



AGÊNCIA NACIONAL DE
ENERGIA ELÉTRICA

SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO
ECONÔMICA
SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO DOS
SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO

Nota Técnica nº 311/2011-SRE-SRD/ANEEL
Brasília, 17 de novembro de 2011

ESTRUTURA TARIFÁRIA PARA O SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

PROPOSTA GERAL

AUDIÊNCIA PÚBLICA
Nº 120/2010

Agência Nacional de Energia Elétrica
Superintendência de Regulação Econômica
SGAN 603 / Módulo "J" – 1º andar
CEP: 70830-030 – Brasília – DF
Tel: + 55 61 2192-8814
Fax: + 55 61 2192-8679

Índice

I.	DO OBJETIVO	4
II.	DOS FATOS	4
III.	DA ANÁLISE	6
III.1.	DIAGNÓSTICO ATUAL	6
III.2.	PREMISSAS E DESENHO DO PROJETO DE APERFEIÇOAMENTO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA	7
III.3.	CRITÉRIOS GERAIS	9
III.4.	SUBGRUPOS E MODALIDADES TARIFÁRIAS	9
	MODALIDADES TARIFÁRIAS PARA A CARGA DO GRUPO A.....	15
	TUSD.....	15
	TE.....	16
	MODALIDADES TARIFÁRIAS PARA A CARGA DO GRUPO B.....	17
	MODALIDADES TARIFÁRIAS PARA DISTRIBUIDORA.....	18
	MODALIDADES TARIFÁRIAS PARA AS CENTRAIS GERADORAS.....	19
III.5.	TARIFA BRANCA.....	20
III.6.	COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO – TUSD.....	22
III.7.	COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA – TE	23
III.8.	TARIFAS DE REFERÊNCIA	24
	III.8.1.TUSD Fio B	24
	CUSTO MARGINAL DE CAPACIDADE	24
	CUSTO MARGINAL DE EXPANSÃO	25
	PADRONIZAÇÃO DO DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO	32
	CONSIDERAÇÃO DOS CUSTOS COMERCIAIS NA ESTRUTURA VERTICAL	38
	AGLUTINAÇÃO DOS SUBGRUPOS TARIFÁRIOS A3A E A4.....	45
	SUBGRUPO TARIFÁRIO AS	45
	III.8.2.TUSD Fio A	46
	III.8.3.TUSD FIO POR MODALIDADE	49
	III.8.4.TUSD PERDAS TÉCNICAS.....	50
	A)FATOR DE PERDAS DE ENERGIA	50
	B)TARIFA DE REFERÊNCIA TUSD PERDAS TÉCNICAS	51
	III.8.5.TUSD PERDAS NÃO TÉCNICAS	51
	III.8.6.TUSD ENCARGOS	52
	III.8.7.TARIFA DE ENERGIA – TE.....	52
	A)TARIFAS DE REFERÊNCIA - ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA	53
	B)TARIFAS DE REFERÊNCIA PARA OS DEMAIS COMPONENTES DA TE	53
III.9.	MERCADO AJUSTADO DE REFERÊNCIA	53
	III.9.1.TRATAMENTO DADO AOS CUSTOS RECUPERADOS POR COOPERATIVAS	53
	III.9.2.TRATAMENTO DADO AOS CUSTOS RECUPERADOS POR CENTRAIS DE GERAÇÃO	54
	III.9.3.TRATAMENTO DADO AOS CUSTOS RECUPERADOS POR USUÁRIOS DO SUBGRUPO A1	55
III.10.	TARIFAS DE APLICAÇÃO DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO – TUSD.....	55
	III.10.1.DEFINIÇÃO DA TUSD INTEGRAL	55
	III.10.2.DEFINIÇÃO DA TUSD NA BASE ECONÔMICA.....	56
	III.10.3.DEFINIÇÃO DA TUSD NA BASE FINANCEIRA	56
	III.10.4.PERDAS NÃO TÉCNICAS	57
	III.10.5.TRANSIÇÃO DE ESTRUTURA – PARCELA B.....	57
III.11.	TARIFAS DE APLICAÇÃO DE ENERGIA – TE.....	58
IV.	DO FUNDAMENTO LEGAL.....	72

Fls. 3 Nota Técnica n.º 311/2011–SRE-SRD/ANEEL, de 17 de novembro de 2011.

V.	DA CONCLUSÃO.....	73
VI.	DA RECOMENDAÇÃO.....	74



Em 17 de novembro de 2011.

Processo nº 48500.004247/2009-37
Assunto: Aprimoramento da Metodologia da Estrutura Tarifária Aplicada ao Setor de Distribuição de Energia Elétrica.

I. DO OBJETIVO

Apresentar a metodologia geral a ser utilizada na Estrutura Tarifária aplicada ao setor de distribuição de energia elétrica, conforme Módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET –, consolidada após a incorporação de contribuições recebidas da sociedade no âmbito da Audiência Pública – AP – nº 120/2010.

II. DOS FATOS

2. Pode-se conceituar a Estrutura Tarifária como a diferenciação das tarifas de energia elétrica – por hora, por nível de tensão e por localização – usadas para faturamento do transporte e consumo de energia das unidades consumidoras e demais usuários de rede de energia elétrica, classificados em (sub)grupos tarifários, por meio de diferentes modalidades tarifárias.

3. As tarifas também são definidas com base em parâmetros de consumo, energia e demanda de potência que, via de regra, são as variáveis de faturamento. É por meio da sua aplicação que se remunera a prestação do serviço de distribuição, se cobra os custos da energia comercializada e se arrecada encargos setoriais e tributos relacionados.

4. O conjunto de tarifas aplicado a um mercado de referência deve igualar o custo regulatório definido, ou seja, dado um mercado de referência as tarifas devem ser suficientes para que a receita resultante iguale o custo¹. Com isso define-se o nível de preços ou de tarifas – preço regulado.

5. Assim, em linhas gerais, o processo de definição das tarifas pode ser dividido em duas grandes etapas:

- Nível tarifário: processo de definição da receita requerida da distribuidora. Aqui se obtém os custos médios unitários regulatórios; e

¹ Implicitamente admite-se que o valor médio resultante é constante e que as variações de mercado não produzem diferenças significativas entre custo regulatório e receita faturada.

- Estrutura Tarifária: processo de formação dos conjuntos de tarifas de acordo com os agrupamentos tarifários definidos.

6. Já a etapa de definição da Estrutura Tarifária pode ser decomposta em três macro-processos:

- i) Cálculo dos Custos Marginais de Capacidade: apurados por nível de tensão e posto tarifário, em R\$/kW, com base nos custos marginais de expansão;
- ii) Cálculo da Tarifa de Referência: conversão dos custos marginais de capacidade em valores de referência para cada um dos itens de custo regulatório observando os critérios para formação de tarifas definidos para a distribuidora;
- iii) Cálculo das Tarifas de Aplicação - TUSD e TE: ajuste, usualmente do tipo multiplicativo, do nível médio de preços de tal forma que quando aplicados ao mercado de referência a receita obtida iguale o custo regulatório.

7. Por sua vez, entre as atribuições da ANEEL², pode-se citar: gerir os contratos de concessão, fixar critérios para cálculo do custo do transporte de energia, definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, realizar os processos de reajustes e revisões tarifárias, entre outras.

8. Em função disso foi editada a Resolução Normativa ANEEL nº 166³, de 10 de outubro de 2005, estabelecendo as disposições consolidadas relativas ao cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, TUSD, e da Tarifa de Energia, TE. O objetivo foi adequar o cálculo dos componentes da TUSD de acordo com a composição dos custos e a correta aplicação aos usuários do sistema de distribuição considerando a legislação aplicável. Como resultado, parte da TUSD é rateada pelo mercado de energia ou demanda como “selo”⁴, e parte pelo custo marginal de capacidade por nível de tensão, além de um componente que é apurado proporcionalmente à receita, na forma de um percentual. Contudo, os sinais tarifários e as modalidades tarifárias não foram alterados pela REN 166/2005.

9. Desde então a ANEEL vem estudando o aperfeiçoamento da estrutura tarifária e isto culminou nas metodologias apresentadas em seis Notas Técnicas submetidas à análise na Audiência Pública nº 120/2010, que teve o período de contribuições entre os dias 17 de dezembro de 2010 a 18 de março de 2011. Ao todo, foram recebidas 323 contribuições de 42 agentes.

10. A lista de contribuições classificadas por assunto e os agentes que contribuíram está detalhada na Nota Técnica nº 210/2011-SRE-SRD/ANEEL, de 04 de agosto de 2011, disponibilizada como relatório de Análise das Contribuições, que apresenta resposta a todas as contribuições recebidas.

² Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996, regulamentada pelo Decreto nº 2.335, de 06 de outubro de 1997.

³ Anterior à REN nº 166/2005, foram editadas as Resoluções nº 286/1999; nº 594/201; nº 666/2002 e nº 152/2003 que dispuseram sobre a regulamentação da tarifa de uso e da tarifa de energia.

⁴ Nesta Nota Técnica ao referir-se que uma variável é rateada ou cobrada na forma de um “selo”, implica dizer que o valor do componente tarifário é igual para todos os níveis de tensão, respeitando as grandezas em R\$/MWh ou R\$/kW.

III. DA ANÁLISE

III.1. DIAGNÓSTICO ATUAL

11. Como foi apontado na Nota Técnica n.º 360/2010-SRE-SRD/ANEEL, de 06 de dezembro de 2010, disponibilizada na Audiência Pública n.º 120/2010, que versa sobre a proposta geral do projeto de Aprimoramento da Estrutura Tarifária, são muitos os motivadores, dentre os quais destacamos os seguintes itens:

i) A metodologia de definição da estrutura tarifária está desatualizada. No período entre a publicação das primeiras tarifas horossazonais, em 1982, e a publicação das primeiras TUSD, em 1999, poucas mudanças foram feitas na Estrutura Tarifária. Entretanto, houve alterações significativas no setor elétrico, sendo a desverticalização a principal delas;

ii) Existem incentivos que estão levando consumidores a um comportamento que indica a não otimização da utilização do sistema de distribuição de energia elétrica. Por exemplo, alguns consumidores, dados os sinais de tarifa atuais, estão instalando geradores a diesel para substituir o suprimento de energia no horário comercial de ponta. Por razão similar, alguns consumidores em Alta Tensão (138 kV, 69 kV) buscam conexão direta com a rede básica para evitar o pagamento de tarifas pelo uso do sistema de distribuição – os benefícios superam os custos de conexão;

iii) Não é dado o mesmo tratamento de preço entre a energia comprada no atacado e no varejo. No primeiro, as diferenças tarifárias entre ponta e fora de ponta são desprezíveis, enquanto, no segundo, são significativas e rígidas. No processo de reformulação do modelo do setor elétrico, foram insuficientes os esforços para adequação dos sinais de preço à estrutura de custos regulatória;

iv) Recentes normas afetaram direta ou indiretamente as tarifas. Como exemplo: a Resolução Normativa n.º 414/2010, com a abertura dos contratos de fornecimentos dos consumidores potencialmente livres; o aditivo dos Contratos de Concessões, que altera os critérios de cálculo da receita de determinados encargos setoriais, dentre outros.

12. A seguir serão destacadas as premissas deste projeto e como foi desenhado.

III.2. PREMISSAS E DESENHO DO PROJETO DE APERFEIÇOAMENTO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA

13. As tarifas devem refletir, com certas restrições, a estrutura de custos de provimento do bem ou serviço, de modo que os consumidores possam realizar suas decisões de consumo da melhor forma possível. Portanto, um bom desenho de tarifas é imprescindível para garantir ao sistema um funcionamento mais eficiente. Princípios como sustentabilidade financeira, eficiência econômica, tratamento não discriminatório, transparência, estabilidade e simplicidade devem ser observados para a construção de tarifas. A integração de todos é bastante complexa, às vezes há conflitos, sendo necessário despender atenção à implementação de novas construções tarifárias.

14. Portanto, para aperfeiçoar a Estrutura Tarifária vigente é fundamental avaliar a metodologia atual, observar a experiência em outros países e o estado da arte sobre o assunto. Dessa forma, é possível propor a atualização da metodologia para o desenho da Estrutura Tarifária aplicada ao Setor de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil, a ser implementada de forma gradual a partir do 3º ciclo de revisões tarifárias.

15. Foram quatro as principais premissas desse projeto:

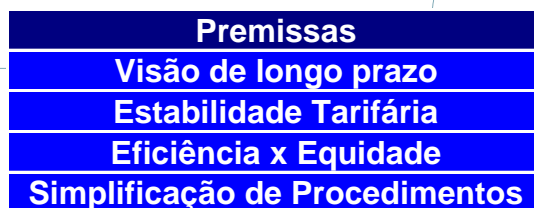


Figura 1: Premissas do Projeto de Aperfeiçoamento da Estrutura Tarifária

16. Ainda, o projeto foi dividido em quatro grandes Temas de Estudo. O Tema I abordou os custos de referência que formam a TUSD e a TE, analisando a origem do custo e a forma de cálculo da tarifa e sua aplicação no respectivo mercado. Além disso, apresentou metodologia de cálculo do Fator de Perdas de Potência, adotada no cálculo dos Custos Marginais de Capacidade. No Tema II foi estudado o cálculo do Custo Marginal de Capacidade e se desenvolveu uma metodologia, abordando, ainda, a Proporção de Fluxo e a Responsabilidade de Potência. Em seguida, o Tema III analisou a definição de postos tarifários e o sinal horossazonal, e o Tema IV focou especificamente na Baixa Tensão - BT. A Figura abaixo retrata a divisão dos grandes Temas de Estudo.

TEMA I	Custos e Fator Perdas	1. Componentes de custos da tarifa	TEMA III	Sinais Preço	1. Definição de postos tarifários
		a. TUSD Fio A			
		b. TUSD Fio B			
		c. TUSD Encargos Sv Distribuição			2. Sinal horossazonal
		d. TUSD Encargos Setoriais			
		e. TUSD Perdas			
		f. Tarifa de energia			
2. Fator de Perdas					
TEMA II	Uso da Rede	1. Metodologia Custo Marginal Capacidade	TEMA IV	Tarifação para BT	1. Postos Tarifários para Baixa Tensão
		1.1. Custo Marginal de Expansão			2. Tarifas: Rural, IP e Demais Classes
		1.2. Proporção de Fluxo			3. Realinhamento da Baixa Tensão
		1.3. Responsabilidade de Potência			4. Discussão tarifária - AS

Figura 2: Divisão dos Temas de Estudo do Projeto

17. O Tema I fez parte do 1º Relatório de Acompanhamento, RA, que ensejou a Nota Técnica nº 271/2009-SRE-SRD/ANEEL, de 04 de agosto de 2009, submetida à Consulta Pública nº 056/2009 e à Audiência para Público Interno nº 002/2009. O Tema II corresponde ao 3º RA, apresentado nas Notas Técnicas nº 39/2010-SRD-SRE/ANEEL, de 18 de agosto de 2010, e nº 41/2010-SRD-SRE/ANEEL, de 20 de agosto de 2010, que subsidiaram a Consulta Pública nº 012/2010 e a Audiência para Público Interno nº 002/2010. Já os Temas III e IV compuseram o 2º RA e foram apresentados na Nota Técnica nº 219/2010-SRE-SRD/ANEEL, submetida à Consulta Pública nº 011/2010 e à Audiência para Público Interno nº 01/2010.

18. O objetivo da segmentação dos temas em diferentes Consultas Públicas realizadas antes da Audiência Pública não foi apresentar uma metodologia finalizada, mas sim proporcionar pontos para discussão a fim de subsidiar o aprimoramento dos assuntos aqui tratados.

19. A Audiência Pública nº 120/2010, observando os resultados das três Consultas Públicas nº 056/2009, nº 011/2010 e nº 012/2010, e das Audiências para Público Interno da ANEEL nº 002/2009, nº 001/2010 e nº 002/2010, apresentou a metodologia em seis Notas Técnicas, quais sejam: Nota Técnica nº 360/2010-SRE-SRD/ANEEL, Nota Técnica nº 361/2010-SRE-SRD/ANEEL, Nota Técnica nº 362/2010-SRE-SRD/ANEEL, Nota Técnica nº 363/2010-SRE/ANEEL, Nota Técnica nº 126/2010-SRD-SRE/ANEEL e Nota Técnica nº 364/2010-SRE-SRD/ANEEL. Disponibilizou ainda o Módulo 7: Estrutura Tarifária, dos Procedimentos de Regulação Tarifária, PRORET, composto por três submódulos.

20. Passa-se agora à exposição da Metodologia Geral do Projeto de Alteração Metodológica da Estrutura Tarifária.

III.3. CRITÉRIOS GERAIS

21. Os custos regulatórios das distribuidoras são obtidos quando do processo de reajuste ou revisão tarifária. Tais custos são compostos por diversos componentes, que geram as funções de custo Transporte, Perdas, Encargos e Energia comprada para revenda. Tais funções de custos são agregadas para formar as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição, TUSD, e Tarifas de Energia, TE.

22. De posse das funções de custo, constroem-se, tanto para TUSD quanto para a TE, as diversas modalidades tarifárias, utilizando-se critérios temporais – postos tarifários – e de faixa de tensão – grupos e subgrupos tarifários. A TUSD é diferenciada por subgrupo, posto e modalidade tarifária, enquanto que a TE, por posto e modalidade tarifária.

23. Os procedimentos e critérios para obtenção da Estrutura Tarifária são apresentados no Módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária, PRORET, denominado Estrutura Tarifária, que constará de três submódulos:

- Submódulo 7.1 – Procedimentos Gerais;
- Submódulo 7.2 – Tarifas de Referência; e
- Submódulo 7.3 – Tarifas de aplicação.

24. O Módulo 7 do PRORET considerou a análise das contribuições à Audiência Pública nº 120/2010, cujas respostas resultaram na Nota Técnica nº 210/2011-SRE-SRD/ANEEL.

III.4. SUBGRUPOS E MODALIDADES TARIFÁRIAS

25. Cada usuário imputa custos específicos de operação, manutenção e expansão aos sistemas de distribuição e transmissão, em função de sua localização elétrica e das características de uso da rede, em especial quanto ao horário do uso.

26. Todavia, o cálculo das tarifas individuais para todos os usuários torna-se inviável diante da gama de usuários, bem como existem questões legais e contratuais que devem ser consideradas nesta análise, razão pela qual as definições das tarifas são realizadas por grupos. Com isso, busca-se, por meio de conceitos econômicos e estatísticos, definir um custo equivalente à representatividade do grupo.

27. Além dos conceitos técnicos que envolvem o atendimento dos diversos usuários, existem questões legais relacionadas a benefícios e subsídios tarifários. Além disso, a tarifa também tem o seu papel de arrecadador de encargos setoriais vinculados ao uso das redes e ao consumo da energia.

28. Assim, serão descritas as principais características que definem a estrutura de tarifas propostas aos sistemas de distribuição, e, posteriormente, serão abordados aspectos do cálculo tarifário.

III.4.1. Acessantes

29. Os acessantes do sistema de distribuição são agrupados conforme características funcionais, isto é, conforme a sua natureza⁵: se carga, se geração ou se outra empresa de distribuição.

Tabela 1: Acessantes do sistema de distribuição

Tipo	Acessante	Tarifa	
		Uso	Energia
CARGA	Unidade consumidora livre	TUSD	
	Unidade consumidora cativa	TUSD	TE
DISTRIBUIÇÃO	Distribuidora com mercado superior a 500 GWh/ano	TUSD _D	
	Distribuidora com mercado inferior a 500 GWh/ano e permissionárias	TUSD _D	TE
GERAÇÃO	Central geradora (PIE e APE)	TUSD _g	

III.4.2. Subgrupos Tarifários

30. Os agrupamentos tarifários, denominados grupos e subgrupos tarifários, se fundamentam na definição dos arts. 2º, 3º e 21 do Decreto 62.724 de 17 de maio de 1968.

“Art 2º Para fins de análise de custo do serviço e fixação de tarifas, as classes de consumidores de que trata o art. 177, Capítulo VII, Título IV, do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, deverão ser grupadas da seguinte forma:

- 1 - Grupo A; consumidores ligados em tensão igual ou superior a 2.300 volts;
- 2 - Grupo B; consumidores ligados em tensão inferior a 2.300 volts.

Art 3º Se o concessionário dispuser de mais de uma tensão de fornecimento aos consumidores do Grupo A este poderá ser dividido em subgrupos.

Parágrafo único. Os subgrupos serão definidos nas portarias de fixação de tarifas, em função das características do sistema do concessionário.

Art 21. Ao aplicar as normas dêste decreto em cálculo de reajustamento, revisão ou fixação de tarifas, poderá o Departamento Nacional de Águas e Energia adaptar o resultado às condições do mercado servido pelo concessionário.

Parágrafo único. A critério do Departamento Nacional de Águas e Energia e de acordo com o concessionário, poder-se-á estabelecer tarifas para os consumidores do Grupo B, residenciais, não residenciais e iluminação pública.”

⁵ A exportação de energia equipara-se a uma carga e a importação, a uma geração.

31. Complementarmente, o art. 177 do Decreto nº 41.019 de 26 de fevereiro de 1957, alterado pelos Decretos nº 75.887/1975, e nº 86.463/1981 define as classes de tarifas das unidades consumidoras.

“Art. 177 - Para efeito de aplicação de tarifas, a unidade consumidora será classificada como:

I - Residencial;
II – Industrial;
III - Comercial, Serviços e Outras Atividades;
IV - Rural;
V - Poderes Públicos;
VI - Iluminação Pública;
VII – Serviços Públicos;
VIII – Consumo Próprio.

§ 1º Estas Classes poderão ser subdivididas.

§ 2º Dentro das mesmas classes não há distinção entre consumidores, salvo quanto as condições de fornecimento e utilização do serviço, segundo as quais serão discriminadas as tarifas.”

32. Essa separação é motivada pela diferença de custos envolvidos no atendimento de cada agrupamento tarifário, bem como nas características de uso do sistema por cada classe de consumidores.

33. Sobre tais aspectos foram definidos os subgrupos tarifários, baseados na tensão de atendimento para o grupo A e nas classes tarifárias para o grupo B.

34. Adicionalmente, alguns subgrupos tarifários são definidos por condições específicas, como é o caso do subgrupo AS, ou ainda, devido a subsídios tarifários, como é o caso da subclasse residencial baixa renda.

