



SUPERINTENDÊNCIA DE  
REGULAÇÃO ECONÔMICA

Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL  
Brasília, 28 de junho de 2012

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

.....

ELETROPAULO Metropolitana Eletricidade de  
São Paulo S/A.  
CICLO 2012 - 2015

### RESULTADOS FINAIS

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

## ÍNDICE

I. OBJETIVO .....	2
II. DOS FATOS.....	2
III. ANÁLISE.....	3
III.A REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO.....	3
III.A.1 PARCELA B .....	5
III.A.1.1. Custos Operacionais.....	6
III.A.1.2. Receitas Irrecuperáveis.....	11
III.A.1.3. Remuneração do Capital e Quota de Reintegração Regulatória .....	12
III.A.1.4. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis - CAIMI .....	16
III.A.1.5. Ajuste da Parcela B em Função de Investimentos Realizados.....	18
III.A.1.6. Ajuste da Parcela B em Função do Índice de Ajuste de Mercado .....	19
III.A.2. OUTRAS RECEITAS .....	20
III.A.3. PARCELA A .....	21
III.A.3.1. Custos com Aquisição de Energia Elétrica (CE) .....	21
III.A.3.2. Custos com Conexão e Uso dos Sistemas de Distribuição e/ou Transmissão (CT) .....	27
III.A.3.3. Encargos Setoriais.....	28
III.A.4. RECEITA VERIFICADA .....	31
III.A.5. FATOR X.....	31
III.A.6. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS.....	34
III.B REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO – CÁLCULO ALTERNATIVO .....	38
III.C RESUMO REVISÃO TARIFÁRIA.....	40
III.D EFEITOS DA REVISÃO TARIFÁRIA NOS REAJUSTES SUBSEQUENTES.....	41
IV. CONCLUSÃO .....	43

(Fls. 2 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

## Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL

Em 28 de junho de 2012.

Processo n.º 48500.000181/2011-21

Assunto: Revisão tarifária da Eletropaulo relativa ao Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas - 3CRTP das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

### I. OBJETIVO

Submeter à Diretoria da ANEEL os resultados para a revisão tarifária da ELETROPAULO relativa ao Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas - 3CRTP, consolidada após análise das contribuições trazidas no âmbito da Audiência Pública (AP) 25/2012.

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 ELETROPAULO, a Seção III descreve o cálculo da revisão tarifária periódica, compreendendo o cálculo da Receita Verificada, Parcela A, Parcela B, Outras Receitas, Componentes Financeiros e Fator X. A seção IV traz as conclusões.

### II. DOS FATOS

---

<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 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

4. O Contrato de Concessão nº 162/98, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da ELETROPAULO, define a data de **4/7/2011** 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 234/2011-SRE/ANEEL de 20/12/2011 foram solicitadas as informações iniciais para subsidiar o cálculo da revisão tarifária, que foram encaminhadas pela Carta EM/VPA/DREF 0008/12 de 31/01/2012.
7. No dia 28/02/2012 a proposta preliminar da revisão tarifária foi encaminhada à Eletropaulo e ao Conselho de Consumidores da concessionária. No dia 06/03/2012, a distribuidora trouxe suas contribuições à proposta preliminar que foram avaliadas e, quando pertinente, incorporadas à esta Nota Técnica, a qual detalha a proposta de revisão tarifária da Eletropaulo a ser submetida à Audiência Pública.
8. Em 10/04/2012 a Diretoria da ANEEL decidiu abrir a AP 25/2012 com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de revisão tarifária. O período de contribuições se estendeu até 11 de maio, e a sessão presencial da AP foi realizada em 26 de abril na cidade de São Paulo.
9. No dia 06/06/2012, a proposta consolidada da revisão tarifária, após avaliação das contribuições trazidas na AP 25/2012, foi encaminhada à Eletropaulo e ao Conselho de Consumidores da AES Eletropaulo – Conselpa para suas considerações finais, que foram feitas no dia 13/06/2012 e, quando pertinente, incorporadas à presente proposta.
10. No dia 28/06/2012, foi emitido o Memorando nº 122/2012-DR/ANEEL, solicitando a realização de cálculo alternativo para o reposicionamento tarifário da 3RTP da Eletropaulo, considerando as planilhas de cálculo dos componentes da Base de Remuneração encaminhadas por meio do Memorando nº 1070/2012-SFF/ANEEL.

### **III. ANÁLISE**

11. Nesta Nota Técnica, serão apresentados primeiramente os resultados da 3RTP da Eletropaulo considerando os valores propostos pela SFF/ANEEL para a Base de Remuneração da concessionária, conforme informando por meio do Memorando nº 1020/2012-SFF/ANEEL.
12. Entretanto, em atendimento ao Memorando nº 122/2012-DR/ANEEL, na seção III.B desta Nota Técnica será apresentado o cálculo alternativo do reposicionamento tarifário da 3RTP da Eletropaulo, considerando as planilhas de cálculo dos componentes da Base de Remuneração encaminhadas por meio do Memorando nº 1070/2012-SFF/ANEEL.

#### **III.A REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO**

\* 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 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

13. O efeito médio a ser percebido pelos consumidores da Eletropaulo, considerando a Base de Remuneração informada pela SFF/ANEEL por meio do Memorando nº 1020/2012-SFF/ANEEL, em razão da revisão tarifária é de **-9,48%**. O reposicionamento tarifário calculado foi de **-5,76%**. Ao reposicionamento tarifário foram adicionados os componentes financeiros<sup>2</sup>, que correspondem **-2,00%**. Finalmente, foram subtraídos os componentes financeiros incluídos no reajuste tarifário anterior, correspondentes a **1,72%** da receita. Essas movimentações tarifárias combinadas resultam no efeito médio percebido pelos consumidores: **[-5,76% -2,00% - 1,72% = -9,48%]**.

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

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

Grupo/Subgrupo	Efeito Médio
A2 - 138kV	-9,07%
A3a (30 kV a 44 kV)	-0,09%
A4 - 13,8kV	-10,64%
AS	-2,92%
B1 (Baixa Tensão - Residencial e Baixa Renda)	-9,54%
B2 (Baixa Tensão - Rural)	-2,63%
B3 (Baixa Tensão - Demais)	-8,91%
B4 (Baixa Tensão - Iluminação Pública)	-2,86%

15. O reposicionamento tarifário para a revisão tarifária da ELETROPAULO é de **-5,76%** calculado conforme equação a seguir:

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

onde:

RT: Reposicionamento Tarifário Médio (%);

RR: Receita Requerida;

OR: Outras Receitas; e

RV: Receita Verificada.

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

17. 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

<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.

<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 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

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.

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

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

onde:

RR: Receita requerida;

VPA: Valor da Parcela A;

VPB: Valor da Parcela B;

Pm: Fator de Ajuste de Mercado;

m: multiplicador detalhado na seção III.1.5; e

$\Delta X$ : diferencial de X, resultante do recálculo do Fator X (2CRTP), detalhado na seção III.1.5.

19. 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.

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

### III.A.1 PARCELA B

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

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

onde:

VPB: Valor da Parcela B;

CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção; e

CAA: Custo Anual dos Ativos.

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

(Fls. 6 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

22. 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

RI: Receitas Irrecuperáveis.

23. 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.A.1.1. Custos Operacionais

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

25. 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.

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

27. 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.

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

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

(Fls. 7 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

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

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

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

onde:

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

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

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

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

30. 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

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

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

32. 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.

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

---

<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.

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



(Fls. 8 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

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

onde:

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

$\Delta_{M_{bt}}$ : *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.*

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

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

Descrição	Valores - 2CRTP	Valores - 3CRTP	Variação (%)	Peso (%)
Data Base Ativos e Consumidores	01/02/2007	31/01/2011		
Data Base Valores OPEX	04/07/2007	04/07/2011		
Número de unidades consumidoras	5.431.593	6.102.463	12,35%	27,96%
Extensão das redes de distribuição (km)	40.099	40.844	1,86%	12,43%
Mercado AT (MWh)	6.503.900	6.890.059	5,94%	2,60%
Mercado MT (MWh)	12.716.153	14.357.540	12,91%	15,86%
Mercado BT (MWh)	19.706.037	23.149.569	17,47%	41,15%

  

Descrição	Variação (%)
Variação total do produto (?P) - 2CRTP a 3CRTP	13,08%
Variação anual do produto	3,12%
Índice de Produtividade do OPEX	0,782%
Variação IPCA	24,36%
Variação IGPM	31,60%

  

Descrição	Total	Pessoal	Materiais e Serviços
OPEX 2CRTP - Original	786.166.121		
OPEX 2CRTP - Ajustado	731.983.030	495.224.090	236.758.940
OPEX 2CRTP - Atualização Monetária p/ 3CRTP	927.418.047	615.843.802	311.574.244
OPEX 2CRTP - Com crescimento dos produtos	1.048.697.153	696.378.127	352.319.026
OPEX 3CRTP	1.016.546.995	675.029.097	341.517.898
Conselho de Consumidores	118.893		

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

35. 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.

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

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

(Fls. 9 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

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

37. 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).

38. 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.

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

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

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

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

onde:

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

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

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

$\theta_i$ : 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.

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

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

(Fls. 10 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

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

Descrição	Valores 2009	Valores 3CRTP	Variação (%)	Peso (%)
Data Base Ativos e Consumidores	01/07/2009	31/01/2011		
Data Base Valores OPEX	01/07/2009	04/07/2011		
Número de unidades consumidoras	5.909.598	6.102.463	3,26%	27,96%
Extensão das redes de distribuição (km)	45.063	40.844	-9,36%	12,43%
Mercado AT (MWh)	6.067.504	6.890.059	13,56%	2,60%
Mercado MT (MWh)	12.696.759	14.357.540	13,08%	15,86%
Mercado BT (MWh)	22.306.951	23.149.569	3,78%	41,15%

Descrição	Variação (%)
Variação total do produto (?P) - 2009 a 3CRTP	3,73%
Variação anual do produto	2,34%
Índice de Produtividade do OPEX	0,782%
Variação IPCA	11,88%
Variação IGPM	14,26%

Descrição	Total	Pessoal	Materiais e Serviços
OPEX 2009 - Valores correntes	1.164.085.806	710.067.851	454.017.955
OPEX 2009 - Atualização Monetária p/ 3CRTP	1.313.188.412	794.413.985	518.774.427
OPEX 2009 - Com crescimento dos produtos	1.362.171.587	824.046.381	538.125.206
OPEX 2009 - Com ganhos de produtividade	1.345.454.688	813.933.485	531.521.203

Descrição	Limite Inferior	Centro	Limite Superior
Eficiência	68,31%	76,09%	88,31%
OPEX 3CRTP - 2ª Etapa (Intervalo)	919.080.098	1.023.756.472	1.188.171.035

42. 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.

