



SUPERINTENDÊNCIA DE  
REGULAÇÃO ECONÔMICA

Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL  
Brasília, 25 de Janeiro de 2013

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

.....

Energisa Borborema – Distribuidora de  
Energia S.A. – EBO  
CICLO 2011 - 2014

**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 .....	3
III. ANÁLISE .....	3
III.1 PARCELA B.....	5
III.1.1 CUSTOS OPERACIONAIS .....	6
III.1.2 RECEITAS IRRECUPERÁVEIS .....	11
III.1.3 REMUNERAÇÃO DO CAPITAL E QUOTA DE REINTEGRAÇÃO REGULATÓRIA .....	12
III.1.4 CUSTO ANUAL DAS INSTALAÇÕES MÓVEIS E IMÓVEIS - CAIMI .....	17
III.1.5 AJUSTE DA PARELA B EM FUNÇÃO DE INVESTIMENTOS REALIZADOS .....	19
III.1.6 AJUSTE DA PARELA B EM FUNÇÃO DO ÍNDICE DE AJUSTE DE MERCADO .....	20
III.2 OUTRAS RECEITAS .....	21
III.3 PARCELA A .....	22
III.3.1 CUSTOS COM AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CE).....	22
III.3.2 CUSTOS COM CONEXÃO E USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO E/OU TRANSMISSÃO (CT) .....	28
III.3.3 ENCARGOS SETORIAIS .....	30
III.4 RECEITA VERIFICADA .....	32
III.5 FATOR X .....	33
III.6 COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS .....	36
III.7. RESUMO REVISÃO TARIFÁRIA .....	40
III.8. LIMINAR JUDICIAL QUE ELEVA A TAXA DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA .....	41
III.9. PLEITO DE RECONHECIMENTO DE CUSTOS INCORRIDOS PELA NÃO COPENSAÇÃO DE CRÉDITOS DE ICMS .....	42
IV. CONCLUSÃO .....	42

(Fls. 2 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

## **Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL**

Em 25 de janeiro de 2013.

Processo n.º 48500.000933/2012-34

Assunto: Revisão tarifária da EBO - Energisa Borborema – Distribuidora de Energia S.A. relativa ao Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas - 3CRTP das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

### **I. OBJETIVO**

Submeter à Diretoria da ANEEL a proposta de revisão tarifária da EBO - Energisa Borborema – Distribuidora de Energia S.A. relativa ao Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas - 3CRTP, consolidada após análise das contribuições trazidas no âmbito da Audiência Pública (AP) 94/2012.

2. 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 referências<sup>1</sup>:

- 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.

3. A Seção II apresenta uma breve descrição dos fatos relativos à revisão tarifária da EBO - Energisa Borborema – Distribuidora de Energia S.A., 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.

---

<sup>1</sup> 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 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

## II. DOS FATOS

4. O Contrato de Concessão nº 08/2000, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da EBO - Energisa Borborema – Distribuidora de Energia S.A. define a data de 04/02/2013 para a realização da terceira revisão tarifária periódica.

5. 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.

6. Por meio do Ofício nº 140/2012-SFE-SRE/ANEEL, de 27/07/2012, foram solicitadas as informações iniciais para subsidiar o cálculo da revisão tarifária, que foram encaminhadas pela Carta ENERGISABO/VPR-ANEEL/Nº016/2012 de 10/09/2012.

7. No dia 16/10/2012 a proposta preliminar da revisão tarifária da foi entregue à Energisa Borborema - EBO e no dia 17/10/2012, ao Conselho de Consumidores. As contribuições apresentadas foram avaliadas e, quando pertinentes, incorporadas à proposta descrita na Nota Técnica nº 384/2012-SRE/ANEEL.

8. Em 06/11/2012 a Diretoria da ANEEL decidiu abrir a AP 94/2012 com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de revisão tarifária. A sessão presencial da AP foi realizada em 07/12/2012 na cidade de Campina Grande – PB e o período de contribuições se estendeu até 10/12/2012.

9. A proposta consolidada da revisão tarifária, após avaliação das contribuições trazidas na AP 94/2012, foi encaminhada à EBO e ao Conselho de Consumidores, com as alterações impostas pela Lei 12.783/2013 e pela MP 605/2013 para considerações finais.

## III. ANÁLISE

10. O efeito médio a ser percebido pelos consumidores da em razão da revisão tarifária é de **6,18%**. O reposicionamento tarifário calculado foi de **-1,89%**. Ao reposicionamento tarifário foram adicionados os componentes financeiros<sup>2</sup>, que correspondem **0,16%**. Finalmente, foram subtraídos os componentes financeiros incluídos no reajuste tarifário anterior, correspondentes a **7,93%** da receita. Essas movimentações tarifárias combinadas resultam no efeito médio percebido pelos consumidores: **[-1,89%+ 0,16% + 7,93% = 6,18%]**

11. A tabela a seguir sintetiza o efeito médio por Subgrupo/Classe tarifária:

---

<sup>2</sup> Os componentes financeiros considerados em um determinado cálculo tarifário “permanecem” nas tarifas pelo período de um ano, portanto, a cada processo de reajuste ocorre a “saída” de um conjunto de componentes financeiros e a “entrada” de outro conjunto com valores diferentes.

\* 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 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

**Tabela 1 – Efeito médio por Subgrupo Tarifário**

Subgrupo/Classe	Efeito Médio
A3 (69 kV)	0,79%
A4 (2,3 kV a 25 kV)	6,36%
B1 (Baixa Tensão – Residencial e Baixa Renda)	3,70%
B2 (Baixa Tensão - Rural)	9,24%
B3 (Baixa Tensão – Demais Classes)	9,35%
B4 (Baixa Tensão – Iluminação Pública)	9,34%

12. O reposicionamento tarifário proposto para a revisão tarifária da EBO é de **-1,89%** 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.

13. 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 processo tarifário e o Mercado de Referência, excluídos, portanto, o PIS/PASEP, a COFINS, o ICMS e os componentes financeiros exógenos ao cálculo tarifário. As tarifas utilizadas para o cálculo da receita verificada são as definidas no processo de revisão tarifária extraordinária de que trata o §2º, art. 13 da Lei 12.783 de 11 de janeiro de 2013.

14. 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 Referência<sup>3</sup> 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.

15. 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;

<sup>3</sup> 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. 5 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

*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.*

16. 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.

17. 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. Na Parcela B estão os principais mecanismos de incentivo à eficiência, considerados no processo de revisão tarifária.

### III.1 PARCELA B

18. 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.*

19. 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;*

*CO<sub>3</sub>: Custos Operacionais relativos ao 3CRTP; e*

(Fls. 6 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

*RI: Receitas Irrecuperáveis.*

20. 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

21. 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 mantenham sua capacidade de serviço inalterada durante toda sua vida útil.

22. 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.