Grupo A

Subgrupo A1

• Atendimento em tensão igual ou superior a 230 kV

Subgrupo A2

• Atendimento em tensão de 88 kV a 138 kV

Subgrupo A3

• Atendimento em tensão de 69 kV

Subgrupo A3a

• Atendimento em tensão de 30 a 44 kV

Subgrupo A4

• Atendimento em tensão de 2,3 kV a 25 kV

Subgrupo AS

• Atendimento em tensão inferior a 2,3 kV (sistema subterrâneo)

Grupo B**Subgrupo B1**

- Atendimento Residencial

Subgrupo B2

- Atendimento Rural

Subgrupo B3

- Atendimento às Demais Classes

Subgrupo B4

- Atendimento da Iluminação Pública

Subgrupo B1**B1 - Residencial**

- Atendimento Residencial

B1 - Baixa Renda

- Atendimento Residencial Baixa Renda - TSEE (Tarifa Social de Energia Elétrica)

Subgrupo B2**B2 - Rural**

- Atendimento Rural

B2 - Cooperativa

- Atendimento para Cooperativa de Eletrificação Rural

B2 - Serviço Público de Irrigação

- Atendimento para Serviço Público de Irrigação

Subgrupo B4**B4- a**

• Atendimento para Iluminação Pública (Rede de Distribuição)

B4 -b

• Atendimento para Iluminação Pública (Bulbo da lâmpada)

Figura 3: Grupos e subgrupos tarifários

III.4.3. Postos Tarifários

35. A infraestrutura de redes de energia elétrica, assim como ocorre em outros serviços com característica de rede, tais como gás, saneamento e telefonia, é dimensionada para o atendimento das solicitações máximas dos consumidores.

36. Neste sentido, uma forma de cobrança simples e direta seria por meio da avaliação do impacto máximo, refletido na forma da componente demanda de potência (kW). Contudo, o uso compartilhado pressupõe a possibilidade de ganhos de escala, o que faz com que o conjunto de usuários possua custos inferiores ao somatório dos máximos individuais de cada um. Ainda, como o carregamento dos sistemas é distinto ao longo do dia, diante da diversidade de comportamento dos usuários, é possível definir períodos característicos, denominados de postos tarifários, baseados no uso (carregamento) desses sistemas. Nestes procede-se o cômputo dos custos associados ao atendimento, na margem, dos diferentes tipos de consumidores – assim nos períodos de maior carregamento os custos serão maiores do que nos de menor, indicando, por sinal econômico, qual o período que minimiza o custo de expansão aos consumidores. Além de sinalizar para o uso adequado da rede, a utilização dos postos tarifários também busca alocar aos consumidores que mais impactam o sistema um custo de acesso e/ou uso mais elevado.

37. Atualmente, empregam-se dois postos tarifários, ponta e fora de ponta, com valores de preço definidos *a priori* com base nos perfis de uso do sistema. Esta definição dos postos tarifários confunde-se com a aplicação das modalidades tarifárias horossazonais verde e azul, que surgiram na década de 80 apenas para as unidades consumidoras do grupo A.

38. Tal qual exposto na Nota Técnica n.º 361/2010-SRE/SRD/ANEEL, de 06 de dezembro de 2010, que fundamentou a Audiência Pública n.º 120/2010, os estudos realizados sugerem manter a tarifação atual para o Grupo A e expandir a do Grupo B.

39. Entretanto, dada as características dos consumidores do Grupo B (grande utilização da rede em curto espaço de tempo) é necessário criar um terceiro posto tarifário, intermediário, com o intuito de impedir que aplicação da tarifação de postos tarifários resultasse apenas no deslocamento da ponta para um momento diferente do atual.

40. Deste modo, para o Grupo A continuam a existir dois postos:

Grupo A:

- PONTA (P)**
 - Período de 3 horas consecutivas diárias, exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais.
- FORA PONTA (FP)**
 - Período composto pelas horas complementares

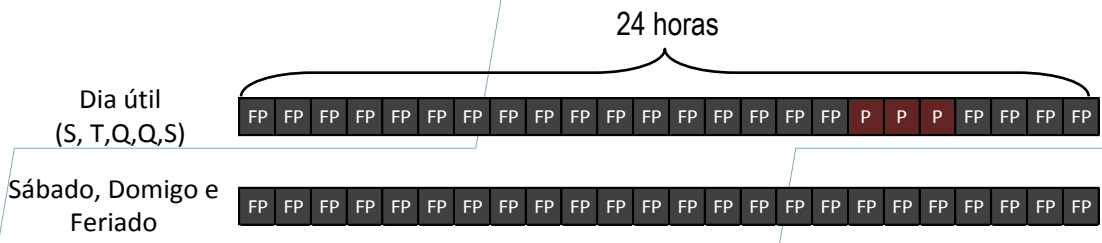


Figura 4: Definição dos postos tarifários

41. O início do horário de ponta é adotado por distribuidora, segundo as características de seu sistema elétrico.

42. Por sua vez, para o Grupo B define-se três postos tarifários:

Grupo B:

- PONTA (P)**
 - Período de 3 horas consecutivas diárias, exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais
- INTERMEDIÁRIA (I)**
 - Período formado pela hora imediatamente anterior e pela hora imediatamente posterior ao período de ponta, totalizando 2 horas
- FORA PONTA (FP)**
 - Período composto pelas horas complementares aos períodos de ponta e intermediária

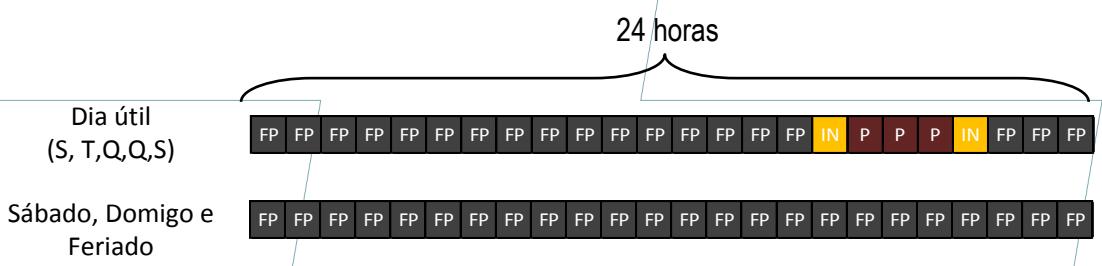


Figura 5: Postos tarifários para o grupo B

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

43. O detalhamento do cálculo da relação de tarifas entre os postos está no item específico de cálculo da TUSD e da TE. Cabe observar que o sinal tarifário aplicado é específico para cada tarifa, TUSD e TE, considerando as características do nível de tensão de atendimento e da distribuidora.

44. Essa relação de tarifas poderá ser flexibilizada mediante proposta da distribuidora e submetida em audiência pública específica para contribuições dos agentes interessados.

III.4.4. Modalidades Tarifárias

45. As modalidades tarifárias consideram as características do acessante, subsídios e benefícios tarifários, diferenciando, na medida do possível, cada usuário de acordo com o impacto que ele provoca ao sistema e a sua participação na recuperação dos custos envolvidos no seu atendimento, bem como busca definir sinais de preços para induzir o mercado acessante a um comportamento racional sobre os custos do sistema.

46. Para tanto, define-se tarifas por unidades de demanda (R\$/kW) e energia (R\$/MWh), e diferenciadas por períodos do dia e também ao longo do ano.

47. Nesta avaliação devem-se observar certas restrições legais e infralegais, como a disposta no Decreto nº 62.724, de 1968.

“Art 11. As tarifas a serem aplicadas aos consumidores do Grupo A serão estruturadas sob forma binômia, com uma componente de demanda de potência e outra de consumo de energia.

Art 13. As tarifas a serem aplicadas aos consumidores do Grupo B serão, inicialmente, calculadas sob a forma binômia com uma componente de demanda de potência e outra de consumo de energia e serão fixadas, após conversão, para a forma monômia equivalente, admitindo-se o estabelecimento de blocos.”

MODALIDADES TARIFÁRIAS PARA A CARGA DO GRUPO A

Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD

48. Em consonância com as análises que constam na Nota Técnica nº 361/2010-SRE/SRD/ANEEL, de 06 de dezembro de 2010, que fundamentaram os estudos disponibilizados na AP nº 120/2010, a proposta de aprimoramento da estrutura tarifária considera a manutenção de tarifas horárias (*TOU time of use*) para os subgrupos do grupo A.

49. O principal objetivo da sinalização horária é proporcionar que cada consumidor pague, da forma mais próxima possível, o custo que efetivamente imputa às redes, incentivando a modulação de suas cargas no horário de ponta do sistema e, desta forma, possibilitar a redução dos investimentos necessários à expansão dos sistemas de distribuição e transmissão.

50. Assim, será mantido o sinal horário, definindo tarifas de curta e longa utilização, modalidades verde e azul, bem como a tarifa convencional, esta sem sinalização horária, para os subgrupos tarifários A3a, A4 e AS. Para os subgrupos A3 e A2, a modalidade disponível será a azul.

51. Cabe observar, ainda, que independente da característica do consumidor, cativo ou livre, serão disponibilizadas as opções de modalidades tarifárias de curta e longa utilização (verde e azul, respectivamente). Da mesma forma, serão definidas tarifas horárias para o Sistema Isolado - SI.

52. Para o subgrupo tarifário A1, permanecerá a tarifa nominal por unidade consumidora, apurada pelo valor da TUST do ponto de rede básica no qual se conectam as instalações que atendem a respectiva unidade consumidora. Por sua característica, essa tarifa também é classificada na modalidade azul. Cabe observar que, devido às alterações trazidas pela REN n.º 399/2010, essa tarifa passará a ter uma componente fora de ponta.

53. Para a modalidade tarifária convencional, sem sinalização horária, serão alterados os critérios para o enquadramento da unidade consumidora nesta modalidade. Atualmente, as modalidades horossazonais são optativas para os consumidores com demanda contratada inferior a 300 kW.

54. Como consta no histórico do processo de construção das modalidades tarifárias, constata-se que a imposição de enquadramento nas modalidades horossazonais deveria ser estendida a todos os consumidores do grupo A. Assim, em face das análises realizadas, propõe-se a alteração, em um primeiro momento, do limite de enquadramento compulsório para a tarifa horossazonal de 300 kW para 150 kW. A regulamentação irá prever um prazo de 12 meses para possibilitar a adequação dos contratos vigentes.

55. Posteriormente, no quarto ciclo de revisões tarifárias periódicas (RTP), extinguir-se-á a modalidade convencional. Tal condição garante a previsibilidade para o mercado se adequar, permitindo a migração gradual para a modalidade horária.

56. Essas condições estarão dispostas em um regulamento que altera a atual regulamentação da REN n.º 414/2010.

57. Os detalhes do cálculo das tarifas constam desta Nota Técnica. Um ponto de destaque é a adoção de um valor padrão do fator de carga de cruzamento das retas tarifárias verde e azul em 66%. Este é um dos parâmetros da definição de tarifas que poderá ser flexibilizado mediante proposta da distribuidora e submetido a audiência pública específica para contribuições dos agentes interessados.

Tarifa de Energia – TE

58. A tarifa de energia permanecerá com sinalização horária para as modalidades verde e azul, e sem sinalização para a modalidade convencional.

59. A sinalização sazonal será extinta, sendo substituída pelo sinal econômico obtido pelas bandeiras tarifárias, que será abordado à frente.

60. A figura a seguir ilustra a composição da tarifa para o grupo A.

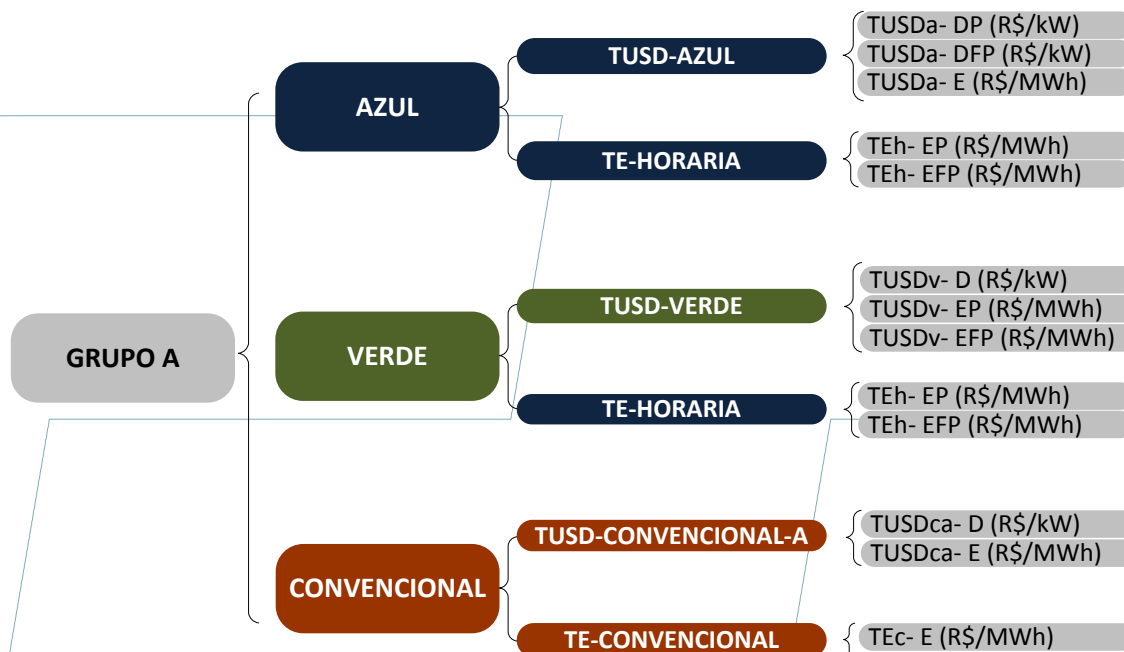


Figura 6: Modalidades Tarifárias do Grupo A

Em que:

D: Demanda (kW)

DP: Demanda de ponta (kW)

DFP: Demanda fora de ponta (kW)

EP: Energia de ponta (MWh)

EFP: Energia fora de ponta (MWh)

E: Energia (MWh)

MODALIDADES TARIFÁRIAS PARA A CARGA DO GRUPO B

61. Os consumidores do grupo B não possuem alternativas de tarifação, pois são faturados de uma única forma, qual seja, tarifa linear aplicada à energia medida, sem distinção horária, o que limita a capacidade de resposta desse consumidor ao sinal tarifário. O ideal é ampliar o conjunto de modalidades tarifárias para tentar capturar, via escolha dos consumidores, efeitos positivos sobre o uso do sistema promovidos por um deslocamento temporal do consumo. A consequência seria a redução do custo médio para o consumidor e aumento da eficiência das redes de distribuição de energia elétrica.

62. Em relação a esse ponto, a Nota Técnica n° 362/2010-SRE-SRD/ANEEL, de 6 de dezembro de 2010, detalha a proposta de sinalização econômica para a tarifa de baixa tensão.

63. Em linhas gerais, permanecerá disponível a tarifa monômnia, sem distinção horária, denominada modalidade tarifária convencional monômnia.

64. Adicionalmente será definida a modalidade tarifária branca, caracterizada por sua sinalização horária na tarifa monômnia de energia (R\$/MWh). Os postos tarifários considerados nessa modalidade são: ponta, fora ponta e intermediário, como apresentado no item anterior.

65. Os detalhes do cálculo das tarifas constam em item específico desta Nota Técnica. O quadro a seguir ilustra as modalidades disponíveis para o grupo B.

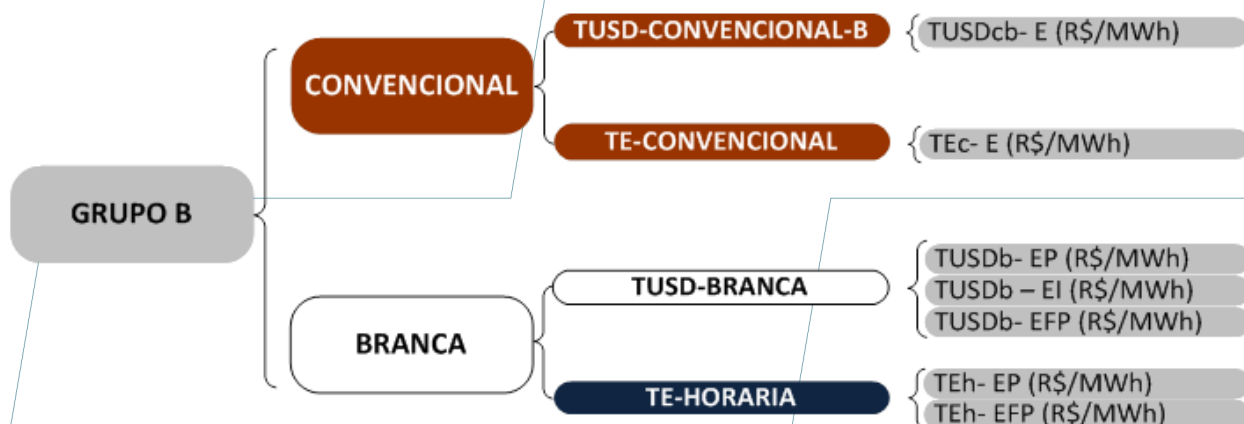


Figura 7: Modalidades Tarifárias do Grupo B⁶

EP: Energia de ponta (MWh)
EI Energia Intermediária (MWh)
EFP: Energia fora de ponta (MWh)
E: Energia (MWh)

66. Observa-se ainda uma variação da modalidade convencional para as unidades consumidoras do Subgrupo Residencial Baixa Renda. As tarifas são definidas em Blocos Crescentes, uma vez que os subsídios tarifários são diferenciados por nível de consumo e há a isenção sobre determinados encargos setoriais.

67. A modalidade tarifária branca terá caráter opcional para todos os consumidores do grupo B, independente da faixa de consumo, exceto Iluminação Pública e subclasse Baixa Renda, em consonância com o plano de substituição de medidores apresentado na AP n° 43/2010, conforme será abordado a seguir.

MODALIDADES TARIFÁRIAS PARA DISTRIBUIDORAS

68. A tarifação entre distribuidoras será constituída por uma modalidade tarifária nos moldes da modalidade tarifária azul, com sinalização horária para a TUSD, em R\$/kW. Já para a energia, no caso de suprimento, não existe sinalização horária.

⁶ A TE do posto Intermediário será igual à tarifa do posto Fora Ponta.

69. Uma das mudanças que ocorre é o surgimento da componente TUSD em R\$/MWh para recuperação de custos vinculados ao uso dos sistemas de distribuição, como as perdas técnicas. Esta componente não existia antes na TUSD praticada entre distribuidoras. Outro ponto é que não haverá mais cobrança de RGR e P&D, pois entende-se que a distribuidora já possui suas quotas próprias desses encargos.

70. Cabe destacar que a atual metodologia de definição imputa, para as distribuidoras (concessionárias e permissionárias) com mercado inferior a 500 GWh/ano, um desconto de 100% sobre a componente tarifária TUSD Fio B, como regulamenta a REN nº 206/2005.

71. A revisão dos critérios de cálculo da TUSD entre distribuidoras encontra-se sob análise da ANEEL e será objeto de aprimoramento futuro, oportunidade em que será realizada uma Audiência Pública específica sobre o tema.

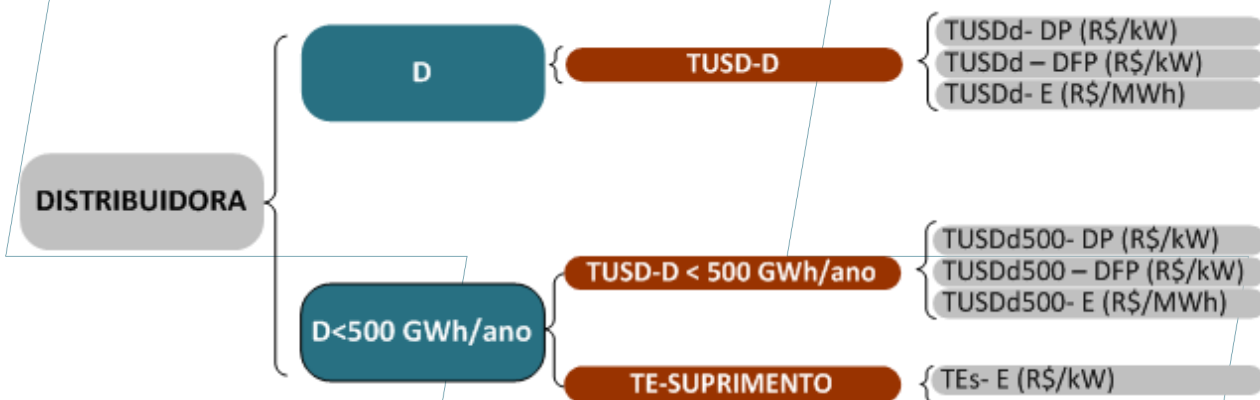


Figura 8: Modalidades Tarifárias Distribuidoras.

MODALIDADES TARIFÁRIAS PARA AS CENTRAIS GERADORAS

72. A tarifação de centrais geradoras se dá por meio da TUSDg, definida em R\$/kW.

73. Para as centrais geradoras pertencentes ao subgrupo tarifário A2, essa tarifa é locacional específica para cada central geradora, definida segundo os critérios da REN nº 349/2009.

74. Para os demais subgrupos tarifários, diante da ausência de metodologia, adota-se atualmente o critério da menor tarifa apurada para o segmento consumo. Caso a distribuidora não opere nível de tensão superior a 44 kV, a TUSDg para as centrais geradoras dessa distribuidora é calculada pela média das TUSDg das distribuidoras da região.

75. Como ainda inexistente uma metodologia para a TUSDg dos subgrupos tarifários com nível de tensão inferior a 88 kV e considerando que as modificações na atual metodologia de definição da estrutura poderão provocar impactos significativos nos custos dos usuários geradores, a TUSDg para os subgrupos A3, A3a, A4 e B será definida com base na tarifa definida no último processo de reajuste

tarifário da distribuidora. Essa tarifa será anualmente atualizada pelo IGP-M⁷, até que seja aprovada uma metodologia específica de cálculo da TUSDg para esses subgrupos tarifários.

