,0935
Rede A4	2.677.487,10	129.940,77	4,8531	4,2754
Rede B	1.457.046,42	62.596,35	4,2961	2,0596
Ramais	1.296.206,03	2.099,39	0,1620	0,0691
Medidores	1.296.206,03	9.411,11	0,7261	0,3096
Trafos A2/A3	270.934,09	953,37	0,3519	0,0314
Trafos A3/A3a	145.552,77	511,35	0,3513	0,0168
Trafos A3/A4	2.212.642,65	3.040,65	0,1374	0,1000
Trafos A3a/A4	114.767,87	637,76	0,5557	0,0210
Trafos A3a/B	6.810,54	3.511,82	51,5644	0,1155
Trafos A4/B	2.109.195,60	57.659,75	2,7337	1,8972
TOTAL				13,1634

Tabela 3 - Perdas técnicas da CEPISA por segmento de rede e transformação.

	Energia Circulante	Origem	Perdas		
			Montante	Sobre Energia Circulante no Segmento	Composição do índice global
	MWh/ano		MWh/ano	%	%
Trafos A2/A3	270.934,09	Ferro	706,41	0,2607	0,0232
	270.934,09	Cobre	246,96	0,0912	0,0081
Trafos A3/A3a	145.552,77	Ferro	481,76	0,3310	0,0159
	145.552,77	Cobre	29,59	0,0203	0,0010
Trafos A3/A4	2.212.642,65	Ferro	2.036,51	0,0920	0,0670
	2.212.642,65	Cobre	1.004,14	0,0454	0,0330
Trafos A3a/A4	114.767,87	Ferro	557,67	0,4859	0,0183
	114.767,87	Cobre	80,09	0,0698	0,0026
Trafos A3a/B	6.810,54	Ferro	3.509,80	51,5348	0,1155
	6.810,54	Cobre	2,02	0,0296	0,0001

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

Fl. 10 da Nota Técnica nº 0052/2009–SRD/ANEEL, de 19/05/2009

Trafos A4/B	2.109.195,60	Ferro	47.906,36	2,2713	1,5762
	2.109.195,60	Cobre	9.753,39	0,4624	0,3209
TOTAL					2,1819

Tabela 4 – Perdas técnicas nos transformadores da CEPISA discriminadas entre ferro e cobre.

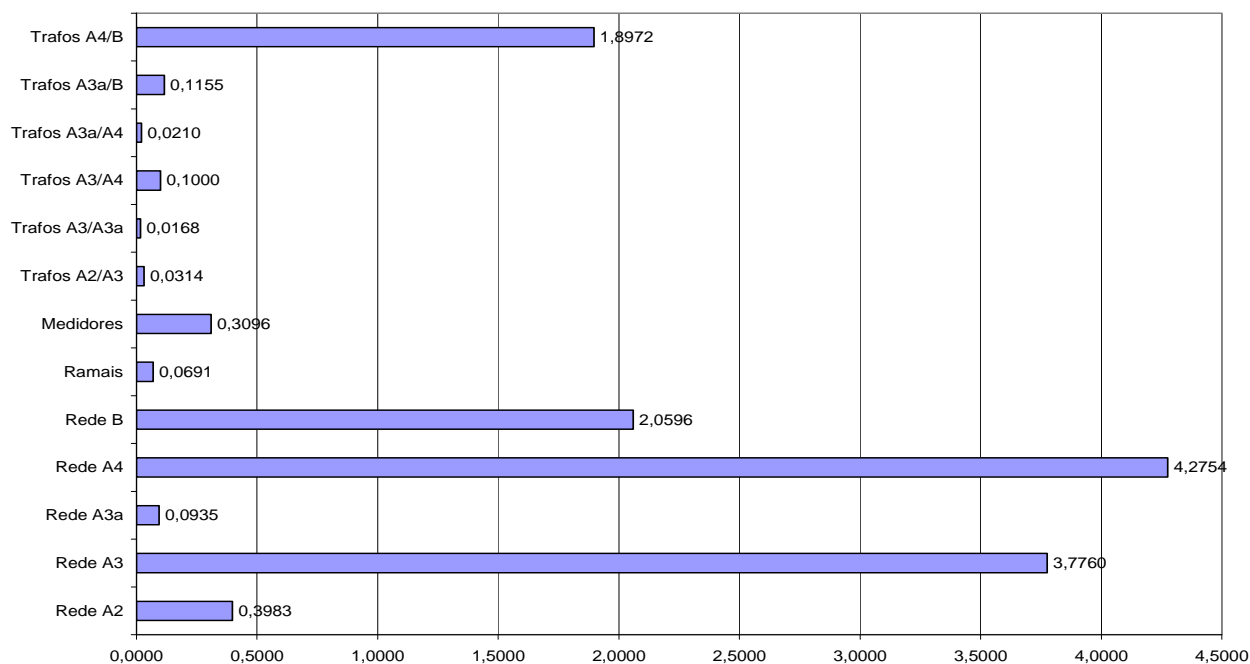


Figura 1 - Percentual de perdas técnicas por segmento de rede e transformação em relação às totais.