23. 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 reais das distribuidoras e o crescimento dos produtos observados em suas áreas de atuação.

24. 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.

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

#### III.1.1.1 ETAPA 1 – ATUALIZAÇÃO DOS CUSTOS OPERACIONAIS PELOS GANHOS DE PRODUTIVIDADE

26. 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

\* 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 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

do produto e os ganhos médios de produtividade observados no período de análise, conforme equação a seguir.

$$CO_3 = CO_2 \times \frac{\Delta P}{[1+0,782\%]^n} \quad (6)$$

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;

$\Delta P$ : variação total do produto; e

$n$ : número de anos entre as datas-base do 2CRTP e 3CRTP<sup>4</sup>.

27. 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

28. 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 dos Custos Anuais dos Ativos;
- 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.

29. 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.

30. O cálculo da variação total do produto ( $\Delta P$ ) é feito da seguinte forma:

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

onde:

$\Delta P$ : variação total do produto;

<sup>4</sup> 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.



(Fls. 8 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

$\Delta_{M_{bt}}$ : 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;

$\Delta_{Cons}$ : taxa de crescimento de consumidores;

$\Delta_{rede}$ : taxa de crescimento da rede; e

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

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

**Tabela 2 – Etapa 1, Custos operacionais regulatórios no reposicionamento do 3CRTP**

Descrição	Valores - 2CRTP	Valores - 3CRTP	Variação (%)	Peso (%)
Data Base Ativos e Consumidores	01/06/2008	31/08/2012		
Data Base Valores OPEX	04/02/2009	04/02/2013		
Número de unidades consumidoras	153.641	177.014	15,21%	12,72%
Extensão das redes de distribuição (km)	5.109	5.037	-1,41%	12,11%
Mercado AT (MWh)	262.318	54.672	-79,16%	7,67%
Mercado MT (MWh)	201.926	244.113	20,89%	16,51%
Mercado BT (MWh)	264.683	338.787	28,00%	50,99%

  

Descrição	Variação (%)
Variação total do produto ( $\Delta P$ ) - 2CRTP a 3CRTP	13,42%
Variação anual do produto	3,01%
Índice de Produtividade do OPEX	0,782%
Variação IPCA	24,84%
Variação IGPM	25,23%

  

Descrição	Total	Pessoal	Materiais e Serviços
OPEX 2CRTP - Original	27.031.484		
OPEX 2CRTP - Ajustado	24.559.106	16.952.091	7.607.015
OPEX 2CRTP - Atualização Monetária p/ 3CRTP	30.688.982	21.162.895	9.526.087
OPEX 2CRTP - Com crescimento dos produtos	34.806.849	24.002.545	10.804.303
OPEX 3CRTP	33.673.632	23.221.088	10.452.545
Conselho de Consumidores	60.583		

32. Adicionalmente, são considerados os custos relacionados ao funcionamento dos Conselhos de Consumidores. Esses custos não foram contemplados no modelo de Empresa de Referência do 2CRTP.

(Fls. 9 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

Conforme definido na Resolução nº 451/2011 o valor a ser reconhecido na Revisão Tarifária da EBO - Energisa Borborema – Distribuidora de Energia S.A. é de **R\$ 60.583** ao ano.

### III.1.1.2 ETAPA 2 – CUSTOS OPERACIONAIS - ANÁLISE COMPARATIVA

33. 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.

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

35. 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).

36. 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.

37. 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 características 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.

38. 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.

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

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

(Fls. 10 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

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;

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

$\theta_i$ : 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.

39. 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.

**Tabela 3 – Etapa 2, Custos operacionais regulatórios para cálculo do Fator X**

Descrição	Valores 2009	Valores 3CRTP	Variação (%)	Peso (%)
Data Base Ativos e Consumidores	01/07/2009	31/08/2012		
Data Base Valores OPEX	01/07/2009	04/02/2013		
Número de unidades consumidoras	158.414	177.014	11,74%	12,72%
Extensão das redes de distribuição (km)	4.933	5.037	2,11%	12,11%
Mercado AT (MWh)	246.840	54.672	-77,85%	7,67%
Mercado MT (MWh)	201.838	244.113	20,94%	16,51%
Mercado BT (MWh)	277.443	338.787	22,11%	50,99%
Descrição	Variação (%)			
Variação total do produto ( $\Delta P$ ) - 2009 a 3CRTP	10,51%			
Variação anual do produto	3,21%			
Índice de Produtividade do OPEX	0,782%			
Variação IPCA	22,30%			
Variação IGPM	26,24%			
Descrição	Total	Pessoal	Materiais e Serviços	
OPEX 2009 - Valores correntes	26.173.673	12.780.721	13.392.952	
OPEX 2009 - Atualização Monetária p/ 3CRTP	32.538.474	15.630.799	16.907.675	
OPEX 2009 - Com crescimento dos produtos	35.958.308	17.273.615	18.684.693	
OPEX 2009 - Com ganhos de produtividade	35.081.894	16.852.604	18.229.290	

40. 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.

(Fls. 11 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

41. 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.

42. 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).

$$T = \left( 1 - \sqrt[N]{\frac{CO_n^3}{CO_3}} \right) \cdot \left( \frac{CO_3}{VPB_0} \right) \quad (10)$$

onde:

$N$ : número de reajustes entre duas revisões tarifárias sucessivas;

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

$CO_n^3$ : 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.

43. No caso da EBO - Energisa Borborema – Distribuidora de Energia S.A. o Componente T do Fator X é de **0,00%**. 26.173.673

### III.1.2 RECEITAS IRRECUPERÁVEIS

44. O valor de receitas irrecuperáveis 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.

45. O cálculo da parcela relativa aos encargos setoriais é feito a partir do nível de receitas irrecuperáveis 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 irrecuperáveis 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 irrecuperáveis 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 irrecuperáveis associada aos encargos setoriais;

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

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

(Fls. 12 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

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

46. Para a parcela de receitas irrecuperáveis 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 irrecuperáveis 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 irrecuperáveis associada à receita, exceto encargos setoriais;

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

$\rho_c$ : Participação da classe de consumo C na receita total verificada no ano teste;

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

47. A tabela a seguir resume o cálculo do valor de receitas irrecuperáveis 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.

**Tabela 4 – Receitas Irrecuperáveis**

Descrição	Receita Base (R\$)	% RI	RI (R\$)
Encargos Setoriais	22.618.079	0,51%	115.736
Restante da Receita	185.627.052	0,87%	1.606.172
<b>Total</b>	<b>208.245.131</b>	<b>0,83%</b>	<b>1.721.908</b>

### III.1.3 REMUNERAÇÃO DO CAPITAL E QUOTA DE REINTEGRAÇÃO REGULATÓRIA

48. 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).

(Fls. 13 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

49. 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.

50. 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.

51. 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. As taxas de depreciação a partir de 2012 foram definidas por meio da Resolução nº 474/2012.