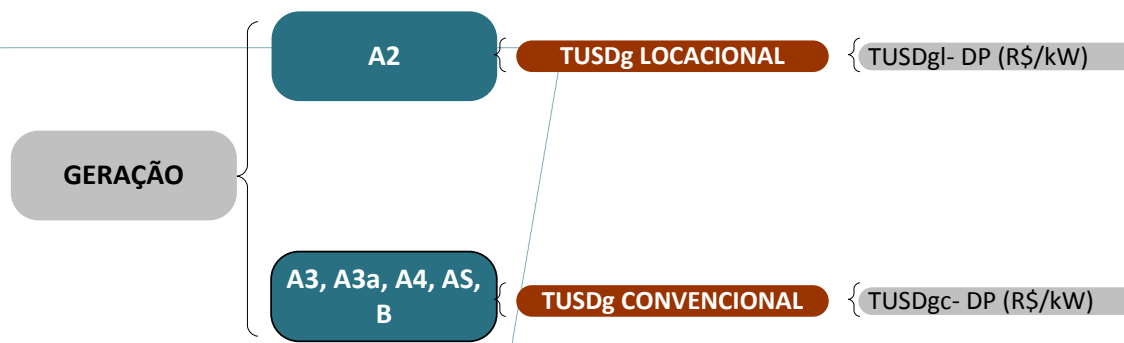


Figura 9: Modalidades Tarifárias para centrais geradoras.

III.5. TARIFA BRANCA

76. Conforme exposto no item anterior sobre modalidades tarifárias para o grupo B, a proposta consiste de duas modalidades tarifárias:

- modalidade convencional: monômnia, com um preço de consumo de energia em R\$/MWh sem distinção horária, como já praticado; e
- modalidade branca: monômnia, com três preços de consumo de energia em R\$/MWh, de acordo com os postos tarifários.

77. O enquadramento nas modalidades tarifárias ficará a critério do consumidor, de acordo com as limitações que serão abordadas na sequência. A nova modalidade proposta torna-se vantajosa para consumidores com flexibilidade para alterar seus hábitos de consumo durante os horários de maior carregamento do sistema elétrico.

78. Os postos tarifários serão denominados de: ponta, intermediário e fora de ponta. O primeiro será aplicado conforme o disposto na Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, que estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada, *in verbis*:

1. horário de ponta: período composto por 3 (três) horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão, com exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi, e os seguintes feriados [...]

79. Por sua vez o posto intermediário será definido como o período de 2 (duas) horas, sendo 1 (uma) hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao horário de ponta. Já o posto fora de

⁷ IGP-M – Índice Geral de Preços de Mercado da Fundação Getúlio Vargas – FGV.

ponta será definido como o horário complementar ao de ponta e ao intermediário. Note-se que feriados e finais de semana são considerados período fora de ponta durante todas as horas do dia.

80. O intuito do posto intermediário é o de evitar o deslocamento das cargas para horas de pico potenciais e que, geralmente, são adjacentes às de ponta. Ademais, as tarifas estarão mais próximas dos custos reais, variáveis ao longo do dia.

81. Serão admitidas propostas de alterações na localização do posto ponta e na duração e localização do posto intermediário, desde que devidamente fundamentadas nas características de uso da rede. Naturalmente, essas propostas serão discutidas com a sociedade na audiência pública de cada processo de revisão tarifária periódica, e estará sujeita à aprovação da ANEEL. A relação entre as tarifas do patamar intermediário e fora de ponta e entre ponta e fora de ponta pode ser idêntica, de modo a suprimir os efeitos do patamar intermediário.

82. A modalidade tarifária branca terá caráter opcional para todo o grupo B, exceto Iluminação Pública e mercado de Baixa Renda, que não são alcançados por ela. Eventuais restrições quanto à discriminação tarifária serão definidas quando do plano de substituição de medidores, objeto da Audiência Pública nº 043/2010. A iluminação pública não será abrangida pela modalidade, pois não possui resposta ao sinal de preço: o consumo é atrelado ao ciclo da iluminação natural.

83. Atinente ao mercado Baixa Renda, cabe ressaltar características determinantes para não aplicação da modalidade tarifária branca. A primeira é o fato de o consumo por unidade ser relativamente pequeno, constituído por equipamentos com baixa capacidade de modulação, tais como iluminação, geladeiras e televisores. Com isto não se esperaria um comportamento migratório da modalidade convencional para a branca – não seria racional, visto o caráter optativo dado à ela. Segundo, atualmente aplica-se à baixa renda a modalidade tarifária por blocos crescentes (os descontos, decrescentes, definidos em lei, são sobre blocos de consumo), sua aplicação simultânea com a modalidade tarifária por blocos horários, proposta pela modalidade tarifária branca, criaria uma modalidade híbrida com variações nas dimensões tempo e consumo. Esta teria forte incentivo ao não consumo o que não se vislumbra adequado frente à realidade atual desse segmento do mercado.

84. As relações ponta/fora de ponta e intermediária/fora de ponta serão definidas como 5 (cinco) e 3 (três), respectivamente, para a tarifa de uso do sistema de distribuição, excluído eventual sinal horário na energia.

85. A relação entre a tarifa do posto fora de ponta da modalidade branca e a tarifa convencional, denominada constante kz, será igual a 0,55.

86. A constante kz também poderá ser proposta pela distribuidora, desde que fundamentada nas tipologias de carga da área de concessão e necessariamente menor que a unidade.

87. Cabe ressaltar que as unidades consumidoras que utilizam a rede intensivamente nos postos tarifários ponta e intermediário podem permanecer na modalidade convencional, caso não consigam modular sua carga.

III.6. COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO – TUSD

88. Apresentados os subgrupos e modalidades tarifários, descreve-se a seguir a composição das funções de custo da TUSD:

a. **TUSD TRANSPORTE** – parcela da TUSD que compreende a TUSD FIO A e a TUSD FIO B, sendo:

- **TUSD FIO A** – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, compreendida por: i) uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica; ii) uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica de Fronteira; iii) uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras; e iv) conexão às instalações de transmissão ou de distribuição, quando aplicáveis.
- **TUSD FIO B** – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora, compreendida por: i) remuneração dos ativos; ii) quota de reintegração decorrente da depreciação; e iii) custo de operação e manutenção.

b. **TUSD ENCARGOS** – parcela da TUSD que recupera os custos de:

- Quota da Reserva Global de Reversão – RGR;
- Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D_EE;
- Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;
- Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;
- Quota de recolhimento à Conta de Consumo de Combustíveis – CCC;
- Quota de recolhimento à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; e
- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

c. **TUSD PERDAS** – parcela da TUSD que recupera os custos regulatórios com:

- Perdas técnicas do sistema da distribuidora;
- Perdas não técnicas; e
- Perdas de rede básica devido às perdas regulatórias da distribuidora.

89. A figura abaixo apresenta a TUSD e as funções de custos com os respectivos componentes de custos tarifários:

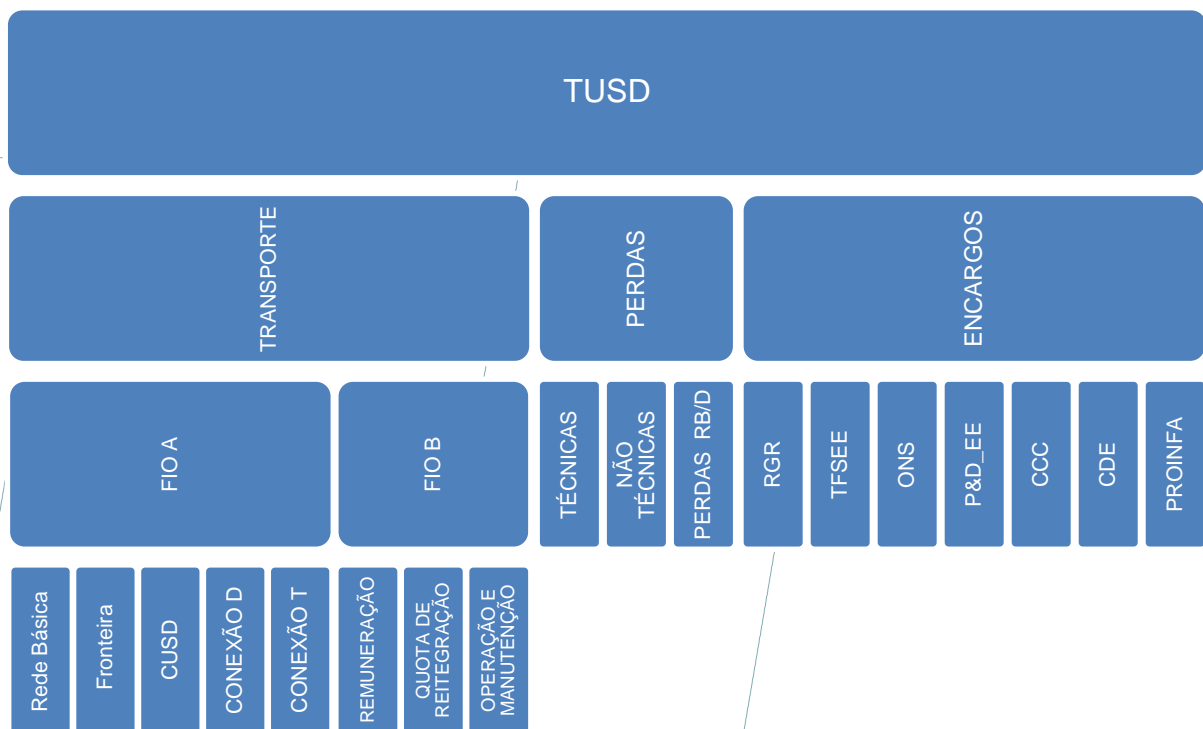


Figura 10: Funções de custo da TUSD

III.7. COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA – TE

90. As funções de custo da TE são formadas pelos seguintes componentes:

- a. **TE ENERGIA** – parcela da TE que recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor. Inclui os custos com energia comprada de Itaipu e de geração própria.
- b. **TE ENCARGOS** – parcela da TE que recupera os custos de:
 - Encargos de Serviços de Sistema – ESS – e Encargo de Energia de Reserva – EER;
 - Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D_EE; e
 - Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos – CFURH.
- c. **TE TRANSPORTE** – é a parcela da TE que recupera os custos de transmissão relacionados a: transporte de Itaipu, rede básica de Itaipu e rede básica associada aos Contratos Iniciais;
- d. **TE PERDAS** – é a parcela da TE que recupera os custos com perdas de rede básica devido ao mercado de referência de energia.

91. A Figura abaixo apresenta a TE e as funções de custos com os respectivos componentes de custos tarifários:

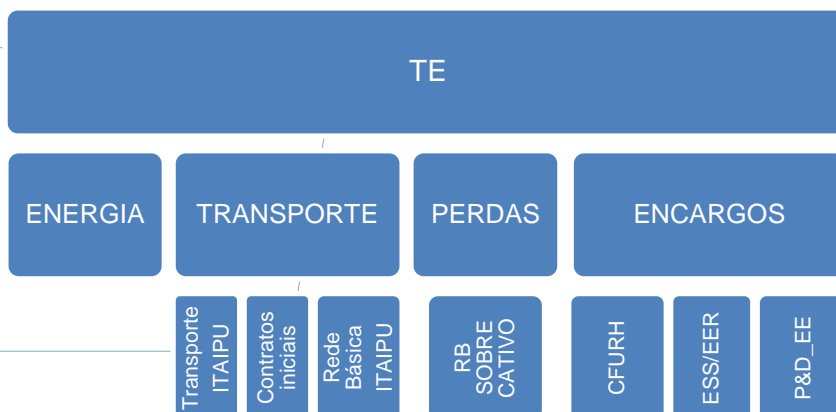


Figura 11: Funções de custos da TE

III.8. TARIFAS DE REFERÊNCIA

92. A seguir é descrita forma de obtenção das tarifas de referência utilizadas na construção das funções de custo da TUSD e da TE. As tarifas de referência são responsáveis pela determinação das relatividades entre subgrupos e modalidades tarifárias para cada um dos componentes de custo em acordo com os critérios de rateio e de aplicação.

III.8.1. TUSD Fio B

93. A definição das tarifas de referência para a componente TUSD Fio B é baseada no Custo Marginal de Capacidade e no mercado de referência, que resulta no que denominamos Estrutura Vertical. O Custo Marginal de Capacidade é calculado considerando o Custo Marginal de Expansão, Proporção de Fluxo de Potência, Fator de perdas de Potência e Responsabilidade de Potência, que serão descritos a seguir.

1.- Custo Marginal de Capacidade

94. O Custo Marginal de Capacidade, CMC, corresponde à responsabilidade do consumidor-tipo nos custos de expansão do sistema. Em outras palavras, é o seu Custo Marginal na expansão de todos os elementos a montante do seu ponto de conexão.

95. A metodologia vigente prevê o cálculo dos CMC para cada tipo de consumidor para os postos tarifários ponta e fora ponta.

96. Os dados utilizados nesse cálculo são os Custos Marginais de Expansão por faixa de tensão, o diagrama unifilar simplificado do fluxo de potência no momento de carga máxima da distribuidora e a responsabilidade de potência de cada consumidor-tipo em relação às redes-tipo dos níveis de tensão à montante.

97. As expressões que definem os CMC ponta e fora ponta são:

$$CMC(u, j) = \sum_{k=B}^{A2} CMEx(k) \times \phi(k, k_0) \times RP(u, k, j) \quad (1)$$

Onde:

u - posto tarifário analisado (ponta ou fora ponta);

j - consumidor-tipo;

k - subgrupo tarifário;

CMEx(k) - custo marginal de expansão do subgrupo tarifário *k*;

$\Phi(k, k_0)$ - proporção de fluxo de potência; e

RP(u, k, j) - fator de responsabilidade de potência do consumidor *j* no subgrupo tarifário *k*, no posto tarifário *u*.

98. Desse modo, o CMC é calculado por meio da ponderação do valor do custo marginal de expansão de cada tipo de rede pela forma como o fluxo de potência se distribui pelas redes (fator de proporção de fluxo $\Phi(k, k_0)$) e a forma como os consumidores-tipo conectados ao sistema de distribuição utilizam as redes da distribuidora (fator de responsabilidade de potência *RP(u, k, j)*).

99. Do ponto de vista prático, o levantamento dos três conjuntos de dados necessários ao cálculo dos CMC apresenta diferentes graus de dificuldade. Contudo, como veremos, os aprimoramentos propostos para a *RP* e para a proporção de fluxo estão na padronização dos dados e melhora da qualidade da informação. Assim, o grande aprimoramento deste ciclo tarifário está na definição do Custo Marginal de Expansão, como veremos a seguir.

2.- Custo Marginal de Expansão

100. Para o cálculo dos custos marginais de expansão será utilizada metodologia baseada no cálculo dos custos médios por nível de tensão do sistema elétrico da distribuidora.

101. O cálculo dos custos médios é realizado a partir de três grandes grupos de dados, específicos para cada distribuidora:

- Dados físicos do sistema de distribuição;
- Dados de mercado; e
- Custos dos elementos físicos.

102. A partir dos dados da Tabela 2 são calculados os custos médios para cada agrupamento: A2 (de 88 a 138 kV), A3 (69 kV), MT (de 2,3 kV a inferior a 69 kV) e BT (igual ou inferior a 2,3 kV). Para os agrupamentos MT e BT é calculado um valor de custo médio equivalente para cada agrupamento, considerando a ponderação entre redes urbanas, rurais e subterrâneas.

103. Cabe observar que os agrupamentos coincidem com os subgrupos tarifário, exceção para a média tensão (MT) que engloba os subgrupos A3a e A4 e a baixa tensão (BT) que considera todo o grupo B e o AS.

Tabela 2: Dados para cálculo dos custos médios

1. Quantidade de transformadores de distribuição
2. Percentual de transformadores de distribuição urbanos e rurais sobre o total
3. Capacidade instalada total de transformadores de distribuição
4. Extensão total das redes BT e MT
5. Extensão das redes BT e MT urbanas e rurais sobre o total
6. Energia total anual que transita nas redes pertencentes aos agrupamentos BT e MT
7. Energia faturada das redes BT e MT urbanas e rurais
8. Percentual de perdas totais nas redes BT e MT urbanas e rurais
9. Fator de carga das redes elétricas associadas aos agrupamentos BT urbanas e rurais e MT ponderadas pelo mercado
10. Custos unitários médios dos módulos de equipamentos/obras
11. Taxa percentual de O&M
12. Vida útil média dos módulos de equipamentos/obras
13. Taxas percentuais de Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido, IRPJ e Remuneração Líquida
14. Capacidade instalada de cada relação de transformação
15. Quantidade de transformadores de cada relação de transformação
16. Extensão total das linhas de A2, A3 e MT
17. Quantidade de células de linhas de A2, A3 e MT
18. Injeção de potência em cada agrupamento no momento de carga máxima do sistema da distribuidora
19. Fluxo de potência nas transformações no momento de carga máxima do sistema da distribuidora
20. Relação MVA instalado/MW passante para cada relação de transformação

104. A quantidade de postos de transformação (transformadores de distribuição), suas respectivas potências nominais (capacidades instaladas), bem como suas classificações entre urbano ou rural são obtidas a partir dos dados enviados à ANEEL para o cálculo de perdas técnicas. São considerados todos os transformadores de distribuição que possuem a tensão do lado primário do transformador até o valor máximo de 44 kV e a tensão do lado secundário do transformador abaixo de 2,3 kV (trafos MT/BT). Para a definição do comprimento das redes de MT e BT e da classificação entre redes urbanas e rurais também são utilizados os dados enviados para cálculo de perdas técnicas. Cabe destacar que uma mesma rede pode ser fracionada em urbana e rural.

105. Para a segregação dos ativos físicos entre urbano e rural a distribuidora deverá utilizar metodologias de poligonais baseadas no sistema GIS ou densidade de unidades consumidoras por quadrícula, critério idêntico ao regulamentado na REN nº 338/2008.

106. Outras variáveis que são consideradas nos cálculos dos custos médios das redes são os valores das energias totais que transitam nas redes pertencentes aos agrupamentos MT e BT para o período de um ano.

107. Os valores são aqueles considerados no cálculo de perdas técnicas, sendo que a energia total que transita pelas redes pertencentes ao agrupamento MT é a soma da injeção direta (se houver) nos níveis pertencentes ao agrupamento MT e de todas as transformações que conectam as redes desse agrupamento às redes de níveis de tensão de agrupamentos a montante. Da mesma forma, para o agrupamento BT a energia total que transita é a soma da injeção direta no agrupamento BT (se houver) e de todas as transformações que conectam as redes pertencentes ao agrupamento B aos demais agrupamentos.

108. Para melhor representar os esforços máximos das linhas, redes e transformadores, deve-se considerar um fator de sazonalidade da energia ao longo do ano. Tal fator é dado pela relação entre a energia total que transita nas redes pertencentes a cada agrupamento no mês de maior consumo pelo consumo médio.

109. O rateio da energia total entre urbana e rural é feito através de dados de faturamento fornecidos pelas distribuidoras para a referência de um ano.

110. Para o sistema subterrâneo, os valores das energias faturadas são considerados nos níveis de tensão a que pertencem, e portanto não será considerada esta classificação. No caso de unidades consumidoras faturadas no grupo B, mas conectadas a redes MT, como é o caso de atendimentos em um nível sem rede associada naquele nível (classificação adotada no processo de cálculo das perdas técnicas), a energia deve ser considerada no nível de conexão.

111. O mesmo critério utilizado para segregação da energia e dos ativos físicos entre urbano e rural deverá ser utilizado pela distribuidora para definição dos custos unitários médios dos padrões de redes e transformações.

112. Os valores das energias totais faturadas, base para rateio da energia total dos agrupamentos MT e BT, são ponderados pelos percentuais de perdas totais (técnicas e não técnicas) das respectivas redes. Como parâmetros iniciais de referência são utilizados os seguintes multiplicadores: 1,2 para as redes BT urbanas, 1,05 para as redes MT urbanas, 1,1 para as redes BT rurais e 1,2 para as redes MT rurais.

113. Para possibilitar a transformação dos valores da energia total que circula nos níveis pertencentes a cada agrupamento de MWh para MW, são calculados fatores de carga médios obtidos através de campanha de medição. Para as redes elétricas associadas ao agrupamento MT são utilizadas as curvas de carga características de dias úteis, sábados e domingos das redes-tipo das transformações que conectam as redes do agrupamento MT aos níveis de tensão a montante, isto é, das transformações A2/MT e A3/MT e as redes-tipo das injeções diretas nas redes pertencentes ao agrupamento MT. O cálculo é feito ponderando-se os fatores de carga de cada rede-tipo pelo seu respectivo mercado de demanda, encontrando um único fator de carga médio para o agrupamento MT.

114. O cálculo do fator de carga médio das redes elétricas associadas ao grupo BT é feito em duas etapas. A primeira calcula o fator de carga médio das redes urbanas do agrupamento BT. Para isso são utilizadas as curvas de carga características de dias úteis, sábados e domingos dos consumidores-tipos das classes: residencial (B1), Comercial, Serviços e Outras Atividades (B3) e Iluminação Pública (B4). O cálculo é feito ponderando-se os fatores de carga de cada consumidor-tipo pelo seu respectivo mercado de demanda, encontrando um único fator de carga médio para as redes urbanas do agrupamento BT.

115. Para o cálculo do fator de carga médio das redes rurais do agrupamento BT são utilizadas as curvas de carga características de dias úteis, sábados e domingos dos consumidores-tipos da classe rural (B2). O cálculo é feito ponderando-se os fatores de carga de cada consumidor-tipo pelo seu respectivo mercado de demanda, encontrando um único fator de carga médio para as redes rurais do agrupamento BT.

116. Os módulos de equipamentos/obras correspondem aos componentes básicos de redes, linhas e equipamentos de subestação que compõem as redes elétricas das distribuidoras.

117. Para os agrupamentos MT (redes e transformações) e BT, são calculados custos médios para quatro grupos de módulos de equipamentos/obras, sendo eles: “Extensão de rede BT”, “Extensão de rede MT”, “Capacidade instalada MT/BT” e “Posto de transformação MT/BT”. Na definição dos valores dos custos unitários médios dos módulos de equipamentos/obras são considerados os seguintes itens:

a) “Extensão de rede BT e MT urbana e rural”, custos de:

- Projeto;
- Topografia;
- Materiais em geral (torres, ferragens, condutores, isoladores, cabo de guarda);
- Terrenos e servidões;
- Mão-de-obra, construção e montagem;
- Transporte; e
- Administração.

b) “Capacidade instalada MT/BT urbana e rural”, custos de:

- Transformadores de distribuição MT/BT urbanos e rurais.

c) “Posto de transformação MT/BT urbano e rural”, demais custos para instalação de transformadores de distribuição MT/BT urbanos e rurais, tais como:

- Componentes menores;
- Postes dedicados a instalação do transformador;
- Administração;
- Transporte;
- Projeto; e
- Mão-de-obra.

