



SUPERINTENDÊNCIA DE
REGULAÇÃO ECONÔMICA

Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL
Brasília, 21 de junho de 2012

TERCEIRO CICLO DE REVISÕES TARIFÁRIAS DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

.....

Companhia Força e Luz do Oeste - CFLO
CICLO 2012 - 2015

FINAL

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

ÍNDICE

I. OBJETIVO	2
II. DOS FATOS	2
III. ANÁLISE	3
III.1. PARCELA B.....	4
III.1.1. Custos Operacionais.....	5
III.1.2. Receitas Irrecuperáveis.....	10
III.1.3. Remuneração do Capital e Quota de Reintegração Regulatória	11
III.1.4. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis - CAIMI.....	15
III.1.5. Ajuste da Parela B em Função de Investimentos Realizados.....	17
III.1.6. Ajuste da Parela B em Função do Índice de Ajuste de Mercado	17
III.2. OUTRAS RECEITAS.....	18
III.3. PARCELA A.....	19
III.3.1. Custos com Aquisição de Energia Elétrica (CE)	19
III.3.2. Custos com Conexão e Uso dos Sistemas de Distribuição e/ou Transmissão (CT).....	23
III.3.3. Encargos Setoriais	24
III.4 FATOR X	27
III.5 COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS.....	30
III.6. RESUMO REVISÃO TARIFÁRIA	32
IV. CONCLUSÃO	33

(Fls. 2 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL

Em 21 de junho de 2012.

Processo n.º 48500.005369/2011-65

Assunto: Revisão tarifária da Companhia Força e Luz do Oeste – CFLO relativa ao Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas - 3CRTP das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

I. OBJETIVO

Submeter à Audiência Pública a proposta de revisão tarifária da CFLO relativa ao Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas - 3CRTP. O Módulo 2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET estabelece as metodologias aplicáveis ao 3CRTP e, portanto, fundamenta os cálculos apresentados na presente Nota Técnica. Uma revisão conceitual das metodologias aplicáveis, que vai além do escopo da presente Nota Técnica, pode ser feita a partir das seguintes referências¹:

- Submódulo 2.1 e Nota Técnica 293/2011-SRE/ANEEL: Procedimentos Gerais;
- Submódulo 2.2 e Nota Técnica 294/2011-SRE/ANEEL: Custos Operacionais;
- Submódulo 2.3 e Nota Técnica 296/2011-SRE/ANEEL: Base de Remuneração Regulatória;
- Submódulo 2.4 e Nota Técnica 297/2011-SRE/ANEEL: Custo de Capital;
- Submódulo 2.5 e Nota Técnica 295/2011-SRE/ANEEL: Fator X;
- Submódulo 2.6 e Nota Técnica 298/2011-SRE/ANEEL: Perdas de Energia;
- Submódulo 2.7 e Nota Técnica 299 e 312/2011-SRE/ANEEL: Outras Receitas;
- Submódulo 2.8 e Nota Técnica 300/2011-SRE/ANEEL: Geração Própria de Energia.

2. A Seção II apresenta uma breve descrição dos fatos relativos à revisão tarifária da CFLO, a Seção III descreve o cálculo da revisão tarifária periódica, compreendendo o cálculo da Receita Verificada, Parcela A, Parcela B, Outras Receitas, Componentes Financeiros e Fator X. A seção IV traz as conclusões.

II. DOS FATOS

3. O Contrato de Concessão nº 22/99, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da CFLO, define a data de 29/06/2012 para a realização da terceira revisão tarifária periódica.

¹ Disponível no endereço eletrônico da ANEEL na internet: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2011457.pdf>

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

(Fls. 3 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

4. As metodologias aplicáveis ao 3CRTP são definidas nos Módulos 2 e 7 do PRORET que tratam, respectivamente, do cálculo da revisão tarifária e da estrutura tarifária aplicável. Ambos os módulos foram aprovados em novembro de 2011 por meio das Resoluções 457/2011 e 464/2011.

5. Por meio do Ofício Circular nº 13/2011-SRE/ANEEL de 07/12/2011 foram solicitadas as informações iniciais para subsidiar o cálculo da revisão tarifária, que foram encaminhadas pela Carta VPRE/234/2012-CFLO de 06/02/2012.

6. No dia 06/03/2012 a proposta preliminar da revisão tarifária da foi encaminhada à CFLO e ao Conselho de Consumidores da CFLO. No dia 20/03/2012 a distribuidora trouxe suas contribuições à proposta preliminar que foram avaliadas e, quando pertinente, incorporadas à Nota Técnica nº 076/2012-SRE/ANEEL, de 30/03/2012 que detalha a proposta de revisão tarifária da CFLO submetida à Audiência Pública.

7. Em 03/04/2012 a Diretoria da ANEEL decidiu abrir a AP 20/2012 com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de revisão tarifária. O período de contribuições se estendeu até 04 de abril, data em que foi realizada sessão presencial da AP em Guarapuava-PR.

8. No dia 29/04/2012, o Conselho de Consumidores e a Caiuá foram convocados para apresentação da proposta consolidada da revisão tarifária, após avaliação das contribuições trazidas na AP 20/2012 e consideração final, e, quando pertinente, incorporadas à Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL que fundamenta os cálculos da revisão tarifária da distribuidora.

III. ANÁLISE

9. O reposicionamento tarifário proposto para a revisão tarifária da CFLO é de **10,12%** calculado conforme equação a seguir:

$$RT = \left(\frac{RR-OR}{RV} - 1 \right) \times 100 \quad (1)$$

onde:

RT: Reposicionamento Tarifário Médio (%);

RR: Receita Requerida;

OR: Outras Receitas; e

RV: Receita Verificada.

10. A **Receita Verificada** é a Receita Anual de Fornecimento, de Suprimento, de Consumo de Energia Elétrica e de Uso dos Sistemas de Distribuição, calculada considerando-se as tarifas econômicas homologadas no último reajuste tarifário e o Mercado de Referência, excluídos, portanto, o PIS/PASEP, a COFINS, o ICMS e os componentes financeiros exógenos ao cálculo tarifário.

11. O **Mercado de Referência** compreende os montantes de energia elétrica, de demanda de potência e de uso do sistema de distribuição faturados no Período de Referência² a outras concessionárias e permissionárias de distribuição, consumidores, autoprodutores e centrais geradoras que façam uso do mesmo ponto de conexão para importar ou injetar energia elétrica, bem como pelos montantes de demanda de potência contratada pelos demais geradores para uso do sistema de distribuição.

² O Período de Referência corresponde ao período de 12 (doze) meses imediatamente anterior ao mês da Revisão Tarifária Periódica.

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

(Fls. 4 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

12. A **Receita Requerida** é calculada para o Período de Referência, considerando os ganhos potenciais de produtividade no período de vigência das tarifas estabelecidas na revisão, conforme a fórmula a seguir:

$$RR = VPA + VPB \cdot (1 - Pm) \cdot (1 - m \cdot \Delta X) \quad (2)$$

onde:

RR: Receita requerida;

VPA: Valor da Parcela A;

VPB: Valor da Parcela B;

Pm: Fator de Ajuste de Mercado;

m: multiplicador detalhado na seção III.1.4; e

ΔX : diferencial de X, resultante do recálculo do Fator X (2CRTP), detalhado na seção III.1.4.

13. O Valor da Parcela A, considerando o Mercado de Referência e as condições vigentes na data da revisão tarifária periódica, compreende os seguintes itens:

- I. Custo de aquisição de energia elétrica comprada (CE) – montante de energia elétrica comprada para o atendimento ao mercado de referência valorado pelo preço de repasse dos contratos vigentes na data da revisão tarifária periódica ou pelo valor da geração própria. Ao montante de energia elétrica comprado são acrescidos os limites regulatórios de perdas elétricas no sistema de distribuição definidos no 3CRTP, os quais se dividem em perdas técnicas e não técnicas e, quando cabível, os limites regulatórios de perdas elétricas no transporte de Itaipu e na Rede Básica.
- II. Custo com conexão e o uso do sistema de distribuição e/ou transmissão (CT) – para a conexão, são considerados os valores vigentes na data da revisão tarifária periódica e, para o uso, são considerados os montantes de demanda de potência contratados no período de referência, valorados pelas respectivas tarifas econômicas vigentes na data da revisão tarifária periódica.
- III. Encargos Setoriais (ES) – são considerados os valores vigentes na data da revisão tarifária periódica.

14. A **Parcela B** compreende os custos próprios da atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes, sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária.

III.1 PARCELA B

15. A Parcela B é composta pela soma dos componentes abaixo:

$$VPB = CAOM + CAA \quad (3)$$

onde:

VPB: Valor da Parcela B;

CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção; e

CAA: Custo Anual dos Ativos.

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

(Fls. 5 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

16. O Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM), cuja metodologia de cálculo é descrita no Submódulo 2.2 do PRORET, é dado pela soma dos componentes abaixo:

$$CAOM = CO_3 + RI \quad (4)$$

onde:

CAOM: Custos de Administração, Operação e Manutenção;

CO₃: Custos Operacionais relativos ao 3CRTP; e

RI: Receitas Irrecuperáveis.

17. O Custo Anual dos Ativos (CAA), por sua vez, é dado pela soma dos componentes abaixo:

$$CAA = RC + QRR + CAIMI \quad (5)$$

onde:

CAA: Custo Anual dos Ativos;

RC: Remuneração do capital, incluindo a remuneração líquida de capital e tributos;

QRR: Quota de Reintegração Regulatória (depreciação); e

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (Anuidades).

III.1.1. Custos Operacionais

18. A abordagem adotada para o cálculo dos custos operacionais regulatórios na revisão tarifária periódica busca definir o nível eficiente de custos para execução dos processos comerciais relacionados às unidades consumidoras, atividades de operação e manutenção das instalações elétricas, além de direção e administração, de acordo com as condições previstas nos contratos de concessão e na regulamentação, assegurando que os ativos necessários à prestação do serviço manterão sua capacidade de serviço inalterada durante toda sua vida útil.

19. Na definição dos custos operacionais regulatórios são observados os ganhos médios de produtividade alcançados pelas distribuidoras, o nível eficiente de custos, e as características das áreas de concessão atendidas.

20. A definição dos custos operacionais regulatórios é feita em duas etapas: Na primeira, são atualizados os valores de custos operacionais definidos por meio do Modelo de Empresa de Referência (ER) no Segundo Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas (2CRTP), considerando-se a variação de preços dos insumos (custos operacionais), o crescimento dos produtos (redes de distribuição, unidades consumidoras e mercado faturado) e deduzindo-se o ganho médio de produtividade, que nada mais é do que a relação média entre a variação dos custos operacionais e o crescimento dos produtos alcançada pelas concessionárias de distribuição.

21. Na segunda etapa, é procedida uma análise comparativa da eficiência das distribuidoras com o intuito de se definir um intervalo de valores esperados para os custos operacionais, dado o nível de custos das distribuidoras e as características de suas áreas de concessão.

22. As variações observadas entre os valores definidos na primeira e segunda etapa são consideradas no cálculo do componente "T" do Fator X.

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

(Fls. 6 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

III.1.1.1. Atualização dos Custos Operacionais pelos Ganhos de Produtividade – Etapa 1

23. Para fins de reposicionamento tarifário, o valor de custos operacionais a ser considerado na data-base do 3CRTP considera o custo definido no 2CRTP, a variação dos índices de inflação, o crescimento do produto e os ganhos médios de produtividade observados no período de análise, conforme equação a seguir.

$$CO_3 = CO_2 \times \frac{\Delta P}{[1 + 0, \%]^n} \quad (6)$$

onde:

CO_3 : custo operacional a ser reconhecido pra fins de reposicionamento no 3CRTP;

CO_2 : custo operacional definido no 2CRTP, com os ajustes a seguir descritos, corrigidos até a data de revisão tarifária do 3CRTP;

ΔP : variação total do produto; e

n : número de anos entre as datas-base do 2CRTP e 3CRTP³.