Fl. 11 da Nota Técnica nº 0052/2009–SRD/ANEEL, de 19/05/2009

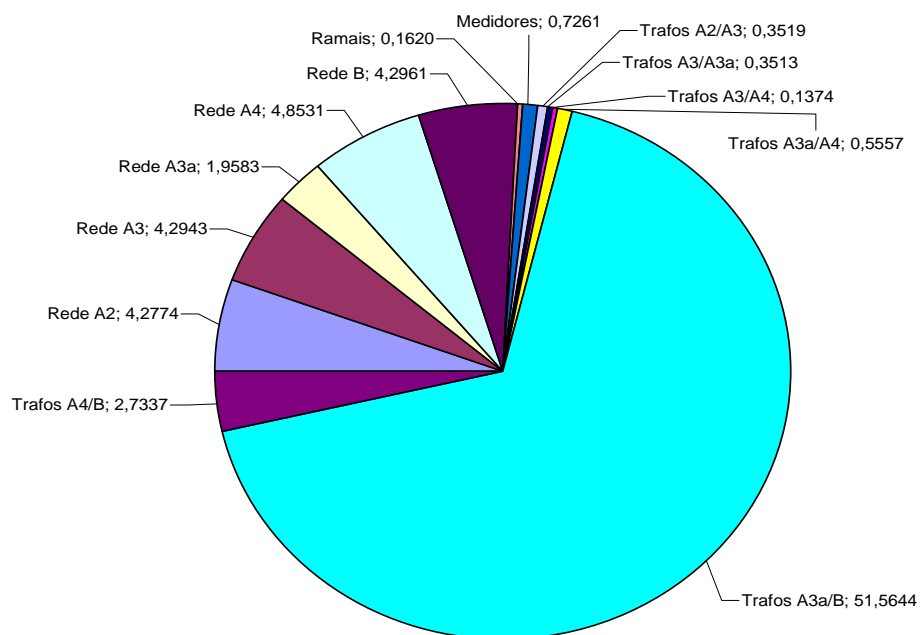


Figura 2 - Percentual de perdas técnicas por segmento e transformação em relação à energia injetada no nível.