118. Para os agrupamentos A2, A3 e MT (demais ativos), são calculados custos médios para quatro grupos de módulos de equipamentos/obras, sendo eles: “Extensão de Linhas”, “Células de Linha”,

“Unidade de Conexão de Trafo” e “Capacidade Instalada AT/MT”. Na definição dos valores dos custos unitários médios dos módulos de equipamentos/obras são considerados os seguintes itens:

a) “Extensão de Linhas”, custos de:

- Projeto;
- Topografia;
- Materiais em geral (torres, ferragens, condutores, isoladores, cabos de guarda);
- Terrenos e servidões;
- Mão-de-obra, construção e montagem;
- Transporte; e
- Administração.

b) “Células de Linhas”, custos de:

- Projeto;
- Disjuntores;
- Chaves e acessórios;
- Mão-de-obra;
- Transporte; e
- Administração.

c) “Unidade de Conexão de Trafo”, custos de:

- Projeto;
- Disjuntores;
- Chaves e acessórios;
- Mão-de-obra;
- Transporte;
- Administração.

d) “Capacidade Instalada AT/MT”, custos de:

- Projeto;
- Terrenos;
- Transformador;
- Barramentos;
- Painéis de comando, proteção e controle;
- Ferragem e demais equipamentos;
- Materiais de construção civil;
- Obras civis (terraplanagem, drenagem, malha de terra, canteiro e acampamento, edificações);
- Montagem eletromecânica;
- Telecomando;
- Transporte;
- Administração.

119. A definição dos custos unitários médios dos módulos considera a ponderação dos diversos padrões de equipamentos/obras existentes na distribuidora em toda a área de concessão e são obtidos levando-se em conta as características atuais do sistema.

120. Na repartição dos custos médios das redes de distribuição são aplicadas taxas de anualização, com objetivo de modelar o efeito das parcelas dos custos de capital e operacional regulatórios. Para o cálculo da taxa total de anualização – TTA, conforme equações 2 a 4, são levadas em consideração as alíquotas de Imposto de Renda sobre Pessoa Jurídica – IRPJ e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL, o Custo Médio Ponderado de Capital – WACC, o custo de Operação e Manutenção – O&M e a vida útil média dos ativos que compõem os módulos.

$$TRB = \frac{WACC \text{ Líquido}}{1 - (CSLL + IRPJ)} \quad (2)$$

$$FRC = \frac{((TRB + 1)^{V_{\text{útil}}} * TRB)}{((TRB + 1)^{V_{\text{útil}}} - 1)} \quad (3)$$

$$TTA = (FRC + O\&M) \quad (4)$$

121. Tendo como base análise obtida nos modelos das Empresas de Referência das distribuidoras do segundo ciclo de revisão tarifárias, é utilizado como parâmetro inicial de referência o percentual de 5% de Taxa de Operação e Manutenção para todos módulos de equipamentos/obras e para todos os agrupamentos, referenciado ao preço dos ativos.

122. Para cada módulo será adotada uma taxa de depreciação anual média regulatória das unidades de cadastro dos ativos que compõem cada módulo – conforme Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia e alterações trazidas pela AP nº 121/2010.

123. Quanto aos valores das alíquotas de Imposto de Renda sobre Pessoa Jurídica – IRPJ – e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL, são considerados nos cálculos os valores aplicados a cada concessionária. Para o Custo Médio Ponderado de Capital – WACC – é utilizado o valor regulatório definido no ciclo tarifário.

124. Para os agrupamentos MT (redes e transformações) e BT, através dos dados da energia anual total que transita nas redes pertencentes a cada agrupamento e do fator de carga médio das transformações que conectam as redes de cada agrupamento ao restante do sistema de distribuição, é calculada a Demanda Máxima Ponderada – DMAX_p, conforme equação abaixo:

$$DMAX_p = \frac{\text{Energia anual total que transita no nível (kWh)}}{8760 * \text{Fator de carga}} \quad (5)$$

125. De posse dos valores dos dados físicos e custos unitários médios dos módulos de equipamentos/obras, do valor da Taxa Total de Anualização e dos valores das Demandas Máximas Ponderadas calcula-se o custo médio de cada módulo, tanto para as redes urbanas quanto para as rurais.

$$CM_{\text{médio}}_{\text{parcela}} = \frac{(\text{Quantidade_módulos} * \text{Custo médio do módulo}) * (TTA)}{DMAX_p} \quad (6)$$

126. O valor do custo médio do agrupamento BT urbano será a soma das parcelas calculadas para os módulos “Extensão de rede BT urbana”, “Posto de transformação MT/BT urbano” e “Capacidade instalada MT/BT urbana”. Da mesma forma, o valor do custo médio do agrupamento BT rural será a soma das parcelas calculadas para os módulos “Extensão de rede BT rural”, “Postos de transformação MT/BT rural” e “Capacidade instalada MT/BT rural”.

127. O valor do custo médio do agrupamento MT urbano será parcela calculada para o módulo “Extensão de rede MT urbana”. O valor do custo médio do agrupamento MT rural será o valor da parcela calculada para módulo “Extensão de rede MT rural”. A estes valores calculados para o agrupamento MT serão adicionadas as parcelas referentes aos demais custos de conexão destas redes ao sistema elétrico.

128. Na definição de um custo médio equivalente para o agrupamento BT e outro para o agrupamento MT deve ser levada em consideração a ponderação dos valores dos custos médios calculados para cada módulo em relação ao valor do fluxo total que transita nos níveis de tensão pertencentes a cada agrupamento. O valor final do custo médio dos agrupamentos MT e BT é a soma das parcelas calculadas dos módulos pertencentes a cada agrupamento.

129. Para os demais agrupamentos, A2, A3 e MT (demais ativos), são calculadas parcelas de custos médios para os módulos de equipamentos “Extensão de Linhas”, “Células de Linha”, “Unidade de Conexão de Trafo” e “Capacidade Instalada AT/MT”. Os cálculos consideram os ativos existentes em cada módulo, seus respectivos custos unitários médios, a taxa total de anualização – TTA, o fluxo de potência nas redes e a relação MVA/MW média das transformações.

130. As capacidades instaladas de transformação, a quantidade de transformadores de potência para todas as relações de transformação, a extensão total das linhas de A2, A3 e MT e a quantidade de células de linha de A2, A3 e MT utilizadas no cálculo serão obtidas a partir dos dados enviados à ANEEL para o cálculo de perdas técnicas. As células de linha correspondem aos bays de conexão das linhas de transmissão nos barramentos das subestações de distribuição.

131. Para os valores das demandas das transformações e das injeções existentes na distribuidora são utilizados dados do diagrama unifilar simplificado de fluxo de potência da distribuidora, utilizado na revisão tarifária periódica.

132. Para cada agrupamento são calculadas parcelas de custos médios para cada módulo de equipamento/obra. As equações 7 a 9 mostram os cálculos efetuados para cada módulo, sendo os resultados dados em R\$/kW.

$$CM_{\text{MÉDIO}}_{\text{Ext. L}} = \frac{\left(\frac{R\$}{km} * km \text{ linha}\right) * (TTA)}{1000 * MW} \quad (7)$$

$$CMÉDIO_{Cél. L} = \frac{\left(\frac{R\$}{Unid.} * Unid. CL\right) * (TTA)}{1000 * MW} \quad (8)$$

$$CMÉDIO_{UCT} = \frac{\left(\frac{R\$}{Unid.} * TTA\right) * \left(\frac{Unid. UCT}{MVA}\right) * \left(\frac{MVA}{MW}\right) * (\% \text{ fluxo total do nível})}{1000} \quad (9)$$

$$CMÉDIO_{C. Inst.} = \left(\frac{R\$}{kVA} * TTA\right) * \left(\frac{MVA}{MW}\right) * (\% \text{ fluxo total do nível}) \quad (10)$$

133. Observa-se que, se os transformadores que compõem a rede estiverem com baixo carregamento, a relação entre MVA e MW tenderá a aumentar, aumentando os custos médios dos módulos “Unidade de Conexão de Trafo” e “Capacidade Instalada AT/MT”. Tal situação poderia levar a valores de custos médios que dariam sinais econômicos contrários ao sinal marginalista, encarecendo o uso de redes elétricas que operam em vazio e induzindo um carregamento não ótimo das redes.

134. A fim de evitar essa situação considera-se como premissa um carregamento médio das transformações, fixando-se como parâmetro inicial de referência a relação “1,7”, isto é, um carregamento médio dos transformadores próximo a 59%.

3.- Proporção de Fluxo de Potência

135. A Proporção de Fluxo de Potência representa a parcela de utilização do sistema à montante para o atendimento da demanda do agrupamento em consideração, resultado de fluxos de potência diretos e indiretos. Esse fator é obtido do diagrama unifilar simplificado de fluxo de potência.

Padronização do Diagrama Unifilar Simplificado

136. O diagrama unifilar simplificado do fluxo de potência, “*elaborado com base em um dado momento do sistema (carga máxima), através da consideração dos fluxos de carga em cada nível de tensão, retrata um momento de esforço das linhas da rede e das transformações para o atendimento das solicitações dos clientes, as quais, avaliadas em conjunto, atingem seu máximo.*”⁸

137. Das informações da campanha de medidas conhece-se o comportamento típico das cargas e redes das distribuidoras. Juntamente com as medições das injeções do momento de carga máxima da distribuidora constrói-se o diagrama unifilar simplificado.

138. Adota-se por premissa que a injeção de potência na rede da distribuidora é máxima no momento em que as cargas atingem o ponto de máximo consumo. Assim, assume-se que o momento de

⁸ DNAEE, Programa de Revisão Tarifária – PRT, Projeto 3 – Tarifas de Referência, dezembro de 1994.

máxima injeção de potência na rede ocorre no posto horário em que a curva de carga agregada da distribuidora atinge seu valor máximo.

139. Os dados necessários para construção do diagrama unifilar simplificado são:

- Tipologias de redes e consumidores;
- Energia mensal consumida pelas cargas durante um intervalo de 12 meses;
- Medições das injeções de potência, por agrupamento, no momento de carga máxima.

140. Define-se a carga máxima como o maior valor do somatório da demanda coincidente de todos os pontos de injeção de potência na rede da distribuidora. O período de observação de 12 meses deve ter a a mesma referência dos dados para cálculo das perdas técnicas. Os pontos de injeções são os pontos de conexão com a rede básica, redes de outras distribuidoras, Demais Instalações de Transmissão (DIT), assim como pontos de conexão de geradores na rede da distribuidora, onde o sentido do fluxo é em direção à rede da distribuidora. As transformações de elevação (com primário em tensão menor que a tensão do secundário) devem ser consideradas como um ponto de injeção no subgrupo tarifário no qual o secundário da transformação se enquadra. A Equação abaixo sintetiza o conceito de carga máxima.

$$D_{máx} = máx \left(\sum_{k=BT}^{A2} \sum_{j=1}^p D_{ij}(h) \right) \quad (11)$$

Onde:

k - são os agrupamentos (A2, A3, MT e BT);

p - número de pontos de injeção de potência por subgrupo tarifário

D_{ij}(h) - demanda no ponto de injeção *j* do subgrupo *i* na hora *h*.

141. Os dados das injeções no momento de carga máxima da distribuidora, obtidos através de medição, deverão ser informados à ANEEL para construção do diagrama de proporção de fluxo. Adicionalmente, a distribuidora deve informar a data e horário em que ocorreu a carga máxima do seu sistema.

142. Através das tipologias informadas pela distribuidora são estabelecidas as curvas agregadas das redes e dos consumidores, por agrupamento. Para cada transformação, os valores de demanda das curvas de carga típicas são somados, posto horário a posto horário, formando assim a curva agregada daquela transformação. O mesmo procedimento se aplica para cada agrupamento, formando a curva agregada de carga do agrupamento a partir das curvas de carga típicas dos consumidores.

143. Para melhor representar os esforços máximos das linhas, redes e transformadores para atendimento dos consumidores, as curvas de carga agregadas serão ajustadas para que a integração em um período de um mês represente a energia consumida por essas cargas para o mês de maior consumo agregado analisado.

144. Para realizar tal ajuste, calculam-se fatores de sazonalidade para cada agrupamento. Tais fatores de sazonalidade serão dados pela relação entre a energia de cada agrupamento no mês de maior consumo agregado, pelo consumo médio de cada agrupamento. O ajuste das curvas dado pelo fator de sazonalidade será direto, multiplicando cada posto horário do agrupamento pelo respectivo fator.

145. A etapa seguinte é o estabelecimento da curva de carga total da distribuidora, determinada pelo somatório, posto horário a posto horário, das curvas agregadas das cargas dos agrupamentos. A partir desta curva total, determina-se o posto horário de carga máxima como sendo aquele em que ocorre o valor máximo de demanda na curva de carga total.

146. Definido o posto horário em que ocorre a carga máxima, deve-se calcular a porcentagem de participação de cada agrupamento na formação desta carga máxima. O valor percentual deve ser obtido através do comparativo dos valores de demanda das respectivas curvas agregadas no posto horário de carga máxima.

147. Na sequência deve-se também estabelecer a porcentagem de participação de cada transformação na formação do fluxo total das transformações que se originam de um determinado agrupamento, no posto horário de carga máxima. De forma semelhante, tais valores percentuais são obtidos mediante a comparação relativa entre as demandas agregadas de transformação no posto horário de carga máxima.

148. Ao final, todos os valores de percentuais de participação das cargas e das transformações serão utilizados na formação dos valores de demanda de carga e de transformação do diagrama de proporção de fluxo.

149. Os valores de carga de cada agrupamento a serem utilizados no diagrama simplificado de proporção de fluxo derivam de duas informações previamente conhecidas, os valores das injeções de potência no momento de carga máxima, informados pela distribuidora, e os percentuais de participação da carga de cada agrupamento, anteriormente definido.

150. Dessa forma, para determinação do valor de carga de um dado agrupamento, aplica-se o percentual de participação da carga deste agrupamento ao somatório dos valores de injeção de potência no momento de carga máxima.

151. Por fim, para determinação dos valores de demanda das transformações a serem utilizados no diagrama simplificado de proporção de fluxo, primeiramente deve-se calcular o valor total de demanda que é transformada para os níveis de tensão a jusante. Essa demanda é igual à diferença entre a potência injetada e a potência consumida no agrupamento.

152. A divisão da demanda entre as transformações existentes que parte do agrupamento é estabelecida aplicando-se os percentuais de participação de cada uma, conforme definição anterior, ao valor total calculado de demanda que parte do agrupamento.

153. Desse modo, obtém-se o diagrama unifilar simplificado de fluxo de potência no momento de carga máxima.

4.- Fator de Perdas de Potência

154. O Fator de Perdas de Potência – fpp – é a taxa média de perda de potência acumulada desde o ponto de conexão de um consumidor tipo k até a origem do nível k₀ em consideração. Esta taxa considera a demanda do consumidor como vista da origem do nível de referência, ou seja, acrescida das perdas. Assim, o cálculo do fpp é uma composição das taxas médias de perdas⁹ dos diversos segmentos do sistema de distribuição, redes de distribuição, transformações, ramais de ligação e medidores.

155. Os índices de perdas técnicas, regulamentados pelo Módulo 7 do PRODIST e calculados a cada revisão tarifária, são insumo para o cálculo do Fator de Perdas de Potência. Os valores a serem utilizados são aqueles referentes às perdas de potência para a demanda média. A alteração da metodologia de cálculo descrita no Módulo 7 do PRODIST foi tema da Audiência Pública nº 025/2011.

156. O fpp será dado pelo produto das perdas de potência para a demanda média, em pu, somada a referência ($1 + \overline{\Delta P}$), dos diversos segmentos entre os níveis k e k₀. Para os casos onde existam mais de um caminho entre dois níveis utiliza-se a teoria da probabilidade condicional:

$$P(N_{k \rightarrow k_0}/k) = \frac{P(N_{k \rightarrow k_0} \cap k)}{P(k)} \quad (12)$$

Onde:

$P(N_{k \rightarrow k_0} \cap k)$ - probabilidade de 1 MW injetado no nível k₀ ser fornecido a um consumidor no nível k, passando pela interligação N; e

$P(k)$ - probabilidade de 1 MW injetado no nível k₀ ser fornecido a um consumidor do nível k.

157. A probabilidade de cada caminho será dada pela relatividade das demandas médias das transformações do caminho que chegam ao nível em consideração. A formulação para cálculo do Fator de Perdas de Potência entre dois níveis será dada pela equação 13. A equação 14 é uma expansão da equação anterior, considerando todas as origens e os destinos

$$fpp(k, k_0) = (1 + \overline{\Delta P}_k) * (1 + \overline{\Delta P}_{k_0}) * \sum_{y=1}^N (1 + \overline{\Delta P}_y) \cdot P(N_{k \rightarrow k_0}/k)_y \quad (13)$$

(14)

⁹ DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica. Nova Tarifa de Energia Elétrica: metodologia e aplicação: Brasília, 1985, pg 226.

$$fpp(k, k_0) = (1 + \overline{\Delta P_k}) * (1 + \overline{\Delta P_{k_0}}) * \frac{\sum_{y=1}^N \left(\left(\prod_{k=1}^{ks(l)} \phi_{k_{ori}, k_{des}} \right) \cdot \left(\prod_{y=1}^{ELE} \overline{\Delta P_{y,l}} \right) \right)}{\sum_{y=1}^N \left(\prod_{k=1}^{ks(l)} \phi_{k_{ori}, k_{des}} \right)}$$

Onde:

k : agrupamento a montante;

k_0 : agrupamento;

l : caminho em análise;

N : número de caminhos em análise;

ELE : quantidade de elementos no caminho série associado l ;

ks : quantidade de elementos de transformação série associado ao caminho l ;

k_{ori} : é a origem da transformação;

k_{dest} : é o destino da transformação;

$\phi_{k_{ori}, k_{dest}}$: probabilidade associada ao caminho l ;

$\overline{\Delta P_k}$: perda de potência para a demanda média para a rede no nível k ;

$\overline{\Delta P_{k_0}}$: perda de potência para a demanda média para a rede no nível k_0 ; e

$\overline{\Delta P_{y,l}}$: perda de potência para a demanda média do elemento y e pertencente ao caminho l . Dada pela multiplicação das perdas de potência para a demanda média entre os diversos elementos que compõem a interligação (transformações e redes).

5.- Responsabilidade de Potência

158. A Responsabilidade de Potência – RP – introduz a sinalização horária no cálculo do custo marginal de capacidade do consumidor-tipo. Indica a participação, por posto tarifário, de determinado consumidor-tipo na formação das demandas de ponta das redes que atendem o nível de tensão de conexão do consumidor-tipo, bem como os níveis de tensão a montante.

159. A Responsabilidade de Potência é obtida por meio das tipologias de cargas, redes e injeções, do fator de perdas de potência e do fator de coincidência dos consumidores-tipos nas pontas das redes-tipos, conforme equação abaixo.

$$RP(u, k, j) = (1 + fpp) \cdot \sum_{h \in u} \pi(j, k, h) \cdot P(j, h) \quad (15)$$

Onde:

u : posto;

j : consumidor-tipo;

k : agrupamento relacionado às redes-tipos dos agrupamentos (A2, A3, MT e BT);

h : horas pertencentes ao posto u ;

fpp : fator de perdas de potência;

$\pi(j, k, h)$: probabilidade do consumidor-tipo j se associar a uma rede-tipo, que atende o agrupamento k , nas horas de ponta h da rede-tipo;

$P(j, h)$: fator de coincidência do consumidor-tipo j na hora de ponta h das redes-tipos que atendem o agrupamento k .

160. A probabilidade de associação $\pi(j, k, h)$ e o fator de coincidência $P(j, h)$ são obtidos através da análise das curvas típicas dos consumidores-tipos e redes-tipos. Cada consumidor-tipo pode ser atendido por qualquer rede-tipo a montante do ponto de conexão, deste modo, a probabilidade de associação $\pi(j, k, h)$ representa a probabilidade do consumidor-tipo se associar com as demandas de ponta de cada rede-tipo, por posto.

161. O fator $P(j, h)$ é o fator de coincidência do consumidor-tipo j com a demanda de ponta, horário h , das redes-tipos que atendem o agrupamento k .

162. O fator de perdas de potência f_{pp} foi abordado no item anterior.

163. Os detalhes de cálculo da RP não será abordado nesta nota técnica, pois não foram realizadas alterações sobre a metodologia e conceitos atualmente adotados e seus fundamentos podem ser consultados na Nota Técnica da Audiência Pública nº XXX de 1999 e nos relatórios do Programa de Revisão Tarifária – PRT, 1994.

6.- Estrutura Vertical

164. A Estrutura Vertical (EV) é a proporção relativa entre os agrupamentos tarifários, utilizada na construção da componente de custo TUSD-fio B, referente aos custos de Parcela B. A EV é obtida com base na repartição da receita teórica entre agrupamentos, proporcionais aos custos marginais de longo prazo e ao mercado teórico de demanda.

165. O primeiro passo para determinação da Estrutura Vertical é a apuração da receita teórica de cada consumidor-tipo, receita esta dada pelo produto do Custo Marginal de Capacidade do consumidor-tipo pela demanda máxima correspondente, por postos tarifários.

$$RTC(j, u) = CMC(j, u) \cdot D_{m\acute{a}x}(j, u) \quad (16)$$

Onde:

$RTC(j, u)$ – Receita Teórica do Consumidor-tipo j no posto tarifário u ;

$CMC(j, u)$ – Custo Marginal de Capacidade do Consumidor-tipo j no posto tarifário u ;

$D_{m\acute{a}x}(j, u)$ – Demanda máxima do Consumidor-tipo j no posto tarifário u .

166. A soma da Receita Teórica de todos os consumidores-tipo de um agrupamento define a RT do agrupamento.

$$RT(k) = \sum_{j=1}^n \sum_{u=p}^{fp} RTC(j, u) \quad (17)$$

Onde:

k – subgrupos tarifários;

n – nº de consumidores tipo do subgrupo tarifário k ;

$RT(k)$ – receita teórica recuperada pelo subgrupo tarifário k ;

167. Da relação entre a receita teórica de cada agrupamento pela receita teórica total define-se a Estrutura Vertical para cada agrupamento.

$$RT\%(k) = \frac{RT(k)}{\sum_{k=B}^{A2} RT(k)} \cdot 100 \quad (18)$$

7.- Consideração dos custos comerciais na Estrutura Vertical

168. A metodologia apresentada para o cálculo dos Custos Marginais de Capacidade baseia-se na teoria marginalista. Os custos marginais são utilizados na formação dos sinais de preço, cujos valores são afetados pela forma como os consumidores utilizam as redes elétricas.