24. O índice de produtividade a ser utilizado para atualização dos custos operacionais definidos no 2CRTP tem por base os ganhos médios de produtividade observados associados aos custos operacionais no período avaliado para definição da metodologia. O valor a ser considerado é de **0,782% ao ano** e é único para todas as empresas

25. O valor definido por meio do modelo de Empresa de Referência no 2CRTP para os custos operacionais eficientes deve ser ajustado de modo a compatibilizar o valor a ser atualizado com as demais metodologias propostas para o 3CRTP. Nesse sentido, são procedidos os seguintes ajustes:

- Dedução dos custos relativos à geração própria, que são tratados na Parcela A. Portanto, devem ser excluídos da Parcela B;
- Dedução das receitas com serviços taxados, que são tratadas na metodologia de Outras Receitas;
- Exclusão dos custos de capital associados às anuidades relativas a veículos, sistemas de informática e aluguel de móveis e imóveis administrativos, que são tratados como Base de Anuidade Regulatória – BAR na metodologia de definição da Base de Remuneração Regulatória;
- Exclusão dos custos adicionais relativos ao crescimento dos processos e atividades comerciais e de operação e manutenção. Esses custos têm por finalidade contemplar despesas adicionais entre o momento em que é simulada a Empresa de Referência, que é a data-base dos dados de consumidores e ativos, e a data da revisão tarifária. Como a atualização dos custos do 2CRTP se dá desde a data de referência de consumidores e ativos, se faz necessário excluir tais valores.

26. Uma vez definidos os custos operacionais ajustados do 2CRTP, os custos de pessoal são corrigidos pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, enquanto os custos com materiais e serviços pelo Índice Geral de Preços de Mercado – IGP-M, entre as datas das revisões tarifárias do 2CRTP e 3CRTP.

27. O cálculo da variação total do produto (ΔP) é feito da seguinte forma:

$$\Delta P = \varphi_{bt}\Delta_{M_{bt}} + \varphi_{mt}\Delta_{M_{mt}} + \varphi_{at}\Delta_{M_{at}} + \varphi_{cons}\Delta_{Cons} + \varphi_{rede}\Delta_{rede} \quad (7)$$

³ A data-base do 2CRTP é a data relativa às informações de unidades consumidoras e redes constantes da ER, enquanto a data-base do 3CRTP será o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária.

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

(Fls. 7 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

onde:

ΔP : variação total do produto;

$\Delta_{M_{bt}}$: taxa de crescimento do consumo na baixa tensão;

$\Delta_{M_{mt}}$: taxa de crescimento do consumo na média tensão;

$\Delta_{M_{at}}$: taxa de crescimento do consumo na alta tensão;

Δ_{Cons} : taxa de crescimento de consumidores;

Δ_{rede} : taxa de crescimento da rede; e

φ_i : peso da variável i , sendo i igual aos consumos de baixa, média e alta tensão, unidades consumidoras e redes de distribuição.

28. A tabela a seguir resume o cálculo do Custo Operacional a ser considerado para fins de reposicionamento tarifário:

Tabela 1 – Custos operacionais regulatórios no reposicionamento do 3CRTP – Etapa 1

Descrição	Valores - 2CRTP	Valores - 3CRTP	Variação (%)	Peso (%)
Data Base Ativos e Consumidores	01/07/2007	31/12/2011		
Data Base Valores OPEX	03/02/2008	29/06/2012		
Número de unidades consumidoras	45.603	51.222	12,32%	12,72%
Extensão das redes de distribuição (km)	1.861	1.980	6,44%	12,11%
Mercado AT (MWh)	0	0	0,00%	0,00%
Mercado MT (MWh)	108.534	126.125	16,21%	17,96%
Mercado BT (MWh)	119.020	144.984	21,82%	57,21%

Descrição	Variação (%)
Variação total do produto (?P) - 2CRTP a 3CRTP	17,74%
Variação anual do produto	3,69%
Índice de Produtividade do OPEX	0,782%
Variação IPCA	26,71%
Variação IGPM	28,04%

Descrição	Total	Pessoal	Materiais e Serviços
OPEX 2CRTP - Original	11.784.268		
OPEX 2CRTP - Ajustado	10.800.990	8.244.345	2.556.645
OPEX 2CRTP - Atualização Monetária p/ 3CRTP	13.719.957	10.446.453	3.273.505
OPEX 2CRTP - Com crescimento dos produtos	16.153.574	12.299.422	3.854.152
OPEX 3CRTP	15.597.025	11.875.663	3.721.362

III.1.1.2. Custos Operacionais - Análise Comparativa – Etapa 2

29. Além da análise dos ganhos de produtividade, é procedida uma segunda avaliação comparativa da eficiência das distribuidoras. Essa segunda análise tem por fundamento não só consistir os resultados da avaliação da produtividade, mas também introduzir elementos que permitam caracterizar melhor as áreas de atuação de cada concessionária.

30. Para a análise comparativa dos custos operacionais, é utilizada uma abordagem *Top-Down*, que parte dos custos realizados pela distribuidora nos anos que antecederam a definição da metodologia e se

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

(Fls. 8 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

efetua uma análise de eficiência comparativa com outras concessionárias, mediante o uso de indicadores de eficiência.

31. A estimativa da eficiência das empresas é feita em dois estágios. No primeiro, os parâmetros de eficiência são definidos avaliando-se a relação insumo/produto. Como insumos são considerados os custos operacionais reais das distribuidoras. Os produtos incluem o número de unidades consumidoras, a extensão das redes de distribuição e o consumo faturado de energia (cativo, livre e suprimento), segregado por nível de tensão (AT, MT e BT).

32. O segundo estágio consiste em avaliar as características específicas de cada área de concessão que afetam os custos das distribuidoras a fim de definir um intervalo esperado de custos que considere essas especificidades.

33. Para avaliar as características específicas de cada área de concessão que afetam os custos operacionais são levantadas variáveis denominadas “Variáveis Ambientais” que consistem, via de regra, em variáveis externas às empresas, que afetam os custos unitários de operação e manutenção, os custos unitários de comercialização de energia elétrica e custos administrativos. As variáveis ambientais consideradas no 3CRTP são: o nível salarial praticado nas diferentes regiões do país; a intensidade de chuvas, que afeta os custos de operação e manutenção das redes; a densidade do mercado atendido, ou seja, se o mercado é concentrado numa pequena área ou se o nível de dispersão das redes é elevado; além do nível de complexidade enfrentado para combater as perdas não técnicas, considerado apenas nas concessionárias de maior porte, onde esta problemática se mostrou mais relevante.

34. O objetivo do segundo estágio é construir intervalos de valores em torno dos percentuais de eficiência definidos no primeiro estágio, de acordo com as características ambientais de cada área de concessão. Dessa forma, para concessionárias que atuem em áreas onde as variáveis ambientais justifiquem um custo médio mais alto, essa realidade é considerada na construção desse intervalo de valores esperados, valendo o contrário para concessionárias em que as variáveis ambientais justifiquem um custo médio mais baixo. As equações a seguir sintetizam o procedimento para construção desses intervalos.

$$CO_{LI(\theta_i)}^3 = CO_i^{2009} \cdot (\theta_i + LI(\theta_i)) \quad (8)$$

$$CO_{LS(\theta_i)}^3 = CO_i^{2009} \cdot (\theta_i + LS(\theta_i)) \quad (9)$$

onde:

$CO_{LI(\theta_n)}^3$: limite inferior de custos operacionais, na data-base do 3CRTP;

$CO_{LS(\theta_n)}^3$: limite superior de custos operacionais, na data-base do 3CRTP;

CO_i^{2009} : custo operacional contábil de 2009 atualizado até a data de revisão tarifária;

θ_i : parâmetro de eficiência considerado no primeiro estágio;

$LS(\theta_i)$: limite superior do intervalo sobre o parâmetro de eficiência; e

$LI(\theta_i)$: limite inferior do intervalo sobre o parâmetro de eficiência.

35. De forma a possibilitar a comparação dos custos definidos na Etapa 1 com os custos eficientes de 2009, deverá ser procedida uma atualização, que segue o mesmo procedimento definido pelas equações (6) e (7), mas agora considerando o crescimento dos custos operacionais e dos produtos entre 2009 e a revisão tarifária do 3CRTP. A tabela a seguir resume o cálculo da Etapa 2 da definição dos Custos Operacionais regulatórios.

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

(Fls. 9 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

Tabela 2 – Custos operacionais regulatórios para cálculo do Fator X – Etapa 2

Descrição	Valores 2009	Valores 3CRTP	Variação (%)	Peso (%)
Data Base Ativos e Consumidores	01/07/2009	31/12/2011		
Data Base Valores OPEX	01/07/2009	29/06/2012		
Número de unidades consumidoras	48.086	51.222	6,52%	12,72%
Extensão das redes de distribuição (km)	1.727	1.980	14,70%	12,11%
Mercado AT (MWh)	0	0	0,00%	0,00%
Mercado MT (MWh)	108.115	126.125	16,66%	17,96%
Mercado BT (MWh)	131.870	144.984	9,95%	57,21%

Descrição	Variação (%)
Variação total do produto (?P) - 2009 a 3CRTP	11,29%
Variação anual do produto	4,37%
Índice de Produtividade do OPEX	0,782%
Variação IPCA	17,28%
Variação IGPM	19,35%

Descrição	Total	Pessoal	Materiais e Serviços
OPEX 2009 - Valores correntes	12.723.082	6.177.026	6.546.055
OPEX 2009 - Atualização Monetária p/ 3CRTP	15.057.377	7.244.677	7.812.700
OPEX 2009 - Com crescimento dos produtos	16.757.675	8.062.755	8.694.920
OPEX 2009 - Com ganhos de produtividade	16.434.538	7.907.281	8.527.256

Descrição	Limite Inferior	Centro	Limite Superior
Eficiência	74,14%	80,91%	94,14%
OPEX 3CRTP - 2ª Etapa (Intervalo)	12.184.566	13.297.184	15.471.474

36. Como resultado da Etapa 2, são definidos intervalos de resultados esperados para os custos operacionais. As variações observadas entre os valores definidos nas Etapas 1 e 2 são então consideradas para fim de cálculo do Componente T do Fator X.

37. O componente "T" tem por objetivo estabelecer uma trajetória na definição dos custos operacionais regulatórios. Essencialmente, trata-se de uma transição entre metodologias diferentes para a definição de custos operacionais eficientes. Assim, ao longo do ciclo tarifário o nível de custos operacionais reconhecidos regulatoriamente vai paulatinamente migrando para o nível definido na análise comparativa.

38. Quando o valor dos custos operacionais definidos na Etapa 1 estiver contido no intervalo de custos operacionais eficientes definidos na Etapa 2, não haverá aplicação do componente T. Caso contrário, o cálculo será baseado na diferença entre o valor definido na Etapa 1 e o limite mais próximo do intervalo definido na Etapa 2, conforme equação a seguir. O valor do componente T é limitado a +/- 2,0% (mais ou menos dois por cento).

$$T = \left(1 - \sqrt[N]{\frac{CO_3}{CO_3}} \right) \cdot \left(\frac{CO_3}{VPB_0} \right) \quad (10)$$

onde:

N : número de reajustes entre duas revisões tarifárias sucessivas;

CO_3 : custos operacionais definidos no 2CRTP atualizados considerando-se os ganhos de produtividade;

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

(Fls. 10 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

CO_n^3 : limite mais próximo de CO_3 do intervalo de custos operacionais eficientes definido por meio do método de benchmarking; e

VPB_0 : total da parcela B definida na revisão tarifária do 3CRTP.