Fl. 12 da Nota Técnica nº 0052/2009–SRD/ANEEL, de 19/05/2009

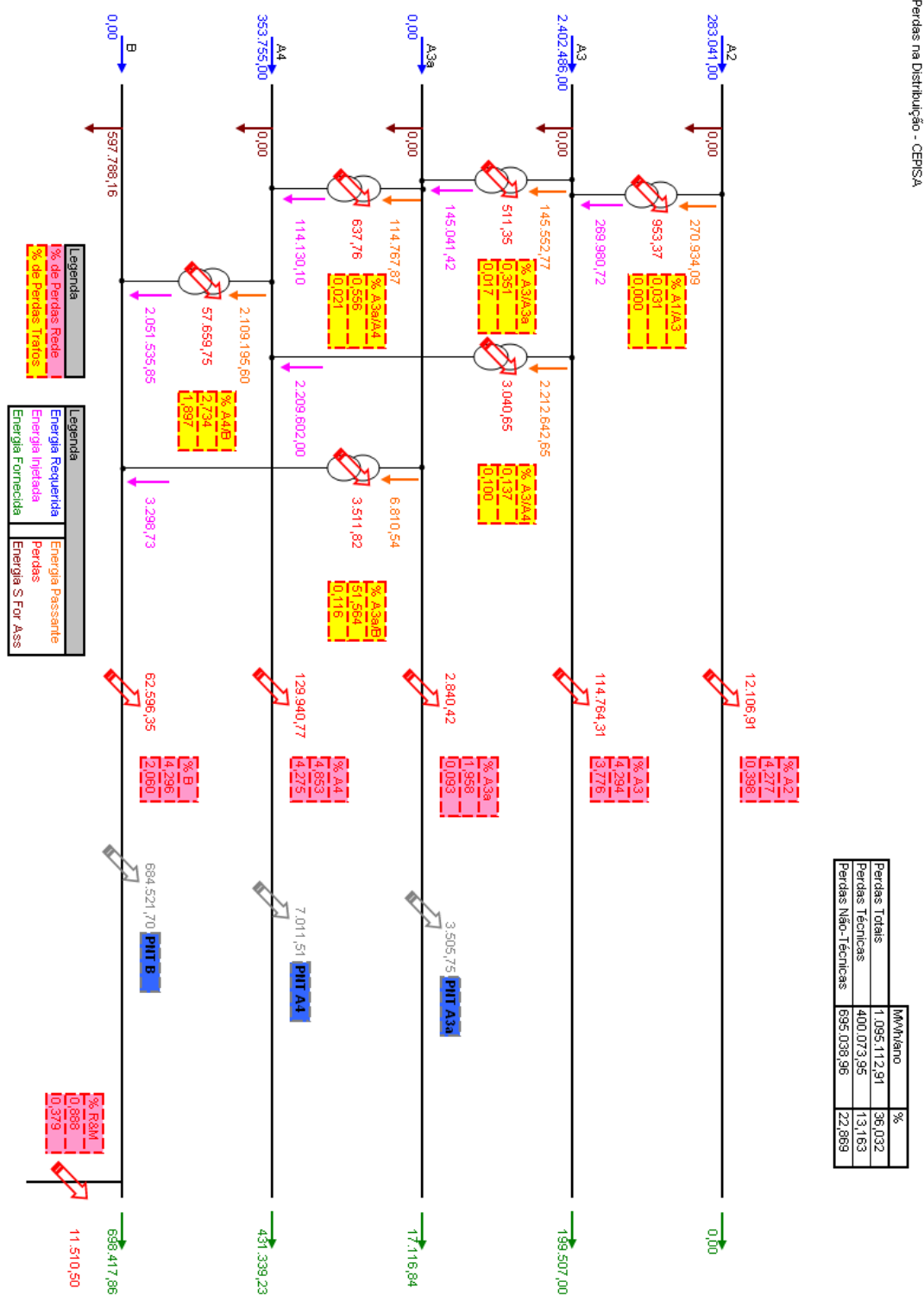


Figura 3 – Diagrama unifilar simplificado discriminando as perdas da CEPISA.

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

Fl. 13 da Nota Técnica nº 0052/2009–SRD/ANEEL, de 19/05/2009

29. Pode-se verificar um valor elevado de perdas nas redes de alta e média tensão. As perdas do sistema de alta tensão da CEPISA (A2 e A3) foram apuradas através de estudo de fluxo de carga realizado pela distribuidora. Na Tabela 5 são apresentados os valores considerados de perdas de energia nos níveis A2 e A3 para a primeira e segunda revisão tarifária da distribuidora. De acordo com o nível de perdas, infere-se que ações para minimização de perdas neste nível são economicamente viáveis.

Nível	Perdas na 1ª RTP MWh	Perdas na 2ª RTP MWh	Aumento	
			MWh	%
A2	4.784	12.106,91	7.322,91	153,07
A3	86.561,81	114.764,31	28.202,50	32,58

Tabela 5 - Perdas nas redes de alta tensão.

30. Em termos de perdas sobre a energia que circula no segmento, o percentual da perda técnica da distribuidora no segmento de tensão A4 é elevado na comparação com outras distribuidoras do nordeste já calculadas por esta SRD, conforme se verifica na Figura 4. Analisando os dados da distribuidora não foi possível identificar uma causa específica para um percentual de perdas elevado no nível A4. Como característica comum, as redes neste segmento são extensas, com ramais formados de cabos com elevada resistência.