169. No entanto, uma parcela dos Custos Operacionais, que corresponde aos custos com processos comerciais e administrativos, não depende do planejamento ou da manutenção dos sistemas físicos da empresa de distribuição. Estes custos referem-se aos serviços de medição, faturamento, cobrança, subscrição de contratos, realização de conexões e desconexões, atendimento ao público e consultoria técnica e energética, dentre outros. Notadamente, esses custos não sofrem influência do crescimento da demanda, sendo impreciso o seu rateio com base nos custos marginais.

170. Desse modo, os custos com o serviços comerciais podem ser divididos em quatro grupos: faturamento, teleatendimento, tarefas comerciais¹⁰ e combate às perdas não técnicas. Cabe destacar que existem as atividades de administração e suporte a tais atividades, muitas das vezes compartilhadas com os serviços de operação e manutenção de redes.

171. Os custos com teleatendimento, faturamento e tarefas comerciais não possuem relação com a infraestrutura da rede; são aproximadamente fixos por unidade consumidora. Os custos com combate às perdas não técnicas estão relacionados ao número de unidades consumidoras e às características geográficas, socioeconômicas, infraestrutura de rede, entre outras. Da mesma forma, os custos de administração e suporte aos serviços de operação e manutenção são de classificação subjetiva, relacionando a todas as variáveis endógenas e exógenas supracitadas.

172. A Figura 12 apresenta os custos de operação e manutenção bem como os custos comerciais e administrativos segregados por custos fixos por unidade consumidora e variáveis por características geoeletricas e socioeconômicas.

¹⁰ Refere-se a serviços de Ligação Provisória; Religação normal de energia; Religação urgente de energia; Corte de energia; Substituição de Medidor para aferição; Substituição de Medidor para aumento de carga; Vistoria de Unidade Consumidora; Verificação de Nível de Tensão; entre outros.



Figura 12: Custos operacionais segregado por custos variáveis e fixos.

173. A Figura acima sugere que os custos de faturamento, teleatendimento e processos comerciais, sejam rateados considerando o número de unidades consumidoras por subgrupo tarifário, na forma de selo por unidade de demanda (kW). Não obstante existam outros custos aproximadamente fixos, a segregação torna-se sobremaneira ambígua e torna o aprimoramento do modelo complexo e, portanto, continuarão a ser considerados no rateio pelos custos marginais.

174. A Figura 13 ilustra o percentual dos custos de faturamento, teleatendimento e processo comerciais na composição dos custos operacionais quando da segunda revisão tarifaria periódica das distribuidoras.

175. Conforme metodologia de cálculo dos custos operacionais disposta na Nota Técnica nº 265/2010-SRE/ANEEL¹¹, de 25 de agosto de 2010, os custos operacionais serão definidos de forma agregada para o terceiro ciclo de revisões tarifárias, estando indisponíveis as segmentações dos custos comerciais. Dessa forma, visando obter um percentual verossímil de custos comerciais, foi realizada regressão com dados disponíveis do segundo ciclo de revisões tarifárias. Observa-se que os percentuais dos custos operacionais obedecem a uma função do número de unidades consumidoras da área de concessão - NUC.

¹¹ A citada metodologia encontra-se no processo de Audiência Pública, nº 40/2010.

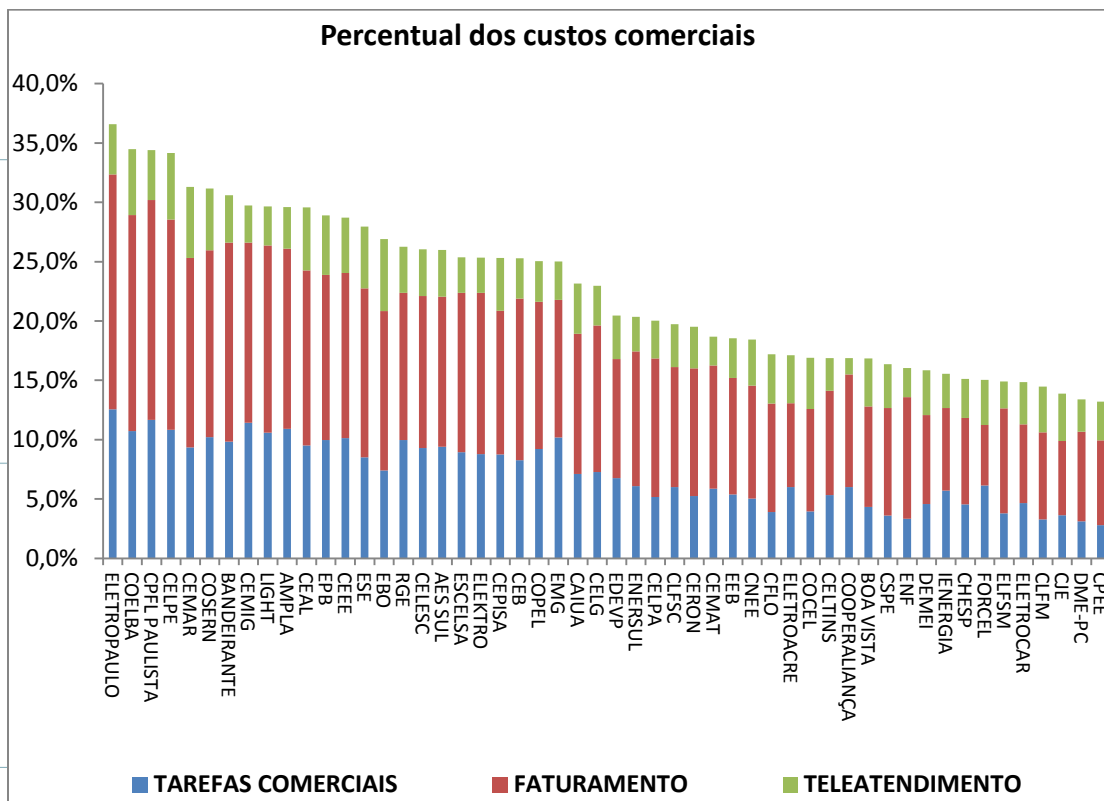


Figura 13: Percentual dos custos de tarefas comerciais nos custos operacionais

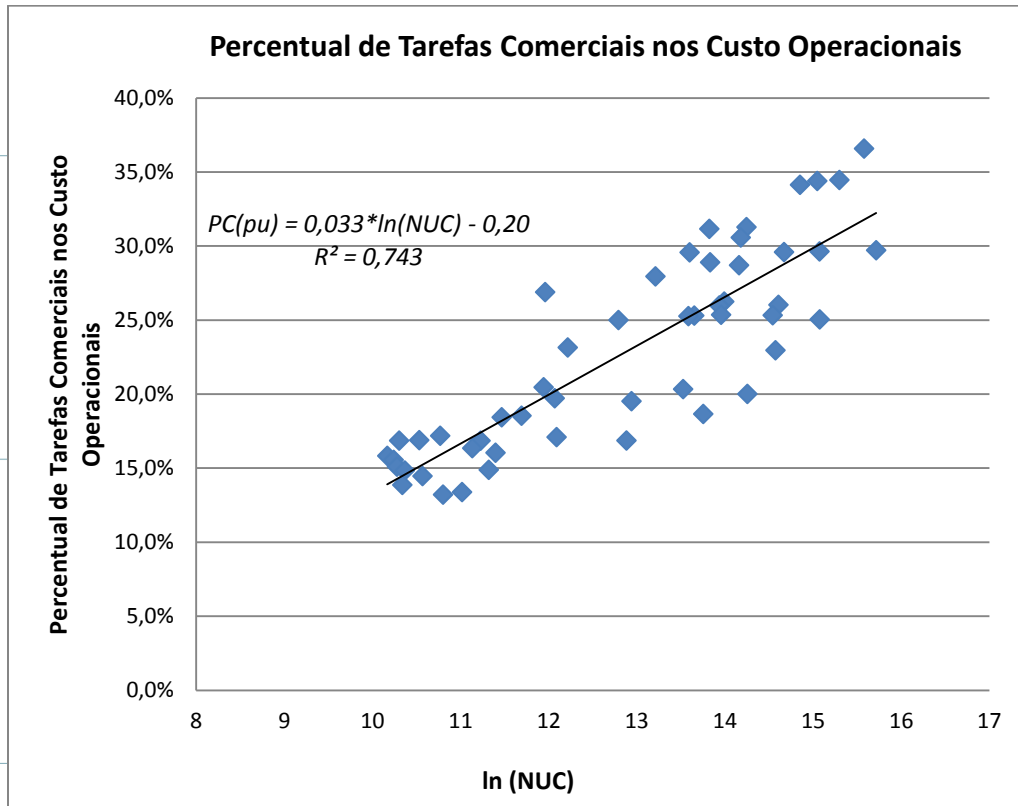


Figura 14: Percentual dos custos de tarefas comerciais nos custos operacionais

176. Considerando a regressão da Figura 14, nos processos de revisão tarifária a parcela por unidade referente aos custos com tarefas comerciais - $CO_{TC}(\%)$ – será calculada pela Equação abaixo.

$$CO_{TC}(\%) = \frac{\ln(NUC) - 6}{30} \quad (19)$$

Onde:

$CO_{TC}(\%)$ - Percentual teórico dos custos operacionais totais referentes à tarefas comerciais.

177. O percentual dos custos comerciais das componentes rateadas pelo Custo Marginal de Capacidade na parcela B – VPB_{TC} – será dado por:

$$VPB_{TC}(\%) = \frac{CO}{VPB} \times \frac{[\ln(NUC) - 6]}{30} \cdot 100\% \quad (20)$$

Onde

VPB :- valor da receita requerida da Parcela B [R\$];

CO - custos operacionais totais incluídos os comerciais e administrativos [R\$];

$VPB_{TC}(\%)$ - percentual teórico da receita de atividades comerciais em relação ao valor total de receita da Parcela B.

178. Em que pese a premissa de que os custos relativos a teleatendimento, faturamento e tarefas comerciais serem fixos por unidade consumidora, o modelo pode ser aprimorado de forma a considerar custos específicos de atendimento a clientes corporativos, o que tende a majorar os custos médios das unidades consumidoras do grupo A (atendidas em média ou alta tensão). Trata-se de custos de atendimento personalizado para esse grupo tarifário.

179. Para tanto, foram levantados custos específicos de atendimento a unidade consumidoras do grupo A, de que constam os processos do segundo ciclo de revisões tarifárias. Os custos com processos comerciais para unidades consumidoras do grupo A serão dados por:

$$CC_{AT}^{unit.} (R\$/consumidor) = \frac{VTC}{NUC} + \frac{Cesp_{AT}}{NUC_{AT}} \quad (21)$$

180. O primeiro termo expressa os custos comuns a todas as unidades consumidoras. O segundo é devido a custos unitários específicos para consumidores atendidos em Alta Tensão. Dessa forma, os custos com processos comerciais para unidades consumidoras conectadas em Baixa Tensão serão dados por:

$$CC_{BT}^{unit.} (R\$/consumidor) = \frac{VTC}{NUC} \quad (22)$$

Onde:

VTC - custos de tarefas comerciais relacionadas a faturamento, teleatendimento e tarefas comerciais [R\$];

NUC - Número de Unidades Consumidoras;

NUC_{AT} - Número de Unidades Consumidoras conectadas em Alta Tensão;

Cesp_{AT} - Custos específicos de consumidores atendidos em Alta Tensão [R\$].

181. Em benefício da simplicidade e inteligibilidade será calculado um fator médio que relaciona os custos unitários referentes às tarefas comerciais dado por:

$$R = \frac{CC_{AT}^{unit.}}{CC_{BT}^{unit.}} = 1 + \frac{NUC \times Cesp_{AT}}{NUC_{AT} \times VTC} \quad (23)$$

182. O presente estudo considerou 11 distribuidoras, que representam 60% do mercado Brasil de distribuição e que foram utilizadas em outros estudos da proposta de aperfeiçoamento da estrutura tarifária¹². Aplicando a expressão acima e utilizando a média, temos que os custos com atendimento a consumidores do grupo A são 10 vezes maiores do que os custos de atendimento dos consumidores em baixa tensão.

¹² Nota Técnica n.º 219/2010-SRE/SRD/ANEEL, de 14 de julho de 2010, excluída a AMAZONAS ENERGIA que não teve em seu processo da segunda revisão tarifária, os custos segregados para clientes do grupo A (corporativos).

Tabela 3: Relação dos custos entre custos comerciais entre alta e baixa tensão

Empresa	Pessoal AT	Custos pessoal PC	NUC _{AT}	NUC	Relação
CEMIG	5.604.071	205.798.575	10.381	6.389.668	18
ELETROPAULO	3.207.448	178.152.569	11.964	5.431.593	9
COELBA	1.161.714	114.008.262	6.712	4.073.777	7
LIGHT	2.368.892	91.775.240	6.660	3.490.573	15
PAULISTA	1.083.340	113.758.147	12.700	3.305.339	3
COPEL	2.008.080	92.163.458	10.608	3.437.093	8
CELESC	1.886.781	62.627.658	8.950	2.157.063	8
ELEKTRO	2.125.995	69.889.332	5.861	1.975.329	11
AMPLA	1.569.012	67.093.356	6.327	2.325.882	10
CELPE	1.821.865	80.891.750	4.874	2.788.155	14
CEMAT	846.303	25.324.313	3.396	872.257	10
Média					10

183. Dessa forma, uma restrição para o modelo de recuperação dos custos comerciais é de que os custos unitários por clientes do grupo A - $CC_{AT}^{unit.}$ seja 10 vezes o custo unitário dos clientes do grupo B - $CC_{BT}^{unit.}$ - conforme a equação abaixo.

$$CC_{AT}^{unit.} = 10 \times CC_{BT}^{unit.} \quad (24)$$

184. Os custos comerciais totais serão dados por:

$$CO_{TC} = CC_{AT}^{unit.} \times NUC_{AT} + CC_{BT}^{unit.} \times NUC_{BT}$$

$$NUC_{AT} = \sum_{k=A4}^{A2} (NUC_k) \quad (25)$$

$$CO_{TC} = 10 \times CC_{BT}^{unit.} \times NUC_{AT} + CC_{BT}^{unit.} \times NUC_{BT}$$

185. Destarte, a participação nos custos comerciais de cada nível de tensão será dada por $PC\%(k)$.

$$PC\%(k) = \frac{p \cdot NUC_k}{\sum_{k=B}^{A2} p \cdot NUC_k} \cdot 100\% \quad (26)$$

Onde:

p - fator ponderador: 1 para o Grupo B e 10 para os subgrupos A2,A3,A3a e A4.

$PC\%(k)$ - Percentual de Ponderação da receita teórica das atividades comerciais com base no número de consumidores.

186. Por fim, a Estrutura Vertical ajustada aos custos comerciais será dada pela equação a seguir:

$$EV(k) = RT\%(k) \cdot (100\% - VPB_{TC(\%)}) + PC\%(k) \cdot VPB_{TC(\%)} \quad (27)$$

187. Observa-se que a expressão acima indica uma ponderação da Estrutura Vertical calculada por meio do custo marginal de capacidade e os custos médios de atendimento comercial em cada subgrupo tarifário.

8 - Tarifas de Referência – TUSD Fio B

188. As Tarifas de Referência TUSD FIO B determinam as relatividades entre as tarifas dos agrupamentos tarifários para recuperação dos custos incorridos pela distribuidora com Remuneração dos Ativos de distribuição de energia elétrica, Quota de Reintegração Regulatória e Custos Operacionais Regulatórios.

189. As Tarifas de Referência TUSD FIO B são calculadas por agrupamento e posto tarifário de acordo com as seguintes equações:

$$TR_FIOB_{FP}^k = \frac{VPB_{SGER} \cdot EV(k)}{MFP(k) + RPF_{FIOB}^k \cdot MP(k)} \quad (28)$$

$$TR_FIOB_P^k = RPF_{FIOB}^k \cdot TUSD_{FIOB} B_{FP}^k \quad (29)$$

Em que:

$TR_FIOB_{FP}^k$: tarifa de referência TUSD FIO B fora de ponta do agrupamento k em R\$/kW;

$TR_FIOB_P^k$: tarifa de referência TUSD FIO B de ponta do agrupamento k em R\$/kW;

$MFP(k)$: mercado de referência fora de ponta do agrupamento k em kW;

$MP(k)$: mercado de referência de ponta do agrupamento k em kW;

RPF_{FIOB}^k : relação ponta/fora de ponta entre as tarifas de referência TUSD FIO B do agrupamento k ;

VPB_{SGER} : Parcela B deduzida a receita relacionada às centrais geradoras (TUSDg), despachos de baixa renda e cooperativas – no que se refere à parcela B.

190. O mercado de referência de demanda para o grupo A é o mercado faturado, sendo este ajustado, com base no perfil típico do agrupamento tarifário, quando não existir a segregação ponta e fora de ponta. O mercado de referência de demanda para o grupo B baseia-se nas tipologias ajustadas ao mercado faturado. O mercado do subgrupo AS é considerado como pertencente ao agrupamento BT.

191. A relação ponta/fora de ponta entre as tarifas de referência TUSD FIO B de cada agrupamento é determinada de forma que seja alcançada para a Tarifa de Referência TUSD TRANSPORTE a meta de relação ponta/fora de ponta apresentada na Tabela 4, sendo a Tarifa de Referência TUSD FIO TRANSPORTE dada por:

$$TR_TRANSP_u^k = TR_FIOA_u^k + TR_FIOB_u^k \quad (30)$$

Em que:

$TR_TRANSP_u^k$: tarifa de referência TUSD FIO TRANSPORTE para consumidores do agrupamento k no posto tarifário u , em R\$/kW;

$TR_FIOA_u^k$: tarifa de referência TUSD FIO A para consumidores do agrupamento k no posto tarifário u , em R\$/kW;

$TR_FIOB_u^k$: tarifa de referência TUSD FIO B para consumidores do agrupamento k no posto tarifário u , em R\$/kW.

Tabela 4: Meta de relação ponta fora de ponta da Tarifa de Referência TUSD FIO TRANSPORTE

Agrupamento	$RFP_{TRANSPORTE}$
A2	4,35
A3	3,65
MT	3,00
BT	5,00

192. Quando do ajuste da Tarifa de Referência TUSD TRANSPORTE à meta da tabela acima, é importante destacar que a relação ponta/fora de ponta da Tarifa de Referência TUSD FIO B será limitada a 10, ainda que as metas não sejam alcançadas. Essa se deve ao fato de não haver aumentos significativos na relação ponta/fora de ponta da TUSD TRANSPORTE a partir desse ponto e diminuir exageradamente a sinalização fora de ponta.

193. A concessionária poderá propor valores alternativos aos apresentados na Tabela 4, que terão sua aplicação condicionada à aprovação da ANEEL.

Aglutinação dos subgrupos tarifários A3a e A4

194. Os detalhes dos estudos relacionados à aglutinação dos subgrupos tarifários A3a e A4 constam na Nota Técnica n.º 126/2010-SRD-SRE/ANEEL, de 25 de novembro de 2010.

195. As contribuições recebidas no âmbito da AP n.º 120/2010 foram analisadas e concluiu-se pela manutenção da proposta.

196. Assim, será apurada uma única tarifa de referência para estes dois subgrupos, que serão considerados como um único agrupamento no cálculo dos custos marginais (agrupamento MT). Contudo, serão publicadas tarifas específicas para cada subgrupo até o próximo ciclo revisional. Esta condição portanto não alterará as definições comerciais existentes na REN n.º 414/2010 bem como permite a aplicação de uma necessária regra de transição avaliada caso a caso.

Subgrupo tarifário AS

197. A tarifa para consumidores enquadrados no subgrupo AS é construída considerando como base um valor maior que a tarifa para o subgrupo tarifário A4 (2,3 a 25kV) - percentual menor que 10%, variando por distribuidora -, apresentando as modalidades horossazonais verde e azul e a convencional. Ou seja, não há cálculo de custo marginal específico para o sistema subterrâneo.

198. Entretanto, deve ser observado que considerar a tarifa do subgrupo AS como um percentual do subgrupo A4 leva a uma distorção em relação custo que o sistema subterrâneo realmente representa. Trata-se de sistema em BT subterrâneo, e devido a essas duas características, apresenta custos maiores que as redes aéreas de Alta Tensão. Ademais, soma-se o fato de que no cálculo do Custo Marginal de Capacidade da BT consideram-se o mercado e os ativos do sistema subterrâneo.

199. As contribuições recebidas no âmbito da AP n.º 120/2010 foram analisadas e concluiu-se pela manutenção da proposta. Assim, o faturamento de grandes consumidores do sistema subterrâneo será feito com tarifas construídas a partir do Custo Marginal do BT. Os detalhes dos estudos relacionados constam na Nota Técnica n.º 219/2010-SRE-SRD/ANEEL. Ressalta-se que poderá ser feita transição tarifária para esse subgrupo, de forma a mitigar o impacto tarifário, quando da Audiência Pública da revisão específica da distribuidora, conforme item III.10.5.

III.8.2. TUSD FIO A

200. As Tarifas de Referência TUSD FIO A determinam as relatividades entre as tarifas dos agrupamentos tarifários para recuperação dos custos incorridos pela distribuidora com o uso de ativos de propriedade de terceiros: rede básica, rede básica fronteira, rede de outra distribuidora e conexão às instalações de transmissão.

201. Com a metodologia apresentada, busca-se definir um critério de alocação que leve em consideração a responsabilidade dos usuários na formação dos custos da TUSD FIO A, guardando similaridade com a forma de utilização dos ativos pelos consumidores.

202. As diversas interconexões da distribuidora são unificadas por agrupamento tarifário, obtendo-se uma fronteira por agrupamento. Da mesma maneira, as curvas de carga dos consumidores-tipo e das redes-tipo (obtidas por processo de estatístico e ajustadas pelo mercado faturado) são agregadas por agrupamento, compondo um diagrama unifilar simplificado. Na Figura a seguir têm-se as demandas agregadas das tipologias por agrupamento representadas por D_{A2} , D_{A3} , D_{MT} , e D_{BT} ; as transformações existentes na rede representadas por A2/A3, A2/A4, A3/MT, e MT/BT; e as fronteiras por agrupamento representadas por FR_{A2} , FR_{A3} , FR_{MT} , e FR_{BT} .