39. No caso da CFLO o Componente T do Fator X é de **0,21%**.

III.1.2. Receitas Irrecuperáveis

40. O valor de receitas irre recuperáveis a ser considerado no processo de revisão tarifária é composto por duas parcelas: (1) uma associada aos encargos setoriais e (2) outra relativa aos demais itens da receita da distribuidora.

41. O cálculo da parcela relativa aos encargos setoriais é feito a partir do nível de receitas irre recuperáveis da própria concessionária. O objetivo é calcular os custos com encargos setoriais da forma mais precisa possível considerando, inclusive, o montante que é faturado e não recebido pelas concessionárias. Os níveis de receitas irre recuperáveis de cada concessionária são reconhecidos desde que não superem os limites estabelecidos no Submódulo 2.2 do PRORET. A equação a seguir sintetiza o cálculo das receitas irre recuperáveis associadas aos encargos setoriais.

$$V_i = \frac{ES}{(1-ICMS-PIS-CONFINS)} \times \{\sum_C(\rho_c \times RI_i)\} \quad (11)$$

onde:

V_i : Parcela de receitas irre recuperáveis associada aos encargos setoriais;

ES : Valor dos encargos setoriais a ser considerado na revisão tarifária;

ρ_c : Participação da classe de consumo C na receita total verificada no ano teste; e

RI_i : Mediana dos percentuais de receitas irre recuperáveis, relativa à classe C, verificados nos três anos anteriores ao da revisão tarifária.

42. Para a parcela de receitas irre recuperáveis relativa aos demais itens da receita, são definidos percentuais regulatórios por classe de consumo e por grupo de empresas. Os percentuais regulatórios são baseados no desempenho das distribuidoras que compõem cada um dos grupos. O valor de receitas irre recuperáveis dessa parcela da receita é então definido pela seguinte equação:

$$V_{se} = \frac{RR_{Sem\ encargos}}{(1-ICMS-\%PIS-CONFINS)} \times \{\sum_C(\rho_c \times RI_c)\} \quad (12)$$

onde:

V_{se} : Parcela de receitas irre recuperáveis associada à receita, exceto encargos setoriais;

$RR_{Sem\ encargos}$: Receita requerida líquida sem encargos, ou seja, subtraindo os encargos setoriais;

ρ_c : Participação da classe de consumo C na receita total verificada no ano teste;

RI_c : Percentual de receitas irre recuperáveis regulatória, relativa à classe C, do grupo ao qual pertence a empresa.

43. A tabela a seguir resume o cálculo do valor de receitas irre recuperáveis a ser considerado no processo de revisão tarifária, segregado em suas duas parcelas, uma relacionada aos encargos setoriais e outra relativa ao restante da receita.

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

(Fls. 11 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

Tabela 3 – Receitas Irrecuperáveis

Descrição	Receita Base (R\$)	% RI	RI (R\$)
Encargos Setoriais	11.559.516	0,04%	4.705
Restante da Receita	97.798.092	0,10%	97.893
Total	109.357.608	0,09%	102.598

III.1.3. Remuneração do Capital e Quota de Reintegração Regulatória

44. A Remuneração do Capital (RC) corresponde à remuneração dos investimentos realizados pela concessionária e depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória e do custo de capital, conforme formulação a seguir:

$$RC = (BRRI - RGR) \cdot r_{WACC_{pré}} + RGR \cdot r_{rgr} \quad (13)$$

onde:

RC: Remuneração do Capital;

BRRI: Base de Remuneração Regulatória líquida;

RGR: Saldo devedor de RGR;

$r_{WACC_{pré}}$: Custo médio ponderado de capital real antes dos impostos; e

r_{RGR} : Custo de capital da RGR, ponderado por destinação (PLpT e não PLpT).

45. A Quota de Reintegração Regulatória (QRR), por sua vez, corresponde à parcela que considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados e tem por finalidade recompor os ativos afetos à prestação do serviço ao longo da sua vida útil.

46. A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória e da taxa média de depreciação das instalações, conforme formulação a seguir:

$$QRR = BRRb \cdot \delta \quad (14)$$

onde:

QRR: Quota de Reintegração Regulatória;

BRRb: Base de Remuneração Regulatória bruta; e

δ : Taxa média de depreciação das instalações.

47. Para o cálculo da taxa média de depreciação das instalações, devem-se utilizar as taxas anuais de depreciação definidas na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 367, de 02 de junho de 2009.

III.1.3.1. Custo de Capital

48. 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, sendo expresso pela seguinte fórmula:

$$r_{WACC} = \frac{1 + (P/V) \cdot r_p + (D/V) \cdot r_d \cdot (1 - T)}{1 + \pi} - 1 \quad (15)$$

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

(Fls. 12 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

onde:

r_{wacc} : custo médio ponderado de capital após impostos, em termos reais;

r_P : custo do capital próprio nominal;

r_D : custo da dívida nominal;

P : capital próprio;

D : capital de terceiros ou dívida;

V : soma do capital próprio e de terceiros;

T : alíquota tributária marginal efetiva; e

π : inflação média dos EUA.

49. A estrutura de capital diz respeito às fontes de recursos utilizadas por um investidor em um investimento específico, existindo duas fontes: capital próprio e de terceiro.

50. Para a determinação da estrutura ótima de capital a ser aplicada no 3CRTP, partiu-se do levantamento de dados empíricos das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil, no período entre 2006 e o ano da revisão tarifária do 2CRTP de cada empresa, resultando no percentual de participação de capital de terceiros (D/V) de **55%**.

51. Para determinar o custo de capital próprio, adota-se o método de risco/retorno CAPM (*Capital Asset Pricing Model*). O modelo CAPM construído para o cálculo da remuneração de ativos de distribuição de energia elétrica no Brasil tem como resultado fundamental a seguinte equação:

$$r_P = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f) + r_B \quad (16)$$

onde:

r_P : 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; e

r_B : prêmio de risco país.

52. Para o custo de capital de terceiros adota-se uma abordagem similar à do capital próprio, ou seja, trata-se de adicionar 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 então pelo método CAPM da dívida, conforme a seguinte expressão:

$$r_d = r_f + r_C + r_B \quad (17)$$

onde:

r_f : taxa de retorno do ativo livre de risco;

r_C : prêmio de risco de crédito; e

r_B : prêmio de risco país.

53. A tabela a seguir ilustra o cálculo do custo médio ponderado de capital para uma concessionária que tenha alíquota de 34% a título de Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (CSLL).

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

(Fls. 13 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

Tabela 4: Resultado do Custo Médio Ponderado de Capital – WACC

CUSTO DE CAPITAL	
Estrutura de Capital	
Proporção de Capital Próprio	45,0%
Proporção de Capital de Terceiros	55,0%
Custo de Capital Próprio	
Taxa livre de risco	4,87%
Prêmio de risco de Mercado	5,82%
Beta médio alavancado	0,740
Prêmio de risco do negócio	4,31%
Prêmio de risco país	4,25%
Custo de capital próprio nominal	13,43%
Custo de Capital de Terceiros	
Prêmio de risco de crédito	2,14%
Custo de dívida nominal	11,26%
CUSTO MÉDIO PONDERADO	
WACC nominal depois de impostos*	10,13%
WACC real depois de impostos	7,50%

* Para empresas com alíquota de IRPJ/CSLL de 34%

54. Para aplicação tarifária considera-se o WACC real depois do benefício tributário dos impostos, com a posterior inclusão do percentual de impostos a serem pagos. Assim, a equação anterior será aplicada às tarifas dos consumidores como se segue abaixo:

$$r_{WACC\text{ pré}} = \left(\frac{1 + (P/V) \cdot r_p + (D/V) \cdot r_d \cdot (1 - T)}{1 + \pi} - 1 \right) / (1 - T) \quad (18)$$

55. Tendo em vista que as alíquotas de IRPJ e CSLL estão sujeitas a tratamento legal diferenciado, de acordo com as especificidades da distribuidora, podendo resultar em alíquotas finais inferiores ao valor de 34%, serão consideradas as seguintes alíquotas:

- para as concessionárias cooperativas e autarquias municipais, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 0,00% (zero), podendo ser considerada alíquota proporcional para a cooperativa conforme a carga tributária efetiva;
- para as concessionárias enquadradas na área de atuação SUDENE/SUDAM, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 15,25%;
- para as concessionárias com remuneração regulatória inferior a R\$ 240.000,00, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 24%;
- para os demais casos, considera-se as alíquotas de 25% e 9%, totalizando 34%.

56. Para aplicação tarifária considera-se o WACC conforme tabela abaixo:

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

(Fls. 14 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

Tabela 5: WACC antes de Impostos

WACC	Alíquota de IRPJ e CSLL	Taxa ($r_{wacc-pre}$)
WACC real antes dos impostos ^a	Isento	9,55%
WACC real antes dos impostos ^b	15,25%	10,19%
WACC real antes dos impostos ^c	24,0%	10,66%
WACC real antes dos impostos ^d	34,00%	11,36%

a) concessionárias isentas de impostos sobre a renda;

b) concessionárias enquadradas na área de atuação SUDENE/SUDAM;

c) concessionárias com lucro regulatório inferior a R\$240.000; e

d) todas as demais.

57. Para o 3CRTP, será deduzido da base de remuneração líquida da empresa o total do saldo devedor de recursos da RGR junto a Eletrobrás, do mês referente à data base do laudo de avaliação da Base de Remuneração da concessionária. Assim, os ativos imobilizados provenientes de recursos da RGR serão remunerados à taxa específica, e os demais ativos da empresa ao custo de capital regulatório (WACC).

58. O saldo dos investimentos realizados a partir de financiamento com recursos da RGR será remunerado pelo custo dos empréstimos em termos reais, tendo em vista que o reajuste tarifário contempla atualização monetária da parcela B, assim como os investimentos realizados durante o ciclo tarifário são corrigidos pela inflação quando de sua incorporação à base de remuneração regulatória.

59. Os recursos da RGR destinados ao Programa Luz para Todos (PLpT) serão remunerados pelo custo efetivo dos empréstimos em termos reais, de **1,35% a.a.**, e os recursos da RGR não destinados ao PLpT serão remunerados ao custo da menor captação de recursos de terceiros disponíveis às distribuidoras de energia elétrica, de **3,62% a.a.** em termos reais.

III.1.3.2. Base de Remuneração Regulatória

60. 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 3CRTP, devem ser observadas as seguintes diretrizes:

- A base de remuneração aprovada no segundo ciclo de revisão tarifária (2CRTP) deve ser “blindada”. Entende-se como base blindada os valores aprovados por laudo de avaliação ajustados, incluindo as movimentações ocorridas (adições, baixas, depreciação) e as respectivas atualizações;
- As inclusões entre as datas-base do segundo e terceiro ciclos de revisão tarifária, desde que ainda em operação, compõem a Base Incremental e são avaliadas no processo de revisão tarifária do 3CRTP;
- Os valores finais da avaliação são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração blindada (item a) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-base do segundo e terceiro ciclos de revisão tarifária – base incremental (item b);
- Considera-se como data-base do laudo de avaliação o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária do 3CRTP;
- A base de remuneração deverá ser atualizada pela variação do IGP-M, entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária;

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

(Fls. 15 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

61. Os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica somente são elegíveis a compor a Base de Remuneração Regulatória quando efetivamente utilizados no serviço público de distribuição de energia elétrica. São desconsiderados da base de remuneração aqueles ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória – BAR.

62. A tabela a seguir resume o cálculo da Base de Remuneração Regulatória, bem como da remuneração e quota de reintegração.