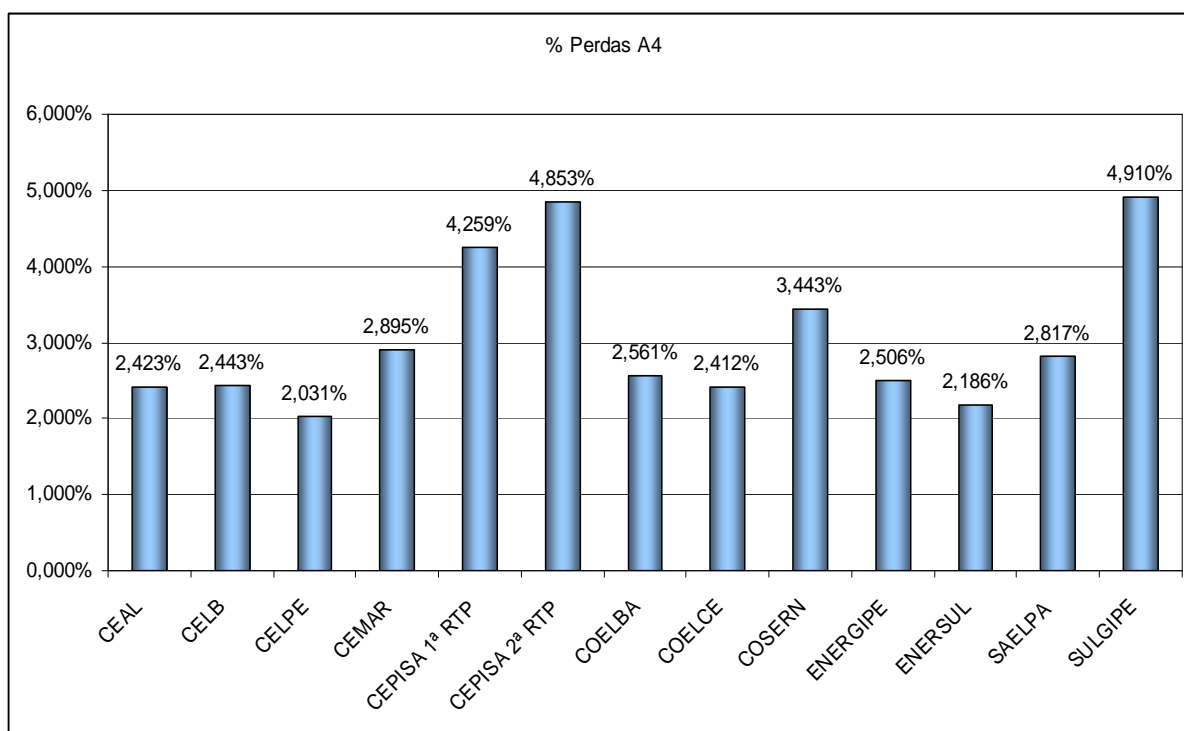


Figura 4 – Percentual de perda técnica no segmento A4 com relação à energia que circula no nível.

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

Fl. 14 da Nota Técnica nº 0052/2009–SRD/ANEEL, de 19/05/2009

31. Diante dos fatos, deve-se analisar o motivo pelo qual as perdas técnicas nos segmentos A2, A3 e A4 da CEPISA estão elevadas e as ações que a distribuidora tem adotado no sentido de diminuir tais perdas.

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

32. O art. 13 da Lei n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, estabeleceu que *“as tarifas poderão ser diferenciadas em função das características técnicas e dos custos específicos provenientes do atendimento aos distintos segmentos de usuários”*.

33. Os contratos de concessão para distribuição de energia elétrica, celebrados com a União, definem a receita da distribuidora, que inclui a consideração das perdas valoradas na parcela A (custos não gerenciáveis), sendo que a empresa possui considerável gestão sobre as perdas de energia elétrica. Nos citados contratos de concessão, constam cláusulas que dizem respeito às perdas de energia, sob o enfoque da qualidade dos serviços prestados, que propõem o acompanhamento de indicadores para auferir as perdas de energia elétrica. Alguns contratos definem que o órgão regulador deve estabelecer a metodologia para o cálculo das perdas técnicas.

34. São diretrizes das atividades da ANEEL, conforme art. 3º do Decreto 2335/1997:

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

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

35. No mesmo Decreto, são estabelecidas as competências da Agência:

“Art. 4.º À ANEEL compete:

IV - regular os serviços de energia elétrica, expedindo os atos necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela legislação em vigor;

IX - incentivar o combate ao desperdício de energia no que diz respeito a todas as formas de produção, transmissão, distribuição, comercialização e uso da energia elétrica;

XV - cumprir e fazer cumprir as disposições regulamentares do serviço e as cláusulas dos contratos de concessão ou de permissão e do ato da autorização;

Fl. 15 da Nota Técnica nº 0052/2009–SRD/ANEEL, de 19/05/2009

XVI - estimular a melhoria do serviço prestado e zelar, direta e indiretamente, pela sua boa qualidade, observado, no que couber, o disposto na legislação vigente de proteção e defesa do consumidor;” (grifo nosso)

36. A Resolução Normativa ANEEL nº 234, de 31 de outubro de 2006, estabeleceu os critérios gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos iniciais para a realização do segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

37. O Módulo 7 do Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica – PRODIST estabelece a metodologia e os procedimentos para obtenção dos dados e para a apuração das perdas dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

V. DA CONCLUSÃO

38. O cálculo considerou a metodologia adotada pela ANEEL e os dados fornecidos pela distribuidora, possibilitando assim a apuração das perdas técnicas discriminada por segmentos, além do valor total das perdas não-técnicas. Tal resultado pode subsidiar a definição dos limites de perdas, considerando a eficiência energética por nível de tensão.