43. 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.

44. 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;

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

(Fls. 11 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

$CO_n^3$ : limite mais próximo de  $CO_3$  do intervalo de custos operacionais eficientes definido por meio do método de benchmarking; e  
 $VPB_0$ : total da parcela B definida na revisão tarifária do 3CRTP.

45. No caso da ELETROPAULO o Componente T do Fator X é de **0,00%**.

### III.A.1.2. Receitas Irrecuperáveis

46. 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.

47. 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.

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

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

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

48. 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:

$$V_{se} = \frac{RR_{sem\ encargos}}{(1-\%ICMS-\%PIS-COFINS)} \times \{\sum_C(\rho_C \times RI_C)\} \quad (12)$$

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.

49. 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.

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

(Fls. 12 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

**Tabela 4 – Receitas Irrecuperáveis**

Descrição	Receita Base (R\$)	% RI	RI (R\$)
Encargos Setoriais	2.396.286.987	0,96%	23.054.753
Restante da Receita	10.771.262.760	0,83%	89.454.648
<b>Total</b>	<b>13.167.549.747</b>	<b>0,85%</b>	<b>112.509.400</b>

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

50. 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:

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

onde:

RC: Remuneração do Capital;

BRRl: 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).

51. 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.

52. 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

$\delta$ : Taxa média de depreciação das instalações.

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

54. Cabe destacar, no entanto, que em função da aprovação das novas taxas de depreciação, por meio da Resolução Normativa nº 474/2012, de 07/02/2012, deverá ser considerada a nova taxa média a partir de janeiro de 2012, utilizando-se a taxa anterior entre a data da revisão e dezembro/2011.

#### III.A.1.3.1. Custo de Capital

55. 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:

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

(Fls. 13 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

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

onde:

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

$r_p$ : custo do capital próprio nominal;

$r_d$ : custo da dívida nominal;

$P$ : capital próprio;

$D$ : capital de terceiros ou dívida;

$V$ : soma do capital próprio e de terceiros;

$T$ : alíquota tributária marginal efetiva; e

$\pi$ : inflação média dos EUA.

56. 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.

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

58. 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.

59. 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.

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

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

(Fls. 14 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

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

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

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

61. 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:

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

62. 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:

- a) 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;
  - b) para as concessionárias enquadradas na área de atuação SUDENE/SUDAM, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 15,25%;
  - c) para as concessionárias com remuneração regulatória inferior a R\$ 240.000,00, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 24%;
  - d) para os demais casos, considera-se as alíquotas de 25% e 9%, totalizando 34%.
63. Para aplicação tarifária considera-se o WACC conforme tabela abaixo:

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

(Fls. 15 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

**Tabela 6: WACC antes de Impostos**

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

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

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

65. 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.

66. 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.A.1.3.2. Base de Remuneração Regulatória

67. Para a avaliação dos ativos das concessionárias vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, visando à definição da base de remuneração no 3CRTP, devem ser observadas as seguintes diretrizes:

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

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



(Fls. 16 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

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

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

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

Descrição	Valores
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	15.355.041.248
(2) Índice de Aproveitamento Integral	160.562.734
(3) Obrigações Especiais Bruta	1.440.862.403
(4) Bens Totalmente Depreciados	3.182.876.233
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	10.570.739.878
(6) Depreciação Acumulada	10.006.423.988
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	5.348.617.260
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	55.714.414
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	5.292.902.846
(10) Almojarifado em Operação	31.500.064
(11) Ativo Diferido	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	1.244.263.700
(13) Terrenos e Servidões	295.232.570
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)	4.375.371.780
(15) Saldo RGR PLPT	-
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	66.084.633
(17) Taxa de Depreciação	3,82%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	403.802.263
(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)	491.927.284

70. O valor da Base de Remuneração Regulatória foi informado pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF por meio do Memorando nº 1020/2012-SFF/ANEEL, de 20 de junho de 2012.

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

71. 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.

72. 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:

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

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

(Fls. 17 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

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;

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

*IGPM<sub>t</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.

73. 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 (BAR <sub>A</sub> )	25%
Veículos (BAR <sub>V</sub> )	25%
Sistemas (BAR <sub>I</sub> )	50%

74. 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.

75. 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: referente ao TUC “Equipamento Geral de Informática”..

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

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

(Fls. 18 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

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

Descrição	Valores (R\$)
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	500.199.863
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	125.049.966
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	125.049.966
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	250.099.932
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	11.690.775
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	25.628.759
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	60.095.572
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	97.415.106

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

77. 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.

78. 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.

79. 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.

80. 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.

81. 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.

82. 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.

83. Conforme Memorando nº 1020/2012-SFF/ANEEL, os investimentos validados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL para o 2CRTP foram de **R\$**

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

(Fls. 19 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

**1.435.040.235,20** Estes investimentos foram deflacionados a preços de julho de 2007, chegando ao valor de **1.229.758.443,97** de forma que para a terceira revisão tarifária da ELETROPAULO o valor de  $(1 - m \cdot \Delta X)$  é de **0,9831**.

84. Para a apuração dos investimentos realizados pela distribuidora entre o 2CRTP e o 3CRTP, a Eletropaulo solicitou a consideração da LTS Anhanguera. A concessionária alega que viabilizou as obras necessárias sob sua responsabilidade e concluiu a parte elétrica da LTS Anhanguera em 31 de maio de 2011 e comissionada nos dias 01 e 02 de junho de 2011. Em 11 de junho de 2011, a AES Eletropaulo realizou ensaios de tensão nos cabos da referida linha. Porém, alega-se que as obras de responsabilidade da CTEEP não terminaram de forma concatenada com as obras da AES Eletropaulo, e a LTS Anhanguera somente foi energizada no dia 24 de julho de 2011 e conseqüentemente unitizada e contabilizada no imobilizado em serviço neste mesmo mês, e portanto fora do prazo considerado no recálculo do Fator Xe. Nesse sentido, a concessionária pleiteia a inclusão do referido investimento (R\$ 57 milhões) no montante a ser considerado para o recálculo do Fator Xe.

85. De acordo com o Submódulo 2.1 do Proret, estabelece-se que:

“37. No 3CRTP, quando da revisão tarifária de cada concessionária, serão levantados os investimentos efetivamente realizados pela distribuidora, calculados com base nos registros contábeis da distribuidora, deflacionados pelo IGP-M, mês a mês, para a data-base da revisão tarifária anterior.

38. Para o cálculo a que alude o item anterior, serão consideradas as informações contábeis das obras energizadas, encerradas e unitizadas até o último mês contábil fechado com o respectivo Balancete Mensal Padronizado – BMP”.

86. Portanto, com base no procedimento definido no PRORET, entende-se que não cabe considerar tal investimento no recálculo do Fator X.

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

87. 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.

88. 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

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

(Fls. 20 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

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

89. A tabela a seguir resume o cálculo da Parcela B ajustada da revisão tarifária da ELETROPAULO.

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

Descrição	Valores
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	R\$ 1.129.175.288
Custos Operacionais (CO3)	R\$ 1.016.665.888
Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)	R\$ 23.054.753
Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	R\$ 89.454.648
Custo Anual dos Ativos (CAA)	R\$ 993.144.653
Remuneração do Capital (RC)	R\$ 491.927.284
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	R\$ 403.802.263
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	R\$ 97.415.106
Parcela B (VPB)	R\$ 2.122.319.941
Ajuste em função dos investimentos realizados	-R\$ 35.943.485
Diferencial de X (?X)	0,96%
Multiplicador (m)	1,76
Parcela B com ajuste do 2CRTP (VPB')	R\$ 2.086.376.456
Índice de Produtividade da Parcela B	1,03%
Parcela B com ajuste de mercado	R\$ 2.064.941.263

### III.A.2. OUTRAS RECEITAS

90. 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".

91. 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.

92. 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:

- 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).
- 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.

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

(Fls. 21 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

93. 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/CSLL	Lucro Líquido	Outras Receitas
Serviços Cobráveis	20.148.642	1.035.925	19.112.717	-	6.498.324	12.614.393	12.614.393
Encargos de Conexão	2.278.275	599.970	1.678.305	-	570.624	1.107.681	1.107.681
Compartilhamento de Infraestrutura	69.097.315	3.552.579	65.544.736	52.435.789	4.457.042	8.651.905	56.761.742
Sistemas de Comunicação (PLC)	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Consultoria	3.547.155	359.732	3.187.423	1.274.969	650.234	1.262.220	631.110
Serviços de O&M	2.268.805	162.025	2.106.781	1.685.425	143.261	278.095	139.048
Serviços de Comunicação	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Engenharia	13.323	951	12.371	9.897	841	1.633	817
Convênios	9.469.986	960.391	8.509.596	1.701.919	2.314.610	4.493.067	2.246.533
<b>Total</b>	<b>106.823.501</b>	<b>6.671.573</b>	<b>100.151.929</b>	<b>57.107.999</b>	<b>14.634.936</b>	<b>28.408.994</b>	<b>73.501.323</b>

### III.A.3. PARCELA A

94. 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.A.3.1. Custos com Aquisição de Energia Elétrica (CE)

##### III.A.3.1.1. Tipos de Contratos e Regras de Precificação

95. 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.

96. 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).

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

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

(Fls. 22 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

98. 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.

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

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

### **III.A.3.1.2. Energia Requerida**

100. 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.

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

(Fls. 23 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

101. 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.

102. 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.

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

104. 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.

105. 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.

106. 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.

107. 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.