203. Com base nessa segmentação, é possível determinar as demandas refletidas nas fronteiras e, por conseguinte, as contribuições dos consumidores de cada agrupamento na formação dessas demandas. As demandas vistas das fronteiras são representadas por DF_{A2} , DF_{A3} , DF_{MT} , e DF_{BT} . Na determinação da demanda refletida em cada fronteira consideram-se a proporção do fluxo de potência, as perdas acumuladas até a fronteira e os fatores de coincidência.

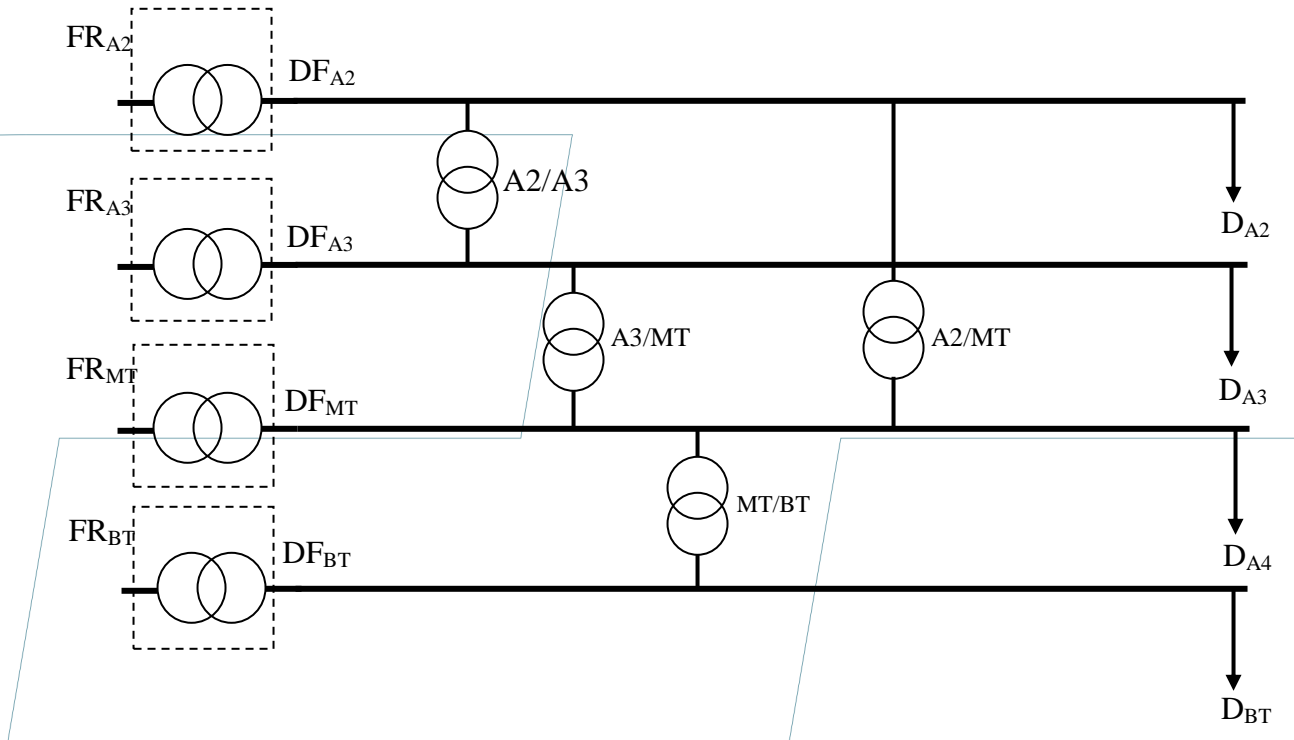


Figura 15: Diagrama ilustrativo do procedimento de cálculo

204. A partir dos dados da demanda agregada das tipologias determina-se a demanda máxima, por posto tarifário, vista de cada fronteira:

$$DT_u^{k_0} = \sum_{k \in \{B, \dots, k_0\}} \frac{DAG_{MAX}^{u,k}}{1 - fpp(k, k_0)} \cdot \phi(k, k_0) \cdot P_u(k, k_0) \quad (31)$$

Em que:

k_0 : agrupamento da fronteira em consideração;

k : agrupamento da fronteira em consideração ou a montante;

$DT_u^{k_0}$: demanda equivalente vista da fronteira do agrupamento k_0 no posto tarifário u , em MW;

$DAG_{MAX}^{u,k}$: demanda agregada máxima da tipologia do agrupamento k no posto tarifário u , em MW;

$P_u(k, k_0)$: fator de coincidência da demanda agregada da tipologia do agrupamento k na hora de máxima demanda da fronteira do agrupamento k_0 , no posto tarifário u ;

$\phi(k, k_0)$: proporção de fluxo entre k e k_0 ;

$fpp(k, k_0)$: fator de perdas de potência de k para k_0 .

205. O custo associado a cada fronteira, por posto tarifário é dado por:

$$CUSTO_FIOA_u^{k_0} = CUSTO_RB_u^{k_0} + CUSTO_FR_u^{k_0} + CUSTO_CUSD_u^{k_0} + CUSTO_CON_u^{k_0} \quad (32)$$

Em que:

CUSTO_FIOA_u^{k₀}: custo do uso de rede transmissão ou distribuição de terceiros associado à fronteira do agrupamento *k₀*, no posto tarifário *u*, em R\$/ano;

CUSTO_RB_u^{k₀}: custo de uso da rede básica associado à fronteira do agrupamento *k₀*, no posto tarifário *u*, em R\$/ano;

CUSTO_FR_u^{k₀}: custo de uso da rede de fronteira associado à fronteira do agrupamento *k₀*, no posto tarifário *u*, em R\$/ano;

CUSTO_CUSD_u^{k₀}: custo de uso da rede de outra distribuidora associado à fronteira do agrupamento *k₀*, no posto tarifário *u*, em R\$/ano;

CUSTO_CON_u^{k₀}: custo dos encargos de conexão associado à fronteira do agrupamento *k₀*, no posto tarifário *u*, em R\$/ano.

206. No caso do custo de conexão, por se tratar de encargo fixo, sem sinalização horária, opta-se por recuperá-lo proporcionalmente à demanda de cada posto tarifário.

207. A partir do custo e da demanda agregada, por posto e fronteira, determina-se o valor do custo unitário da fronteira:

$$TR_FIOA_u^{k_0} = \frac{CUSTO_FIOA_u^{k_0}}{12.000 \times DT_u^{k_0}} \quad (33)$$

Em que:

TR_FIOA_u^{k₀}: custo unitário por posto e fronteira, em R\$/kW.mês.

208. O custo acima está referido ao ponto de fronteira *k₀*. Então, procede-se a mudança de base e determina-se o valor do custo unitário para os diferentes agrupamentos que a distribuidora opera, observando que, por definição, cada agrupamento deve contribuir para a recuperação dos custos de sua fronteira e das fronteiras a montante:

$$TR_FIOA_u^k = \sum_{k_0=k}^{A2} \frac{TR_FIOA_u^{k_0}}{1 - fpp(k_0, k)} \cdot \phi(k_0, k) \cdot P_u(k_0, k) \quad (34)$$

Em que:

TR_FIOA_u^k: tarifa de referência TUSD FIO A do agrupamento *k*, no posto tarifário *u*, em R\$/kW.mês.

III.8.3. TUSD TRANSPORTE por modalidade

209. As Tarifas de Referência TUSD TRANSPORTE, obtidas em R\$/kW, são adequadas para a forma de faturamento da modalidade tarifária azul do grupo A. Para as demais modalidades, do grupo A e para o grupo B, ajustes devem ser realizados.

210. Para a modalidade verde, a Tarifa de Referência TUSD TRANSPORTE do posto ponta é convertida para R\$/MWh por meio do Fator de Carga (FC) de cruzamento das retas tarifárias verde e azul, utilizando-se a seguinte equação:

$$TR_TRANSP_{VERDE}^{EP} = TR_TRANSP_{VERDE}^{DP} \times \frac{12.000}{H_u \times FC} \quad (35)$$

Em que:

$TR_TRANSP_{VERDE}^{EP}$: tarifa de referência TUSD TRANSPORTE da modalidade verde, no posto ponta, em R\$/MWh;
 $TR_TRANSP_{VERDE}^{DP}$: tarifa de referência TUSD TRANSPORTE da modalidade verde, no posto ponta, em R\$/kW;
 H_u : quantidade de horas anuais no posto ponta;
 FC : fator de carga do cruzamento das retas tarifárias das modalidades verde e azul, no posto ponta.

211. O valor do fator de carga de cruzamento das retas tarifárias é definido em 0,66. No entanto, no âmbito de sua revisão tarifária periódica, a distribuidora poderá propor valor alternativo, que terá sua aplicação condicionada à aprovação da ANEEL.

212. Para a modalidade convencional do grupo A, as Tarifas de Referência TUSD TRANSPORTE ponta e fora de ponta são convertidas para uma única Tarifa de Referência TUSD TRANSPORTE em R\$/kW com base no perfil típico de consumo da modalidade. Utiliza-se a seguinte equação para realizar essa conversão:

$$TR_TRANSP_{CONV} = 0,72 \times TR_TRANSP_{CONV}^P + TR_TRANSP_{CONV}^{FP} \quad (36)$$

Em que:

TR_TRANSP_{CONV} : tarifa de referência TUSD TRANSPORTE da modalidade convencional, em R\$/kW;
 $TR_TRANSP_{CONV}^P$: tarifa de referência TUSD TRANSPORTE da modalidade convencional, no posto ponta, em R\$/kW;
 $TR_TRANSP_{CONV}^{FP}$: tarifa de referência TUSD TRANSPORTE da modalidade convencional, no posto fora ponta, em R\$/kW.

213. No caso da modalidade convencional do grupo B, as Tarifas de Referência TUSD TRANSPORTE ponta e fora de ponta são convertidas para uma Tarifa de Referência em R\$/MWh por meio do mercado de teórico de demanda, obtido das tipologias, e do mercado de referência de energia. A seguinte equação é utilizada:

$$TR_TRANSP_B = \frac{(TR_TRANSP_B^P \cdot DAG_{MAX}^P \cdot FD^P + TR_TRANSP_B^{FP} \cdot DAG_{MAX}^{FP} \cdot FD^{FP}) \times 12.000}{MR_B} \quad (37)$$

Em que:

TR_TRANSP_B : tarifa de referência TUSD TRANSPORTE do grupo B, em R\$/MWh;

$TR_TRANSP_B^P$: tarifa de referência TUSD TRANSPORTE do grupo B, no posto ponta, em R\$/kW;

$TR_TRANSP_B^{FP}$: tarifa de referência TUSD TRANSPORTE do grupo B, no posto fora ponta, em R\$/kW;

DAG_{MAX}^P : demanda máxima no posto ponta da curva agregada da tipologia do grupo B;

DAG_{MAX}^{FP} : demanda máxima no posto fora ponta da curva agregada da tipologia do grupo B;

FD^P : fator de diversidade do posto ponta da tipologia do grupo B;

FD^{FP} : fator de diversidade do posto fora ponta da tipologia do grupo B;

MR_B : mercado anual de referência de energia, em MWh.

III.8.4. TUSD Perdas Técnicas

214. A Tarifa de Referência TUSD Perdas Técnicas determina a relatividade entre os agrupamentos para recuperação dos custos com as perdas técnicas da distribuição e as perdas na rede básica devido às perdas totais da distribuição. É obtida por meio do Fator de Perdas de Energia.

1.- Fator de Perdas de Energia

215. O Fator de Perdas de Energia busca alocar as perdas técnicas entre os agrupamentos, de acordo com a contribuição de cada agrupamento nessas perdas.

216. Os índices de perdas técnicas calculados no processo de revisão tarifária segundo a regulamentação disposta no Módulo 7 do PRODIST são insumos para o cálculo do Fator de Perdas de Energia.

217. O Fator de Perdas de Energia será obtido conforme a equação abaixo:

$$[FPE\%] = [PS]^T \times [FIS]^{-1} \quad (38)$$

Onde:

$[FPE\%]$: vetor fator de perdas de energia dado pela relação entre as perdas acumuladas até o agrupamento e a energia entregue ao mesmo agrupamento;

$[PS]$: vetor de perdas no agrupamento, dado pela soma das perdas nas redes do agrupamento e as perdas das transformações para o agrupamento [MWh];

[FIS]: matriz de fluxo intra-agrupamentos, sendo os elementos da diagonal principal iguais ao consumo do agrupamento (carga mais transformações) e os demais elementos iguais ao negativo da soma das energias transformadas entre os agrupamentos [MWh].

2.- Tarifa de Referência TUSD Perdas Técnicas

218. Dado o Fator de Perdas de Energia, calcula-se a Tarifa de Referência TUSD Perdas Técnicas pela equação abaixo:

$$TR_{PT}(k) = \frac{FPE\%(k).PME}{100} \quad (39)$$

Onde:

TR_{PT}(k): tarifa de referência TUSD Perdas Técnicas do agrupamento *k*;

FPE%(k): fator de perdas de energia do agrupamento *k*;

PME: preço médio de repasse de energia da concessionária em R\$/MWh.

219. Dessa forma, a Tarifa de Referência TUSD Perdas Técnicas representa o quanto deve ser acrescido no preço médio de energia para que se recupere, em termos de custo de compra de energia, os custos associados a perdas elétricas decorrentes do transporte de uma unidade de energia em cada agrupamento das fronteiras da distribuidora às cargas.

III.8.5. TUSD Perdas Não Técnicas

220. Considerando-se as contribuições recebidas no âmbito da AP n° 120/2010, manteve-se a proposta de definição de uma componente de custo das perdas não técnicas exclusivamente em R\$/MWh, proporcionalmente à receita de TUSD de cada nível de tensão - selo por nível de tensão. Este item fará parte da rubrica TUSD Perdas.

221. O cálculo da TUSD Perdas Não Técnicas para cada subgrupo tarifário é efetuado após a formação da TUSD, da seguinte forma:

- o custo de perdas não técnicas, definido nos processos de reajuste ou revisão tarifária, será distribuído proporcionalmente entre os subgrupos tarifários de acordo com os componentes tarifários da TUSD integral e o Mercado de Referência não ajustado;
- o valor obtido conforme item anterior será dividido pelo montante de energia, associado ao subgrupo tarifário, obtendo o respectivo componente de custo tarifário.

222. Assim, não há necessidade de cálculo de Tarifas de Referência para a TUSD Perdas Não Técnicas.

III.8.6. TUSD Encargos

223. Após a análise das contribuições da AP n.º 120/2010, concluiu-se pela manutenção da proposta da AP n.º 120/2010, alterando-se apenas o componente de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética, P&D_EE, que será incluído na rubrica TUSD Encargos. Entendeu-se que os custos relacionados a encargos devem ser cobrados através de tarifas iguais entre os consumidores, pois a forma de cálculo do montante desses custos não guarda relação com a forma de uso da rede. Assim, o rateio dos encargos RGR, P&D, TFSEE, ONS, CCC, CDE e PROINFA será na forma de selo em R\$/MWh, ou seja, as Tarifas de Referência da TUSD ENCARGOS possuem valor unitário, em R\$/MWh, em qualquer subgrupo e posto tarifário, uma vez que o fator de ajuste no cálculo da tarifa de aplicação recupera os custos associados.

III.8.7. Tarifa de Energia – TE

224. Os detalhes dos estudos relacionados aos sinais de preço e alocação dos custos referentes à Tarifa de Energia constam na Nota Técnica n.º 363/2010-SRE/ANEEL, de 6 de dezembro de 2010.

225. Tendo em vista as contribuições recebidas no âmbito da AP n.º 120/2010 e em estudos posteriores realizados, conforme Nota Técnica no 026/2011-SRG/ANEEL, de 29 de abril de 2011,¹³ será mantida a proposta de substituição do sinal sazonal pelo sistema de bandeiras tarifárias. Entretanto, o sinal horário entre os postos tarifários ponta e fora de ponta da TE será mantido.

226. Abaixo segue transcrição de parte do texto da Nota Técnica n.º 026/2011-SRG/ANEEL, que relata a necessidade de despacho de geração térmica para atendimento de horário de ponta:

“A Nota Técnica n.º 064/2009 do ONS concluiu que havia a necessidade da permanência do despacho de geração térmica no mês de maio de 2009 para garantir a disponibilidade horária de potência na região SE/CO para o suprimento à região Sul. O acionamento de termelétrica pelo ONS não foi resultado do modelo de otimização, utilizado para a definição da política de operação do SIN, ou por segurança energética. Foi pela falta de unidades geradoras disponíveis nas usinas hidráulicas para atendimento do consumo em um determinado instante. O primeiro indicio de um eventual problema de falta de potência horária no SIN que a SRG/ANEEL teve conhecimento.”

227. Em virtude disso e das contribuições apresentadas, a atual sinalização horária (72%) na tarifa de energia será mantida até o quarto ciclo de revisão tarifária. Entretanto, nesta primeira fase, o sinal horário incidirá somente na componente de energia comprada da tarifa de energia. Os demais componentes da tarifa de energia (perdas, transporte e encargos) não terão sinal horário.

228. Nesse sentido, a proposta para a Resolução Normativa da Tarifa de Referência para a TE se dará da seguinte forma:

¹³ Processo n.º: 48500.006349/2010-21, que trata da regulamentação dos critérios para repotenciação de usinas hidrelétricas.

A) Tarifas de Referência - Energia Comprada para Revenda

229. As Tarifas de Referência para a TE ENERGIA serão calculadas por posto tarifário considerando:

- Para o posto fora ponta o valor é igual a unidade;
- Para o posto de ponta o valor é 1,72;
- Para as modalidades tarifárias convencional é considerada a média ponderada das relações e duração horária dos postos ponta e fora ponta, conforme seguinte equação:

$$TR_{ENC} = \frac{SHP \times HP \times SHFP \times HFP}{HP \times HFP} \quad (40)$$

Em que:

TR_{ENC}: tarifa de referência da TE ENERGIA das modalidades tarifárias convencional;

SHP: sinal horário ponta;

HP: número de horas no período de referência para o posto ponta (783hs);

SHFP: sinal horário fora ponta; e

HFP: número de horas no período de referência para o posto fora ponta.

B) Tarifas de Referência para os demais componentes da TE

230. As Tarifas de Referência para a TE TRANSPORTE, TE PERDAS E TE ENCARGOS possuem valor unitário, em R\$/MWh, em qualquer subgrupo e posto tarifário, uma vez que o fator de ajuste no cálculo da tarifa de aplicação recupera os custos associados.

III.9. MERCADO AJUSTADO DE REFERÊNCIA

231. Sobre o mercado ajustado mantém-se o disposto na Nota Técnica n.º 364/2010–SRE-SRD/ANEEL, de 06 de dezembro de 2010, disponibilizado no âmbito da AP n.º 120/2010.

III.9.1. Tratamento dado aos Custos recuperados por Cooperativas

232. Enquanto não houver nova regulamentação, adota-se o seguinte procedimento:

- Atualizam-se as tarifas vigentes pelos índices de reposicionamento econômico e financeiro;
- Aplicam-se as tarifas encontradas ao mercado de cooperativas obtendo a receita gerada;
- Distribui-se a receita obtida de modo proporcional aos seguintes componentes de custo: FIO A (excetuando os componentes exclusivos de geradores), FIO B, Perdas, Energia Comprada, Encargos Energia, RB-Energia, encargos RGR e P&D; e
- As receitas obtidas são deduzidas dos componentes a serem atribuídos aos demais

elementos do mercado da distribuidora.

233. Desse modo, segrega-se do cálculo de construção das tarifas o efeito das cooperativas uma vez que não fazem parte do mercado de ajuste. Isso tem implicações no caso do cálculo da neutralidade e do saldo a compensar da CVA, como será observado em momento oportuno.

III.9.2. Tratamento dado aos Custos recuperados por Centrais de Geração

234. A instauração da metodologia locacional no âmbito da distribuição, para centrais geradoras conectadas nos níveis de tensão de 88 kV a 138kV, principiou a discriminação de preços dentro da modalidade, ou seja, as tarifas passam a ser nominais por central. Além disso, é um processo externo ao de revisão e reajuste de modo que a determinação das tarifas locacionais integrais não são afetadas.

235. Por sua vez, a tarifa dos demais geradores, nos níveis de tensão restantes, será o valor vigente atualizado pelo IGP-M, o que os coloca também como variáveis exógenas no processo de determinação das novas tarifas. Esta definição altera o atual critério considerando que no curto prazo será definida uma metodologia específica para estas tarifas e portanto, não caberia no atual processo

236. O processo de definição da TUSDg desconsidera a existência de subsídios e financeiros e em igual modo deve-se ajustar as tarifas dos geradores para que recuperem parte do valor.

237. Não obstante, a Lei 10.762, de 2003, modificou os §§ 1º e 5º do art. 26 da Lei 9.427, de 1996, estendendo para os empreendimentos de geração, destinados à produção independente ou autoprodução, com fonte eólica, biomassa ou cogeração qualificada com potência menor ou igual a 30.000 kW, bem como para os empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 1.000 kW, a incidência de percentual de redução nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição. Assim, vários geradores têm o direito definido pela lei ao desconto. Deste modo, é necessário delimitar o tratamento a ser dado a este subsídio, visto ser efetuada previsão via estrutura tarifária.

238. As tarifas locacionais de TUSDg são decompostas em seus componentes de modo que se sabe o quanto o gerador contribui para cada componente de custo regulatório em uma base sem subsídios e financeiros. Como a tarifa integral encontra-se determinada em seus componentes o processo de construção de tarifas dos demais usuários é afetado por meio de correção do valor previsto, ou seja, do valor definido no processo de revisão ou reajuste, reduz-se o montante de custo associado aos geradores de TUSDg locacional. Por sua vez, para os demais geradores consideram-se os valores, por componente, atualizados.

239. Deste modo, o custo recuperado é dado por:

$$CRA^x = \sum_G TUSDg_G^x \cdot MAD_G \quad (41)$$

Em que:

CRA_x = componente de custo TUSDg recuperado pelo mercado ajustado faturado total, relativo aos geradores;

*MAD = é o mercado ajustado faturado total relativo aos geradores; e
G = conjunto dos geradores que se conectam na distribuidora.*

240. Esse valor será deduzido, por componente, do valor regulatório definido para a empresa. Isto tem implicações no caso do cálculo da neutralidade e do saldo a compensar da CVA como será observado em momento oportuno.