39. Em relação ao resultado da apuração das perdas por segmento de rede, verifica-se um elevado valor de perdas na distribuição nos níveis A2, A3 e A4. Sabe-se que o nível econômico de perdas é inversamente proporcional à densidade de carga, o que leva à conclusão de que as perdas da CEPISA deveriam ser, de fato, mais elevadas em comparação à média das demais distribuidoras. Entretanto, os níveis verificados mostram-se demasiadamente elevados, e, a princípio, conclui-se que há sim espaço para a redução. Afinal, a distribuidora tem obrigação de efetuar o correto planejamento, tendo em vista as boas práticas de engenharia e a modicidade tarifária.

40. Desta forma, torna-se necessária uma análise mais profunda sobre o sistema de distribuição da CEPISA. Como se espera uma correta gestão da distribuidora sobre seu sistema de distribuição, a mesma deve possuir estudos que constatem o alto índice de perdas técnicas nos segmentos A2, A3 e A4, assim como as ações necessárias para a adequação, se economicamente viável, dessas perdas.

VI. DA RECOMENDAÇÃO

41. Que a Diretoria Colegiada da ANEEL determine à CEPISA o envio de estudos que permitam à ANEEL avaliar a eficiência de seu sistema de distribuição, notadamente nos segmentos A2, A3 e A4. Tais estudos devem conter necessariamente a identificação das ações para a redução das perdas e os custos associados a essas ações, além de outras que a distribuidora julgue relevante.

Fl. 16 da Nota Técnica nº 0052/2009–SRD/ANEEL, de 19/05/2009

42. Que a SRE, face às informações fornecidas pela distribuidora e de acordo com os valores obtidos pela aplicação da metodologia da ANEEL, os quais foram apresentados nesta Nota Técnica, adote provisoriamente o valor de perda técnica no processo de revisão tarifária da CEPISA.

DJANE MARIA SOARES FONTAN
Especialista em Regulação – SRD

De acordo:

CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR
Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição - Interino

ANEXO V

Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL
Brasília, 21 de agosto de 2009

**Nota Técnica 072/2009- SRD/ANEEL
APURAÇÃO DAS PERDAS
TÉCNICAS DA CEPISA-
ANÁLISE DE CONTRIBUIÇÕES
DA AP 019/2009**

Fl. 2 da Nota Técnica nº 0079/2009–SRD/ANEEL, de 07/08/2009

Nota Técnica nº 0079/2009-SRD/ANEEL

Em 7 de agosto de 2009.

Processo n.º: 48500.001064/2008-89.

Assunto: Análise das contribuições apresentadas na Audiência Pública n.º 019/2009 sobre a Nota Técnica n.º 0052/2009-SRD/ANEEL, referente à determinação do montante de perdas técnicas da Companhia Energética do Piauí - CEPISA, com objetivo de subsidiar a SRE no processo de revisão tarifária da distribuidora em questão.

I. DO OBJETIVO

Analisar as contribuições apresentadas na Audiência Pública n.º 0019/2009 sobre a Nota Técnica n.º 0052/2009-SRD/ANEEL, referente à determinação do montante de perdas técnicas da Companhia Energética do Piauí - CEPISA, com objetivo de subsidiar a SRE no processo de revisão tarifária da distribuidora em questão.

II. DOS FATOS

2. Em 15 de dezembro de 2008, com objetivo de obter as informações para o cálculo das perdas na distribuição da CEPISA, foi enviado a concessionária o Ofício n.º 406/2008-SRE/ANEEL, com as instruções para preenchimento dos dados necessários para a realização do cálculo.

3. Após a análise dos dados enviados pela CEPISA, a SRD através do Ofício nº 0040/2009-SRD/ANEEL, de 10 de fevereiro de 2009, solicitou à distribuidora esclarecimentos adicionais quanto às informações prestadas.

4. Em resposta ao Ofício nº 0040/2009-SRD/ANEEL, a CEPISA, através da correspondência CT/DR-015/2009, recebida 19 de fevereiro de 2009, esclareceu parte dos questionamentos da SRD e comprometeu-se a enviar as informações pendentes até 25 de fevereiro de 2009. No dia 26 de fevereiro de 2009, foi encaminhada a correspondência CT/DR-014/2009 pela CEPISA, com as informações pendentes.