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



(Fls. 24 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

**Tabela 11: Perdas Regulatórias**

1 - Cálculo do Ponto de Partida (Revisão Tarifária)					
Descrição	Perdas Não Técnica (% BT)				
1. Meta 2º Ciclo	16,50%				
2. Mínimo Histórico	12,80%				
3. Ajuste UC sem Medição	0,24%				
4. Ponto de Partida [mínimo (1 e 2) - 3]	12,56%				
2 - Cálculo da Meta (Final do período tarifário)					
Descrição	Modelo A	Modelo B	Modelo C		
Empresa Benchmark	<b>COELCE</b>	<b>COELCE</b>	<b>COELCE</b>		
5. PNT/BT Benchmark	7,11%	7,11%	7,11%		
6. PNT/BT ELETROPAULO	13,14%	13,14%	13,14%		
7. Probabilidade de Comparação	97,93%	98,11%	95,61%		
8. PNT/BT Meta baseada em cada Benchmark [ 7. x 5. + ( 1.-7.) x 6 ]	7,23%	7,22%	7,37%		
9. PNT/BT Meta média dos Benchmarks (medido) [média( 8 ) ]	7,28%				
10. PNT/BT Diferença entre medido e faturado da ELETROPAULO	0,34%				
11. PNT/BT Meta média dos Benchmarks (ajustado faturamento) [ 9 - 10 ]	6,94%				
12. PNT/BT Ponto de Partida (faturado)	12,56%				
PNT/BT Meta [mínimo ( 11 , 12 )]	6,94%				
Descrição	Ponto Partida	2011	2012	2013	2014
Trajectoria PNT/BT (ponto partida até meta)	12,56%	11,15%	9,75%	8,34%	6,94%
Velocidade de Redução (a.a)		-1,41%	-1,41%	-1,41%	-1,41%
Limite de Redução (a.a)		-1,00%	-1,00%	-1,00%	-1,00%
Referencial Regulatório PNT/BT	12,56%	11,56%	10,56%	9,56%	8,56%
Referencial Regulatório PT/Einj	5,21%	5,21%	5,21%	5,21%	5,21%

108. 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.

109. Conforme correspondência EM/VPA/DREF/0032/12, a Eletropaulo sugere que para as distribuidoras que tiveram a revisão tarifária postergada, a perda dos 12 meses subsequentes à data contratual da Revisão Tarifária seja definida a partir da aplicação da mesma trajetória anual do 2º Ciclo de Revisão Tarifária (-0,32% a.a.), sendo a meta para o 3º Ciclo atingida nos reajustes tarifários subsequentes respeitando-se o limite de redução de 1% a.a.

110. Quanto aos argumentos expostos pela AES Eletropaulo, cabe tecer algumas considerações. Conforme a lógica do combate as perdas e a metodologia definida no PRORET, somente haveria alguma desaceleração na trajetória de redução de perdas não técnicas caso o valor fixado fosse inferior ao mínimo encontrado, que no caso da Eletropaulo é de 8,5%. Nesse sentido, verifica-se que nenhuma das três possibilidades de flexibilização da trajetória de redução indicada pelo PRORET contempla a proposta da Eletropaulo de uma redução para o primeiro ano tarifário menor do que para os demais anos.

111. Cabe destacar que, diferentemente do 2CRTP, em que a metodologia de perdas não técnicas representou uma inovação em relação ao ciclo anterior, ao definir as metas de perdas com base em modelo comparativo de benchmark, a metodologia do 3CRTP é praticamente a mesma do 2CRTP, com alguns

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

(Fls. 25 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

aperfeiçoamentos. Ou seja, o sinal regulatório de redução das perdas sempre esteve presente, estando as empresas cientes da necessidade contínua de redução de perdas, haja vista a existência de benchmarks praticando perdas inferiores e atuando em áreas mais complexas.

112. Nesse sentido, a metodologia impõe que a empresa reduza perdas independente de saber qual a meta a ser fixada pela ANEEL. A empresa tem sempre o incentivo de fazer o seu ótimo, pois caso ela não se encontre na zona de saturação de combate às perdas, qualquer redução adicional de perdas gera ganhos superiores aos seus custos.

113. Outro ponto relevante é que, ao se utilizar 2010 como ano de comparação das perdas da Eletropaulo com as demais concessionárias, permitiu-se que esta tivesse informações necessárias caso desejasse estimar seu benchmarking de perdas para o 3CRTP. Em 18/03/2011, foi publicada a última base de dados de Perdas Não Técnicas no âmbito da AP 040/2010, o que indicou que a COELCE em 2009 obteve 8,5% de perdas não técnicas. Assim, mesmo que a Eletropaulo não soubesse do índice de perdas da COELCE para o ano de 2010, o ano de 2009 já era um bom indicativo da meta a ser alcançada. Além disso, é possível verificar o nível de perdas não técnicas reais das empresas através de relatórios anuais de desempenho publicados por elas. Portanto, o que se verifica é que as concessionárias tem como realizar ex-ante estimativas para se apurar a empresa benchmark (conforme ranking de complexidade socioeconômico publicado no PRORET) e a sua provável meta, sem que seja necessária a apresentação de proposta de revisão tarifária.

114. Por outro lado, entende-se que, mesmo que a empresa não tivesse conhecimento do percentual de perdas regulatórias anteriormente à data da revisão, isso não implicaria em desincentivo ao combate às perdas. O incentivo da metodologia de definição das perdas regulatórias está, justamente, na dissociação entre o nível real e o regulatório de perdas, o que acontece em dois momentos. Ao fixar perdas regulatórias para todo o ciclo tarifário permite-se que a empresa se aproprie de todo o resultado dos programas de combate às perdas que a mesma venha a realizar. Além disso, no próximo processo de revisão tarifária, poderá ser definida ainda uma trajetória regulatória de redução de perdas caso se identifique empresas comparáveis com perdas menores que a da empresa. Essa metodologia torna a ação de combater perdas sempre melhor do que a ação de não combater perdas. A empresa “estará sempre melhor” se reduzir perdas.

115. Por isso entende-se que o incentivo não está no valor de perdas regulatórias definido em si, mas no mecanismo de definição dessas perdas. Ou seja, a empresa executaria o programa de combate às perdas porque iria usufruir de seus resultados esperados, uma vez que se dissociou as perdas reais das perdas regulatórias, que compõem o cálculo de sua tarifa.

116. Tanto é verdade que havia incentivos para redução de perdas que a própria Eletropaulo reduziu suas perdas em 2011 a níveis compatíveis que os agora definidos. Não o faria se não houvesse incentivos para tanto. É importante, porém, a ressalva de que, se tivesse ocorrido o contrário, isso não implicaria necessariamente que não houve incentivos. Isso, porque, não bastam haver incentivos, as empresas devem possuir eficiência para reduzir perdas.

117. Nesse ponto, cabe ainda destacar que para o 2CRTP foi definida a meta da Eletropaulo para as perdas não-técnicas em 16,50% sobre o mercado BT, o que implicaria em uma redução de 0,32% a.a., considerando o índice de perdas de 17,47% adotado na segunda revisão. Entretanto, o que se observou ao se passar o 2CRTP é que a concessionária não buscou apenas chegar ao ponto de 16,50% de perdas não-

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

(Fls. 26 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

técnicas, mas chegou a reduzi-la no ano de 2010 para 12,80%. Tais valores indicam em uma redução próxima a 1% a.a., mostrando que a trajetória ora definida para a concessionária é coerente e factível.

118. Por fim, é importante notar que, se o argumento para não se aplicar a meta de perdas não técnicas para o ano de 2011, conforme apresentado pela concessionária, estivesse correto, o mesmo seria válido para todos os demais parâmetros regulatórios definidos no momento da revisão tarifária. Da mesma forma que as perdas, a empresa não conhecia os níveis de custos operacionais que lhe seriam fixados, a estrutura de capital, o custo de capital de terceiros, receitas irrecuperáveis, outras receitas, etc. No limite, o argumento implica não aplicar o processo de revisão retroativamente, o que não é razoável.

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

**Tabela 12: Energia Requerida**

Descrição	Energia (MWh)
Perdas na Rede Básica	924.371
Perdas na Distribuição	5.261.811
Perdas Técnicas	2.586.736
Perdas Não Técnicas	2.675.075
Energia Vendida	36.198.178
Energia Requerida	42.384.360

### **III.A.3.1.3. Valoração da Compra de Energia**

120. 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.

121. 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.

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

(Fls. 27 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

**Tabela 13: Custo com Compra de Energia**

Descrição	Despesa (R\$)	Tarifa (R\$/MWh)	Energia (MWh)
<b>ENERGIA CONTRATADA</b>	<b>5.040.322.292,42</b>	<b>114,55</b>	<b>44.964.397,09</b>
<b>AMBIENTE REGULADO - CCEAR</b>			
10º Existente 2012-03	4.879.006,74	78,40	62.230,90
1º Existente 2005-08	682.795.702,03	79,58	8.579.934,29
1º Existente 2006-08	496.970.665,01	93,17	5.334.069,75
1º Existente 2007-08	30.164.595,60	104,42	288.879,85
2º Existente 2008-08	118.806.685,25	112,03	1.060.463,24
4º Existente 2009-08	19.181.974,51	125,40	152.963,41
8º Existente 2010-05	2.682.513,09	109,46	24.506,25
8º Existente 2010-05 OF	26.080,21	88,33	295,26
MCSD 1º Existente 2005-08	23.539.938,76	77,33	304.391,19
MCSD 1º Existente 2006-08	31.591.288,60	90,76	348.089,56
MCSD 1º Existente 2007-08	8.237.589,01	102,16	80.636,10
MCSD 2º Existente 2008-08	12.196.675,60	108,77	112.137,19
MCSD 4º Existente 2009-08	11.027.262,05	120,67	91.385,16
MCSD 5º Existente 2007-08	710.279,28	129,85	5.469,85
1º Alternativa A-3 2010-15 OF	11.277.300,74	162,38	69.450,06
1º Alternativa A-3 2010-30 H	3.841.374,03	168,34	22.819,31
1º Nova A-3 2008-15 T	36.685.332,28	101,27	362.252,71
1º Nova A-3 2008-30 H	7.174.323,14	140,03	51.234,94
1º Nova A-4 2009-15 T	41.226.086,89	100,84	408.826,72
1º Nova A-4 2009-30 H	4.793.638,43	149,63	32.037,53
1º Nova A-5 2010-15 T	102.305.374,68	133,56	765.988,13
1º Nova A-5 2010-30 H	118.986.622,34	150,62	789.980,80
2º Nova A-3 2009-15 T	15.050.528,64	114,35	131.618,09
2º Nova A-3 2009-30 H	41.887.535,55	163,46	256.256,43
3º Nova A-5 2011-15 T	92.485.070,49	137,84	670.959,59
3º Nova A-5 2011-30 H	110.346.772,43	154,63	713.600,02
4º Nova A-3 2010-15 T	80.699.135,13	137,84	585.455,13
5º Nova A-5 2012-15 T	58.043.503,23	104,55	555.174,59
5º Nova A-5 2012-30 H	39.447.068,10	158,70	248.559,69
6º Nova A-3 2011-15 T	131.776.876,15	105,03	1.254.659,39
<b>CONTRATOS BILATERAIS</b>			
AES Tiele	1.822.181.561,89	173,73	10.488.411,33
Equipav S/A	26.601.367,71	199,26	133.500,00
Usina Cerradinho	8.885.846,83	162,80	54.581,07
ITAIPU	843.816.717,99	84,73	9.958.596,70
PROINFA	-	-	964.982,86
GERAÇÃO PRÓPRIA	-	-	-
Sobra (+) / Exposição (-)	258.269.181,73	100,10	2.580.036,85
<b>CUSTO TOTAL COM COMPRA DE ENERGIA</b>	<b>4.782.053.110,69</b>	<b>112,83</b>	<b>42.384.360,24</b>

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

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

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

(Fls. 28 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

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

Descrição	Valor (R\$)
Transporte de Itaipu	86.303.965
Rede Básica	722.601.757
Rede Básica Fronteira	172.393.103
Rede Básica ONS (A2)	797.677
Rede Básica Export (A2)	3.131.580
MUST Itaipu	74.895.217
Conexão	77.827.017
Uso do sistema de distribuição	23.272.170
<b>Total</b>	<b>1.161.222.486</b>

123. 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 TUST<sub>RB</sub>, relativa ao uso de instalações da Rede Básica, e TUST<sub>FR</sub>, 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.