III.9.3. Tratamento dado aos Custos recuperados por Unidades Consumidoras do Subgrupo A1

241. Como a TUSD aplicada às unidades consumidoras do subgrupo A1, parcela rede básica, será estabelecida de acordo com a metodologia empregada no ambiente de transmissão, em função do ponto de conexão, calcula-se o montante recuperado pelos usuários e deduzem-se do valor regulatório definido para a empresa sendo o valor remanescente aplicado aos demais usuários. Ademais, lembra-se que o valor desconsidera a existência de subsídios e financeiros e em igual modo deve-se ajustá-lo para que recupere parte que cabe aos consumidores A1.

III.10. TARIFAS DE APLICAÇÃO - TUSD

242. De posse dos conceitos sobre Tarifas de Referência e Mercado ajustado de Referência, passa-se agora a expor os cálculos envolvidos na definição das Tarifas de Aplicação.

243. A construção da TUSD observará três etapas: i) definição da TUSD integral, que é o valor considerando inexistente qualquer tipo de desconto na tarifa e os custos regulatórios remanescentes da base econômica e financeira; definição da componente integral de perdas não técnica; ii) definição da TUSD base econômica, que é o valor das tarifas considerando os descontos e os custos regulatórios remanescentes da base econômica; e iii) definição da TUSD base financeira, que é o valor das tarifas considerando os descontos e os custos regulatórios remanescentes da base financeira.

244. Adicionalmente, é demonstrado o tratamento dado para perdas não técnicas.

245. Diferente da Nota Técnica n.º 364/2010–SRE-SRD/ANEEL, de 06 de dezembro de 2010, não se detalhará as etapas de cálculo, apenas apresentam-se resumo das etapas.

III.10.1. Definição da TUSD integral

246. Convenciona-se o termo integral em função do mercado não ser alterado, ou seja, utilizado na sua integralidade – a TUSD integral é aquela que recupera o custo médio e não tem compensação de subsídios. Sucintamente, eis os passos:

- O primeiro passo é aplicar a componente de tarifa de referência $x - TRx$ – ao mercado de referência não ajustado – MR – obtendo o custo teórico recuperado relativo ao componente x , CRx , para cada (sub)grupo Z , modalidade tarifária MDT , variáveis de

faturamento P e posto tarifário u.

- Em seguida, calcula-se o fator de proporcionalidade do componente x – kx – efetuando a relação entre o custo regulatório, $CRRx$ – deduzindo os valores recuperados, quando aplicável, de cooperativas, ajuste de receita da CDE, geradores e usuários A1 (se RB) – pelo valor do custo teórico determinado no passo anterior.
- Por fim, o fator de proporcionalidade é então empregado sobre as tarifas de referência, exceto uso D, obtendo a TUSD integral, $TUSDi$:

III.10.2. Definição da TUSD na base econômica

247. Há duas mudanças efetivas: o mercado passa a ser o ajustado e inclui-se tanto o mercado de geração quanto o de A1, no que couber, para determinação do custo recuperado. Aqui são geradas as tarifas consideradas base para o processo tarifário subsequente.

- O primeiro passo é aplicar a componente TUSD integral x – $TUSDix$ – ao mercado de referência ajustado¹⁴ – MRA – obtendo o custo teórico base econômica recuperado relativo ao componente x, $CREx$, para cada (sub)grupo Z, modalidade tarifária MDT , variáveis de faturamento P e posto tarifário u – excluindo USO D.
- O próximo passo é calcular o fator de proporcionalidade do componente x – kEx – efetuando a relação entre o custo regulatório base econômica, $CRREx$ – deduzindo os valores recuperados, quando aplicável, de cooperativas e ajuste de receita da CDE – pelo valor do custo teórico determinado pela expressão anterior.
- O fator de proporcionalidade é então empregado sobre as tarifas de referência, exceto Uso D, obtendo a TUSD base econômica, $TUSDe$.

III.10.3. Definição da TUSD na base financeira

248. Aqui são geradas as tarifas de aplicação. A diferença em relação ao item anterior é que acresce-se ao montante da base econômica os financeiros no que couber.

- O primeiro passo é aplicar a componente TUSD integral x – $TUSDix$ – ao mercado de referência ajustado – MRA – obtendo o custo teórico base econômica recuperado relativo ao componente x, $CREx$, para cada (sub)grupo Z, modalidade tarifária MDT , variáveis de faturamento P e posto tarifário u – exceto USO D.
- O próximo passo é calcular o fator de proporcionalidade do componente x – kFx –

¹⁴ A exceção é o mercado de distribuição que não contribui com a recuperação de subsídio.

efetuando a relação entre o custo regulatório base financeira, $CRRF_x$ – deduzindo os valores recuperados, quando aplicável, de cooperativas com financeiros – pelo valor do custo teórico determinado no passo anterior.

- O fator de proporcionalidade é então empregado sobre as tarifas de referência, exceto uso D, obtendo a TUSD com financeiros, $TUSD_f$.

III.10.4. Perdas Não Técnicas

249. Este componente é o único que não possui um valor de referência. Por sua vez é recuperado por todo o mercado com exceção do de geração e do de distribuição e do de cooperativas e é definido como fração do mercado de baixa tensão no momento da revisão. Sua alocação ocorre somente na TUSD integral, na proporção da participação dos diferentes estratos na recuperação dos custos: TRANSPORTE, PERDAS e ENCARGOS.

- Define-se a TUSD integral resultante da soma das parcelas sem desconto na estrutura determinadas anteriormente.
- Depois, pode-se definir a função de faturamento a ser aplicada ao mercado de referência não ajustado.
- Encontra-se a receita de TUSD total faturada da distribuidora.
- Uma vez determinada a receita faturada passa-se a determinar o valor por (sub)grupo z.
- Após, pode-se proporcionalizar o valor regulatório de perdas não técnicas, encontrando a fração de perdas não técnicas alocada ao subgrupo z.
- Por fim, divide-se o valor acima pelo mercado de energia pertencente ao (sub)grupo z.

III.10.5. Transição de Estrutura – Parcela B

250. Considerando as variações sobre os diferentes subgrupos referentes às mudanças na Tarifa de Referência, a ANEEL poderá propor transição para a aplicação da nova estrutura tarifária que será discutida no âmbito da Audiência Pública específica da revisão de cada distribuidora. Ela seria uma combinação linear entre a atual estrutura da componente Fio B e a nova – ambas ajustadas para recuperar a receita de Parcela B definida em reajuste/revisão – a ser aplicada com periodicidade e degraus determinados no âmbito da própria audiência, isto é:

$$TA = TA_{ANT.} \cdot S + TA_{NOVA} \cdot (1 - S) \quad S \in \{0,1\} \quad (42)$$

Em que:

TA = tarifa de aplicação, parcela B, efetiva;
TA_{ANT.} = tarifa de aplicação, parcela B, pela estrutura anterior;
TA_{NOVA} = tarifa de aplicação, parcela B, pela nova metodologia;
S = variável que define o passo definida no âmbito da AP.

III.11. TARIFAS DE APLICAÇÃO DE ENERGIA – TE

251. A construção da TE observa três etapas: i) definição da TE integral, que é o valor da tarifa desconsiderando qualquer tipo de desconto na tarifa e os custos regulatórios remanescentes da base econômica e financeira; ii) definição da TE base econômica, que é o valor das tarifas considerando os descontos e os custos regulatórios remanescentes da base econômica; e iii) definição da TE base financeira, que é o valor das tarifas considerando os descontos e os custos regulatórios remanescentes da base financeira.

252. Os procedimentos são análogos aos da TUSD, salvo para o caso da fixação da TE de suprimento que possui cálculo à parte e que por isto considera-se exógeno – a exemplo da TUSDg. Por isso não se aborda novamente a questão. Por sua vez a TE suprimento já foi discutida na Nota Técnica n.º 364/2010–SRE-SRD/ANEEL, de 06 de dezembro de 2010.

III.12. BANDEIRAS TARIFÁRIAS

253. O atual sinal horário e sazonal utilizado na Tarifa de Energia provém da década de 1980, e desde então o setor elétrico brasileiro passou por alterações significativas. Quando da elaboração dos estudos, o setor era caracterizado pela verticalização das atividades de geração, transmissão e distribuição. Além disso, as tarifas eram equalizadas em todo território nacional, de forma que todos os consumidores da mesma classe de consumo eram faturados com tarifas idênticas, sendo estas definidas com base no regime de regulação pelo custo do serviço.

254. Propõe-se a criação de bandeiras tarifárias e eliminar o sinal sazonal para a TE. A idéia é permitir que os consumidores gerenciem sua carga por meio de sinais tarifários que reflitam os custos de compra de energia.

255. Nesse sentido, o acionamento das bandeiras dependerá do intervalo de valores do PLD e do ESS_SE e se dará da seguinte forma:

- i. Bandeira Tarifária Verde: A Bandeira Tarifária Verde corresponderá à tarifa de energia de equilíbrio econômico financeiro e será caracterizada pela: (i) incidência do Encargo de Serviços do Sistema por Segurança Energética, ESS_SE médio, obtido com base nos histórico dos meses em que CMO e ESS_SE for inferior ao valor de R\$ 100,00/MWh; e (ii) incidência do Preço de Liquidação de Diferenças, PLD médio, obtido com base nos histórico dos meses em que a soma de CMO e ESS_SE for inferior ao valor de R\$ 100,00/MWh. Sua aplicação se dará para intervalos de valores de PLD e ESS_SE de até R\$ 100,00/MWh.

- ii. Bandeira Tarifária Amarela: caracterizada pela incidência de R\$ 15,00/MWh sobre a bandeira tarifária verde. Seu acionamento se dará para intervalos de valores de PLD e ESS_SE entre 100,00 R\$/MWh e 200,00 R\$/MWh.
- iii. Bandeira Tarifária Vermelha: caracterizada pela incidência de R\$ 30,00/MWh sobre a bandeira tarifária verde. Seu acionamento se dará quando a soma do PLD e ESS_SE ultrapassar R\$ 200,00/MWh.

256. A regra descrita no parágrafo anterior, de definição da tarifa de energia de equilíbrio econômico financeiro correspondente à Bandeira Tarifária Verde, refere-se ao procedimento geral. Entretanto, este poderá ser ajustado nos reajustes/revisões, conforme participação dos contratos de disponibilidade no mix da concessionária de distribuição, buscando minimizar possíveis diferenças entre receitas e custos. Tal procedimento se justifica devido à grande variação de participação desses contratos entre o mix de cada concessionária de distribuição.

257. Para converter o ESS esperado em R\$/MWh e adicioná-lo ao valor do PLD, aquele será dividido pela Carga Projetada pelo ONS em MWh no momento do PMO.¹⁵

258. Os percentuais sobre os limites inferiores das faixas foram definidos de forma a minimizar a variação tarifária após o fim do período de utilização de uma bandeira tarifária, de forma que a diferença entre os custos e as receitas auferidas pela distribuidora deverá ser considerada para fins de cálculo do próximo reajuste/revisão.

259. Os valores dos adicionais referentes às bandeiras tarifárias amarela (R\$ 15/MWh) e vermelha (R\$ 30,00/MWh) foram obtidos com base em uma simulação da aplicação da proposta de bandeiras tarifárias com o cenário de PLD e ESS_SE realizado nos anos de 2008 a 2010, após o surgimento do ESS por razões de segurança energética. Nessa simulação, já foi incorporada uma representatividade de 15% de CCEARs por Disponibilidade do total de contratos das distribuidoras, que é o valor esperado a partir de 2013. Também foi considerado o fato de que na bandeira tarifária verde só fariam parte da cobertura tarifária PLDs até R\$ 100/MWh.

260. Cabe destacar que para a efetiva aplicação do sistema das bandeiras, novos valores relativos às bandeiras amarela e vermelha deverão ser calculados e definidos por meio de Resolução específica, considerando os valores de PLD e ESS por segurança energética a serem realizados.

261. Ademais, em relação a esse ponto, a projeção do custo de CCEAR por Disponibilidade e o ESS por segurança energética, para fins de cálculo do reajuste/revisão econômico, deve levar em consideração apenas cenários no qual a soma do PLD e ESS_SE se enquadrem na bandeira tarifária verde. Isso porque a própria utilização da bandeira tarifária amarela e vermelha contempla receitas adicionais para fazer frente aos custos de PLDs maiores.

¹⁵ Os detalhes propostos para operacionalização constam na minuta de Procedimento de Regulação Tarifária – PRORET Submódulo 7.3.

262. Os resultados da simulação – AP120¹⁶, – de aplicação das bandeiras tarifárias mostram que a implementação da proposta permite antecipar em boa parte os custos que atualmente são compensados apenas no reajuste tarifário seguinte, promovendo uma maior estabilidade tarifária.

263. Conforme salientado na Nota Técnica n.º 363/2010-SRE/ANEEL, de 6 de dezembro de 2010, no mercado cativo há um atraso no momento de repasse do custo de geração. Um exemplo foi o que ocorreu no ano de 2008. Na ocasião, em virtude do atraso do período úmido e das poucas chuvas ocorridas no fim de 2007, o valor do PLD atingiu R\$ 150,00/MWh em setembro e terminou o ano em pouco mais de R\$ 200,00/MWh¹⁷. Em janeiro de 2008 esse valor já ultrapassava a cifra dos R\$ 500,00/MWh. Ao mesmo tempo, o CMSE autorizou o despacho de térmicas fora da ordem de mérito que ensejou na formação do custo de ESS_SE. Ocorre que no mercado cativo o consumidor só percebeu o valor dessa geração no ano seguinte. O que se tinha era um período com elevados custos de geração, combinado com elevado crescimento econômico, na ordem de 5%, e relativamente baixos índices de reajustes tarifários. Já em 2009 o cenário foi completamente o inverso: crise financeira, baixos custos de geração, setor industrial decrescendo na ordem de 5,5%, mas, por outro lado, elevados índices de reajustes, em geral acima de 10%, sendo que em média o ESS_SE contribuiu com impacto positivo em cerca de 4%.

264. Do ponto de vista operacional, o ONS informará à ANEEL os valores de CMO e ESS_SE, em decorrência da reunião do Planejamento Mensal de Operação - PMO e do CMSE, e a ANEEL indicará qual a bandeira tarifária a vigorar no próximo mês.

265. Ao fim do período apurar-se-á a diferença de receita entre a Tarifa de Energia de equilíbrio e as bandeiras tarifárias da seguinte forma:

$$\begin{aligned} MWh_{\text{amarelo}} * (TEBA - TE) &= R\$_{\text{amarelo}} & (43) \\ MWh_{\text{vermelho}} * (TEBV - TE) &= R\$_{\text{vermelho}} \end{aligned}$$

Onde:

TE: Tarifa de Energia de Bandeira Verde

TEBA: Tarifa de Energia Bandeira Amarela

TEBV: Tarifa de Energia Bandeira Vermelha

266. Caso seja acionada a bandeira amarela ou vermelha o valor resultante da fórmula será um montante em R\$ a ser revertido à modicidade tarifária, dado que a TE de Equilíbrio já será a própria TE Bandeira Verde. Ocorre que, como o acionamento da bandeira tarifária decorrerá de um aumento do ESS_SE ou do PLD tem-se também um custo associado para a distribuidora.

267. Para o caso do ESS_SE uma elevação desse item de custo irá implicar maior recolhimento desse encargo por parte da distribuidora à CCEE. A princípio, como não existe mais a previsão para esse tipo de ESS a distribuidora ficaria descoberta tarifariamente. Entretanto, o acionamento da bandeira

¹⁶

http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dsplistaResultado.cfm?attAnoAud=2010&attIdeAud=541&attAnoFasAud=2011&id_area=13

¹⁷ Para valores do PLD do submercado SE/CO.

proporcionará, por outro lado, um maior faturamento. A idéia não é dar o sinal exatamente no montante do aumento do custo, que por sua vez pode apresentar uma variabilidade ao longo dos meses, mas sim um aumento com o intuito de inibir o consumo em momentos críticos e evitar um maior custo futuro. Desse modo, o que tende a acontecer é uma diferença de receita maior faturada pela distribuidora que se reverterá em um redutor tarifário no próximo período tarifário. A diferença entre o valor de cobertura do ESS e o valor recolhido continuará coberto pela CVA. A diferença entre o valor de cobertura do ESS, referente à Bandeira Tarifária Verde, e o valor faturado continuará coberto pela neutralidade tarifária introduzida pelo termo aditivo de 2010. Isso porque a TE Bandeira Verde será a Tarifa do Anexo II da Resolução Homologatória, - tarifa econômica - que comporá a Receita Anual (RA0) no ano seguinte para não se ter impacto da Parcela B, decorrente da fórmula paramétrica do contrato de concessão, em função da existência das bandeiras tarifárias. Por fim, a diferença de receita entre as bandeiras amarela e vermelha e a de equilíbrio - bandeira verde - deverá ser considerada para fins de cálculo da CVA.

268. Em relação ao PLD, do ponto de vista tarifário, a empresa terá um aumento de receita dado o acionamento da bandeira. Do ponto de vista dos custos de sobrecontratação, temos o seguinte. Uma vez que os contratos de compra de energia são celebrados entre 1 a 5 anos de antecedência, podemos afirmar que eles são relativamente dados e invariáveis para um determinado ano. Assim, a redução da carga sem a correspondente mudança dos contratos gerará sempre um aumento de receita ou diminuição de despesa de PLD. Dessa forma, o aumento tarifário via acionamento da bandeira tende a levar a um gerenciamento da carga no sentido da maior eficiência em seu uso, o que tende ao maior benefício ao consumidor. Por outro lado, um aumento da carga em períodos de escassez e preços altos levaria a aumentos de despesa ou reduções de receita, dada uma mesma contratação. Nesse sentido, a bandeira tarifária tende a contribuir para a inibição de um aumento de carga. A sobrecontratação vai apurar a diferença entre contrato e carga de forma a repassar ao consumidor ganhos e perdas decorrentes da diferença entre o PLD e a cobertura tarifária (subcontratação), ou preço contratual e PLD (sobrecontratação), o que é dado por:

Subcontratação

$$V \text{ MWh} * (\text{PLD} - \text{Mix}) \quad (44)$$

Onde:

V MWh: diferença em MWh entre o contratado e a carga;

Mix: Cobertura tarifária média;

PLD: Preço de Liquidação de Diferenças

Sobrecontratação¹⁸

$$V \text{ MWh} * (\text{PC} - \text{PLD}) \quad (45)$$

Onde:

V MWh: diferença em MWh entre o contratado e a carga;

¹⁸ Ressalta-se que a sobrecontratação continuará a ser apurada da mesma forma como hoje é feita.

PC: Preço do contrato;

PLD: Preço de Liquidação de Diferenças

269. O Público Alvo serão todos os consumidores do Sistema Interligado Nacional, e sua aplicação efetiva dar-se-á a partir de janeiro de 2014, uma vez que em 2013 será realizado um Ano Teste, o qual terá como objetivos: (i) simular os resultados obtidos com a aplicação hipotética das bandeiras amarela e vermelha; e (ii) divulgar aos consumidores os procedimentos de aplicação do sistema de bandeiras. O início do Ano Teste, assim como a efetiva aplicação das bandeiras tarifárias em 2014, será tanto para os consumidores de alta quanto de baixa tensão.

270. No Ano Teste, a ANEEL deverá realizar divulgação dos procedimentos do sistema de bandeiras, buscando orientar os consumidores quanto aos critérios de aplicação. Nesse período, o sistema de bandeiras será aplicado apenas para efeitos de simulação, cabendo às concessionárias de distribuição destacar nas faturas dos consumidores: (i) qual a bandeira vigente (verde, amarela ou vermelha) no período relativo ao faturamento; (ii) o valor da bandeira vigente; (iii) o adicional a ser pago pelo consumidor se o sistema de bandeira estivesse vigente. No informativo da fatura, deverá estar explícito que se trata de um Ano Teste e que a aplicação do sistema de bandeiras tarifárias terá a sua vigência somente a partir do ano de 2014.

271. Além disso, no Ano Teste, as concessionárias de distribuição deverão relatar à ANEEL as dificuldades na implementação, seja comercial, operacional ou outras, do sistema de bandeiras, de forma a aprimorar o regulamento, se necessário, no ano de sua efetiva aplicação.

272. A partir de 2013, as Resoluções Homologatórias relativas a reajuste/revisão deverão incorporar os comandos da nova sistemática a ser aplicada aos consumidores cativos, incluindo os valores das bandeiras tarifárias amarelas e vermelhas que vigorarão a partir de 2014.

273. Por fim, cabe destacar que nos processos de reajuste/revisão, não deverá ser considerado mecanismo de compensação de perda de receita em função de aplicação do sistema de bandeiras tarifárias. Entende-se que variações de mercado são riscos inerentes ao regime regulatório do Price Cap. A título de exemplificação, temos o risco de variação de projeção de mercado nos processos de revisão tarifária, bem como as possíveis migrações entre ambientes livre e cativo, as modulações da carga em função do horário de ponta/fora ponta, o aumento de consumo em virtude de reposicionamento tarifário negativo, entre outros. Ressalta-se, ainda, a dificuldade de se isolar efeitos externos no comportamento do consumidor, de forma que impossibilita a estimativa da perda de receita da concessionária em virtude especificamente da aplicação das bandeiras, pois o consumo de energia é resultado de outras variáveis além do preço. Além disso, caso o consumidor reduza seu consumo nos meses em que estiver vigorando as bandeiras amarela/vermelha a perda de receita poderá ser compensada pelo maior consumo nos meses em que a bandeira verde estiver em vigor.

274. Em relação ao sinal ponta/fora ponta da Tarifa de Energia, na Nota Técnica nº 363/2010-SRE/ANEEL, de 6 de dezembro de 2010, a qual foi submetida ao processo de AP nº 120/2010, foram apresentadas algumas simulações que indicavam que não haveria necessidade de investimentos em geração adicionais devido ao aumento de ponta esperado, caso fosse retirado o sinal horário da TE.

Assim, foi proposto uma redução gradual deste sinal e acompanhamento do impacto no parque gerador. Aos moldes do realinhamento tarifário ocorrido entre o primeiro e o segundo ciclo de revisão tarifária o sinal de ponta deveria ser reduzido na proporção de 25% a cada dois anos a partir dos reajustes ou revisões subsequentes à publicação da metodologia de definição da Estrutura Tarifária.