Fl. 3 da Nota Técnica nº 0079/2009–SRD/ANEEL, de 07/08/2009

5. Após verificar que persistiam inconsistências nos novos dados informados pela concessionária, foi enviado em 03 de março de 2009 o Ofício nº 0065/2009-SRD/ANEEL, solicitando esclarecimentos adicionais quanto às informações prestadas.

6. Em 11 de março de 2009, foi encaminhada a correspondência CT/DR-020/2009 pela CEPISA com respostas aos últimos questionamentos realizados pela SRD.

7. No dia 23 de março de 2009, foi encaminhado através do Ofício nº 0082/2009-SRD/ANEEL para a CEPISA o banco de dados utilizado para o cálculo das perdas na distribuição da concessionária.

8. Em 22 de abril de 2009, a CEPISA enviou através da correspondência CT/DR-031/2009 manifestação formal à proposta preliminar da sua Revisão Tarifária Periódica, na qual encaminha novos dados a serem considerados no cálculo.

9. Em 19 de maio de 2009, foi emitida a Nota Técnica n.º 0052/2009-SRD/ANEEL, com a determinação do montante de perdas na distribuição da CEPISA, remetida à SRE através do Memorando n.º 0199/2009-SRD/ANEEL na mesma data.

10. Como parte do processo de Audiência Pública, no período de 04 de junho à 08 de julho de 2009, a Nota Técnica n.º 0052/2009-SRD/ANEEL, juntamente com outras Notas Técnicas, foi disponibilizada para consulta da sociedade e para o recebimento de contribuições com vistas à aprimorar o processo da segunda revisão tarifária periódica da CEPISA. Complementarmente, foi realizada no município do Teresina no estado do Piauí uma Audiência ao vivo no dia 10 de julho de 2009.

III. DA ANÁLISE

11. No processo de Audiência Pública apenas a CEPISA apresentou contribuição acerca das perdas técnicas apresentadas na Nota Técnica n.º 0052/2009-SRD/ANEEL.

12. As contribuições apresentadas pela CEPISA foram encontradas no item 13 do documento “Contribuição da Companhia Energética do Piauí – CEPISA em relação à proposta para Audiência Pública da ANEEL de Revisão Tarifária Periódica”.

13. Na Nota Técnica n.º 0052/2009-SRD/ANEEL é detalhado o procedimento adotado para a determinação do índice de perdas técnicas da CEPISA. Na Nota foi constatado que as perdas em alguns níveis encontravam-se elevadas em comparação com outras distribuidoras, sendo recomendado que a SRE adotasse, provisoriamente, o valor de perda técnica no processo de revisão tarifária da distribuidora.

14. Sobre a recomendação para SRE adotar de forma provisória o valor de perda técnica, a distribuidora afirma na sua contribuição que continua trabalhando no sentido de corrigir inconsistências observadas nos dados enviados à ANEEL, e que, embora algumas ainda persistam, a correção das mesmas deverá ratificar o índice de perdas técnicas apurado, propondo que o índice de perdas técnicas seja estabelecido em caráter definitivo.

Fl. 4 da Nota Técnica nº 0079/2009–SRD/ANEEL, de 07/08/2009

15. Sobre os índices que foram considerados elevados em comparação com outras concessionárias, a distribuidora em sua contribuição afirma que são frutos das características geoeconômicas da área de concessão da empresa e da disposição do seu sistema elétrico atual.

16. Devido ao elevado índice de perdas verificado, torna-se necessária uma análise mais profunda sobre o sistema de distribuição da CEPISA. Razão pela qual, também é recomendado na Nota Técnica n.º 0052/2009-SRD/ANEEL que a Diretoria Colegiada da ANEEL determine à CEPISA o envio de estudos que permitam à ANEEL avaliar a eficiência de seu sistema de distribuição, notadamente nos segmentos A2, A3 e A4.

17. Espera-se de uma distribuidora a correta gestão sobre seu sistema de distribuição, portanto, a CEPISA deve possuir estudos que constatem o alto índice de perdas técnicas, assim como deve ter o conhecimento de quais são as ações necessárias para diminuição dessas perdas. Dessa forma a CEPISA deve ter plena condição de enviar à ANEEL os estudos recomendados.

18. Na sua manifestação, a distribuidora admite que existam inconsistências nos dados encaminhados à ANEEL. Diante da afirmação da distribuidora, constatamos a necessidade de fiscalização dos dados encaminhados à ANEEL e utilizados na determinação das perdas técnicas da CEPISA. Ademais, a afirmação da distribuidora ratifica a importância de manter o valor apresentado de perdas técnicas como provisório.