124. 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.

125. 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.

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

### III.A.3.3. Encargos Setoriais

127. 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

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

(Fls. 29 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

recolhe os valores e os repassa aos gestores dos recursos. Os valores dos encargos setoriais considerados nesta revisão tarifária estão demonstrados na tabela abaixo:

**Tabela 15: Encargos Setoriais**

Descrição	Valor (R\$)
Reserva Global de Reversão – RGR	107.856.201
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	652.181.355
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	24.374.696
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	441.727.756
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	229.377.583
PROINFA	203.529.896
P&D, Efc.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	105.801.302
ONS	390.442
Total de Encargos Tarifários	1.765.239.231

128. A Reserva **Global de Reversão – RGR**, criada pelo Decreto n.º 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, tem a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, para financiamento de fontes alternativas de energia elétrica, para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de potenciais hidráulicos e para desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. As quotas anuais da RGR, conforme estabelece a Resolução nº 023/1999, são definidas com base em 2,5% do investimento “pro rata tempore”, observado o limite de 3,0% das receitas de cada concessionária, constantes das contas “Fornecimento”, “Suprimento”, “Receita de Uso da Rede Elétrica” e “Serviço Taxado” do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia.

129. A **Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC**, criada pelo Decreto n.º 73.102, de 7 de novembro de 1973, tem como finalidade o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para geração de energia termoeletrica nos sistemas isolados, estes custos são rateados por todo o país em função do mercado de cada distribuidora. Os valores da CCC são fixados com base no Plano Anual de Combustíveis – PAC, elaborado pela ELETROBRÁS. Essas previsões são feitas com base nas condições previstas de hidraulicidade, na taxa esperada de crescimento do consumo para o ano corrente e nos preços dos combustíveis vigentes aplicados sobre a necessidade de geração térmica.

130. A **Conta de Desenvolvimento Energético – CDE**, criada pela Lei n.º 10.438/2002 e regulamentada pelo Decreto nº 4.541/2002, tem a finalidade de prover recursos para: i) o desenvolvimento energético dos Estados; ii) a competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados; iii) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. As quotas da CDE foram definidas originalmente com base nos valores da CCC dos Sistemas Interligados de 2001, cujos valores foram reajustados anualmente, a partir de 2002, na proporção do crescimento de mercado de cada agente, e em 2004 também pelo Índice de Preço ao Consumidor Amplo – IPCA (IBGE). As quotas da CDE para o exercício seguinte têm por base a quota definida para o exercício anterior, incorporando o crescimento de mercado, no período de setembro/ano1 a agosto/ano2, e atualizado pelo IPCA, do mesmo período.

131. 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

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

(Fls. 30 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

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.

132. A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE foi instituída pela Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, conforme dispõe o Decreto nº 2.410/1997. O valor anual da TFSEE é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades.

133. 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.

134. 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.

135. 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.

136. 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.

137. 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.

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

(Fls. 31 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

### III.A.4. RECEITA VERIFICADA

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

139. 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.

140. 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.

**Tabela 16 – Receita Verificada**

DESCRIÇÃO	MERCADO (MWh)	RECEITA (R\$)
<b>FORNECIMENTO</b>	<b>36.182.908</b>	<b>9.673.579.371,30</b>
A1 (230 kV ou mais)	-	-
A2 (88 a 138 kV)	587.636	119.203.647
A3 (69 kV)	-	-
A3a (30 kV a 44 kV)	246.071	52.350.076
A4 (2,3 kV a 25 kV)	11.684.741	2.862.148.420
AS	514.890	135.193.363
BT (menor que 2,3 kV)	23.149.569	6.504.683.865
<b>SUPRIMENTO</b>	<b>15.270</b>	<b>432.671</b>
<b>CONSUMIDORES LIVRES A1</b>	-	-
<b>CONSUMIDORES LIVRES (demais)</b>	<b>8.196.185</b>	<b>576.440.963</b>
<b>CONSUMIDOR DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>2.806</b>	<b>395.388</b>
<b>CONSUMIDOR GERADOR</b>	-	<b>13.622.293</b>
<b>CDE Baixa Renda</b>	-	<b>28.065.958,75</b>
<b>TOTAL</b>	<b>44.397.168</b>	<b>10.292.536.646</b>

141. As informações de mercado estão contidas no Sistema de Acompanhamento de Dados de Mercado da ANEEL – SAMP. Complementarmente, no 3CRTP, está sendo solicitado das distribuidoras o sistema de faturamento aberto por Unidade Consumidora. Nesse sentido, após ajustes da concessionária, verificou-se que o mercado do SAMP para o período de referência está compatível com os dados do sistema de faturamento da concessionária.

### III.A.5. FATOR X

<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. 32 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

142. 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.

143. 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.

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

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

onde:

**Pd** = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

**Q** = Qualidade do serviço; e

**T** = Trajetória de custos operacionais.

145. 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.A.5.1. Componente de Ganhos de Produtividade da Atividade de Distribuição – Pd

146. 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.

147. 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..

148. O valor do componente Pd a ser considerado nos reajustes subsequentes da ELETROPAULO é de **1,03%**.

\* 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 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

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

149. O **Componente T** do Fator X tem por objetivo estabelecer uma trajetória na definição dos custos operacionais regulatórios. Essencialmente, trata-se de uma transição entre metodologias diferentes para a definição de custos operacionais eficientes. A metodologia de cálculo de custos operacionais, bem como o cálculo do Componente T, são descritos na seção III.1.1.2 da presente Nota Técnica. O valor do componente T a ser considerado nos reajustes subsequentes da ELETROPAULO, calculado conforme equação 10, é de **0,00%**.

### III.A.5.3. Componente de Qualidade do Serviço – Q

150. 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.

151. 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.

152. 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.

153. 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.

154. 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.

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

(Fls. 34 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

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

**Tabela 17 – Componente Q do Fator X**

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

156. 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.

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

Onde:

*VarDEC<sub>t</sub>/FEC<sub>t</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>Cip</sub> e DEC<sub>Cind</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>Cip</sub> e FEC<sub>Cind</sub> definidos no PRODIST; e

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

157. O Componente Q será aplicado a partir dos reajustes tarifários do ano de 2012.

### III.A.6. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS

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

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

(Fls. 35 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

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

i) **Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA**, para compensar os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 025, de 24 de janeiro de 2002, dos Ministros de Estado de Minas e Energia e da Fazenda. Os valores da CVA em processamento apresentados nesta nota técnica para audiência pública são os valores apurados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira — SFF, entretanto, ainda poderão ser realizados ajustes quanto aos valores de repasse, como preços, usinas em atraso, e valores de recontabilização. Os valores considerados para a CVA foram:

**Tabela 18: Valores apurados das CVA's**

DESCRIÇÃO CVA	Delta	30° dia anterior	5° dia útil anterior	12 meses subsequentes
CVA CCC	11.246.040	12.645.209	12.743.220	13.537.641
CVA CDE	16.350.006	16.877.797	17.008.614	18.068.942
CVA Rede Básica	(7.662.802)	(8.052.575)	(8.114.989)	(8.620.883)
CVA Compra Energia	(180.881.970)	(189.746.636)	(193.066.387)	(205.102.273)
CVA CFURH	-	-	-	-
CVA Transporte Itaipu	37.748	40.941	41.258	43.830
CVA Proinfa	(2.656.490)	(2.715.964)	(2.737.015)	(2.907.642)
CVA ESS/EER	(2.898.308)	(3.524.392)	(4.271.065)	(4.537.326)
Total	(166.465.775)	(174.475.619)	(178.396.364)	(189.517.710)

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. O Saldo a Compensar da CVA do Ano Anterior apurado para a Eletropaulo foi de **R\$ 98.235,26**.

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 julho de 2011 totalizou **R\$ -63.610.506,03**.

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. Como base nos fornecidos à ANEEL pela CCEE, a sobrecontratação da Eletropaulo foi calculada em **R\$ (18.925.944,13)** para o ano civil de 2010. Foi considerado também o valor de **R\$ (10.542.019,98)** referente à reversão da previsão concedida no IRT de 2010. Ambos os valores foram atualizados pela variação do IPCA.

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 preveem mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre

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

(Fls. 36 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

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. O valor apurada para a Eletropaulo referente ao período de janeiro de 2010 a dezembro de 2010 foi de **R\$ (7.657.932,83)**.

vi) **Parcela de Ajuste da Rede Básica – Fronteira.** Está sendo considerada a Parcela de Ajuste – PA da Rede Básica Fronteira, informada pela SRT, no valor de **R\$ 153.593,18**. O valor da PA Fronteira deverá ser considerado no cálculo da Tarifa Média da Rede Básica, para fins de apuração da CVA Rede Básica no próximo reajuste tarifário.

vii) **Parcela de Ajuste de Conexão.** Está sendo considerada a parcela de ajuste dos encargos de conexão informada pela SRT por meio do Memorando 191/2011 e atualizada monetariamente, no valor de **R\$ 28.666,85**.

viii) **Subsídio e Reversão – TUSD (Fontes Incentivadas).** Conforme previsto no Art. 7º da Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, foram apurados os valores relativos à perda de receita de distribuição decorrentes dos descontos concedidos na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, aplicáveis aos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada igual ou inferior a 1 MW e aos geradores com potência instalada menor ou igual a 30 MW (PCH e Fontes Incentivadas), destinados à produção independente ou autoprodução, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada e adquirida pelos consumidores livres.