52. Para as distribuidoras com revisão tarifária no ano de 2011, deverão ser aplicadas, para o período compreendido entre o mês de sua RTP e dezembro/2011, as taxas de depreciação então vigentes no período e, para o período remanescente de seu ciclo tarifário, as taxas definidas na Resolução nº 474/2012.

### III.1.3.1 CUSTO DE CAPITAL

53. 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:

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

onde:

*r<sub>wacc</sub>*: custo médio ponderado de capital após impostos, em termos reais;

*r<sub>p</sub>*: custo do capital próprio nominal;

*r<sub>d</sub>*: 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.

54. 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.

55. 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

(Fls. 14 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

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%**.

56. 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;

$\beta$ : beta do setor regulado;

$r_m - r_f$ : prêmio de risco do mercado de referência; e

$r_B$ : prêmio de risco país.

57. 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.

58. 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).

**Tabela 5: Resultado do Custo Médio Ponderado de Capital – WACC**

CUSTO DE CAPITAL	
Proporção de Capital Próprio	45%
Proporção de Capital de Terceiros	55%
Taxa livre de risco	4,87%
Prêmio de risco de Mercado	5,82%
Beta médio alavancado	0,74
Prêmio de risco do negócio	4,31%
Prêmio de risco país	4,25%
Custo de capital próprio nominal	13,43%
Prêmio de risco de crédito	2,14%

(Fls. 15 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

Custo de dívida nominal	11,26%
<b>CUSTO MÉDIO PONDERADO</b>	
WACC nominal depois de impostos*	10,13%
<b>WACC real depois de impostos</b>	<b>7,50%</b>

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

59. 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:

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

60. 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 alíquota 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%.

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

**Tabela 6: WACC antes de Impostos**

WACC	Alíquota de IRPJ e CSLL	Taxa ( $r_{WACC\text{-pré}}$ )
WACC real antes dos impostos <sup>a</sup>	Isento	<b>9,55%</b>
WACC real antes dos impostos <sup>b</sup>	15,25%	<b>10,19%</b>
WACC real antes dos impostos <sup>c</sup>	24%	<b>10,66%</b>
WACC real antes dos impostos <sup>d</sup>	34%	<b>11,36%</b>

- concessionárias isentas de impostos sobre a renda;
- concessionárias enquadradas na área de atuação SUDENE/SUDAM;
- concessionárias com lucro regulatório inferior a R\$240.000; e
- todas as demais.

62. Para o 3CRTP, será deduzido da base de remuneração líquida da empresa o total do saldo devedor de recursos da RGR junto a Eletrobrás, referente ao terceiro mês anterior à data base do laudo de avaliação da Base de Remuneração da concessionária. Assim, os ativos imobilizados provenientes de



(Fls. 16 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

recursos da RGR serão remunerados à taxa específica, e os demais ativos da empresa ao custo de capital regulatório (WACC).

63. 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.

64. 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

65. 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) 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;
- b) 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;
- c) 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);
- d) Considera-se como data-base do laudo de avaliação o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária do 3CRTP;
- e) 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;

66. 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 compõe a Base de Anuidade Regulatória – BAR.

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

(Fls. 17 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

**Tabela 7 – Remuneração do Capital e Quota de Reintegração**

Descrição	Valores
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	187.778.056
(2) Índice de Aproveitamento Integral	15.393
(3) Obrigações Especiais Bruta	32.716.016
(4) Bens Totalmente Depreciados	33.052.191
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	121.994.456
(6) Depreciação Acumulada	93.109.929
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	94.668.127
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	94.073
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	94.574.054
(10) Almojarifado em Operação	268.702
(11) Ativo Diferido	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	28.313.791
(13) Terrenos e Servidões	489.246
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)	67.018.211
(15) Saldo RGR PLPT	262.900
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	4.044
(17) Taxa de Depreciação	3,91%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	4.769.565
(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)	7.586.639

### III.1.4 CUSTO ANUAL DAS INSTALAÇÕES MÓVEIS E IMÓVEIS - CAIMI.

68. 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.

69. 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 3CRTP;

(Fls. 18 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

*IA*: Índice de aproveitamento sobre o AIS aprovado no 3CRTP;

*IGPM<sub>1</sub>*: Valor do índice IGP-M na data da revisão tarifária; e

*IGPM<sub>0</sub>*: Valor do índice IGP-M em 01/01/2011.

70. 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 8: Segregação da Base de Anuidade Regulatória nos Grupos de Ativos**

Grupo de Ativos	(% da BAR)
Aluguéis ( <i>BAR<sub>A</sub></i> )	25%
Veículos ( <i>BAR<sub>V</sub></i> )	25%
Sistemas ( <i>BAR<sub>I</sub></i> )	50%

71. 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.

72. 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<sub>A/V/I</sub>*: 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<sub>A/V/I</sub>*: 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: 70% referente a TUC “Software” e 30% relativo a “Equipamento Geral de Informática”.

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

**Tabela 9: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – CAIMI**

(Fls. 19 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

Descrição	Valores (R\$)
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	15.880.220
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	3.970.055
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	3.970.055
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	7.940.110
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	367.795
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	792.650
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	1.949.132
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	3.109.577

### III.1.5 AJUSTE DA PARCELA B EM FUNÇÃO DE INVESTIMENTOS REALIZADOS

74. 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.

75. 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.

76. 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.

77. O recálculo do Fator X, de acordo com as condições anteriores, resulta em um diferencial de X ( $\Delta X$ ):

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

onde:

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

$X_1$ : X recalculado.

78. O  $\Delta X$  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.

(Fls. 20 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

79. 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.

80. Na revisão tarifária da EBO - Energisa Borborema – Distribuidora de Energia S.A. o valor de  $(1 - m \cdot \Delta X)$  resultou em **1,00**.

### III.1.6 AJUSTE DA PARELA B EM FUNÇÃO DO ÍNDICE DE AJUSTE DE MERCADO

81. 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.

82. 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:

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

onde:

$P_m(i)$ : 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.

83. A tabela a seguir resume o cálculo da Parcela B ajustada da revisão tarifária da EBO.

**Tabela 10: Cálculo da Parcela B ajustada**

(Fls. 21 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

Descrição	Valores
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	R\$ 35.456.124
Custos Operacionais (CO3)	R\$ 33.734.216
Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)	R\$ 115.736
Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	R\$ 1.606.172
Custo Anual dos Ativos (CAA)	R\$ 15.465.782
Remuneração do Capital (RC)	R\$ 7.586.639
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	R\$ 4.769.565
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	R\$ 3.109.577
Parcela B (VPB)	R\$ 50.921.906
Ajuste em função dos investimentos realizados	0,00%
Diferencial de X ( $\Delta X$ )	0,00%
Multiplicador (m)	1,76
Parcela B com ajuste do 2CRTP (VPB')	R\$ 50.921.906
Índice de Produtividade da Parcela B	0,18%
Parcela B com ajuste de mercado	R\$ 50.827.915

### III.2 OUTRAS RECEITAS

84. 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".