Tabela 6 – Remuneração do Capital e Quota de Reintegração

Descrição	Valores
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	64.803.119
(2) Índice de Aproveitamento Integral	6.021
(3) Obrigações Especiais Bruta	13.734.769
(4) Bens Totalmente Depreciados	14.680.777
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	36.381.552
(6) Depreciação Acumulada	39.707.716
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	25.095.403
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	27.776
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	25.067.627
(10) Almoxarifado em Operação	275.708
(11) Ativo Diferido	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	11.447.498
(13) Terrenos e Servidões	963.567
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)	14.859.403
(15) Saldo RGR PLPT	369.321
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	-
(17) Taxa de Depreciação	4,17%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	1.518.922
(19) WACC real antes de impostos	11,36%
(20) Taxa RGR PLPT	1,35%
(21) Taxa RGR Demais Investimentos	3,62%
(22) Remuneração do Capital (15)*(20)+(16)*(21)+[(14)-(15)-(16)]*(19)	1.651.059

III.1.4. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis - CAIMI.

63. O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis, também denominado Anuidades, refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

64. Os ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória (BAR) não são considerados no Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) que comporá a base de remuneração. Esses ativos são determinados como uma relação do AIS. A BAR será determinada pela formulação a seguir:

$$BAR = 4,4956 \cdot (AIS - IA)^{-0,21+1} \cdot (IGPM_1/IGPM_0)^{0,21} \quad (19)$$

onde:

BAR: Montante da base de remuneração regulatória referente aos investimentos em ativos não elétricos (instalações móveis e imóveis);

AIS: Ativo imobilizado em serviço aprovado no 3CRTPT;

* 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 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

IA: Índice de aproveitamento sobre o AIS aprovado no 3CRTP;
IGPM₁: Valor do índice IGP-M na data da revisão tarifária; e
IGPM₀: Valor do índice IGP-M em 01/01/2011.

65. Uma vez definida a base de anuidade regulatória, para o cálculo da anuidade é necessário segregar em 3 grupos de ativos, conforme tabela a seguir:

Tabela 7: Segregação da Base de Anuidade Regulatória nos Grupos de Ativos

Grupo de Ativos	(% da BAR)
Aluguéis (BAR _A)	25%
Veículos (BAR _V)	25%
Sistemas (BAR _I)	50%

66. Uma vez segregado, as Anuidades são dadas por:

$$CAIMI = CAL + CAV + CAI \quad (20)$$

onde:

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (Anuidades);

CAL: Custo Anual de Aluguéis;

CAV: Custo Anual de Veículos; e

CAI: Custo Anual de Sistemas de Informática.

67. As Anuidades serão calculadas em regime, com depreciação linear na vida útil e com remuneração sobre 50% do investimento.

$$CA(L/V/I) = BAR_{A/V/I} \cdot \left[\frac{1}{VU_{A/V/I}} + \frac{r_{WACC}^{pré}}{2} \right] \quad (21)$$

onde:

CA(L/V/I): Custo Anual de: A: Aluguéis / V: Veículos / I: Sistemas de Informática;

BAR_{A/V/I}: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos considerados para infraestrutura de: A: imóveis de uso administrativos / V: veículos / I: Sistemas de informática; e

VU_{A/V/I}: Vida útil. Considera-se o valor definido na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE: A: 85% referente ao TUC (Tipo de Unidade de Cadastro) “Edificação – outras” e 15% referente ao TUC “Equipamento Geral” / V: referente ao TUC “Veículos” / I: referente ao TUC “Equipamento Geral de Informática”..

68. A tabela a seguir resume os valores relativos ao CAIMI.

Tabela 8: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – CAIMI

Descrição	Valores (R\$)
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	6.771.939
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	1.692.985
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	1.692.985
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	3.385.969
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	156.842
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	338.016
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	831.185
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	1.326.044

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

(Fls. 17 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

III.1.5. Ajuste da Parcela B em Função de Investimentos Realizados

69. Conforme previsto na Resolução Normativa ANEEL nº 234, de 31 de outubro de 2006, foi definido no 2CRTP mecanismo destinado a comparar os investimentos previstos no cálculo do Fator X com os efetivamente realizados pelas distribuidoras.

70. No 3CRTP, quando da revisão tarifária de cada concessionária, são levantados os investimentos efetivamente realizados pela distribuidora entre o 2CRTP e o 3CRTP, calculados com base nos registros contábeis da distribuidora, deflacionados pelo IGP-M, mês a mês, para a data-base da revisão tarifária anterior.

71. Caso os investimentos efetivamente realizados sejam inferiores àqueles considerados no cálculo do Fator X do 2CRTP, esse item é recalculado, com a substituição dos valores de investimento previstos pelos investimentos realizados, mantendo-se inalterados os demais parâmetros.

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

$$\Delta X = X_1 - X_0 \quad (22)$$

onde:

X_0 : X definido na revisão anterior (2CRTP); e

X_1 : X recalculado.

73. O ΔX é aplicado como redutor da Parcela B calculada na revisão tarifária do 3CRTP, da seguinte forma:

$$VPB' = VPB \cdot (1 - m \cdot \Delta X) \quad (23)$$

onde:

VPB' : valor final da Parcela B no 3CRTP;

VPB : total da Parcela B calculada no 3CRTP; e

m : multiplicador.

74. O valor do multiplicador (m) é de: 1,13 para concessionárias que têm revisões tarifárias a cada 3 anos; 1,76 para revisões a cada 4 anos; e 2,43 para 5 anos.

75. Na revisão tarifária da CFLO o valor de $(1 - m \cdot \Delta X)$ resultou em **0,992**.

III.1.6. Ajuste da Parcela B em Função do Índice de Ajuste de Mercado

76. Ao Valor Final da Parcela B é aplicado um índice de ajuste de mercado, denominado de Fator de Ajuste de Mercado, de forma a considerar os ganhos potenciais de produtividade entre o ano anterior à revisão tarifária, período de referência, e o período em que as tarifas definidas na revisão estarão vigentes, que são os doze meses posteriores à revisão.

77. O valor do Fator de Ajuste de Mercado (P_m) a ser aplicado na revisão tarifária periódica de cada concessionária no ajuste do Valor da Parcela B será definido a partir da produtividade média do setor de distribuição e do crescimento médio do mercado faturado e do número de unidades consumidoras da concessionária entre as revisões tarifárias do 2CRTP e do 3CRTP, conforme equação a seguir:

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

(Fls. 18 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

$$Pm(i) := 1,11\% + 0,313 \times (VarMWh(i) - 4,25\%) - 0,260 \times (VarUC(i) - 3,58\%) \quad (24)$$

onde:

$Pm(i)$: Fator de Ajuste de Mercado da concessionária i ;

$VarMWh(i)$: Variação anual média de mercado da concessionária i , entre as revisões tarifárias do 2CRTP e 3CRTP;

e

$VarUC(i)$: Variação anual média do número de unidades consumidoras da concessionária i entre as revisões tarifárias do 2CRTP e 3CRTP.

78. A tabela a seguir resume o cálculo da Parcela B ajustada da revisão tarifária da CFLO.

Tabela 9: Cálculo da Parcela B ajustada

Descrição	Valores
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	15.741.479
Custos Operacionais (CO3)	15.638.881
Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)	4.705
Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	97.893
Custo Anual dos Ativos (CAA)	4.496.024
Remuneração do Capital (RC)	1.651.059
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	1.518.922
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	1.326.044
Parcela B (VPB)	20.237.504
Ajuste em função dos investimentos realizados	(162.650)
Diferencial de X (?X)	0,46%
Multiplicador (m)	1,760
Parcela B com ajuste do 2CRTP (VPB')	20.074.854
Índice de Produtividade da Parcela B	1,24%
Parcela B com ajuste de mercado	19.825.905

III.2. OUTRAS RECEITAS

79. As outras receitas podem ser classificadas em duas categorias, conforme sua natureza: em "receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica" e "receitas de outras atividades empresariais".

80. As **receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica** são adicionais ao fornecimento de energia, mas ainda fazem parte da essência da concessão de distribuição de energia elétrica, para as quais as despesas incorridas em sua prestação já estão contempladas na receita do serviço regulado. Encontram-se nessa categoria as receitas obtidas com encargos de conexão e serviços cobráveis.

81. As **receitas de outras atividades empresariais** são todas e quaisquer atividades desenvolvidas pela própria concessionária e que não estão diretamente relacionadas à atividade fim da concessão. Subdividem-se em 2 subgrupos:

- a) **Atividades complementares**: são aquelas cujas despesas não são claramente identificadas e já estão cobertas pela receita advinda da atividade regulada. Enquadram-se nesse subgrupo os contratos de compartilhamento de infraestrutura e sistemas de comunicação (PLC).

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

(Fls. 19 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

- b) **Atividades atípicas:** são aquelas às quais se impõem critérios de administração e gestão que permitam total distinção de contabilização dos custos e resultados. Destacam-se nessa categoria receitas advindas da prestação de serviços a terceiros (operação e manutenção, consultoria, comunicação e engenharia) e cobrança pela arrecadação de convênios nas faturas de energia.

82. Para cada natureza de receita há um percentual que deve ser revertido à modicidade tarifária, nos termos do Submódulo 2.7 do PRORET. A tabela a seguir sintetiza o cálculo de “Outras Receitas”.

Tabela 10: Outras Receitas

Descrição	Receita Bruta	ICMS / PIS / COFINS / ISS	Receita Líquida	Despesa	IRPJ/CSLL	Lucro Líquido	Outras Receitas
Serviços Cobráveis	175.306	9.890	165.416	-	56.241	109.175	109.175
Compartilhamento de Infraestrutura	1.069.132	60.314	1.008.817	807.054	68.600	133.164	873.636
Convênios	165.464	9.335	156.129	31.226	42.467	82.436	41.218
Total	1.409.901	79.539	1.330.363	838.280	167.308	324.775	1.024.028

III.3. PARCELA A

83. O Valor da Parcela A é calculado considerando-se o Mercado de Referência e as condições vigentes na data da revisão tarifária periódica. Compreende os custos com aquisição de energia elétrica (CE), os custos com conexão e uso dos sistemas de distribuição e/ou transmissão (CT) e os custos com Encargos Setoriais (ES).

III.3.1. Custos com Aquisição de Energia Elétrica (CE)

III.3.1.1. Tipos de Contratos e Regras de Precificação

84. A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, ao dispor sobre a 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.

85. O modelo instituído pela Lei nº 10.848/2004 estabelece dois ambientes em que as contratações devem ser feitas: Ambiente de Contratação Regulada – ACR e Ambiente de Contratação Livre – ACL, devendo as concessionárias de distribuição de energia elétrica garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada (no ACR).

86. Quando se trata da compra de energia por agentes de distribuição com mercado próprio menor que 500 GWh/ano, a regulamentação permite a atuação no Ambiente de Contratação Regulada, com as seguintes opções: (i) leilões de compra realizados no ACR; (ii) de geradores distribuídos, na forma dos arts. 14 e 15 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004; (iii) com tarifa regulada do atual agente supridor; ou (iv) mediante processo de licitação pública promovido pelos agentes de distribuição. As condições gerais para a contratação do suprimento de energia elétrica para essas concessionárias foram estabelecidas por meio da Resolução Normativa nº 206, de 22 de dezembro de 2005.