O valor considerado atualizado pelo IGP-M é de **R\$ 109.059.193,51** e refere-se subsídio concedido no período de julho de 2010 a junho de 2011 para consumidores livres e para geradoras, e também à diferença entre o valor considerado no IRT de 2010 e o valor fiscalizado pela SFF/ANEEL para os meses de maio e junho de 2010. Este valor foi fiscalizado pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL, com exceção dos meses de maio e junho de 2011, que estão sendo considerados a título provisório, cabendo ainda fiscalização. Por outro lado foi incluído o valor também atualizado de **R\$ (82.298.947,58)** referente à Reversão da previsão deste subsídio concedida no último reajuste tarifário da distribuidora. Por fim, ressalta-se que a partir da revisão tarifária do 3CRTP a previsão de subsídios tarifários passa a ser considerados na própria estrutura tarifária.

ix) **Subsídio, Reversão e Previsão - Cooperativas de Eletrificação Rural.** Consiste na compensação de receita devido a consideração de tarifas “cheias”, sem a aplicação dos descontos relativos às cooperativas de eletrificação rural, de forma que o mercado subsidiante definido na estrutura tarifária não fosse majorado para compensar o referido desconto. Portanto, está sendo considerado o valor de **R\$ 3.731.266,46**, a título de “Subsídio – Cooperativas”, fiscalizado pela SFF/ANEEL, para o período de julho de 2010 a maio de 2011 e o valor provisório que será fiscalizado, relativo ao mês de junho de 2011. Também está sendo considerado o valor de **R\$ (3.547.919,07)**, a título de “Reversão da Previsão do Subsídio” concedido no Reajuste Tarifário de 2010.

x) **Subsídio, Reversão e Previsão - Auto-produtor e Produtor Independente.** Consiste na perda de receita da concessionária em função da concessão de descontos na TUSD CCC, CDE e PROINFA, para o consumo próprio de auto-produtor e produtor independente de energia, conforme disciplina a Resolução Normativa n.º 166, de 11 de novembro de 2005. O valor considerado para este subsídio foi de **5.245.978,21**, fiscalizado pela SFF/ANEEL, relativo ao período de julho de 2010 a abril de 2011 e aos valores provisórios relativos ao período de maio a junho de 2011. Também está sendo considerado o valor de **R\$ (1.536.456,14)**, a título de “Reversão da Previsão do Subsídio” concedido no Reajuste Tarifário de 2010.

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

(Fls. 37 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

**xi) Subsídio, Reversão e Previsão - Baixa Renda.** Consiste da complementação de receita ao valor da subvenção da CDE destinado a cobertura dos descontos concedidos aos consumidores da subclasse residencial Baixa Renda, conforme Resolução Normativa n.º 89, de 25 de outubro de 2004, no valor atualizado pelo IGP-M de **R\$ 85.488.653,88**, com base nos dados fornecidos pela Superintendência de Regulação da Comercialização da Eletricidade – SRC por meio do Memorando nº 09/2012-SRC/ANEEL, de 11 de janeiro de 2012. Por outro lado foi incluído o valor também atualizado de **R\$ (61.422.779,50)** referente à Reversão da previsão deste subsídio concedida no último reajuste tarifário da distribuidora.

**xii) 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 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, foi incluído no atual cálculo tarifário o valor fiscalizado pela SFF/ANEEL no **R\$ 387.213,72**, já atualizado monetariamente.

**xiii) 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\$ 18.406.475,93**, fiscalizado pela Superintendência de Fiscalização Financeira – SFF, e considerado de forma provisória até a regulamentação específica que trata o art. 3º da RN 367/2009, sujeito a correção no âmbito do processo de reajuste tarifário imediatamente posterior ao resultado desta revisão tarifária.

**xiv) Custo de implementação da contabilidade regulatória.** A Resolução Normativa nº 396, de 23 de fevereiro de 2010, instituiu a contabilidade regulatória, de forma que o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE passou a ter por finalidade estabelecer as práticas e orientações contábeis necessárias às concessionárias e permissionárias de serviço público de transmissão e de distribuição de energia elétrica para registro contábil de suas respectivas operações e elaboração de demonstrações contábeis, atendendo as necessidades regulatórias. O Art. 13 definiu que os custos relacionados à implantação da contabilidade regulatória e auditoria de suas demonstrações serão reconhecidos regulatoriamente no âmbito do processo de revisão tarifária de cada agente concessionário de serviço público de transmissão e de distribuição de energia elétrica. Assim, está sendo considerado o valor de **R\$ 592.767,76**, fiscalizado pela SFF/ANEEL.

**xv) Custos com enterramento de rede:** A Eletropaulo solicitou que seja prevista a possibilidade de pleitear recurso adicional como componente financeiro para fazer frente a esses investimentos atípicos, relativos ao enterramento de rede, na medida em que sejam necessários. A concessionária menciona que o Decreto Lei nº 47.817 de 2006 estabelece que todas as concessionárias, sejam elas estaduais ou provadas, devem fazer o enterramento de suas redes em todo o município de São

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

(Fls. 38 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

Paulo. Assim, alega-se que, tendo em vista que o cálculo do componente P do Fator X considera a evolução dos investimentos históricos, e que os mesmos não abarcam fisicamente, proporção significativa de investimentos em enterramento de redes.

Quanto a este ponto, entende-se que o tratamento a ser dado ao repasse tarifário dos custos com enterramento de rede e os critérios de repasse destes custos deverão ser definidos quando da sua ocorrência.

### Resumo dos Componentes Financeiros

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

**Tabela 19: Componentes Financeiros**

Descrição	Valor (R\$)
CVA em processamento	-189.517.709,75
CVA Saldo a compensar	98.235,26
Neutralidade encargos setoriais	-63.610.506,03
Subsídio - Consumidor Livre Fonte Incentivada TUSD - Res 77/2004	26.768.324,84
Subsídio - Geração Fonte Incentivada TUSD G - Res 77/2004	-8.078,91
Subsídio TUSDccc, cde, proinfra - APE/PIE - Res. 166/2005	3.709.522,07
Subsídio - Baixa Renda	24.065.874,38
Subsídio - Cooperativa	183.347,39
Sobrecontratação de energia REN nº 255/2007 (Apurado + Previsão - Reversão)	-29.467.964,11
Exposição CCEAR entre Submercados	-7.657.932,83
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	387.213,72
Parcela de Ajuste RB Fronteira	153.593,18
Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs	1.429.732,04
Parcela de Ajuste de Conexão/DIT	28.666,85
Custos de implantação da contabilidade regulatória - REN 396/2010	592.767,76
Custos de implantação do Manual de Controle Patrimonial (MCPSE) - REN 367/2009	18.406.475,93
Total	-214.438.438,21

### III.B REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO – CÁLCULO ALTERNATIVO

161. Conforme Memorando nº 122/2012-DR, foi solicitado o cálculo alternativo do reposicionamento tarifário da 3RTP da Eletropaulo, considerando as planilhas de cálculo dos componentes da Base de Remuneração encaminhadas por meio do Memorando nº 1070/2012-SFF/ANEEL.

162. A tabela a seguir resume o cálculo da Base de Remuneração Regulatória, bem como da remuneração e quota de reintegração, considerando os valores informados por meio do Memorando nº 1070/2012-SFF/ANEEL.

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

(Fls. 39 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

**Tabela 20 – Remuneração do Capital e Quota de Reintegração**

Descrição	Valores
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	15.581.905.636
(2) Índice de Aproveitamento Integral	160.562.734
(3) Obrigações Especiais Bruta	1.440.862.403
(4) Bens Totalmente Depreciados	3.231.693.765
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	10.748.786.734
(6) Depreciação Acumulada	10.163.567.099
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	5.418.338.537
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	55.714.414
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	5.362.624.123
(10) Almoarifado em Operação	31.500.064
(11) Ativo Diferido	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	1.244.263.700
(13) Terrenos e Servidões	295.232.570
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)	4.445.093.057
(15) Saldo RGR PLPT	-
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	66.084.633
(17) Taxa de Depreciação	3,82%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	410.603.653
(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)	499.847.621

163. Além dos impactos sobre a remuneração de capital e da quota de depreciação, a alteração da base de remuneração reflete sobre os valores de:

- Encargo P&D: é alterado de **R\$ 105.801.301,57** para **R\$ 106.004.280,84**, uma vez que este encargo tem como base de cálculo a receita requerida da concessionária;
- Custo anual das instalações móveis e imóveis (anuidades)<sup>6</sup>: é alterado de **R\$ 97.415.106,05** para **R\$ 98.562.352,21**, em função da alteração do Ativo Imobilizado em Serviço – AIS; e
- Receitas Irrecuperáveis: é alterado de **R\$ 112.509.400** para **R\$ 112.688.079**, em decorrência da alteração da receita requerida da concessionária.

**Tabela 21 – Receitas Irrecuperáveis**

Descrição	Receita Base (R\$)	% RI	RI (R\$)
Encargos Setoriais	2.396.562.529	0,96%	23.057.404
Restante da Receita	10.792.458.256	0,83%	89.630.675
<b>Total</b>	<b>13.189.020.785</b>	<b>0,85%</b>	<b>112.688.079</b>

<sup>6</sup> As anuidades são consideradas na revisão tarifária nos custos operacionais da concessionária.

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



(Fls. 40 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

**Tabela 22: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – CAIMI**

Descrição	Valores (R\$)
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	506.090.658
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	126.522.664
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	126.522.664
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	253.045.329
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	11.828.456
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	25.930.586
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	60.803.310
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	98.562.352

164. Conforme detalhado nos itens III.A.1.5. e III.A.1.6. desta Nota Técnica, a Parcela B, o que inclui as Receitas Irrecuperáveis e CAIMI destacadas acima, deve ser ajustada em função dos investimentos realizados e do fator de ajuste de mercado.

165. A tabela a seguir resume o cálculo da Parcela B ajustada da revisão tarifária da Eletropaulo.

**Tabela 23: Cálculo da Parcela B ajustada**

Descrição	Valores
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	R\$ 1.129.353.966
Custos Operacionais (CO3)	R\$ 1.016.665.888
Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)	R\$ 23.057.404
Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	R\$ 89.630.675
Custo Anual dos Ativos (CAA)	R\$ 1.009.013.626
Remuneração do Capital (RC)	R\$ 499.847.621
Quota de Reintegração Regulatória (ORR)	R\$ 410.603.653
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	R\$ 98.562.352
Parcela B (VPB)	R\$ 2.138.367.592
Ajuste em função dos investimentos realizados	-R\$ 36.215.267
Diferencial de X (?X)	0,96%
Multiplicador (m)	1,76
Parcela B com ajuste do 2CRTP (VPB')	R\$ 2.102.152.325
Índice de Produtividade da Parcela B	1,03%
Parcela B com ajuste de mercado	R\$ 2.080.555.053

166. Em função da alteração nos valores da base de remuneração, o índice alternativo de reposicionamento tarifário com componentes financeiros, para a 3º revisão tarifária periódica da Eletropaulo, é de **-7,60%**.