19. Diante do exposto, o pleito da CEPISA não será considerado, mantendo-se as recomendações constantes na Nota Técnica n.º 0052/2009-SRD/ANEEL e devendo-se considerar a necessidade de fiscalização dos dados encaminhados para o cálculo das perdas técnicas à SRD.

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

20. O art. 13 da Lei n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, estabeleceu que *"as tarifas poderão ser diferenciadas em função das características técnicas e dos custos específicos provenientes do atendimento aos distintos segmentos de usuários"*.

21. Os contratos de concessão para distribuição de energia elétrica, celebrados com a União, definem a receita da distribuidora, que inclui a consideração das perdas valoradas na parcela A (custos não gerenciáveis), sendo que a empresa possui considerável gestão sobre as perdas de energia elétrica. Nos citados contratos de concessão, constam cláusulas que dizem respeito às perdas de energia, sob o enfoque da qualidade dos serviços prestados, que propõem o acompanhamento de indicadores para auferir as perdas de energia elétrica. Alguns contratos definem que o órgão regulador deve estabelecer a metodologia para o cálculo das perdas técnicas.

22. São diretrizes das atividades da ANEEL, conforme art. 3º do Decreto 2335/1997:

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

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

Fl. 5 da Nota Técnica nº 0079/2009–SRD/ANEEL, de 07/08/2009

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

23. No mesmo Decreto, são estabelecidas as competências da Agência:

"Art. 4.º À ANEEL compete:

IV - regular os serviços de energia elétrica, expedindo os atos necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela legislação em vigor;

IX - incentivar o combate ao desperdício de energia no que diz respeito a todas as formas de produção, transmissão, distribuição, comercialização e uso da energia elétrica;

XV - cumprir e fazer cumprir as disposições regulamentares do serviço e as cláusulas dos contratos de concessão ou de permissão e do ato da autorização;

XVI - estimular a melhoria do serviço prestado e zelar, direta e indiretamente, pela sua boa qualidade, observado, no que couber, o disposto na legislação vigente de proteção e defesa do consumidor;" (grifo nosso)

24. A Resolução Normativa ANEEL nº 234, de 31 de outubro de 2006, estabeleceu os critérios gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos iniciais para a realização do segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

25. O Módulo 7 do Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica – PRODIST estabelece a metodologia e os procedimentos para obtenção dos dados e para a apuração das perdas dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

V. DA CONCLUSÃO

26. A contribuição apresentada pela CEPISA acerca do cálculo das perdas técnicas não forneceu informações adicionais que acarretasse mudança no cálculo realizado, dessa forma, as recomendações constantes na Nota Técnica n.º 0052/2009-SRD/ANEEL devem ser mantidas.

27. Diante da afirmação da distribuidora que existem inconsistências nos dados enviados para o cálculo de perdas, verifica-se a necessidade de fiscalização das informações encaminhadas à SRD.

VI. DA RECOMENDAÇÃO

28. Que a SRE considere provisoriamente os valores de perdas técnicas apresentados na Nota Técnica nº 0052/2007-SRD/ANEEL, para fins da Revisão Tarifária da Companhia Energética do Piauí – CEPISA.

Fl. 6 da Nota Técnica nº 0079/2009–SRD/ANEEL, de 07/08/2009

29. Que a Diretoria Colegiada da ANEEL determine à CEPISA o envio de estudos que permitam à ANEEL avaliar a eficiência de seu sistema de distribuição, notadamente nos segmentos A2, A3 e A4. Tais estudos devem conter necessariamente a identificação das ações para a redução das perdas e os custos associados a essas ações, além de outras que a distribuidora julgue relevante.

30. Recomenda-se ainda que a SFE fiscalize os dados encaminhados pela CEPISA para o cálculo das perdas técnicas.

DJANE MARIA SOARES FONTAN
Especialista em Regulação – SRD

De acordo:

PAULO HENRIQUE SILVESTRI LOPES
Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição

ANEXO VI

Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL
Brasília, 21 de agosto de 2009

TARIFAS DE FORNECIMENTO E USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO - TUSD