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

(Fls. 20 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

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

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

88. O cálculo dos valores econômicos para a compra de energia na revisão tarifária seguirá, conforme o Contrato de Concessão, os seguintes critérios:

- (i) Para a energia comprada por meio de contratos firmados anteriormente à Lei nº 10.848/2004: o preço de repasse de cada contrato vigente na data da revisão tarifária será aplicado ao montante de energia elétrica de cada contrato, verificado no período de referência, limitado ao montante de energia que poderá ser atendido pelo mesmo contrato nos 12 meses subsequentes;
- (ii) para a energia elétrica comprada por meio de contratos firmados após a Lei nº 10.848/2004: o preço médio de repasse, relativo aos contratos de compra de energia elétrica de que trata o *caput* do art. 36 do Decreto nº 5.163 de 2004, autorizados pela ANEEL até a data da revisão tarifária, ponderado pelos respectivos volumes contratados para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes, aplicado ao montante de Energia Elétrica Comprada, deduzidos os montantes referidos no inciso (i) anterior.

III.3.1.2. Energia Requerida

89. Além da energia necessária ao atendimento de seus consumidores há que se considerar que nem toda a energia elétrica gerada é entregue ao consumidor final. Perdas de energia são inerentes à natureza do processo de transformação, transmissão e distribuição de energia elétrica. Cabe à ANEEL definir a cada revisão tarifária um referencial regulatório de perdas que leve em consideração o desempenho da concessionária nos segmentos de perdas que tenha maior gestão.

90. As perdas podem ser segmentadas entre Perdas na Rede Básica, que são externas ao sistema de distribuição da concessionária e tem origem iminentemente técnica, e as Perdas na Distribuição que podem ser de natureza técnica ou não técnica.

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

(Fls. 21 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

91. As perdas técnicas se referem à parcela das perdas na distribuição inerente ao processo de transporte, transformação de tensão e medição da energia na rede da concessionária. As perdas não técnicas, por sua vez, representam todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, etc. São medidas pela diferença entre as Perdas na Distribuição e as Perdas Técnicas.

92. As Perdas na Rede Básica são calculadas com base no percentual médio de perdas no segmento de "Consumo", informado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, apurada nos 12 (doze) meses anteriores à data da revisão tarifária.

93. As Perdas Técnicas são calculadas levando-se em consideração as características do sistema de distribuição da concessionária, como pontos de injeção e consumo de energia elétrica, bitola dos condutores, tipo de transformadores, etc. São calculadas as perdas nas redes de distribuição em alta, média e baixa tensão, subestações, transformadores de distribuição, além dos ramais de ligação e medidores. O Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST detalha a metodologia empregada para o cálculo das perdas técnicas. O nível de perdas técnicas calculado, como percentual da energia injetada, é mantido constante em todos os processos tarifários até a revisão subsequente.

94. O referencial regulatório para as Perdas Não Técnicas é redefinido a cada revisão tarifária e pode se dar na forma de uma trajetória decrescente, reconhecendo-se um nível menor de perdas não técnicas a cada reajuste tarifário, ou na forma de uma meta fixa, em que o nível de perdas não técnicas reconhecido nas tarifas, sempre referenciado em termos de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão, se mantém constante ao longo do ciclo tarifário.

95. A abordagem adotada pela ANEEL para a definição dos limites de perdas não técnicas é o da comparação do desempenho de distribuidoras que atuem em áreas de concessão semelhantes. Tal comparação se dá essencialmente a partir da construção de um ranking de complexidade no combate às perdas não técnicas que busca mensurar de forma objetiva o nível de dificuldade enfrentado por cada distribuidora para reduzir, essencialmente, as fraudes e furtos de energia em sua área de atuação.

96. A partir da formulação do ranking é possível afirmar que distribuidoras que atuam em áreas mais complexas, e que ainda assim tenham alcançado níveis mais baixos de perdas não técnicas, sejam referências de eficiência e possam, portanto, ser utilizadas para se definir trajetórias de redução de perdas não técnicas para as demais. Cabe ressaltar que além da análise de eficiência comparativa das distribuidoras, a avaliação também considera o desempenho passado da própria distribuidora, que pode servir de referencial regulatório quando os níveis de perdas não técnicas tiverem crescido. A tabela a seguir sintetiza o cálculo das perdas não técnicas.

Tabela 11: Perdas Regulatórias

Cálculo do Ponto de Partida (Revisão Tarifária)	
Descrição	Perdas Não Técnica (% BT)
1. Meta 2º Ciclo	0,00%
2. Mínimo Histórico	0,00%
3. Ajuste UC sem Medição	0,11%
4. Ponto de Partida [mínimo (1 e 2) - 3]	0,00%

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

(Fls. 22 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

Cálculo da Meta (Final do período tarifário)			
Descrição	Modelo A	Modelo B	Modelo C
Empresa Benchmark	CFLO	CFLO	CFLO
PNT/BT Benchmark	1,27%	1,27%	1,27%
PNT/BT COELCE	1,27%	1,27%	1,27%
Probabilidade de Comparação	100,0%	100,0%	100,0%
PNT/BT Meta baseada em cada Benchmark	1,27%	1,27%	1,27%
PNT/BT Meta média dos Benchmarks (medido)		1,27%	
PNT/BT Diferença entre medido e faturado da Coelce		0,97%	
PNT/BT Meta média dos Benchmarks (ajustado faturamento)		0,30%	
PNT/BT Ponto de Partida (faturado)		0,00%	
PNT/BT Meta		0,00%	

Descrição	Ponto Partida	2012	2013	2014	2015
Trajetória PNT/BT (ponto partida até meta)	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Velocidade de Redução (a.a)	0,00%	0,11%	0,00%	0,00%	0,00%
Limite de Redução (a.a)	0,00%	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Referencial Regulatório PNT/BT	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Referencial Regulatório PT/Einj	3,11%	3,11%	3,11%	3,11%	3,11%

97. O ponto de partida para o referencial regulatório de perdas não técnicas é definido, regra geral, pelo menor valor entre a meta definida no 2CRTP e o mínimo histórico alcançado pela distribuidora. A meta para o final do ciclo, por sua vez, considera o desempenho de distribuidoras que atuem em áreas tão ou mais complexas sob o ponto de vista do combate às perdas não técnicas, e que tenham desempenho melhores. O nível médio de perdas não técnicas das empresas *benchmarks* passa a ser referencial para a definição da meta, que deve observar a velocidade potencial de redução.

98. Finalmente, a Energia Vendida representa toda energia faturada pela concessionária de seu mercado cativo, consumo próprio e energia suprida a outras distribuidoras. A tabela a seguir apresenta o cálculo da energia requerida considerada no processo de revisão tarifária.

Tabela 12: Energia Requerida

Descrição	Energia (MWh)
Perdas na Distribuição	8.695
Perdas Técnicas	8.695
Perdas Não Técnicas	0
Energia Vendida	271.110
Energia Requerida	279.805

III.3.1.3. Valoração da Compra de Energia

99. 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.

100. As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e a energia requerida, ambos relativos ao período de referência. A energia contratada disponível é igual ao

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

(Fls. 23 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

somatório de geração própria, CCEAR, compra de energia de contratos bilaterais e quota de energia de Itaipu e do Proinfa. A tabela a seguir resume o custo com compra de energia.

101. No ano de 2008, a CFLO participou do 7º leilão de Energia Nova (quantidade e disponibilidade), adquirindo contratos que entrarão em vigor a partir de 1º de janeiro de 2012. A estimativa de preços, para os contratos de Energia Nova – modalidade disponibilidade é estabelecida pela ANEEL com base nos valores de Preços de Liquidação por Diferença – PLD atuais e horizonte anual. Como o cenário atual prevê valores altos de PLD, a melhor previsão de preço para este leilão é de R\$192,47. Com uma participação significativa no mix de compra da concessionária para estes contratos, o impacto no resultado da atual revisão tarifária da distribuidora seria bem significativo.

102. Em 21 de junho de 2012, a CFLO emitiu a Carta VPRE/653/2012 solicitando que a ANEEL utilizasse uma estimativa para os preços para aquisição de energia térmica do 7º leilão inferiores àqueles estimados pela ANEEL. A distribuidora sugeriu o valor de R\$ 174,47.

103. Como as diferenças, para a parcela de compra de energia, entre os valores de cobertura tarifária, dada nos eventos tarifários das distribuidoras (revisão ou reajuste), e os valores efetivamente pagos por elas serão compensados na CVA de Energia no evento tarifário do ano subsequente; a ANEEL utilizará, como previsão de preços, para o 7º leilão de Energia Nova (modalidade disponibilidade) o valor sugerido pela CFLO.

Tabela 13: Custo com Compra de Energia

Descrição	Despesa (R\$)	Tarifa (R\$/MWh)	Energia (MWh)
Energia Contratada	40.185.991	144,51	285.543
Ambiente Regulado - CCEAR			
7º Nova A-5 2013-15 T	19.348.036	174,47	110.896
7º Nova A-5 2013-30 H	537.674	120,37	4.467
Madeira Jirau	1.532.536	88,37	17.341
Contratos Bilaterais			
COPEL	18.767.745	129,09	145.379
Proinfa	-	-	7.459
Sobra (-) / Déficit (+)	(926.170)	161,40	(5.738)
Custo Total	39.259.821	140,31	279.805

III.3.2. Custos com Conexão e Uso dos Sistemas de Distribuição e/ou Transmissão (CT)

104. Os custos com transmissão de energia elétrica, desde as usinas até as redes de distribuição da concessionária, são compostos por: Rede Básica (Nodal e Fronteira), Conexão/DIT, Transporte de Itaipu e Uso de Sistemas de Distribuição. Os valores dos custos relacionados a transmissão de energia a serem considerados nesta revisão tarifária são detalhados na tabela a seguir:

Tabela 14: Custo de Conexão e Uso dos Sistemas de Distribuição/Transmissão (CT)

Descrição	Valor (R\$)
Uso do sistema de distribuição	6.431.231
Total	6.431.231

105. Os **Custos de Rede Básica** referem-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição às Transmissoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST celebrado com

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

(Fls. 24 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

o ONS, para acesso à rede de transmissão do sistema interligado. São calculados pelo ONS, com base nos valores de demanda de potência multiplicados por tarifa estabelecida pela ANEEL. Essa tarifa depende da receita anual permitida para as concessionárias de transmissão (RAP) para cobrir os custos decorrentes da atividade de transmissão. A ANEEL fixa 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. As distribuidoras quotistas de Itaipu pagam também a parcela atribuída à geradora Itaipu Binacional pelo Uso da Rede Básica (MUST Itaipu), de forma proporcional às suas quotas-partes.

106. O **Custo de Conexão** refere-se ao uso exclusivo, pelas distribuidoras, das Demais Instalações de Transmissão (DIT) não integrantes da rede básica e pertencentes às transmissoras, para conexão às instalações da rede básica de transmissão. Os valores desse custo são estabelecidos pela ANEEL e têm reajuste anual concatenado com a data de reajuste das tarifas de fornecimento das distribuidoras de energia elétrica.

107. O **Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional** refere-se ao custo de transmissão da quota parte de energia elétrica adquirida, pela concessionária, daquela geradora. A despesa com transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu é o resultado da multiplicação do montante de demanda de potência (MW) adquirida pela tarifa de transporte de Itaipu fixada pela ANEEL, em R\$/MW.

108. O **Custo relativo ao Uso de Sistemas de Distribuição** refere-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição a outras Distribuidoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD celebrado entre as partes, para acesso à rede de distribuição daquelas. A despesa é calculada com base nos valores de demanda de potência contratada multiplicados por tarifa estabelecida pela ANEEL em resolução da distribuidora acessada.