### III.C RESUMO REVISÃO TARIFÁRIA

167. 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 Eletropaulo é sintetizada na tabela a seguir, na qual se apresenta os resultados considerando os valores de Base Remuneração constantes no Memorando nº 1020/2012-SFF/ANEEL e o cálculo alternativo da Base de Remuneração, conforme solicitado por meio do Memorando nº 122/2012-DR/ANEEL. A tabela apresenta também todos os

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

(Fls. 41 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

itens da receita requerida da concessionária, as outras receitas, os componentes financeiros, a receita verificada e o quanto cada item de receita contribui para o reposicionamento tarifário apresentado.

**Tabela 24: Resumo da revisão tarifária**

Descrição	REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO ALTERNATIVO - Memorando nº 122/2012-DR/ANEEL			REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO		
	Receita Tarifária (R\$)	Impacto na Revisão Tarifária (%)	Part. Receita Revisão (%)	Receita Tarifária (R\$)	Impacto na Revisão Tarifária (%)	Part. Receita Revisão (%)
<b>1. PARCELA A (1.1 + 1.2 + 1.3)</b>	<b>7.708.717.807</b>	<b>1,38%</b>	<b>79,3%</b>	<b>7.708.514.827</b>	<b>1,38%</b>	<b>79,5%</b>
<b>1.1 Encargos Setoriais</b>	<b>1.765.442.210</b>	<b>1,21%</b>	<b>18,2%</b>	<b>1.765.239.231</b>	<b>1,20%</b>	<b>18,2%</b>
Reserva Global de Reversão – RGR	107.856.201	0,74%	1,1%	107.856.201	0,74%	1,1%
Conta de Consumo de Comb. – CCC	652.181.355	0,36%	6,7%	652.181.355	0,36%	6,7%
Taxa de Fisc. de Serv. de E.E. – TFSEE	24.374.696	0,02%	0,3%	24.374.696	0,02%	0,3%
Conta de Desenv. Energético – CDE	441.727.756	0,30%	4,5%	441.727.756	0,30%	4,6%
PROINFA	203.529.896	-0,11%	2,1%	203.529.896	-0,11%	2,1%
P&D (Eficiência Energética)	106.004.281	-0,13%	1,1%	105.801.302	-0,13%	1,1%
ONS	390.442	0,00%	0,0%	390.442	0,00%	0,0%
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	229.377.583	0,04%	2,4%	229.377.583	0,04%	2,4%
<b>1.2 Transmissão</b>	<b>1.161.222.486</b>	<b>0,85%</b>	<b>12,0%</b>	<b>1.161.222.486</b>	<b>0,85%</b>	<b>12,0%</b>
Rede Básica	722.601.757	0,69%	7,4%	722.601.757	0,69%	7,4%
Rede Básica Fronteira	172.393.103	0,01%	1,8%	172.393.103	0,01%	1,8%
Itaipu	161.199.182	0,09%	1,7%	161.199.182	0,09%	1,7%
Conexão	77.827.017	0,06%	0,8%	77.827.017	0,06%	0,8%
CUSD	23.272.170	0,01%	0,2%	23.272.170	0,01%	0,2%
Outros	3.929.257	-0,01%	0,0%	3.929.257	-0,01%	0,0%
<b>1.3 Compra energia</b>	<b>4.782.053.111</b>	<b>-0,67%</b>	<b>49,2%</b>	<b>4.782.053.111</b>	<b>-0,67%</b>	<b>49,3%</b>
CCEAR Existente	1.283.486.003	-0,28%	13,2%	1.283.486.003	-0,28%	13,2%
CCEAR Nova	797.081.613	0,93%	8,2%	797.081.613	0,93%	8,2%
Contratos Bilaterais	1.857.668.776	0,10%	19,1%	1.857.668.776	0,10%	19,2%
Itaipu	843.816.718	-1,42%	8,7%	843.816.718	-1,42%	8,7%
<b>2. PARCELA B (2.1 + 2.2 + 2.3 + 2.4 + 2.5 + 2.6)</b>	<b>2.007.053.730</b>	<b>-8,26%</b>	<b>20,7%</b>	<b>1.991.439.940</b>	<b>-8,41%</b>	<b>20,5%</b>
2.1 Custos Operacionais	1.006.220.779	-0,33%	10,4%	1.006.220.779	-0,33%	10,4%
2.2 Anuidades	97.549.734	0,11%	1,0%	96.414.274	0,10%	1,0%
2.3 Remuneração	494.712.244	-5,11%	5,1%	486.873.279	-5,19%	5,0%
2.4 Depreciação	406.385.158	-2,48%	4,2%	399.653.645	-2,54%	4,1%
2.5 Receitas Irrecuperáveis	111.530.334	-0,13%	1,1%	111.353.492	-0,13%	1,1%
2.6 Outras Receitas	(73.501.323)	0,02%	-0,8%	(73.501.323)	0,02%	-0,8%
<b>3. Reposicionamento Econômico</b>		<b>-5,60%</b>			<b>-5,76%</b>	
<b>4. Componentes Financeiros</b>	(214.438.438)	-2,00%		(214.438.438)	-2,00%	
<b>5. Reposicionamento com Financeiros</b>		<b>-7,60%</b>			<b>-7,76%</b>	
6 Financeiros Retirados do IRT anterior		-1,73%			-1,72%	
<b>7. Efeito médio p/ consumidor</b>		<b>-9,33%</b>			<b>-9,48%</b>	
8. Receita Verificada	10.292.536.646			10.292.536.646		

### III.D EFEITOS DA REVISÃO TARIFÁRIA NOS REAJUSTES SUBSEQUENTES

168. Embora processada em atraso, a revisão tarifária da ELETROPAULO tem vigência desde a data prevista no Contrato de Concessão, de 04/07/2011. Com o objetivo de tornar neutro para distribuidora e consumidores a postergação da revisão tarifária, será apurado um componente financeiro a partir da

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

(Fls. 42 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

diferença entre as tarifas prorrogadas (que foram aplicadas) e aquelas definidas na revisão tarifária (que deveriam ter sido aplicadas), aplicadas sobre o mercado de referência do próximo reajuste tarifário.

169. O cálculo do componente financeiro deve-se dar a partir das tarifas de Anexo I, ou seja, considerando tanto os itens econômicos da receita quanto os componentes financeiros. Como os efeitos da revisão tarifária não são uniformes, ou seja, variam de acordo com a modalidade tarifária em que o consumidor é enquadrado, a bolha financeira será calculada por modalidade tarifária.

170. Dado que a consideração de todo o componente financeiro em um único ano pode trazer elevada redução tarifária, resultante da consideração de um componente financeiro negativo significativo em relação à receita da distribuidora, no ano seguinte, a retirada de tal montante financeiro traz, por si só, uma elevação tarifária dessa magnitude sobre a qual ainda incidirá o reajuste tarifário anual. O efeito é uma tarifa com fortes oscilações o que distorce a percepção dos consumidores quanto ao preço real do serviço de energia elétrica, prejudicando a previsibilidade quanto às despesas com energia elétrica.

171. Assim, a fim de evitar tal efeito, a sugestão da área técnica é que o valor financeiro seja considerado de forma progressiva nos reajustes subsequentes da ELETROPAULO, o que resultaria em reajustes tarifários menores, amortecidos por haver um montante financeiro, mais negativo a cada ano, sendo considerado nas tarifas. Quando o componente financeiro negativo deixasse de compor as tarifas finais seria o momento da quarta revisão tarifária. Dado que a essência da revisão tarifária é reverter à modicidade tarifária os ganhos de produtividade que as distribuidoras obtiveram no período entre revisões, espera-se uma redução da base econômica da tarifa o que minimizaria o efeito da retirada do componente financeiro negativo.

172. Se toda a compensação é feita em um único ano, percebe-se forte redução tarifária neste ano e forte elevação no ano seguinte, quando esse grande financeiro negativo deixa de compor as tarifas dos consumidores finais. Alternativamente, se for preservado o saldo para mitigar o efeito dos reajustes de 2013 e 2014, nas proporções de 1/3 e 2/3 do saldo acumulado, ainda há uma redução tarifária em 2012, seguida de reajustes muito baixos em 2013 e 2014. Ao retirar o componente financeiro da base tarifária, a elevação que seria percebida pelo consumidor é atenuada pela revisão tarifária seguinte. Essa proposta atinge, portanto, o objetivo de manter a tarifa de energia elétrica na área de concessão da ELETROPAULO estável até 2015.

173. Finalmente, para a correção do saldo diferido a ser revertido em prol da modicidade tarifária, a área técnica propõe que para a remuneração do saldo seja utilizado procedimento análogo ao utilizado no Primeiro Ciclo de Revisões Tarifárias – 1CRTP – em que ao diferir o resultado das revisões tarifárias, a distribuidora recebia o valor diferido remunerado pelo Custo de Capital (WACC) mais a variação do IGP-M. O Custo de Capital mencionado se refere ao WACC real depois de impostos, definido no Submódulo 2.4 do PRORET, no valor de 7,50%.

174. Cabe destacar que, em 18 de junho de 2012, foi emitida a Nota Técnica nº 185/2012-SRE/ANEEL, a qual recomendou a alteração da Resolução Normativa nº 471/2011, permitindo que a variação de receita decorrente da diferença entre as tarifas efetivamente aplicadas no período de vigência da revisão tarifária e as definidas na homologação dos resultados definitivos possa ser equacionada e considerada como componente financeiro nos reajustes tarifários seguintes, além de recomendar que seja definido que o saldo do diferimento do componente financeiro seja remunerado pelo WACC (7,5%) e IGP-M.

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

(Fls. 43 da Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL, de 28/06/2012).