85. 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.

86. 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).
- 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.

(Fls. 22 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

87. 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 11: Outras Receitas**

Descrição	Receita Bruta	ICMS / PIS / COFINS / ISS	Receita Líquida	Despesa	IRPJ/CSL L	Lucro Líquido	Outras Receitas
Serviços Cobráveis	217.183	11.533	205.650	-	69.921	135.729	135.729
Encargos de Conexão	4.366	1.200	3.166	-	1.076	2.090	2.090
Compartilhamento de Infraestrutura	1.042.796	107.516	935.280	748.224	63.599	123.457	809.952
Sistemas de Comunicação (PLC)	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Consultoria	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de O&M	138.763	14.307	124.456	99.565	8.463	16.428	8.214
Serviços de Comunicação	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Engenharia	-	-	-	-	-	-	-
Convênios	61.658	6.357	55.300	11.060	15.042	29.199	14.599
<b>Total</b>	<b>1.464.766</b>	<b>140.914</b>	<b>1.323.852</b>	<b>858.849</b>	<b>158.101</b>	<b>306.902</b>	<b>970.584</b>

### III.3 PARCELA A

88. 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

89. 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.

90. 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).

91. 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.

(Fls. 23 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

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.

92. A Lei 12.783/2013 previu ainda que a energia elétrica de concessões de geração prorrogadas nos termos desta Medida Provisória serão alocadas às concessionárias de distribuição por meio de cotas.

93. 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.
- Cotas – contratos decorrentes da prorrogação de concessões de geração nos termos da Lei 12.783/2013.

94. 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



(Fls. 24 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

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

95. 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.

96. 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.

97. 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.

98. O referencial regulatório de perdas na Rede Básica em DRP, de 2,63%, foi calculado considerando as perdas apuradas na Rede Básica e as perdas apuradas nas Demais Instalações de Transmissão – DITs de uso compartilhado atribuídas a EBO.

99. De acordo com o parágrafo 2º do art. 8º da REN 067/2004, com redação alterada pela REN nº 210/2006, as perdas provenientes das DITs de uso compartilhado deverão ser atribuídas a cada acessante da referida instalação.

*Art. 8º A concessionária ou permissionária de distribuição deverá instalar, em sua área de atuação, sistema de medição para faturamento de energia elétrica, nos barramentos com tensão inferior a 230 Kv, ligado aos transformadores de potência integrantes da Rede Básica, conforme o art. 3º, inciso II, desta Resolução.*

*§1º A concessionária ou permissionária de distribuição que compartilhe as Demais Instalações de Transmissão a que se refere o art. 4º, inciso III, desta Resolução, também deverá instalar, em cada ponto de conexão com as referidas instalações, sistema de medição para faturamento de energia elétrica.*

*§2º O diferencial de perdas elétricas entre o sistema de medição a que se refere o “caput” e o disposto no § 1º deverá ser atribuído, proporcionalmente, a cada Acessante, conforme definido em Regras de Comercialização.*

100. Antes da segregação das perdas nas DITs de uso compartilhado das perdas da Rede Básica, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE contabilizava as perdas nas DITs como perdas da

(Fls. 25 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

Rede Básica, sendo o percentual regulatório de perdas calculado com base nos valores apurados nos últimos 12 meses, a cada processo tarifário.

101. Com efeito, as perdas nas DITs de uso compartilhado eram alocadas para todas as distribuidoras participantes do rateio das perdas na rede básica. Com a nova sistemática de apuração, no caso da EBO, iniciada a partir de setembro de 2012, as perdas nas DITs de uso compartilhado passaram a ser atribuídas de forma individualizada para a respectiva distribuidora responsável.

102. Assim, para contemplar os efeitos dessa nova sistemática de aferição, que atribui às distribuidoras conectadas nestas DITs um aumento das perdas elétricas totais contabilizadas, a cada processo tarifário serão apuradas as perdas das DITs de uso compartilhado, com base nas medições dos últimos 12 meses de cada distribuidora, que serão somadas às perdas na Rede Básica que continuam sendo rateadas em regime de condomínio entre todas as distribuidoras.

103. 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.

104. 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.

105. 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.

106. 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 12: Perdas Regulatórias**

(Fls. 26 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

1 - Cálculo do Ponto de Partida (Revisão Tarifária)	
Descrição	Perdas Não Técnica (% BT)
1. Meta 2º Ciclo	12,61%
2. Mínimo Histórico	6,66%
3. Ajuste UC sem Medição	0,00%
4. Ponto de Partida [mínimo (1 e 2) - 3]	6,65%

Descrição	Ponto Partida	2013	2014	2015	2016	2017
Trajetória PNT/BT (ponto partida até meta)	6,65%	6,38%	6,38%	6,38%	6,38%	
Velocidade de Redução (a.a)		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	
Limite de Redução (a.a)		Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	
Referencial Regulatório PNT/BT*	6,66%	6,66%	6,66%	6,66%	6,66%	
Referencial Regulatório PT/Einj	4,51%	4,51%	4,51%	4,51%	4,51%	

\* A empresa não possui benchmark

107. 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.

108. Importante mencionar que, para a determinação do valor do mínimo histórico da EBO foram considerados valores normalizados de energia recuperada para o período considerado, de modo a retirar do histórico os efeitos atípicos causados pela concentração das ações de combate a perdas em alguns anos.

109. 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 13: Energia Requerida**

Descrição	Energia (MWh)
Perdas na Rede Básica	18.124
Perdas na Distribuição	53.720
Perdas Técnicas	31.191
Perdas Não Técnicas	22.529
Energia Vendida	635.639
Energia Requerida	707.483

### III.3.1.3 VALORAÇÃO DA COMPRA DE ENERGIA

(Fls. 27 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

110. 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.

111. 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 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.