III.3.3. Encargos Setoriais

109. Os Encargos Setoriais são definidos em legislação própria, têm destinação específica e resultam de políticas de Governo para o setor elétrico nacional. A ANEEL não tem competência para criar ou extinguir encargos setoriais e os mesmos não representam ganhos de receita para a concessionária que recolhe os valores e os repassa aos gestores dos recursos. Os valores dos encargos setoriais considerados nesta revisão tarifária estão demonstrados na tabela abaixo:

Tabela 15: Encargos Setoriais

Descrição	Valor (R\$)
Reserva Global de Reversão – RGR	300.189
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	2.011.842
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	139.770
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	2.927.141
PROINFA	1.463.354
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	780.625
Total de Encargos Tarifários	7.622.920

110. A Reserva **Global de Reversão – RGR**, criada pelo Decreto n.º 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, tem 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. As quotas

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

(Fls. 25 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

anuais da RGR, conforme estabelece a Resolução nº 023/1999, são definidas com base em 2,5% do investimento “pro rata tempore”, observado o limite de 3,0% das receitas de cada concessionária, constantes das contas “Fornecimento”, “Suprimento”, “Receita de Uso da Rede Elétrica” e “Serviço Taxado” do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia.

111. A **Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC**, criada pelo Decreto n.º 73.102, de 7 de novembro de 1973, tem como finalidade o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para geração de energia termoeletrica nos sistemas isolados, estes custos são rateados por todo o país em função do mercado de cada distribuidora. Os valores da CCC são fixados com base no Plano Anual de Combustíveis – PAC, elaborado pela ELETROBRÁS. 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.

112. A **Conta de Desenvolvimento Energético – CDE**, criada pela Lei n.º 10.438/2002 e regulamentada pelo Decreto nº 4.541/2002, tem a finalidade de prover recursos para: i) o desenvolvimento energético dos Estados; ii) a competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados; iii) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. 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.

113. A **Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH** foi criada pela Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989. O cálculo da CFURH baseia-se na geração efetiva das usinas hidrelétricas, de acordo com a seguinte fórmula: $CFURH = TAR \times GH \times 6,75\%$, em que TAR refere-se à Tarifa Atualizada de Referência estabelecida anualmente pela ANEEL (em R\$/MWh) e GH é o montante (em MWh) da geração mensal da usina hidrelétrica, conforme determina a Resolução ANEEL nº 67/2001.

114. 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, conforme dispõe o Decreto nº 2.410/1997. 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.

115. A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, instituiu o **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA**, com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica (energia eólica, biomassa e pequena central hidrelétrica). O custeio do PROINFA é estabelecido em conformidade com o Plano Anual do PROINFA – PAP, elaborado pela ELETROBRÁS, conforme o disposto no art. 12 do Decreto nº 5.025/2004, sendo suas quotas determinadas em função do mercado relativo aos consumidores cativos, livres e autoprodutores (caso o consumo seja maior que a geração própria) de cada distribuidora, conforme estabelece a Resolução Normativa ANEEL nº 127/2004.

116. O **Encargo de Serviços do Sistema – ESS**, previsto no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, representa um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do Sistema Interligado Nacional - SIN, que compreenderão, dentre outros: I - custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de

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

(Fls. 26 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

transmissão dentro de cada submercado; II - a reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma; III - a reserva de capacidade, em MVar, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em Procedimentos de Rede do ONS, necessária para a operação do sistema de transmissão; e IV - a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.

117. O **Encargo de Energia de Reserva – EER**, conforme previsto no Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional - SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas mediante leilões para este fim, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, que são rateados entre os usuários finais de energia elétrica do SIN.

118. O encargo referente à **Pesquisa e Desenvolvimento Energético (P&D)** foi criado pela Lei nº. 9.991, de 24 de julho de 2000, que estabelece que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar anualmente o montante de, no mínimo, 0,75% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética no uso final, conforme determinam a Resolução ANEEL nº 271/2000 e a Resolução Normativa ANEEL nº 316/2008.

119. As distribuidoras pagam mensalmente valores relativos ao custeio das atividades do **Operador Nacional do Sistema – ONS**. Este 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.

III.4. RECEITA VERIFICADA

120. A **Receita Verificada** é a Receita Anual de Fornecimento, de Suprimento, de Consumo de Energia Elétrica e de Uso dos Sistemas de Distribuição, calculada considerando-se as tarifas econômicas homologadas no último reajuste tarifário e o Mercado de Referência, excluídos, portanto, o PIS/PASEP, a COFINS, o ICMS e os componentes financeiros exógenos ao cálculo tarifário.

121. O **Mercado de Referência** compreende os montantes de energia elétrica, de demanda de potência e de uso do sistema de distribuição faturados no Período de Referência⁴ a outras concessionárias e permissionárias de distribuição, consumidores, autoprodutores e centrais geradoras que façam uso do mesmo ponto de conexão para importar ou injetar energia elétrica, bem como pelos montantes de demanda de potência contratada pelos demais geradores para uso do sistema de distribuição.

122. Vale ressaltar que a partir da revisão do 3CRTP, diferente do procedimento adotado até então, as tarifas utilizadas consideram os descontos aplicáveis, decorrentes de subsídios concedidos a determinadas classes de consumo. Dessa forma, os subsídios tarifários passam a ser compensados na própria estrutura tarifária, não sendo mais cabível considerar como componente financeiro a previsão de subsídio para os próximos doze meses. A tabela a seguir resume o cálculo da Receita Verificada.

⁴ O Período de Referência corresponde ao período de 12 (doze) meses imediatamente anterior ao mês da Revisão Tarifária Periódica.

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

(Fls. 27 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

Tabela 16 – Receita Verificada

Descrição	Mercado	Receita (R\$)
Fornecimento	271.110	64.676.370
A3 (69 kV)	-	-
A3a (30 kV a 44 kV)	29.401	5.825.304
A4 (2,3 kV a 25 kV)	96.724	20.187.267
BT (menor que 2,3 kV)	144.984	38.663.800
Suprimento	-	-
CDE Baixa Renda	-	810.293
TOTAL	271.110	65.486.663

123. As informações de mercado estão contidas no Sistema de Acompanhamento de Dados de Mercado da ANEEL – SAMP. Complementarmente, no 3CRTP, está sendo solicitado das distribuidoras o sistema de faturamento aberto por Unidade Consumidora. Nesse sentido, o mercado ora considerado pode ser alterado em razão das validações que estão sendo feitas a partir dos dados desagregados.

III.5. FATOR X

124. O Fator X tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes, estabelecido no momento da revisão tarifária, se mantenha ao longo do ciclo tarifário. É empregado no cálculo tarifário nos reajustes anuais quando o valor da Parcela B é corrigido pelo IGP-M menos o Fator X. Dessa forma, quanto maior o Fator X menor é o reajuste tarifário anual.

125. A abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica busca defini-lo a partir dos ganhos potenciais de produtividade, compatíveis com o nível de crescimento do mercado, do número de unidades consumidoras e da qualidade do serviço, além de promover uma transição dos custos operacionais eficientes.

126. Para atingir essa finalidade, o Fator X será composto por três componentes, conforme a formulação a seguir:

$$\text{Fator X} = Pd + Q + T \quad (25)$$

onde:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q = Qualidade do serviço; e

T = Trajetória de custos operacionais.

127. Os componentes Pd e T são definidos “ex-ante”, ou seja, no momento da revisão tarifária. O componente Q será especificado “ex-post”, ou seja, em cada reajuste tarifário posterior à revisão tarifária do 3CRTP, embora a metodologia para seu cálculo seja desde já conhecida.

III.5.1. Componente de Ganhos de Produtividade da Atividade de Distribuição – Pd

128. O **Componente Pd** do Fator X contempla os ganhos de produtividade potenciais associados à distribuição de energia elétrica e foi estimado a partir da relação entre o crescimento do mercado faturado e dos custos operacionais e de capital associados à atividade de distribuição de energia elétrica.

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

(Fls. 28 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

129. O componente Pd a ser aplicado nos reajustes tarifários de cada concessionária é definido a partir da produtividade média do setor de distribuição e do crescimento médio do mercado faturado e do número de unidades consumidoras da concessionária entre as revisões tarifárias do 2CRTP e do 3CRTP, conforme equação a seguir:

$$P_d(i) = PTF + 0,313 \times (VarMWh(i) - VarMedMWh) - 0,260 \times (VarUC(i) - VarMedUC) \quad (26)$$

onde:

PTF: Produtividade Média do setor de distribuição, de 1,11% a.a.;

VarMWh(i): Variação anual média de mercado da concessionária *i*, entre as revisões tarifárias do 2CRTP e 3CRTP;

VarMedMWh: Variação anual média de mercado de todas as distribuidoras no período considerado nas simulações para o 3CRTP, de 4,25% a.a.;

VarUC(i): Variação anual média do número de unidades consumidoras faturadas da concessionária *i*, entre as revisões tarifárias do 2CRTP e 3CRTP; e

VarMedUC: Variação anual média do número de unidades consumidoras faturadas de todas as distribuidoras no período considerado nas simulações para o 3CRTP, de 3,58% a.a..

130. O valor do componente Pd a ser considerado nos reajustes subsequentes da CFLO é de **1,24%**.

III.5.2. Trajetória de Eficiência para os Custos Operacionais – T

131. O **Componente T** do Fator X tem por objetivo estabelecer uma trajetória na definição dos custos operacionais regulatórios. Essencialmente, trata-se de uma transição entre metodologias diferentes para a definição de custos operacionais eficientes. A metodologia de cálculo de custos operacionais, bem como o cálculo do Componente T, são descritos na seção III.1.1.2 da presente Nota Técnica. O valor do componente T a ser considerado nos reajustes subsequentes da CFLO, calculado conforme equação 10, é de **0,21%**.

III.5.3. Componente de Qualidade do Serviço – Q

132. O **Componente Q** do Fator X tem por finalidade incentivar a melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras ao longo do ciclo tarifário, alterando as tarifas de acordo com o comportamento de indicadores de qualidade.

133. Na aferição do nível de qualidade do serviço prestado, são considerados os indicadores Duração Equivalente de Interrupção (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção (FEC). O mecanismo busca incentivar a melhoria contínua dos indicadores, além de observar o desempenho relativo entre as distribuidoras.

134. O valor do Componente Q dependerá do desempenho relativo das distribuidoras. Para definição do **Indicador de Qualidade do Serviço** de cada distribuidora serão comparados, a cada ano civil, os indicadores apurados DEC e FEC, contra os limites definidos pela ANEEL, conforme a seguinte equação:

$$Ind. Qual(i) = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{DEC_{apurado}(i)}{DEC_{limite}(i)} + \frac{FEC_{apurado}(i)}{FEC_{limite}(i)} \right) \quad (28)$$

onde:

Ind. Qual: Indicador de qualidade do serviço para fins tarifários;

DEC_{apurado}: Apuração de DEC do último ano civil disponível;

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

(Fls. 29 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

$FEC_{apurado}$: Apuração de FEC do último ano civil disponível;

DEC_{limite} : Limite de DEC definido para o ano civil em que o indicador foi apurado; e

FEC_{limite} : Limite de FEC definido para o ano civil em que o indicador foi apurado.

135. Para efeito de comparação do desempenho relativo, as distribuidoras serão segregadas em dois grupos de acordo com seu porte. As distribuidoras com mercado faturado superior a 1 TWh/ano no ano da apuração dos indicadores serão denominadas de grande porte, sendo as demais denominadas de pequeno porte.

136. Uma vez definidos os indicadores de qualidade do serviço de cada concessionária, serão consideradas as de melhor desempenho aquelas cujo indicador for inferior ao primeiro quartil dos indicadores individuais das concessionárias de seu grupo. No sentido oposto, as concessionárias com pior desempenho serão aquelas cujo indicador superar o terceiro quartil. Os quartis serão calculados assim que as apurações de DEC e FEC das distribuidoras estiverem disponíveis.

137. O Componente Q será especificado em cada reajuste tarifário de acordo com a variação dos indicadores apurados DEC e FEC, já expurgadas as causas externas à distribuidora, levando-se em consideração o desempenho da distribuidora com relação à qualidade do serviço prestado, conforme tabela a seguir.