#### IV. CONCLUSÃO

175. Aplicando-se as metodologias definidas no Módulo 2 do PRORET, que trata da revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica, obtém-se os seguintes valores de reposicionamento tarifário com componentes financeiros e efeito médio percebido pelo consumidor para a terceira revisão tarifária da ELETROPAULO:

**Tabela 25: Resultados para a 3ª Revisão Tarifária da Eletropaulo**

Descrição	REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO	REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO ALTERNATIVO - Memorando nº 122/2012- DR/ANEEL
<b>Reposicionamento Econômico</b>	<b>-5,76%</b>	<b>-5,60%</b>
<b>Reposicionamento com Financeiros</b>	<b>-7,76%</b>	<b>-7,60%</b>
<b>Efeito médio p/ consumidor</b>	<b>-9,48%</b>	<b>-9,33%</b>
A2 - 138kV	-9,07%	-8,96%
A3 - 69kV	0,00%	0,00%
A3a (30 kV a 44 kV)	-0,09%	0,07%
A4 - 13,8kV	-10,64%	-10,51%
AS	-2,92%	-2,76%
B1 (Baixa Tensão - Residencial e Baixa Rend:	-9,54%	-9,38%
B2 (Baixa Tensão - Rural)	-2,63%	-2,45%
B3 (Baixa Tensão - Demais)	-8,91%	-8,75%
B4 (Baixa Tensão - Iluminação Pública)	-2,86%	-2,69%

**CRISTINA SCHIAVI NODA**  
Especialista em Regulação - SRE

**RODRIGO SANTANA**  
Especialista em Regulação - SRE

**THIAGO ROBERTO MAGALHÃES VELOSO**  
Especialista em Regulação - SRE

**De acordo**

**DAVI ANTUNES LIMA**  
Superintendente de Regulação Econômica

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

## **ANEXO I**

### **RELATÓRIO DE ANÁLISE DAS CONTRIBUIÇÕES REVISÃO TARIFÁRIA**

O presente anexo apresenta as respostas e esclarecimentos da ANEEL referentes às contribuições recebidas na AP 25/2012 relativa à revisão tarifária da ELETROPAULO.

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

## **CONTRIBUIÇÕES RELATIVAS À AP 25/2012**

### **I - RECEITA VERIFICADA**

#### **Contribuição da ABRACE**

A Abrace gostaria de chamar a atenção para uma possível inconsistência na receita verificada do reposicionamento tarifário da Eletropaulo. A receita verificada da Eletropaulo encontra-se subestimada com respeito ao crescimento de mercado e ao último reajuste tarifário. Tal inconsistência é verificada mesmo quando considerado o efeito de mudança de estrutura no mercado da concessionária. A Abrace estima que a receita verificada para a revisão da Eletropaulo deveria estar próxima aos R\$ 10.424 milhões, quase R\$ 140 milhões superior ao proposto em audiência pública.

Ademais a receita com consumidores livres em baixa tensão não está incluída no reposicionamento, embora seu mercado esteja corretamente contabilizado. Tal omissão representa aproximadamente R\$12 milhões.

#### **Resposta ANEEL**

Parcialmente aceita. A receita com os consumidores livres em baixa tensão foi incorporada na receita da concessionária relativa ao período de referência. Cabe destacar que, na revisão tarifária de 2011, estão sendo consideradas para a obtenção da receita verificada as tarifas econômicas com desconto, o que faz com que a receita verificada seja menor.

### **II - PARCELA B**

#### **II.1 - CUSTOS OPERACIONAIS**

##### **Contribuição da Eletropaulo**

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

“De acordo com o parágrafo 26 da Nota Técnica nº 60/2012-SRE/ANEEL, e conforme evidenciado nas células C13 a C15 da planilha “OPEX e Fator X” do arquivo “Memória de Cálculo 3CRTP-AES Eletropaulo.xlsx”, disponibilizado pela ANEEL em seu website, o mercado do 2CRTP utilizado para o cálculo dos Custos Operacionais foi o seguinte:

Descrição	Valores 2CRTP
Mercado AT (MWh)	6.503.900
Mercado MT (MWh)	12.675.954
Mercado BT (MWh)	19.746.235

Nesse sentido, verificou-se que o mercado do 2CRTP apresentado na tabela anterior apresenta algumas diferenças em relação ao mercado está no SAMP (Sistema de Acompanhamento de Dados de Mercado da ANEEL), conforme pode ser verificado na tabela a seguir:

Descrição	Valores 2CRTP
Mercado AT (MWh)	6.331.917
Mercado MT (MWh)	12.714.114
Mercado BT (MWh)	19.706.037

Dessa forma, solicita-se que a ANEEL considere, para o mercado do 2CRTP utilizado para o cálculo dos Custos Operacionais, os valores que estão considerados no SAMP.”

### **Resposta ANEEL**

Parcialmente aceita. O mercado segregado em AT, MT e BT relativo ao 2CRTP considerado pela ANEEL para a proposta de AP reflete os dados declarados pela concessionária, com exceção dos consumidores livres em AS, que estavam considerados no mercado BT. Para a proposta final, esse mercado foi considerado no Mercado MT.

### **Contribuição da Eletropaulo**

“Conforme apresentado no parágrafo 26 da Nota Técnica nº 60/2012-SRE/ANEEL, e de acordo com as células D14 a D15 da planilha “OPEX e Fator X” do arquivo “Memória de Cálculo 3CRTP-AES Eletropaulo.xlsx”, disponibilizado pela ANEEL em seu website, os mercados MT e BT utilizados para o cálculo dos Custos Operacionais foram os seguintes:

Descrição	Valores 3CRTP
Mercado MT (MWh)	14.259.017

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

Mercado BT (MWh)	23.236.285
------------------	------------

Da análise da tabela acima, notou-se que embora o mercado AS cativo tenha sido considerado no mercado de MT, o mercado AS livre está considerado no BT.

Assim, a fim de guardar coerência com os estudos da AP 040/10, solicita-se que o mercado AS livre seja considerado no mercado de MT, conforme apresentado na tabela abaixo:"

Descrição	Valores 3CRTP
Mercado MT (MWh)	14.345.732
Mercado BT (MWh)	23.149.570

### **Resposta ANEEL**

Aceita. O mercado AS livre foi considerado no mercado MT.

### **Contribuição da Eletropaulo**

"Conforme apresentado no parágrafo 26 da Nota Técnica nº 60/2012-SRE/ANEEL, e evidenciado na célula D11 da planilha "OPEX e Fator X" do arquivo "Memória de Cálculo 3CRTP-AES Eletropaulo.xlsw", disponibilizado pela ANEEL em seu *website*, a quantidade de consumidores do 3CRTP usada para o cálculo dos Custos Operacionais foi a seguinte:

Descrição	Valores 3CRTP
Número de unidades consumidoras	6.102.185

No entanto, verificou-se que na quantidade de consumidores supracitada não foram considerados os consumidores livres. Dessa forma, solicita-se que na quantidade de consumidores do 3CRTP utilizada para o cálculo dos Custos Operacionais seja incluídos os consumidores livres resultando no total de consumidores apresentado na tabela a seguir:

Descrição	Valores 3CRTP
Número de unidades consumidoras	6.102.463

### **Resposta ANEEL**

Aceita. Os consumidores livres passaram a ser considerados no número de unidades consumidoras do 3CRTP.

### **Contribuição da FIESP**

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

“O cálculo a partir do “custo operacional definido no 2CRTP, com os ajustes a seguir descritos, corrigidos até a data de revisão tarifária do 3CRTP” está correto. Porém, os ajustes realizados sobre este valor do 2CRTP não foi apresentado.

Conforme a NT, os ajustes necessários são:

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

A Fiesp propõe que esses ajustes sejam explicitados e que seja apresentada a memória de cálculo, de forma a permitir sua reprodução, dando transparência ao processo.”

### **Resposta ANEEL**

Aceita. A tabela a seguir apresenta os ajustes realizados no custo operacional do 2CRTP.

Descrição	Valor (R\$)
ER Segundo Ciclo - Original	786.166.121
Anuidades	60.519.155
Crescimentos Processos Comerciais e de O&M	4.180.737
Receita de Serviços Taxados	- 10.516.801
ER Segundo Ciclo - Ajustada	731.983.030

## **II.2 - BASE DE ANUIDADE REGULATÓRIA**

### **Contribuição da ABRACE**

“A Associação solicita que seja considerada a vida útil de seis anos para fins de cálculo da anuidade dos sistemas de informática, conforme estabelece o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico”.

### **Resposta ANEEL**

Não aceita. Na deliberação das novas taxas de depreciação, ficou definido que para as distribuidoras com revisão tarifária no ano de 2011, deveriam 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. Tal definição deve ser aplicada no cálculo da BAR e da Quota de Reintegração Regulatória.

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



Também pelo PRORET, ficou definido que para o cálculo do Custo Anual de Sistemas de Informática (CAI) seria utilizada uma ponderação entre as vidas úteis de softwares (peso de 70%) e as vidas úteis de equipamentos gerais de informática (peso de 30%). As novas vidas úteis para softwares são de 5 anos e para equipamentos gerais de informática, de 6 anos que, quando ponderadas, chega-se na vida útil empregada na planilha de revisão tarifária, de 5,3 anos. Não é, portanto, correta a afirmação de que foi utilizada vida útil de 5 anos para equipamentos gerais de informática.

### **III - RECEITAS IRRECUPERÁVEIS**

#### **Contribuição da ABRACE**

Considerando a discussão anterior e a recomendação da Diretoria da Aneel quanto ao tratamento das receitas irrecuperáveis, que estas poderiam ser discutidas no âmbito das revisões tarifárias periódicas:

*"...decidiu ainda que o tratamento tarifário referente às perdas irrecuperáveis (inadimplência) poderá ser discutido e considerado no âmbito da regulamentação e realização das revisões periódicas".*

A Abrace entende que o percentual definido na AP 25/2012 poderia ser revisto em função de se aproximar da Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa real da distribuidora e não representar um estímulo à eficiência e à modicidade tarifária. Visto que empresas similares têm um percentual de provisão muito inferior (por exemplo, Copel possui 0,65%), a Abrace acredita que um percentual regulatório agregado de 1% seria uma meta mínima para estimular a Eletropaulo a buscar uma melhor gestão da inadimplência e resguardar a modicidade tarifária.

#### **Resposta ANEEL**

Não aceita. Os percentuais de receitas regulatórias foram obtidos conforme metodologia definida no módulo 2 do PRORET, a qual foi amplamente discutida em processo de audiência pública.

#### **Contribuição da Eletropaulo**

"Assim, sugere-se que para o cálculo da ponderação da receita por classe de consumo utilizada na apuração do montante de receitas irrecuperáveis, seja utilizada a receita verificada de cada classe de consumo com os respectivos impostos também segregados por classe de consumo".

#### **Resposta ANEEL**

Não aceita. Para fins de apuração do montante de receitas irrecuperáveis, tem sido adotada a receita por classe de consumo sem impostos.

### **IV - OUTRAS RECEITAS**

#### **Contribuição da ABRACE**

A Abrace reconhece a eficácia da metodologia aplicada para a Eletropaulo e apoia o tratamento dado às receitas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativo. Essa associação solicita apenas que a Aneel verifique a inconsistência nos valores brutos de outras receitas para modicidade tarifária e corrija eventuais discrepâncias.