(Fls. 2 do Anexo VI – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

Grupo/Modalidade		Tarifas 2008 AN I	Tarifas 2009 AN I	Varição
* Tarifas sem incidência de tributos.				
69 kV (A3)	Azul		-	
	DP kW	33,97	37,02	8,98%
	DFP kW	7,84	6,59	-15,94%
	EPS MWh	193,85	192,38	-0,76%
	EFPS MWh	117,83	117,97	0,12%
	EPU MWh	174,54	173,48	-0,61%
	EFPU MWh	106,63	107,01	0,36%
	USO - CARGA		-	
	DP kW	35,38	37,02	4,64%
	DFP kW	8,17	6,59	-19,34%
	E MWh	13,30	15,13	13,76%
	USO - DISTRIBUIDORA		-	
	DP kW	32,06	34,89	8,83%
	DFP kW	7,39	6,20	-16,10%
	E MWh	-	-	0,00%
	USO - GERAÇÃO		-	
	M. Contratado kW	6,43	6,26	-2,64%
	SUPRIMENTO		-	
DP kW	-	34,89	0,00%	
DFP kW	-	6,20	0,00%	
E MWh	-	-	0,00%	

(Fls. 3 do Anexo VI – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

Grupo/Modalidade		Tarifas 2008 AN I	Tarifas 2009 AN I	Variação
* Tarifas sem incidência de tributos.				
30 - 44 kV (A3a)	Azul		-	
	DP kW	39,29	43,86	11,63%
	DFP kW	11,24	10,22	-9,07%
	EPS MWh	193,85	192,38	-0,76%
	EFPS MWh	117,83	117,97	0,12%
	EPU MWh	173,46	173,48	0,01%
	EFPU MWh	106,63	107,01	0,36%
	USO - CARGA		-	
	DP kW	40,91	43,86	7,21%
	DFP kW	11,70	10,22	-12,65%
	E MWh	13,30	15,13	13,76%
	USO - DISTRIBUIDORA		-	
	DP kW	37,06	41,31	11,47%
	DFP kW	10,59	9,60	-9,35%
	E MWh	-	-	0,00%
	USO - GERAÇÃO		-	
	M. Contratado kW	6,43	6,26	-2,64%
	SUPRIMENTO		-	
	DP kW	31,98	41,31	29,17%
	DFP kW	9,15	9,60	4,92%
	E MWh	92,62	-	-100,00%
	Verde		-	
	D kW	11,24	10,22	-9,07%
EPS MWh	934,86	1.210,83	29,52%	
EFPS MWh	117,83	117,97	0,12%	
EPU MWh	915,55	1.191,93	30,19%	
EFPU MWh	106,63	107,01	0,36%	
Convencional		-		
D kW	34,69	31,44	-9,37%	
E MWh	119,69	195,14	63,04%	

(Fls. 4 do Anexo VI – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

Grupo/Modalidade		Tarifas 2008 AN I	Tarifas 2009 AN I	Variação
* Tarifas sem incidência de tributos.				
13,8 kV (A4)	Azul		-	
	DP kW	42,32	43,87	3,66%
	DFP kW	12,21	10,19	-16,54%
	EPS MWh	193,85	192,38	-0,76%
	EFPS MWh	117,83	117,97	0,12%
	EPU MWh	174,54	173,48	-0,61%
	EFPU MWh	106,63	107,01	0,36%
	USO - CARGA		-	
	DP kW	44,08	43,87	-0,48%
	DFP kW	12,72	10,19	-19,89%
	E MWh	13,30	15,13	13,76%
	USO - DISTRIBUIDORA		-	
	DP kW	39,92	41,32	3,51%
	DFP kW	11,51	9,57	-16,85%
	E MWh	-	-	0,00%
	USO - GERAÇÃO		-	
	M. Contratado kW	6,43	6,26	-2,64%
	SUPRIMENTO		-	
	DP kW	9,75	41,32	323,79%
	DFP kW		9,57	
	E MWh	98,22	-	-100,00%
Verde		-		
D kW	12,21	10,19	-16,54%	
EPS MWh	982,09	1.211,03	23,31%	
EFPS MWh	117,83	117,97	0,12%	
EPU MWh	962,78	1.192,13	23,82%	
EFPU MWh	106,63	107,01	0,36%	
Convencional		-		
D kW	37,85	31,42	-16,99%	
E MWh	131,39	147,84	12,52%	
BT	USO - CARGA		-	
	DP kW	104,11	90,26	-13,30%
	DFP kW	19,85	15,61	-21,36%
	E MWh	13,30	15,13	13,76%
	Convencional		-	
E (MWh)	387,23	364,48	-5,88%	

(Fls. 5 do Anexo VI – Nota Técnica nº 292/2009-SRE/ANEEL, de 21/08/2009).

Efeito para o Consumidor		
CEPISA		
Mercado Cativo		
A1		
A2		
A3		0,54%
A3a		1,27%
A4		1,50%
BT		-5,88%
Média AT		1,33%
TOTAL		-4,40%