Tabela 17 – Componente Q do Fator X

Var DEC/FEC _i	Regra Geral	Melhores Desempenhos	Piores Desempenhos
Maior que 20%	1.00%	0.50%	1.00%
17% a 20%	0.95%	0.47%	0.95%
14% a 17%	0.79%	0.40%	0.79%
11% a 14%	0.64%	0.32%	0.64%
8% a 11%	0.49%	0.24%	0.49%
5% a 8%	0.33%	0.17%	0.33%
-5% a 5%	0.00%	0.00%	0.00%
-8% a -5%	-0.33%	-0.33%	-0.17%
-11% a -8%	-0.49%	-0.49%	-0.24%
-14% a -11%	-0.64%	-0.64%	-0.32%
-17% a -14%	-0.79%	-0.79%	-0.40%
-20% a -17%	-0.95%	-0.95%	-0.47%
Menor que -20%	-1.00%	-1.00%	-0.50%

138. A variação anual dos indicadores DEC e FEC será calculada conforme a equação a seguir e considerará os indicadores expurgando interrupções decorrentes de causas externas ao sistema de distribuição da concessionária.

$$VarDEC_i/FEC_i(i) = \frac{1}{2} \left[\left(\frac{DEC_{I(t)}(i)}{DEC_{I(t-1)}(i)} - 1 \right) + \left(\frac{FEC_{I(t)}(i)}{FEC_{I(t-1)}(i)} - 1 \right) \right] \quad (29)$$

onde:

$VarDEC_i/FEC_i(i)$: Variação anual média de DEC e FEC da concessionária i, expurgadas as causas externas ao sistema de distribuição;

$DEC_{I(t)}$: DEC apurado do último ano civil disponível, expurgado causas externas ao sistema de distribuição da concessionária. Somatório dos DEC_i e DEC_{ind} definidos no PRODIST;

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

(Fls. 30 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

$DEC_{I(t-1)}$: Mesma definição acima, mas apurado no ano anterior;

$FEC_{I(t)}$: FEC do último ano civil disponível, expurgado causas externas ao sistema de distribuição da concessionária. Somatório dos FECip e FECind definidos no PRODIST; e

$FEC_{I(t-1)}$: Mesma definição acima, mas apurado no ano anterior.

139. O Componente Q será aplicado a partir dos reajustes tarifários do ano de 2013.

III.6. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS

140. O valor da tarifa de fornecimento de energia elétrica encerra um conceito de custo econômico. Entretanto, foram criados na legislação diversos componentes tarifários financeiros que não fazem parte da base tarifária, ou seja, não integram a tarifa econômica, pois se referem a valores a serem pagos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias.

141. Os componentes financeiros considerados no presente processo tarifário são os seguintes:

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 de janeiro de 2002, dos Ministros de Estado de Minas e Energia e da Fazenda. Os valores da CVA em processamento apresentados nesta nota técnica para audiência pública são os pleiteados pela Concessionária em suas informações iniciais. A apuração definitiva desses valores será realizada assim que a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira — SFF concluir a fiscalização e auditoria das informações pertinentes. Os valores pleiteados pela CFLO foram os informados na tabela seguinte.

Tabela 18: Valores apurados das CVA's

Descrição CVA	Delta	30º dia anterior	5º dia útil anterior	12 meses subsequentes
CVA CCC	(1.869)	(2.049)	(2.055)	(2.143)
CVA CDE	151.153	156.982	157.384	164.133
CVA Rede Básica	-	-	-	-
CVA Compra Energia	83.679	88.723	88.951	92.765
CVA CFURH	-	-	-	-
CVA Transporte Itaipu	-	-	-	-
CVA Proinfa	152.948	156.513	156.914	163.643
CVA ESS/EER	-	-	-	-
Total	385.911	400.169	401.194	418.398

ii) **Saldo a Compensar da CVA-ano anterior**. Conforme previsto no § 4º do Art. 3º da Portaria Interministerial MF/MME nº 25, de 2002, foi verificado se o saldo da CVA em Processamento considerado no processo tarifário anterior foi efetivamente compensado, levando-se em conta as variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica considerado naquela oportunidade e o mercado efetivamente realizado nos 12 meses da compensação, bem como a diferença entre a taxa de juros projetada e a taxa de juros SELIC verificada. Apurou-se um Saldo a Compensar da CVA do Ano Anterior de - **R\$ 11.472,09**.

iii) **Neutralidade dos Encargos Setoriais**. Em conformidade com a redação dada à Subcláusula Décima - Oitava do Contrato de Concessão procedeu-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas entre os valores de cada item dos encargos setoriais faturados no período de referência e os

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

(Fls. 31 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

respectivos valores contemplados no reajuste anterior. O total das diferenças, atualizadas pela SELIC para maio de 2011, totalizou o valor de **-R\$ 355.355,15**.

iv) **Subsídio, Reversão e Previsão - Baixa Renda.** Tendo em vista o disposto na Resolução Normativa x, que estabeleceu nova metodologia de apuração e custeio da Diferença Mensal de Receita – DMR das concessionárias e permissionárias de distribuição, decorrente da aplicação da Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE aos consumidores integrantes das Subclasses Residencial Baixa Renda, e considerando que, conforme consta do Anexo III da referida resolução, a CFLO pertence ao Grupo C, correspondente às distribuidoras classificadas no ranking de tarifas B1-Residencial nas posições da 91ª maior até a menor tarifa, foi contemplado neste processo de revisão da CFLO, de acordo com o art. 8 da REN nº 472/2012, as alterações na estrutura tarifária de forma a garantir o repasse para as tarifas do percentual de 1% da receita econômica. Também foi considerado, conforme previsto no art. 11 da REN nº 472/2012, o ajuste compensatório correspondente à reversão da “Previsão Subsídio Baixa Renda” concedida no ano anterior, no valor atualizado de **- R\$ 746.201,03**, e sua substituição pelos valores definitivos apurados pela SRC, conforme consta do Memorando nº 100/2012-SRC/ANEEL, de 15/03/2012, no valor atualizado de **R\$ 654.039,39**. O valor final do ajuste compensatório, de **- R\$ 92.161,64**, foi efetivado por meio de componentes financeiros específicos, conforme estabelecido no § 2º do citado art. 11 da REN nº 472/2012.

v) **Ajuste Financeiro da CUSD do ano anterior.** Decorre da não concatenação das datas de reajuste/revisão das contratantes e/ou ajuste dos tributos PIS/PASEP e COFINS incluídos nas faturas das distribuidoras acessadas e não contabilizados nos custos de transmissão no reajuste/revisão anterior das acessantes. Desta forma, em cumprimento ao disposto no Art. 7º da Portaria Interministerial nº 25, de 24 de janeiro de 2002, com a nova redação dada pela Portaria Interministerial nº 361, de 26 de novembro de 2004, os valores dos Encargos de Uso dos Sistemas de Distribuição pagos pela CFLO, no período de junho/2011 a maio/2012, relativos aos contratos (CUSD) mantidos com a COPEL foram ajustados financeiramente para a data de reajuste anual da CFLO, totalizando o valor, informado pela distribuidora, de **R\$ 58,41**.

vi) **Custo de implantação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE.** A Resolução Normativa n.º 367, de 2 de junho de 2009, aprovou o MCPSE, a ser utilizado por concessionárias, permissionárias e autorizadas de energia elétrica, cujos bens e instalações, nos termos da legislação vigente, são passíveis de reversão à União. O art. 3.º dessa resolução determina que os custos de implementação do Manual devem ser considerados regulatoriamente no âmbito da revisão tarifária periódica. Assim, foi incluído, nesse cálculo, o valor de **R\$ 151.714,60**, fiscalizado pela Superintendência de Fiscalização Financeira – SFF, e considerado de forma provisória até a regulamentação específica que trata o art. 3º da RN 367/2009, sujeito a correção no âmbito do processo de reajuste tarifário imediatamente posterior ao resultado desta revisão tarifária.”

Resumo dos Componentes Financeiros

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

Tabela 19: Componentes Financeiros

Descrição	Valor (R\$)
CVA em processamento	418.398
CVA Saldo a compensar	(11.472)
Neutralidade encargos setoriais	(355.355)
Subsídio - Baixa Renda	(92.162)
Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs	58
Implantação do Manual de Controle Patrimonial - MCPSE	151.715

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

(Fls. 32 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

Descrição	Valor (R\$)
Total	111.182

Passivo Financeiro referente à REN 243/2006

143. Com o fim dos Contratos Iniciais, em dezembro de 2005, foi necessário estabelecer novas condições para o suprimento de energia às distribuidoras do Sistema Interligado Nacional – SIN, com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano. As contribuições recebidas na Audiência Pública nº 048/2005 resultaram na Resolução Normativa nº 206, de 22 de dezembro de 2005, que estabeleceu a abertura das tarifas em Tarifa de Energia - TE e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD. As tarifas de uso foram fixadas pelo seu valor real e foram aplicados descontos nas tarifas de energia de forma a manter os subsídios existentes nos contratos iniciais.

144. Posteriormente, verificou-se que essa metodologia estava em desacordo com o Decreto nº 4.541, de 23 de dezembro de 2002, que prevê a possibilidade de aplicação de desconto na TUSD, mas não na TE, devendo esta corresponder ao custo médio de compra de energia da supridora. Com isso, foi instaurada nova audiência pública (AP 013/2006) e após análises e consolidações das contribuições recebidas, foi emitida a REN nº 243, de 19 de dezembro de 2006, que estabeleceu o desconto de 100% na componente Fio B da TUSD e a TE foi fixada pelo seu valor real.

145. A aplicação da REN nº 243/2006, foi retroativa a janeiro de 2006, pois as tarifas da REN nº 206/2005, feriam o Decreto nº 4.541/2002, ou seja, havia um vício de legalidade. Dessa forma, gerou-se um passivo financeiro que, na maioria dos casos, foi desfavorável às concessionárias supridas, com impacto demasiadamente elevado em suas tarifas. Dessa forma, decidiu-se por diferir e até mesmo adiar a sua aplicação.

146. Para a CFLO, o efeito financeiro previsto no art. 5º da REN nº 243/2006, relativo à contratação de energia e de uso do sistema de distribuição da COPEL resultou em R\$ 7.189.859,75, sendo R\$ 14.132.361,84 relativo à TE e - R\$ 6.942.502,09 relativo à TUSD. Duas parcelas foram reconhecidas nos processos tarifários de 2007 e 2008 da CFLO, mas as demais foram temporariamente suspensas.

147. Considerado que esse passivo significa apenas um acerto de contas entre o consumidor da supridora e da suprida, com efeito pouco significativo para o primeiro e demasiadamente elevado para o segundo, chega-se à conclusão de que os valores remanescentes do passivo financeiro da REN nº 243/2006, devem ser reconhecidos nos processos tarifários das concessionárias supridas no tempo e na proporção passíveis de serem absorvidos por seus consumidores, até a sua completa quitação. Dessa forma, a cada processo de reajuste ou revisão tarifária das concessionárias supridas, será analisada a capacidade de repasse dos valores remanescentes da REN nº 243/2006.

148. Ressalta-se que, em função do elevado impacto no atual processo de revisão tarifária, não está sendo considerada nenhuma parcela relativo ao saldo remanescente do efeito financeiro da REN nº 243, de 2006, atribuído à CFLO, no valor total de R\$ 4.988.784,93. (a preços correntes). Portanto, nos processos tarifários subsequentes, deverá ser novamente avaliada a capacidade de repasse desse financeiro às tarifas da concessionária.