**Tabela 14: Custo com Compra de Energia**

(Fls. 28 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

COMPRA DE ENERGIA	Despesa ( R\$)	Tarifa (R\$/MWh)	Energia (MWh)
<b>4. ENERGIA CONTRATADA</b>	<b>78.774.576,58</b>	<b>109,90</b>	<b>733.541</b>
AMBIENTE REGULADO - CCEAR			
Montante de Reposição Contratos Encerrados 2012	3.638.539,57	109,26	33.302
Montante de Reposição Contratos Encerrados 2013	1.233.344,52	109,26	11.288
1º Existente 2012-03	72.230,83	85,70	843
1º Existente 2006-08	13.796.049,51	101,85	135.458
1º Existente 2007-08	1.168.848,85	114,15	10.240
1º Nova A-3 2008-30 H	377,23	153,07	2
1º Nova A-4 2009-15 T	1.457.608,67	180,05	8.096
1º Nova A-4 2009-30 H	106.960,71	163,56	654
1º Nova A-5 2010-15 T	2.458.816,59	181,38	13.556
1º Nova A-5 2010-30 H	2.332.715,59	164,65	14.168
2º Alternativa A-3 2013-20 OF	376.636,20	156,50	2.407
2º Alternativa A-3 2013-30 H	194.684,88	171,38	1.136
2º Existente 2008-08	1.859.496,77	122,47	15.183
4º Existente 2009-08	3.677.726,53	137,08	26.828
5º Existente 2007-08	103.110,61	145,34	709
8º Existente 2010-05	15.218,13	119,66	127
8º Existente 2010-05 OF	61,02	96,56	1
9º Existente 2011-03	-	#DIV/0!	-
2º Nova A-3 2009-15 T	1.582.020,40	184,30	8.584
2º Nova A-3 2009-30 H	2.986.255,89	178,69	16.712
3º Nova A-5 2011-15 T	2.237.154,91	197,83	11.308
3º Nova A-5 2011-30 H	2.033.010,64	169,04	12.027
4º Nova A-3 2010-15 T	580.487,20	193,35	3.002
5º Nova A-5 2012-15 T	3.581.854,22	179,22	19.986
5º Nova A-5 2012-30 H	1.551.235,01	173,49	8.942
6º Nova A-3 2011-15 T	409.595,61	179,97	2.276
7º Nova A-5 2013-15 T	2.685.670,39	226,33	11.866
8º Nova A-3 2012-15 T	1.483,47	186,10	8
8º Nova A-3 2012-30 H	139,84	175,43	1
Madeira Jirau	124.733,22	92,15	1.354
Madeira Jirau	864.570,07	92,15	9.382
Madeira Santo Antônio	125.369,48	104,21	1.203
Madeira Santo Antônio	586.433,51	104,21	5.627
CONTRATOS BILATERAIS			
Cota Angra I e II	3.859.920,98	135,67	28.451
Cota Lei 12783/2013	7.002.556,16	32,89	212.910
Petrobrás	16.069.659,36	180,20	89.177
ITAIPU	-	-	-
PROINFA	-	-	16.728
GERAÇÃO PRÓPRIA	-	-	-
<b>5. Sobra (+) / Exposição (-)</b>	<b>3.497.336,95</b>	<b>134,21</b>	<b>26.058</b>
<b>6. CUSTO TOTAL COM COMPRA DE ENERGIA</b>	<b>75.277.239,63</b>	<b>106,40</b>	<b>707.483</b>
<b>8. CUSTO TOTAL COMPRA DE ENERGIA EM DRA (3.1 * 3)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>707.483</b>

### III.3.2 CUSTOS COM CONEXÃO E USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO E/OU TRANSMISSÃO (CT)

112. 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

(Fls. 29 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

Uso de Sistemas de Distribuição. Os valores dos custos relacionados à transmissão de energia a serem considerados nesta revisão tarifária são detalhados na tabela a seguir:

**Tabela 15: Custo de conexão e uso dos sistemas de distribuição/transmissão (CT)**

Descrição	Valor (R\$)
Transporte de Itaipu	-
Rede Básica Contratos Iniciais	-
Rede Básica	2.638.493
Rede Básica Fronteira	1.664.934
Rede Básica ONS (A2)	-
Rede Básica Export. (A2)	-
MUST Itaipu	-
Conexão	984.109
Uso do sistema de distribuição	4.175.212
Total	9.462.747

113. 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 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 TUSTRB, relativa ao uso de instalações da Rede Básica, e TUSTFR, 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.

114. 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.

115. 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.

116. 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.

(Fls. 30 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

### III.3.3 ENCARGOS SETORIAIS

117. 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 16: Encargos Setoriais**

Descrição	Valor (R\$)
Reserva Global de Reversão – RGR	-
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	-
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	233.458
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	413.620
Compensação financeira - CFURH	-
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	10.564.822
PROINFA	3.647.241
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	1.522.293
ONS	18.831
<b>Total de Encargos Tarifários</b>	<b>16.400.264</b>

118. A Reserva **Global de Reversão – RGR**, foi criada pelo Decreto n.º 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, com a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, para financiamento de fontes alternativas de energia elétrica, para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de potenciais hidráulicos e para desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. A Lei 12.783/2013 estabeleceu que a partir de 1º de janeiro de 2013 as concessionárias de distribuição ficam desobrigadas do recolhimento da RGR e, portanto, não há valores previstos para esse encargo setorial.

119. 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 termelétrica 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. A partir da Lei 12.783/2013, a CCC passa a ser paga pelo consumidor final por meio da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.

120. A **Conta de Desenvolvimento Energético – CDE**, criada pela Lei n.º 10.438/2002 e alterada pela Lei 12.783/2013, tem a finalidade de prover recursos para: i) universalização; ii) subvenção à subclasse residencial baixa renda; iii) Conta de Consumo de Combustíveis – CCC; iv) amortização de operações financeiras vinculadas à reversão de ativos ao final das concessões; necessárias; iv) a competitividade da



(Fls. 31 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral. 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). A partir da Lei 12.783/2013 a sistemática fica alterada e as cotas passam a ser definidas em função dos recursos necessários para atingir suas finalidades e das demais receitas relacionadas à CDE.

121. 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.

122. A **Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE** foi instituída pela Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, posteriormente alterada pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Esta última reduziu o valor da TFSEE de 0,5% para 0,4% do benefício econômico anual auferido pela concessionária. O valor anual da TFSEE é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades.

123. 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.

124. 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 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.

125. 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.



(Fls. 32 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

126. 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.

127. 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

128. 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 processo tarifário e o Mercado de Referência, excluídos, portanto, o PIS/PASEP, a COFINS, o ICMS e os componentes financeiros exógenos ao cálculo tarifário. As tarifas utilizadas para o cálculo da receita verificada são as definidas no processo de revisão tarifária extraordinária de que trata o §2º, art. 13 da Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013.

129. 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 Referência<sup>5</sup> 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.

130. 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.

---

<sup>5</sup> 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. 33 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

**Tabela 17 – Receita Verificada**

DESCRIÇÃO	MERCADO (MWh)	RECEITA (R\$)
<b>FORNECIMENTO</b>	<b>635.639</b>	<b>153.699.919,98</b>
A1 (230 kV ou mais)	-	-
A2 (88 a 138 kV)	-	-
A3 (69 kV)	54.672	9.463.434
A3a (30 kV a 44 kV)	-	-
A4 (2,3 kV a 25 kV)	242.179	52.125.718
AS	-	-
BT (menor que 2,3 kV)	338.787	92.110.768
<b>SUPRIMENTO</b>	-	-
<b>CONSUMIDORES LIVRES A1</b>	-	-
<b>CONSUMIDORES LIVRES (demais)</b>	<b>813</b>	<b>95.792</b>
<b>CONSUMIDOR DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>1.120</b>	<b>115.433</b>
<b>CONSUMIDOR GERADOR</b>	-	-
<b>Subvenção CDE Baixa Renda</b>	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>637.572</b>	<b>153.911.145</b>

131. 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. O cruzamento entre os dados contidos no SAMP e aqueles retirados do sistema de faturamento da distribuidora não resultou em diferença significativa.