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

Mantida as demais proporções, a consideração do valor de outras receitas conforme contas nas demonstrações financeiras implicaria em um incremento de aproximadamente R\$ 18 milhões.

### **Resposta ANEEL**

Parcialmente aceita. Foi solicitada à área de fiscalização a análise dos valores de outras receitas consideradas na revisão da concessionária.

## **V - COMPONENTES FINANCEIROS**

### **V.1 - GARANTIAS FINANCEIRAS**

#### **Contribuição da Eletropaulo**

“Solicita-se que a ANEEL documente que o valor correspondente ao mês de jun/11 (R\$ 29.375,08) das Garantias Financeiras será considerado devidamente corrigido como componente financeiro no reajuste tarifário da AES Eletropaulo de 2012, após a validação da fiscalização”

#### **Resposta ANEEL**

Não aceita. No âmbito da revisão, não será documentado que tal valor deverá ser considerado no reajuste de 2012. Entretanto, se tal valor foi apresentado à fiscalização relativa aos componentes financeiros do reajuste de 2012 e aprovado, este será considerado em 2012.

### **V.2 - AJUSTE FINANCEIRO REFERENTE À CONCATENAÇÃO DOS CUSDs**

#### **Contribuição da Eletropaulo**

“Solicita-se que a ANEEL documente que os valores correspondentes aos meses de mai/11 de (R\$ 256.459,35) e jun/11 (R\$ 237.799,63) serão considerados devidamente corrigidos como componente financeiro no reajuste tarifário da AES Eletropaulo, após validação da fiscalização”.

#### **Resposta ANEEL**

Não aceita. No âmbito da revisão, não será documentado que tais valores deverão ser considerados no reajuste de 2012. Entretanto, se estes foram apresentados à fiscalização relativa aos componentes financeiros do reajuste de 2012 e aprovados, então serão considerados em 2012.

### **V.3 - REPASSE DOS CUSTOS ASSOCIADOS AO ENTERRAMENTO DAS LINHAS AÉREAS**

#### **Contribuição da Eletropaulo**

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

“Com base no que se expôs acerca do suposto dever de enterramento de redes e dos custos a ele relacionados que serão eventualmente incorridos pela concessionária, é, portanto, evidente que a AES Eletropaulo tem o direito de repassar os custos associados ao enterramento de redes ao consumidor, razão porque a AES Eletropaulo solicita que tal direito seja reconhecido expressamente na resolução que homologar o resultado de seu 3ºCRTP.”

### **Resposta ANEEL**

Não aceita. Entende-se que o tratamento a ser dado ao repasse tarifário dos custos com enterramento de rede deverá ser definido quando da sua ocorrência, momento o qual serão definidos os critérios de repasse.

## **VI - FATOR X**

### **Contribuição da ABRACE**

A Abrace solicita que o regulador revise a fórmula que deve medir a média do crescimento de mercado para efeitos do cálculo do componente Pd do Fator X.

### **Resposta ANEEL**

Não aceita. Para fins de cálculo do componente Pd do Fator X, foi utilizada a formulação empregada para variação dos produtos no Índice de Tornqvist, e não a média geométrica. Esta mesma formulação foi empregada nas regressões das quais se obteve a relação entre crescimento de mercado e ganhos de produtividade e, por coerência, deve ser mantida na sua aplicação nos processos tarifários.

### **Contribuição da Eletropaulo**

“Solicita-se que os ajustes propostos nos itens 5.2, 5.6 e 5.8 do item 5. CUSTOS OPERACIONAIS REGULATÓRIOS também seja refletidos no cálculo do Fator Xp”.

### **Resposta ANEEL**

Aceita. Os ajustes também serão considerados para fins de cálculo do Fator Xp.

### **Contribuição da FIESP**

“No cálculo da variação total do produto ( $\Delta P$  – equação 7 da NT nº 60/2012-SRE/ANEEL) para o cálculo do OPEX, que trata do mesmo tipo de variação utilizada para o Fator X, foi utilizada a fórmula colocada em Audiência Pública (proposta).

Dessa forma, a ANEEL deve esclarecer e justificar, de forma didática, a alteração realizada, permitindo a compreensão dos consumidores”.

### **Resposta ANEEL**

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

Não aceita. A fórmula de cálculo da variação total dos produtos para obtenção do OPEX foi definido no PRORET. Tal questão metodológica foi discutida no âmbito da AP 040/2010 e, portanto, não é reaberta a discussão nos processos tarifários específicos.

## **VII - RECÁLCULO DO FATOR X DO 2CRTP**

### **Contribuição da Eletropaulo**

“Com efeito, diante de todo o exposto, não atenderia à finalidade da regulamentação nem aos princípios da razoabilidade e proporcionalidade considerar os investimentos feitos com a LTS Anhanguera somente no próximo ciclo tarifário da concessionária.

Reforça-se, assim, a solicitação de consideração do investimento relativo à LTS Anhanguera no ajuste da Parcela B”.

### **Resposta ANEEL**

Não aceita. De acordo com o Submódulo 2.1 do Proret, estabelece-se que:

“37. No 3CRTP, quando da revisão tarifária de cada concessionária, serão levantados os investimentos efetivamente realizados pela distribuidora, calculados com base nos registros contábeis da distribuidora, deflacionados pelo IGP-M, mês a mês, para a data-base da revisão tarifária anterior.

38. Para o cálculo a que alude o item anterior, serão consideradas as informações contábeis das obras energizadas, encerradas e unitizadas até o último mês contábil fechado com o respectivo Balancete Mensal Padronizado – BMP”.

Portanto, com base no procedimento definido no PRORET, entende-se que não cabe considerar tal investimento no recálculo do Fator X.

## **VIII - ATUALIZAÇÃO DO PASSIVO DA POSTERGAÇÃO DA REVISÃO**

### **Contribuição da ABRACE**

“Também, solicita-se mais detalhes com relação à apuração do passivo e a aplicação nos reajustes posteriores. Essa associação considera que seria adequada a publicação em detalhe da memória de cálculo do referido passivo”.

### **Resposta da ANEEL**

O passivo será calculado no âmbito do reajuste tarifário de 2012, no qual será detalhado o procedimento de cálculo.

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

### **Contribuição do Conselho de Consumidores da Eletropaulo**

“O texto estabelecido na Nota Técnica está em DESACORDO com o estabelecido na Resolução Normativa 471/2011 que em seu art. 4º, § 2º estabelece que: “... a variação de receita decorrente da diferença entre as tarifas efetivamente aplicadas no período de vigência da revisão tarifária e as definidas na homologação dos resultados definitivos será equacionada e considerada como componente financeiro no reajuste tarifário seguinte”. O texto claramente define que a diferença será feita em uma única parcela o que certamente gerará um “efeito chicote” com aumento significativo para os consumidores no reajuste de 2013 e portanto deve ser REVOGADO por meio de instrumento adequado”.

### **Resposta da ANEEL**

Em 19 de junho de 2012, foi emitida Nota Técnica nº 185/2012-SER/ANEEL, a qual propôs alteração da Resolução Normativa nº 471/2011, que trata dos procedimentos a serem adotados, a título provisório, nos processos de revisão tarifária de concessionárias e permissionárias até a publicação das correspondentes metodologias aplicáveis. Na referida Nota Técnica, recomenda-se que seja aberta Audiência Pública na modalidade de intercâmbio documental, propondo a alteração da Resolução Normativa nº 471/2011, de forma a permitir que os efeitos financeiros decorrentes do resultado definitivo das revisões tarifárias possam ser considerados nos processos de reajustes seguintes.

### **Contribuição da ABRACE**

“A Abrace solicita que ao passivo referente ao atraso da aplicação da revisão tarifária da Eletropaulo seja corrigido desde julho de 2011 por juros e inflação.”

### **Contribuição da Eletropaulo**

“Por conseguinte, solicita-se que a devolução seja feita sem remuneração através do WACC (mas sim apenas com a atualização monetária pelo IGP-M)”

“Em uma análise preliminar, comparando indicadores da AES Eletropaulo com o da Coelce, sugere-se que o diferimento da AES Eletropaulo siga a lógica similar ao da Coelce, ou seja a amortização do componente financeiro nos reajustes tarifários de 2013 e 2014”.

“Em linha com o apresentado no item anterior e de forma a compensar variações positivas significativas nos reajustes subsequentes, propõe-se que a compensação se dê de forma progressiva, sendo 1/3 do componente financeiro compensando no reajuste tarifário de 2013 e 2/3 do mesmo componente financeiro compensado no reajuste tarifário de 2014”.

### **Resposta da ANEEL**

Não aceita. Para a correção do saldo diferido, a área técnica propõe que este seja remunerado conforme procedimento análogo ao utilizado no Primeiro Ciclo de Revisões Tarifárias – 1CRTP – em que ao diferir o resultado das revisões tarifárias, a distribuidora recebia o valor diferido remunerado pelo Custo de Capital (WACC) mais a variação do IGP-M. O Custo de Capital mencionado se refere ao WACC real depois de impostos, definido no Submódulo 2.4 do PRORET, no valor de 7,50%.

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

Cabe destacar que, em 19 de junho de 2012, foi emitida Nota Técnica nº 185/2012-SRE/ANEEL, na qual se recomenda que seja aberta Audiência Pública na modalidade de intercâmbio documental, propondo a alteração da Resolução Normativa nº 471/2011. Na referida Nota Técnica foi recomendado que o saldo do diferimento do componente financeiro seja remunerado pelo WACC (7,5%) e IGP-M.

## **IX - OUTRAS CONTRIBUIÇÕES**

### **Contribuição da ESPRI S/A**

“Venho por este instrumento fazer minha solicitação de que seja considerado mais que a tarifa, a qualidade da energia distribuída pela referida concessionária. Trabalho em um Polo Empresarial com 6 empresas, situado à Estrada da Água Espriada na cidade de Cotia - SP, cuja rua interna denomina-se Rua Via Nova. A empresa administradora e proprietária deste Polo é a Espri S/A. Referendo a empresa com seu nº de instalação 88657221 endereço R. Via Nova, 13 - CNPJ 96.412.283/0001-58.”

### **Resposta da ANEEL**

No 3CRTP, nos reajustes tarifários, será considerado o Componente Q do Fator X, que 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.

Na aferição do nível de qualidade do serviço prestado, serão 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.

A metodologia de cálculo do Componente Q do Fator X está detalhada no Submódulo 2.5 do PRORET.

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