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

(Fls. 33 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

III.7. RESUMO REVISÃO TARIFÁRIA

149. Aplicando-se as metodologias definidas no Módulo 2 do PRORET, que trata da revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica, a revisão tarifária da CFLO é sintetizada na tabela a seguir, onde são apresentados todos os itens da receita requerida da concessionária, as outras receitas, os componentes financeiros e a receita verificada. A tabela apresenta também o quanto cada item de receita contribuir para o reposicionamento tarifário apresentado.

Tabela 20: Resumo da revisão tarifária

Descrição	Projeção Revisão % IRT (R\$.mil)	Receita Requerida (R\$.mil)	Impacto na Revisão Tarifária (%)	Part. Receita Revisão (%)
Encargos Setoriais	9.207	7.623	-2,39%	10,6%
Reserva Global de Reversão – RGR	483	300	-0,28%	0,4%
Conta de Consumo de Comb. – CCC	3.903	2.012	-2,85%	2,8%
Taxa de Fisc. de Serv. de E.E. – TFSEE	125	140	0,02%	0,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE	2.721	2.927	0,31%	4,1%
PROINFA	1.211	1.463	0,38%	2,0%
P&D (Eficiência Energética)	764	781	0,02%	1,1%
Transmissão	8.093	6.431	-2,51%	8,9%
CUSD	8.093	6.431	-2,51%	8,9%
Compra energia	29.811	39.260	14,26%	54,4%
CCEAR Nova	-	20.492	30,94%	28,4%
Contratos Bilaterais	29.811	18.768	-16,67%	26,0%
PARCELA A	47.111	53.314	9,36%	73,9%
Custos Operacionais	13.691	15.445	2,65%	21,4%
Anuidades	1.289	1.310	0,03%	1,8%
Remuneração	2.630	1.631	-1,51%	2,3%
Depreciação	1.996	1.500	-0,75%	2,1%
Receitas Irrecuperáveis	189	101	-0,13%	0,1%
Outras Receitas	(664)	(1.024)	-0,54%	-1,4%
PARCELA B	19.131	18.802	-0,50%	26,1%
Receita Requerida	66.242	72.116	8,87%	100%
Alocação de Subsídios na tarifa econômica	(755)	-	1,26%	
Receita Verificada	65.487			
Reposicionamento Econômico			10,12%	
Componentes Financeiros		111	0,16%	
Reposicionamento com Financeiros			10,29%	
Financeiros Retirados do IRT anterior			-2,32%	
Efeito médio p/ consumidor	-	-	7,97%	

IV. CONCLUSÃO

150. Aplicando-se as metodologias definidas no Módulo 2 do PRORET, que trata da revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica, o reposicionamento tarifário da CFLO é de **10,12%**, sendo o efeito médio percebido pelo consumidor de **7,97%**. O efeito para os consumidores da distribuidora pode ser observado na tabela a seguir.

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

(Fls. 34 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

Tabela 21: Impacto tarifário ao consumidor

Grupo/Subgrupo	Efeito Médio
A3a (34,5 kV)	9,82%
A4 (2,3 a 25 kV)	6,73%
B1 (Baixa Tensão - Residencial e Baixa Renda)	6,52%
B2 (Baixa Tensão - Rural)	11,60%
B3 (Baixa Tensão - Demais Classes)	11,25%
B4 (Baixa Tensão - Iluminação Pública)	11,44%
Alta Tensão	7,42%
Baixa Tensão	8,34%
TOTAL	7,97%

MARCELO HLEBETZ DE SOUZA
Especialista em Regulação – SRE

DANIEL KLUG OLIVEIRA
Especialista em Regulação - SRE

De acordo

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Regulação Econômica

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

ANEXO I

RELATÓRIO DE ANÁLISE DAS CONTRIBUIÇÕES REVISÃO TARIFÁRIA

O presente anexo apresenta as respostas e esclarecimentos da ANEEL referentes às contribuições recebidas na AP 20/2012 relativa à estrutura tarifária da CFLO.

As contribuições estão apresentadas sob a forma de extratos retirados dos textos integrais apresentados na citada audiência pública com o objetivo de apresentar sucintamente a mensagem principal do autor da contribuição. Cabe ressaltar que a contribuição em sua forma integral pode ser acessada no endereço www.aneel.gov.br no link Audiências/Consultas/Fórum. Ao início de cada comentário é identificado seu autor. As contribuições estão agregadas por temas. Para cada tema, são apresentadas todas as contribuições que o abordaram. A Resposta da SRE e da SRD será única por tema, e buscará contemplar todos os pontos levantados pelas contribuições de forma direta ou indireta, explicitando, quando for o caso, sobre sua incorporação ou não na decisão final. É importante ressaltar que boa parte das contribuições foi respondida, direta ou indiretamente, no corpo da Nota Técnica.

IMPOSTOS

Contribuição da CFLO

"Considerando um período mais recente de abril de 2001 a março de 2012 os impostos de ICMS e PIS/COFINS foram de 27,97% e 5,53%, respectivamente."

[...]

"Do exposto, solicita-se a atualização dos percentuais dos impostos de ICMS e PIS/COFINS para que possam expressar a realidade da área de concessão da CFLO."

Resposta da ANEEL

A contribuição da distribuidora não foi incorporada na proposta final. A informação de impostos, para o período de junho de 2011 a maio de 2012, é extraída da base do sistema SAMP, cujos dados são entregues pela própria distribuidora.

PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO

Contribuição da CFLO

"...registramos alguns aspectos em relação às perdas totais medidas na CFLO, conforme segue:"

[...]

"01) Sistema de medição da COPEL. Atualmente o sistema de medição da energia injetada da CFLO feito por alimentador, por meio de 15 medidores. Para 2013 existe a previsão de agrupamento desta medição. No 2º ciclo de revisão [...] a ANEEL solicitou a COPEL que fizesse uma inspeção nos medidores da subestação, a COPEL encontrou a anomalia em um TP, foi corrigido e às perdas globais medidas apresentaram uma elevação de 0,5%."

Outra característica deste sistema de medição é a imprecisão dos equipamentos de alguns circuitos, quando seus TC's operam com carregamento inferior a 10%. Acredita-se que com o agrupamento da medição de faturamento (através das medições SMF – Sistema de Medição de Fronteira), a partir de janeiro de 2013, os valores obtidos sejam mais aderentes a energia injetada nas redes de A3a e A4 da CFLO."

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

(Fls. 36 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

02) **Sistema de medição da CFLO.** O sistema de medição da CFLO é composto de 84% dos medidores analógicos e 16% digitais. Os medidores analógicos apresentam uma classe de precisão de 2%. Isso pode influenciar no resultado, uma vez que a distribuidora tem uma perda global medida de 3,11% em 2011, utilizando medidores com classe de 2% de erro, o que poderia elevar a perda global real para 4,79% ($=3,11\% + 2\% \cdot 84\%$).

03) **Sistema de Medição de Fronteira – SMF.** Conforme mencionado anteriormente, a implantação das medições SMF, de maior classe de precisão e rigor técnico, deverá ocorrer a partir de janeiro de 2013, data [...] o que possivelmente deverá registrar perdas nos níveis que estão sendo calculados pela metodologia segundo o módulo 7 – cálculo de perdas na distribuição do PRODIST.

04) **Perdas do Balanço de energia.** Cabe destacar que as perdas destacadas na célula c14 da planilha “Balanço” do arquivo, de 2,63%, estão equivocados, uma vez que foram originados indevidamente da seguinte forma: considerou-se como período de energia injetada o mês de novembro de 2010 a outubro de 2011 e em contrapartida a energia consumida estava se referindo ao período de dezembro de 2010 a novembro de 2011, quando deveria estar referenciada na mesma base da energia injetada.

Assim, ao corrigirmos o período da energia consumida para novembro de 2010 a outubro de 2011, verificou-se o percentual de 3,11%,”

[...]

“está sendo utilizado um percentual de 2,63% para perdas técnicas sobre a energia injetada na composição do balanço de energia da CFLO, embora a ANEEL, tenha apurado uma perda técnica regulatória de 4,66%, conforme Nota Técnica 027/2012/SRD/ANEEL, constante da Audiência Pública 020/2012.

A CFLO, em conformidade com o Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST que detalha a metodologia empregada para o cálculo das perdas técnicas, estabeleceu um percentual de 4,32% para as características do seu sistema de distribuição.

Do exposto, a CFLO, solicita que seja reconhecido **como Perda Técnica Regulatória** o percentual **4,32%**, conforme cálculo efetuado por esta concessionária, salientando-se que os resultados obtidos são ainda inferiores aos calculados pela ANEEL de 4,66%.

Registra-se a preocupação da CFLO, caso a ANEEL reconheça perdas técnicas de 3,11%, considerando-se somente o Balanço de energia nas condições atuais, sem levar em conta a implantação das novas medições de fronteira – SMF, que eventualmente poderá resultar em perdas próximas dos percentuais obtidos pela concessionária e por essa Agência”

Resposta da ANEEL

De acordo com a Seção 7.3 do PRODIST a Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD procede ao cálculo da perda técnica para a distribuidora. Ressalta que neste cálculo algumas premissas são adotadas, como: as cargas são consideradas distribuídas de forma equilibrada nas fases; as perdas nos transformadores são baseadas nos valores normatizados pela Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT, consideram-se os níveis de tensão nominal de operação, entre outros; portanto as perdas técnicas calculadas pela CFLO podem ser distintas daqueles calculadas pela ANEEL, caso a concessionária utilize outras premissas.

Quanto à diferença de perdas na distribuição calculada por meio do balanço de energia, a ANEEL procedeu à correção do período do mercado considerado para o mesmo da energia injetada o que levou as perdas na distribuição para 3,11%, valor pleiteado pela CFLO.

Em relação à determinação das perdas regulatórias técnicas, a ANEEL decidiu adotar as perdas técnicas iguais as globais, pois o valor das perdas técnicas calculado pela SRD eram superiores a essas, o que resultariam perdas não técnicas negativas.

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

(Fls. 37 da Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21/06/2012).

A CFLO alega que as atuais medições com a sua supridora não são totalmente aderentes à energia injetada em suas redes. Caso isto seja verdade, as perdas que não são devidamente registradas estão sendo atualmente pagas pelo seu supridor e, portanto não há possibilidade de reconhecer estes custos também na supridora senão teríamos estes custos reconhecidos tanto na COPEL como na CFLO. Caso esta medição seja aderente, os custos das perdas globais estão reconhecidos nas tarifas da CFLO. Portanto a ANEEL adotará o valor de 3,11% (perdas globais) como perda técnica da empresa.

COMPRA DE ENERGIA

Contribuição da União Guarapuavana das Associações de Moradores - UGAM

"Entendemos que o reajuste previsto não é justo [...] devido ao fato da CFLO ter comprado energia mais cara em leilões, ao invés de comprar diretamente da COPEL [...] onde a energia é mais barata."
[...]

"Sendo assim, solicitamos a não aplicação da revisão tarifária para a CFLO, ou caso não seja possível, seja pelo menos reduzida em 50%"

Resposta da ANEEL

A contribuição da associação não foi incorporada na proposta final. O Art. 4º da Resolução Normativa nº 206, de 22 de dezembro de 2005 da ANEEL (cuja redação é idêntica ao art. 16 do Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004), permite que as distribuidoras com mercado inferior a 500GWh/ano faça opção de compra de energia entre 4 possíveis, quais sejam: leilões de compra realizados no ACR; geradores distribuídos; atual agente supridor; ou licitação pública por eles promovido.

A CFLO optou em comprar por meio de leilões de energia regulada cujo repasse de tarifa é regulamentado pelo mesmo Decreto nº 5.163/2004. Portanto não há como obrigar a CFLO a adquirir energia somente do seu atual supridor (COPEL).

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