### III.5 FATOR X

132. 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.

133. 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.

134. 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;

(Fls. 34 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

**Q** = Qualidade do serviço; e  
**T** = Trajetória de custos operacionais.

135. 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

136. 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.

137. 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..*

138. O valor do componente Pd a ser considerado nos reajustes subsequentes da EBO é de **0,18%**.

### III.5.2 TRAJETÓRIA DE EFICIÊNCIA PARA OS CUSTOS OPERACIONAIS – T

139. 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 da presente Nota Técnica. O valor do componente T a ser considerado nos reajustes subsequentes da EBO, calculado conforme equação 10, é de **0,00%**.

### III.5.3 COMPONENTE DE QUALIDADE DO SERVIÇO – Q

(Fls. 35 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

140. 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.

141. 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.

142. 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<sub>apurado</sub>*: Apuração de DEC do último ano civil disponível;

*FEC<sub>apurado</sub>*: Apuração de FEC do último ano civil disponível;

*DEC<sub>limite</sub>*: Limite de DEC definido para o ano civil em que o indicador foi apurado; e

*FEC<sub>limite</sub>*: Limite de FEC definido para o ano civil em que o indicador foi apurado.

143. 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.

144. 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.

145. 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 18 – Componente Q do Fator X**

Var DEC/FEC <sub>i</sub>	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%

(Fls. 36 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

Var DEC <sub>i</sub> /FEC <sub>i</sub>	Regra Geral	Melhores Desempenhos	Piores Desempenhos
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%

146. 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<sub>i</sub>/FEC<sub>i</sub>(i):* Variação anual média de DEC e FEC da concessionária *i*, expurgadas as causas externas ao sistema de distribuição;

*DEC<sub>I(t)</sub>:* DEC apurado do último ano civil disponível, expurgado causas externas ao sistema de distribuição da concessionária. Somatório dos DEC<sub>i</sub> e DEC<sub>ind</sub> definidos no PRODIST;

*DEC<sub>I(t-1)</sub>:* Mesma definição acima, mas apurado no ano anterior;

*FEC<sub>I(t)</sub>:* FEC do último ano civil disponível, expurgado causas externas ao sistema de distribuição da concessionária. Somatório dos FEC<sub>i</sub> e FEC<sub>ind</sub> definidos no PRODIST; e

*FEC<sub>I(t-1)</sub>:* Mesma definição acima, mas apurado no ano anterior.

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

### III.6 COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS

148. 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 subseqüentes aos reajustes ou revisões tarifárias.

149. 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.

(Fls. 37 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

150. Os valores da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA em Processamento foram encaminhados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF.

151. Com relação aos valores da CVAenergia informados pela SFF, vale destacar que o tratamento dado pela SRE foi o de considerar os volumes contratados para atendimento de 100% do mercado regulatório, obedecida a ordem de corte prevista na Resolução Normativa nº 255, de 06 de março de 2007, alterada pela Resolução Normativa nº 305, de 18 de março de 2008, que estabeleceu os critérios de repasse dos custos de sobrecontratação de até 103% do mercado regulatório.

152. Outros procedimentos adotados pela SRE em relação à CVAenergia fiscalizada pela SFF foram: (i) a inclusão das faturas relativas aos montantes de energia do PROINFA (MWh), de modo a assegurar a neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica, haja vista que a energia do PROINFA (MWh) é parte integrante do balanço energético da concessionária e compõe o cálculo da tarifa média da compra de energia apurada nos reajustes tarifários; (ii) consideração das tarifas validadas pela Superintendência de Estudos Econômicos do Mercado - SEM em relação aos contratos bilaterais; (iii) estabelecimento do limite de repasse tarifário na compra de energia de Usinas Hidráulicas em Atraso, conforme previsto na REN nº 165, de 19/09/2005. A tabela a seguir apresenta os valores da CVA em processamento.

**Tabela 19: Valores apurados das CVA's**

DESCRIÇÃO CVA	Delta	30° dia anterior	5° dia útil anterior	12 meses subsequentes
CVA CCC	(2.518.939)	(2.519.608)	(2.519.767)	(2.519.767)
CVA CDE	11.754	11.762	11.763	11.763
CVA Rede Básica	638.166	638.394	638.434	638.434
CVA Compra Energia	238.920	219.328	220.287	228.592
CVA CFURH	-	-	-	-
CVA Transporte Itaipu	-	-	-	-
CVA Proinfa	51.668	51.712	51.715	51.715
CVA ESS/EER	610.621	610.648	610.686	610.686
Total	(967.809)	(987.765)	(986.882)	(978.577)

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\$ 3.343,70**

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 respectivos valores contemplados no reajuste anterior. O total das diferenças, atualizadas pela SELIC para abril de 2011 totalizou o valor de **R\$ (799.132,26)**.

(Fls. 38 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

iv) **Repasse de Sobrecontratação de Energia.** O art. 38 do Decreto nº 5.163/04 determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica de que tratam os seus arts. 36 e 37 às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até cento e três por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Assim, em conformidade com a metodologia aprovada nas Resoluções Normativas nº. 255, de 06/03/2007, e nº 305, de 18/03/2008, foi contemplado no atual processo tarifário o valor de **R\$ 1.392.559,04**, a título de sobrecontratação de energia, calculado com base nos dados fornecidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE referentes ao ano civil de 2011, havendo, em virtude do resultado do cálculo, previsão a considerar para os próximos doze meses no valor de **R\$ 706.384,10**. Não houve previsão no cálculo tarifário anterior, desta forma, não se considerou nenhuma reversão.

v) **Exposição por Diferenças de Preços entre Submercados.** Conforme dispõe o art. 28 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seus §§ 2º e 3º, as regras de comercialização prevêem mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados, eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR na modalidade de quantidade de energia. A SRE apurou, com base nos relatórios da CCEE, uma exposição líquida de **R\$ (112.842,28)**, já atualizado pelo IPCA, referentes às contabilizações efetuadas no período de janeiro a dezembro de 2011.

vi) **Parcela de Ajuste de Conexão/DIT.** Refere-se ao impacto financeiro decorrente da revisão das transmissoras e de outros ajustes, associado às instalações de conexão de uso exclusivo, também informada pela SRT, no valor total de **R\$ (1.049,57)**. Esse valor já está atualizado monetariamente pela variação do IGP-M.

vii) **Ajuste financeiro CUSD.** 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 custos relativos aos Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) firmados com as distribuidoras são ajustados financeiramente com a data de reajuste tarifário anual do processo tarifário ora avaliado, totalizando **R\$ 21.751,51**.

viii) **Subsídio, Reversão e Previsão – Irrigantes e Aquicultura.** Tendo em vista o disposto no Art. 6º da Resolução Normativa nº 207, de 09 de janeiro de 2006, que trata dos descontos especiais na tarifa de fornecimento relativa ao consumo de energia elétrica da atividade de irrigação e aquicultura, foram considerados os valores fiscalizados e validados pela SFF, devidamente atualizados, referentes aos meses de competência de janeiro de 2012 a novembro de 2012, no total de **R\$ 29.342.496**. Também foi considerada a reversão da previsão concedida no cálculo tarifário anterior, devidamente atualizada pela variação do IGPM, de . A partir da revisão tarifária do 3CRTP 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.

ix) **Garantias financeiras para participação em leilões de energia.** Considerado o posicionamento da Procuradoria Geral na ANEEL, constante do Parecer nº 295/2010-PGE/ANEEL, de 22/04/2010, o repasse tarifário dessa espécie restringe-se aos custos com garantias financeiras previstos nos contratos de que tratam os art. 15 (geração distribuída por chamada pública), art. 27 (CCEAR de leilões de energia nova e existente) e art. 32 (leilões de ajuste) do Decreto nº 5.163/2004, ou seja, não devem ser



(Fls. 39 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

reconhecidos eventuais custos incorridos com a constituição das garantias financeiras para participação dos leilões, as quais, embora exigidas no edital, não estão previstas nos contratos de compra e venda de energia e são liberadas após o encerramento dos respectivos leilões. Também vale lembrar que, conforme consta do art. 12 do Decreto nº 5.177/2004, é vedado o repasse tarifário de despesas ou ressarcimento de custos decorrentes da realização dos leilões de energia. Sendo assim, foram reconhecidos no atual cálculo tarifário os pagamentos efetuados, devidamente fiscalizados e validados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF), totalizando o valor já atualizado pelo IGPM de **R\$ 386.209,11**.

x) **Ajuste financeiro referente ao faturamento da COTEMINAS.** Conforme disposto no art. 8º da REH nº 1.259/2012, que homologou o resultado do IRT 2012 da EBO e determinou que todo o faturamento proveniente da COTEMINAS no período de referência deveria ser revertido em favor da modicidade tarifária, mediante componente financeiro negativo aplicável como redutor tarifário em benefício dos demais consumidores cativos atendidos pela concessionária, foi considerado na atual revisão tarifária da EBO um ajuste financeiro negativo, já atualizado pelo IGPM, de **R\$ (1.741.070,41)**.

xi) **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\$ 646.036,72**, informado 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.

xii) **Subsídio, Reversão e Previsão - Baixa Renda.** Cumpre registrar que a Resolução Normativa nº 472/2012, em seu art. 11, definiu que, a partir de 2013, fica vedada a consideração de componentes financeiros referentes a subsídios para a subclasse residencial Baixa Renda. **Portanto, não será mais considerada tal previsão para os 12 (doze) meses seguintes à revisão tarifária e nem o correspondente ajuste entre o projetado e o realizado, de modo que não haverá qualquer consideração sobre Baixa Renda nos componentes financeiros.**

xiii) **Diferencial Eletronuclear - Lei nº 12.111/2009.** Componente Financeiro relativo a diferença entre a tarifa praticada e a de referência entre Furnas e Eletronuclear, conforme determina a Lei nº 12.111/2009. A diferença apurada foi rateada entre as concessionárias que adquiriram o CCEAR 2005 - 1º Leilão e seu valor será repassado mensalmente pelas distribuidoras à Eletronuclear nos anos de 2013 a 2015, conforme parcelas homologadas pela REH 1.406/2013. Neste reajuste/revisão, está sendo considerado o valor relativo às parcelas mensais de janeiro de 2013 a janeiro de 2014 no valor de **R\$ 701.855,28**.

xiv) **Ajuste Financeiro RGR.** A Lei 12.783 de 11 de janeiro de 2013 definiu que a partir de 1º de janeiro de 2013 as distribuidoras deixam de recolher RGR. Desta forma, como não está previsto o mecanismo de CVA para RGR, a cobertura para o mês de janeiro, dada no último processo tarifário, foi retirada em forma de um componente financeiro no valor de **R\$ (109.337,63)**.

## **Resumo dos Componentes Financeiros**



(Fls. 40 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

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

**Tabela 21: Componentes Financeiros**

Descrição	Valor (R\$)
CVA em processamento	-978.577
CVA Saldo a compensar	3.344
Neutralidade encargos setoriais	-799.132
Subsídio - Irrigação e Aquicultura - Res 207/2006 (apurado - reversão ano anterior)	128.221
Subsídio - Consumidor Livre Fonte Incentivada TUSD - Res 77/2004	36.010
Sobrecontratação de energia REN nº 255/2007 (Apurado + Previsão - Reversão)	2.098.943
Exposição CCEAR entre Submercados	-112.842
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	386.209
Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs	21.752
Parcela de Ajuste de Conexão/DIT	-1.050
Implantação do Manual de Controle Patrimonial - MCPSE	646.037
Ajuste Financeiro RGR Janeiro 2013	-109.338
Ajuste Financeiro referente Receita COTEMINAS	-1.741.070
Financeiro Eletronuclear	701.855
<b>Total</b>	<b>280.362</b>

### III.7. RESUMO REVISÃO TARIFÁRIA

154. 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 EBO 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 22: Resumo da revisão tarifária**

(Fls. 41 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

Descrição	Receita Revisão Extraordinária (R\$)	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Var Projetado (%)	Impacto na Revisão Tarifária (%)	Part. Receita Revisão Extraordinária (%)	Part. Receita Revisão (%)
<b>1. PARCELA A (1.1 + 1.2 + 1.3)</b>	<b>136.105</b>	<b>145.479</b>	<b>150.968</b>	<b>3,8%</b>	<b>7,82%</b>	<b>61,25%</b>	<b>66,99%</b>
1.1 Encargos Setoriais	6.935.212	7.413	16.400	121,2%	5,84%	5,10%	10,86%
Reserva Global de Reversão – RGR	0	0	0		0,00%	0,00%	0,00%
Conta de Consumo de Comb. – CCC	0	0	0		0,00%	0,00%	0,00%
Compensação financeira - CFURH	0	0	0		0,00%	0,00%	0,00%
Taxa de Fisc. de Serv. de E.E. – TFSEE	281	300	233	-22,3%	-0,04%	0,21%	0,15%
Conta de Desenv. Energético – CDE	414	442	414	-6,4%	-0,02%	0,30%	0,27%
PROINFA	3.132	3.347	3.647	9,0%	0,19%	2,30%	2,42%
P&D (Eficiência Energética)	1.587	1.696	1.522	-10,3%	-0,11%	1,17%	1,01%
ONS	18	19	19	-1,6%	0,00%	0,01%	0,01%
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	1.504	1.608	10.565	557,1%	5,82%	1,11%	7,00%
<b>1.2 Transmissão</b>	<b>7.411.697</b>	<b>7.922</b>	<b>9.463</b>	<b>19,4%</b>	<b>1,00%</b>	<b>5,45%</b>	<b>6,27%</b>
Rede Básica	2.507	2.680	2.638	-1,5%	-0,03%	1,84%	1,75%
Rede Básica Fronteira	1.621	1.733	1.665	-3,9%	-0,04%	1,19%	1,10%
Itaipu	0	0	0		0,00%	0,00%	0,00%
Conexão	1.071	1.145	984	-14,0%	-0,10%	0,79%	0,65%
CUSD	2.213	2.365	4.175	76,5%	1,18%	1,63%	2,77%
Outros	0	0	0		0,00%	0,00%	0,00%
<b>1.3 Compra energia</b>	<b>69.010,95</b>	<b>73.764</b>	<b>75.277</b>	<b>2,1%</b>	<b>0,98%</b>	<b>50,70%</b>	<b>49,86%</b>
CCEAR Existente	23.567	25.190	23.840	-5,4%	-0,88%	17,32%	15,79%
CCEAR Nova	19.968	21.343	24.505	14,8%	2,05%	14,67%	16,23%
Coa Angra I/Angra II	3.841	4.105	3.860	-6,0%	-0,16%	2,82%	2,56%
Cotas Lei n° 12.783/2013	7.003	7.485	7.003	-6,4%	-0,31%	5,14%	4,64%
Contratos Bilaterais	14.632	15.640	16.070	2,7%	0,28%	10,75%	10,64%
Itaipu	0	0			0,00%	0,00%	
Geração Própria	0	0	0		0,00%	0,00%	0,00%
Outros (Proinfa, GD e Déficit)	0	0	0		0,00%	0,00%	0,00%
<b>2. PARCELA B (2.1 + 2.2 + 2.3 + 2.4 + 2.5 + 2.6)</b>	<b>52.747</b>	<b>56.390</b>	<b>49.828</b>	<b>-11,6%</b>	<b>-4,26%</b>	<b>38,75%</b>	<b>33,01%</b>
2.1 Custos Operacionais	34.264	36.624	33.647	-8,1%	-1,93%	25,17%	22,29%
2.2 Anuidades	3.571	3.817	3.103	-18,7%	-0,46%	2,62%	2,06%
2.3 Remuneração	8.371	8.948	7.571	-15,4%	-0,89%	6,15%	5,01%
2.4 Depreciação	5.655	6.044	4.760	-21,2%	-0,83%	4,15%	3,15%
2.5 Receitas Irrecuperáveis	1.925	2.058	1.718	-16,5%	-0,22%	1,41%	1,14%
2.6 Outras Receitas	-1.039	-1.110	-971	-12,6%	0,09%	-0,76%	-0,64%
2.6 Ajustes Investimentos 2CRTP	0	0	0		0,00%	0,00%	0,00%
<b>3. Alocação da Coteminas na Tarifa Econômica</b>		<b>8.432</b>			<b>-5,48%</b>		
<b>5. Reposicionamento Econômico (3+4)</b>	<b>136.105,01</b>	<b>153.911</b>	<b>150.968</b>	<b>-1,91%</b>	<b>-1,91%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>
<b>6. Componentes Financeiros</b>			<b>280</b>		<b>0,16%</b>		
<b>7. Reposicionamento com Financeiros (5+6)</b>					<b>-1,75%</b>		
<b>8. Financeiros Retirados do IRT anterior</b>					<b>7,93%</b>		
<b>9. Efeito médio p/ consumidor (7+8)</b>					<b>6,18%</b>		

### III.8. LIMINAR JUDICIAL QUE ELEVA A TAXA DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA

155. No dia 18 de janeiro de 2012 o Juiz Federal Novely Vilanova da Silva Reis, da 7ª Vara, concedeu Liminar Judicial determinando o que segue:

*Que a ANEEL, com base em sua Resolução Normativa 457/2011, se abstenha de considerar “no resultado do WACC ou da taxa de retorno a ser calculada na 3ª revisão tarifária periódica, o benefício fiscal das respectivas distribuidoras que se situam na região da SUDAM e da SUDENE” – distribuidoras substituídas pela entidade associativa Impetrante.*

156. A ação foi proposta pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADEE.

157. A decisão obriga a ANEEL a não considerar em prol da modicidade tarifária o benefício fiscal auferido pelas distribuidoras que atuam nas regiões Norte e Nordeste que, quando gozam do direito que lhes foi outorgado, recolhem somente 15,25% a título de Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (CSLL), enquanto as distribuidoras que atuam nas demais regiões do País pagam 34%.

158. Não fosse por essa decisão Judicial, a ANEEL estaria definindo o Custo de Capital regulatório conforme metodologia definida no Submódulo 2.4 do PRORET, o que tornaria mais módicas as tarifas das

(Fls. 42 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

concessionárias que atuam nas regiões da SUDAM e SUDENE em razão dessas estarem sujeitas a uma alíquota de Imposto de Renda mais baixa.

159. Se revertida a decisão do Juiz Federal, a revisão tarifária da EBO seria mais negativa. O efeito médio para o consumidor passaria a ser de . Isto porque a taxa de remuneração a ser considerada na revisão tarifária passaria de 11,36% para 10,19%.

#### IV. CONCLUSÃO

160. Aplicando-se as metodologias definidas no Módulo 2 do PRORET, que trata da revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica, o efeito médio para o consumidor decorrente da revisão tarifária da EBO será de **7,74%**. O efeito por modalidade/classe tarifária pode ser observado na tabela a seguir.

**Tabela 24: Impacto tarifário ao consumidor**

Subgrupo/Classe	Efeito Médio
A3 (69 kV)	4,76%
A4 (2,3 kV a 25 kV)	8,56%
B1 (Baixa Tensão – Residencial e Baixa Renda)	6,73%
B2 (Baixa Tensão - Rural)	10,52%
B3 (Baixa Tensão – Demais Classes)	8,26%
B4 (Baixa Tensão – Iluminação Pública)	10,52%

(Fls. 43 da Nota Técnica nº 20/2013-SRE/ANEEL, de 25/01/2013).

**RAFAEL DOS SANTOS GONÇALVES**  
Especialista em Regulação - SRE

**HÁLISSON RODRIGUES FERREIRA COSTA**  
Especialista em Regulação - SRE

**LEANDRO CAIXETA MOREIRA**  
Especialista em Regulação - SRE

**De acordo**

**DAVI ANTUNES LIMA**  
Superintendente de Regulação Econômica