275. Apesar de algumas contribuições concordantes com a proposição da Agência, será mantido o sinal horário. Conforme Nota Técnica no 026/2011-SRG/ANEEL, de 29 de abril de 2011, constante do Processo no: 48500.006349/2010-21, já houve a necessidade de despacho de geração térmica para atendimento de horário de ponta, abaixo transcrito:

A Nota Técnica nº 064/2009 do ONS concluiu que havia a necessidade da permanência do despacho de geração térmica no mês de maio de 2009 para garantir a disponibilidade horária de potência na região SE/CO para o suprimento à região Sul. O acionamento de termelétrica pelo ONS não foi resultado do modelo de otimização, utilizado para a definição da política de operação do SIN, ou por segurança energética. Foi pela falta de unidades geradoras disponíveis nas usinas hidráulicas para atendimento do consumo em um determinado instante. O primeiro indício de um eventual problema de falta de potência horária no SIN que a SRG/ANEEL teve conhecimento.

276. Em virtude disso, o horário de ponta na tarifa de energia será mantido até o quarto ciclo de revisão tarifária. Durante este período, a discussão sobre este tema será aprofundada. Entretanto, nesta primeira fase, o sinal horário incidirá somente na componente de custo tarifário de energia comprada para revenda da tarifa de energia. Os demais componentes da tarifa de energia ficarão sem o sinal horário.

III.13. AJUSTE NOS NÍVEIS TARIFÁRIOS DO SUBGRUPO B

277. Conforme apresentado na Nota Técnica nº 361/2010-SRE-SRD/ANEEL, de 6 de dezembro de 2010, e detalhado nesta Nota Técnica, o cálculo da Tarifa de Referência é único para o agrupamento BT, que abrange todos os subgrupos do grupo B (B1, B2, B3 e B4), formado com base nas classes de consumidores residencial, rural, industrial, comercial e iluminação pública. Acrescenta-se a este conjunto o subgrupo tarifário AS.

278. Assim, o custo marginal apurado é único para o agrupamento BT, sem distinção entre a classe de consumidores atendida e características de rede (se urbana, rural, subterrânea ou aérea).

279. Nesse sentido, a proposta que foi submetida à Audiência Pública e que será mantida na proposta de PRORET consiste em duas etapas. A primeira será homogeneizar a relatividade entre os subgrupos tarifários da baixa tensão para todas as concessionárias, respeitando as diferenças tarifárias entre as áreas de concessão. A segunda etapa será o cálculo do custo marginal de capacidade de cada subclasse da baixa tensão.

280. Em que pese as contribuições recebidas no âmbito da AP nº 120/2010, nessa primeira etapa não será possível o cálculo de imediato do custo marginal de cada subclasse ou padrão de rede.

Isso ocorrerá em estudos futuros, tendo em vista que as informações enviadas pelas concessionárias não permitem, atualmente, o cálculo desagregado. Ao se calcular o custo marginal por subclasse da baixa tensão será possível promover a transparência devida e quantificar a real diferença de receita entre a tarifa de referência e a tarifa de aplicação.

281. Desse modo, a primeira etapa desse estudo será cumprida ao longo do 3º ciclo tarifário e consistirá em convergir o desvio tarifário das subclasses da baixa tensão em relação à tarifa de referência para as metas estabelecidas na Nota Técnica nº 361/2010-SRE-SRD/ANEEL, de 6 de dezembro de 2010, submetida à AP 120/2010, abaixo transcritas.

Tabela 5: Relatividades entre as tarifas dos subgrupos do grupo B (referência ao B1)

	B2 - Rural	B2 - Coop	B2 - Sv Púb. Irr.	B3 - Demais Clas	B4 - Rede Dis.	B4 - Bulbo
média	39%	56%	45%	40%	51%	46%
mediana	39%	55%	44%	3%	50%	45%
mín.	31%	49%	39%	-7%	45%	40%
máx.	48%	67%	52%	16%	57%	53%
Meta	30%	50%	40%	0%	45%	40%

282. Para equalizar a relatividade de custos entre os subgrupos tarifários do grupo B, a tarifa de referência será aquela aplicada ao subgrupo B1-Residencial, considerando-se assim as diferenças tarifárias em cada área de concessão.

283. A fim de atender aos princípios de modicidade e estabilidade tarifária, em cada processo tarifário deve ser avaliado o grau de convergência tarifária a ser aplicado nas subclasses da baixa tensão, alterando, caso a caso e quando necessário, os fatores dispostos na Tabela acima.

III.14. EFEITO AO CONSUMIDOR

284. Uma vez que ocorrerão alterações na estrutura de tarifas deve-se atentar ao cálculo do chamado efeito ao consumidor. Ao longo dos anos a ANEEL vem divulgado o efeito ao consumidor do chamado mercado cativo. Todavia, tal efeito opera-se sobre um consumidor fictício que representa a todos do subgrupo e geralmente associado à variação do custo global. Desse modo, a variação dos preços unitários não é claramente percebida neste índice ponderado - para um consumidor individual a informação mais relevante é a referente à variação sobre custo unitário, preço, uma vez que é a partir desta que se obtém o impacto sobre seu custo total que depende de suas decisões futuras sobre consumo.

285. Como agora não há segregação do mercado optante e não optante em termos de TUSD, prefere-se divulgar o efeito de variação da TUSD e o da TE, ainda considerando o emprego de um consumidor típico dado pelo mercado de referência ajustado, a partir das tarifas com financeiros.

III.15. DETERMINAÇÃO DE SUBSÍDIOS

286. O uso do mercado ajustado não significa o fim da chamada neutralidade de subsídios – esse assunto não foi discutido no âmbito da AP nº 120/2010. Apenas se trata do uso da melhor forma

possível para construção das tarifas de aplicação¹⁹, tanto da base econômica quanto da financeira. A eventual discussão sobre a neutralidade de subsídios será objetivo de regra específica.

287. Assim, antes de falar sobre o método empregado para utilizar na compensação dos subsídios deve-se ressaltar que tanto a definição dos montantes ou a sua validação por equipes de fiscalização e posterior reconhecimento de diferenças no reajuste ou revisão não ficam prejudicados. Muda-se somente a forma de previsão bem como o processo. De fato, o que mudam são etapas de cálculo, pois o resultado deve ser o mesmo.

288. Para ajudar a compreender melhor, suponha que uma empresa possui um mercado formado por dois segmentos distintos: um, no qual há incidência de desconto de 50% sobre a tarifa de aplicação, denominado de “MA” e outro que não possui qualquer desconto, chamado de “MB”. Sabe-se que o custo que deve ser alocado é de 100 (cem) unidades monetárias ano, proporcional ao mercado faturado sem distinção – o coeficiente de proporcionalidade é unitário. Os respectivos mercados são de 50 unidades de faturamento ano. Seguem-se as análises de duas propostas distintas:

1. Proposta A – o primeiro passo é determinar a chamada tarifa cheia – TC, ou seja, despreza-se o efeito do desconto na sua concepção:

$$TC = \frac{\text{CUSTO}}{\text{MA} + \text{MB}} = \frac{100}{50 + 50} = 1 \frac{\text{UM}}{\text{UF}} \quad (46)$$

289. Evidente que a aplicação de tal tarifa resultaria em desequilíbrio, dado o desconto concedido; veja-se que a receita, REC, seria:

$$REC = TC \times \text{MA} \times (1 - \text{DESC}) + TC \times \text{MB} = 50 \times (1 - 0,5) + 50 = 75\text{UM} \quad (47)$$

290. Deste modo o subsídio seria de 25 (vinte e cinco) unidades monetárias. Para evitar o desequilíbrio da equação econômica e financeira concede-se este valor previamente à empresa por meio de adicional à tarifa ou nos termos da lei “revisão da estrutura tarifária” – chama-se este adicional de TCF para fins dessa discussão. Este é feito na base financeira e pode ser facilmente obtido por cálculo²⁰:

$$TCF = \frac{\text{CUSTO} - \text{REC}}{\text{MA} \times (1 - \text{DESC}) + \text{MB}} = \frac{100 - 75}{50 \times (1 - 0,5) + 50} = \frac{1}{3} \frac{\text{UM}}{\text{UF}} \quad (48)$$

291. A tarifa de aplicação seria:

$$TA = TC + TCF = 1 + \frac{1}{3} = \frac{4}{3} \frac{\text{UM}}{\text{UF}} \quad (49)$$

¹⁹ A ANEEL já trabalhou com diversos modelos desde com previsão embutida usando valores médios ou valores ajustados e valores cheios com previsão de subsídios por fora. E o mais simples é o de valores ajustados.

²⁰ A ANEEL adota o valor validado pela fiscalização para fins de previsão.

292. Note, esse valor é definido na base financeira, afinal compensa-se por intermédio do financeiro concedido.

2. Proposta B – o cálculo proposto é direto. Para isto ao invés do mercado cheio considera-se o mercado ajustado, ou seja, embutindo o desconto:

$$TA = \frac{\text{CUSTO}}{MA \times (1 - \text{DESC}) + MB} = \frac{100}{50 \times (1 - 0,5) + 50} = \frac{4 \text{ UM}}{3 \text{ UF}} \quad (50)$$

293. A diferença é que esta tarifa é definida como de base econômica, mas com valor idêntico.

294. Observem que tanto a proposição B quanto a A apresentam mesmo resultado, com a vantagem de a proposta B manter custos da denominada base econômica nas tarifas econômicas.

295. Por fim, como seria calculado o montante de subsídios concedido? Ora para o caso exemplo a parcela de subsídio seria dada por:

$$TA^{\text{SUB}} = \frac{MA \times \text{DESC} \times \text{CUSTO}}{MA^2 \times (1 - \text{DESC}) + MB \times MA \times (2 - \text{DESC}) + MB^2} = \frac{1}{3} \quad (51)$$

296. Deste modo, supondo-se que o mercado efetivamente realizado seja de 65 unidades para MA, com desconto de 50%, e 55 unidades para MB, obtem-se o seguinte montante de subsídios recolhido na estrutura:

$$SUB^{\text{FAT}} = TA^{\text{SUB}} \times (MA \times (1 - \text{DESC}) + MB) = \frac{1}{3} \times (65 \times (1 - 0,5) + 55) = 29,17 \quad (52)$$

297. Por sua vez a fiscalização obteria:

$$SUB^{\text{FISC.}} = (TA - TA^{\text{SUB}}) \times MA \times (1 - \text{DESC}) = \left(\frac{4}{3} - \frac{1}{3}\right) \times 65 \times (1 - 0,5) = 32,50 \quad (53)$$

298. Logo, restariam em favor da empresa 3,33 unidades monetárias considerando o modelo proposto.

299. Como a equação da parcela de subsídio pode ser complicada para a maioria dos componentes e aos usuários da informação, foi proposta uma etapa intermediária. Se for observada a estrutura da proposta da AP120 vê-se que há uma etapa de cálculo definida de base sem subsídios – que é o termo $TA - TA^{\text{SUB}}$. Veja, ao se ter o valor da tarifa sem subsídios, pode-se obter os montantes tanto embutidos na estrutura quanto de fiscalização, o que permite a chamada neutralidade de subsídios.

300. Uma vantagem que deve ser ressaltada é que, ao se efetuar a previsão na estrutura, o subsídio é compensado pelo critério de formação de cada componente; em contraponto ao que, por ora,

aloca proporcionalmente a TUSD. Como o critério da TE é único não há variações entre os critérios de alocação.

Ajuste de receita da CDE para baixa-renda

301. Parte do subsídio dado ao mercado classificado como de baixa-renda é coberto por recursos da CDE. Por sua vez a distribuidora, ao informar os valores, apresentará o mercado integralmente com a tarifa incluindo o desconto. Deste modo, deve-se efetuar um ajuste para que no cálculo das tarifas o mercado de baixa-renda represente somente o valor não coberto pela CDE. Basicamente, deduz-se do custo regulatório os valores do ajuste de receita da CDE, a exemplo da TUSDg.

III.17. DETERMINAÇÃO DOS COMPONENTES PARA SALDO A COMPENSAR E NEUTRALIDADE

302. A neutralidade é obtida a partir do mercado ajustado de referência e as tarifas de base econômica, TUSD e TE, parcela encargos. Este é cálculo que envolve todos os mercados, salvo o de cooperativas, e que não utiliza o conceito de componente. Vê-se o montante de base econômica faturada e faz-se a divisão de forma proporcional ao custo reconhecido no processo de reajuste ou de revisão anterior.

303. Com relação ao saldo a compensar faz-se a diferença entre as tarifas de base financeira e econômica, para cada componente de CVA, e ao valor é empregado coeficiente, que representa a proporção entre o valor da CVA sobre o total para o financeiro associado ao componente.

III.18. APLICAÇÃO DAS TARIFAS

304. A TUSD incide sobre todos os consumidores que utilizam o sistema de distribuição. Existem, porém, exceções na aplicação de algumas componentes da TUSD, quais sejam:

- i. Não incide CCC e PROINFA na subclasse residencial baixa renda, conforme Lei nº 12.111, de 09 de dezembro de 2009, art. 13º e Lei nº 12.212, de 10 de janeiro de 2010, art. 12, respectivamente;
- ii. As componentes de CCC, CDE e PROINFA não incidem sobre a parcela do consumo mensal atendido por empreendimento próprio de produção independente e/ou de autoprodução, conforme art. 1º da Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993, art. 74 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 e art. 3º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.
- iii. Para as concessionárias ou permissionárias de distribuição, não se aplica a TUSD Encargos e as perdas não técnicas;
- iv. Unidades geradoras conectadas nos níveis de tensão entre 88kV e 138kV possuem cálculo específico de TUSD; e

- v. O desconto para consumidores livres de fontes incentivadas de que trata a Resolução Normativa nº 77/2004 será aplicado somente sobre a componente TUSD TRANSPORTE a partir da data de aplicação do terceiro ciclo de revisão para a distribuidora, no caso de concessionária, e a partir da data de aplicação do primeiro ciclo de revisão para a distribuidora, no caso de permissionária. Para os reajustes tarifários que ocorrerem até as datas mencionadas, o percentual de redução será aplicado sobre as componentes TUSD FIO A, TUSD FIO B, TUSD Encargos de Serviço de Distribuição e TUSD Perdas Técnicas.

305. Todos os componentes da TE incidem sobre os consumidores cativos, sem exceção.

306. A TUSD incide nos postos tarifários de ponta, intermediário e fora ponta, em componentes de R\$/kW e R\$/MWh, dependendo das modalidades tarifárias. E a TE apresenta tarifas em R\$/MWh que incidem nos postos tarifários de ponta e de fora ponta, dependendo da modalidade tarifária.

307. A tabela abaixo apresenta as modalidades tarifárias e a forma de incidência da TUSD e da TE.

Tabela 6: Modalidades tarifárias

Grupo	SUBGRUPOS	MODALIDADES	TUSD			TUSD	TE	
			Ponta	Intermediária	Fora Ponta		Ponta	Fora Ponta
A	A1 (≥ 230 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh
	A2 (88 a 138 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh
		Geração		R\$/kW				
		Distribuidora	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh		R\$/MWh
	A3 (69 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh
		Geração		R\$/kW				
		Distribuidora	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh		R\$/MWh
	A3a (30kV a 44kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh
		Geração		R\$/kW				
		Distribuidora	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh		R\$/MWh
		Verde	R\$/MWh		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh
		Convencional		R\$/kW		R\$/MWh		R\$/MWh
	A4 (2,3 a 25 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh
		Geração		R\$/kW				
		Distribuidora	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh		R\$/MWh
Verde		R\$/MWh		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	
Convencional			R\$/kW		R\$/MWh		R\$/MWh	
AS (≤ 2,3kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	
	Verde	R\$/MWh		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	
	Convencional		R\$/kW		R\$/MWh		R\$/MWh	
B	B1 (≤ 2,3kV)	Convencional		R\$/MWh				R\$/MWh
		Branca	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh
	B2 (≤ 2,3kV)	Convencional		R\$/MWh				R\$/MWh
		Branca	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/MWh
	B3 (≤ 2,3kV)	Convencional		R\$/MWh				R\$/MWh
		Branca	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/MWh
	B4 (≤ 2,3kV)	Convencional		R\$/MWh				R\$/MWh
	Geração (≤ 2,3kV)		R\$/kW					

III.19. FATURA DO CONSUMIDOR FINAL

308. A fatura aos consumidores, tanto os do grupo A quanto do grupo B, deve apresentar os valores finais referentes à TUSD e à TE. Mais especificamente, aos consumidores do grupo B devem ser informados os valores finais faturados relativos à energia, aos encargos, aos serviços de transmissão e distribuição e aos tributos.

309. Em relação à Tarifa de Energia, a concessionária de distribuição deverá explicitar na fatura do consumidor (i) qual a bandeira vigente (verde, amarela ou vermelha) no período relativo ao faturamento; (ii) o valor da bandeira vigente (R\$/MWh); e (iii) o adicional a ser pago pelo consumidor proveniente do acionamento da bandeira (R\$). Eventuais informações complementares que a distribuidora julgue relevante podem ser igualmente publicadas na fatura.

310. Salienta-se que o ano de 2013 será o Ano Teste para a aplicação das Bandeiras Tarifárias, conforme exposto anteriormente. Assim, as concessionárias de distribuição devem destacar nas faturas qual a bandeira vigente (verde, amarela ou vermelha) no período relativo ao faturamento, o valor da bandeira vigente e o adicional a ser pago pelo consumidor se o sistema de bandeira estivesse vigente. Deverá estar explícito na fatura de que se trata de Ano Teste e que a aplicação do sistema de bandeiras tarifárias terá a sua vigência somente a partir do ano de 2014.

311. Ademais, a ANEEL disponibilizará em até 15 (quinze) dias após publicação da respectiva resolução homologatória da revisão/reajuste em foco, em seu sítio na internet, os valores das componentes das funções de custo das tarifas.

III.20. FLEXIBILIZAÇÃO DE PARÂMETROS DA ESTRUTURA TARIFÁRIA

312. A distribuidora e os consumidores poderão propor alterações na estrutura tarifária, desde que fundamentadas em análises que comprovem ser mais adequado e oportuno ao interesse público do que a estrutura tarifária padrão. Salienta-se que as proposições são limitadas à parcela da tarifa referente ao uso da rede.

313. Conforme NT nº 360-2010/SRE-SRD/ANEEL, os parâmetros da estrutura tarifária sujeitos à flexibilização são:

- i. Utilização ou não do posto intermediário para a modalidade tarifária Branca do grupo B;
- ii. Alteração do posto intermediário para a modalidade tarifária Branca do grupo B em horário diverso daquele estabelecido na Estrutura Tarifária Padrão;
- iii. Utilização de relação ponta/fora ponta/intermediário para a modalidade tarifária Branca do grupo B diversa daquele estabelecido na Estrutura Tarifária Padrão;
- iv. Utilização de relação ponta/fora ponta para as modalidades tarifárias horárias do grupo A diversa daquele estabelecido na Estrutura Tarifária Padrão;

- v. Fator de cruzamento das retas tarifárias Azul e Verde; e
- vi. Valores dos Custos Marginais de Expansão calculados pela ANEEL.

314. A distribuidora deve apresentar sua proposta quando do envio das informações iniciais para o processo de Revisão Tarifária Periódica e os consumidores durante o rito da Audiência Pública específica da revisão. Cabe à ANEEL analisar as propostas e definir os parâmetros a serem utilizados.

315. A proposta deverá ser motivada por estudos e argumentações adequadas às características específicas da concessão, sendo que, a seu critério, a ANEEL poderá solicitar informações complementares àquelas enviadas pelas distribuidoras ou consumidores.

316. A Estrutura Tarifária Padrão, proposta pela ANEEL, terá os seguintes fatores:

Tabela 7: Fatores para Construção de Tarifas

Fator	Valor
Relação Ponta/Fora de Ponta A2	4,35
Relação Ponta/Fora de Ponta A3	3,65
Relação Ponta/Fora de Ponta A4	3
Relação Ponta/Fora de Ponta AS	5
Relação Ponta/Fora de Ponta B	5
Relação Intermediária/Fora de Ponta B	3
Relação Fora de Ponta/Convencional B	0,55
Fator de Cruzamento entre retas AZUL/VERDE	0,66
Fator de Ponta da Energia	1,72
Fator de Fora de Ponta da Energia	1,00
Fator Convencional da Energia	1,06

III.21. IMPACTO TARIFÁRIO

317. É importante elencar os principais impactos das alterações realizadas na metodologia de Estrutura Tarifária. Primeiramente, destaca-se a redução da alocação de custos nos subgrupos tarifários de alta tensão e aumento da alocação na baixa tensão. Isso se deve, em sua maior parte, devido aos efeitos da alteração no cálculo do Custo Marginal de Capacidade. Contudo, diante da dimensão do mercado de baixa tensão (60% do mercado total), os acréscimos na baixa tensão serão menos expressivos do que os decréscimos da alta tensão.

318. Em segundo lugar, destaca-se a redução da tarifa no horário de ponta e conseqüente aumento da tarifa no horário fora de ponta, provocada pela alteração das relações estabelecidas entre as tarifas dos dois postos e pela forma de aplicação dessa relação sobre a TUSD de aplicação.

319. Em terceiro lugar, destaca-se a alteração do sinal sazonal na Tarifa de Energia, que provocará uma redução percebida pelo consumidor do grupo B, em detrimento de um aumento da tarifa de energia do grupo A, devido a alteração dos fatores adotados na construção das tarifas de referência. Por

outro lado, a regulamentação da proposta de criação das bandeiras tarifárias mitiga os efeitos imediatos para todos os consumidores.

320. Assim, quando se fala em impacto tarifário, é importante ter em mente que este será específico para cada distribuidora e que é necessária a criação de mecanismos para mitigar as grandes variações na parcela B quando estas surgirem. Dessa forma, em cada processo tarifário específico, a ANEEL poderá prever mecanismos de ajustes, se necessários, para que a alteração não se proceda em uma única etapa, mas que seja possível atenuar os grandes impactos.

III.21. DISPOSIÇÕES GERAIS

321. Algumas proposições da metodologia de estrutura tarifária ensejam período de transição em sua aplicação, de forma a não trazer grandes impactos ao consumidor. Assim, destacam-se os seguintes casos de disposições transitórias:

- i. modalidade tarifária convencional binômia: conforme destacado na NT n° 360/SRE-SRD/ANEEL, a tarifa convencional não induz comportamento de otimização de uso da rede, pois não estimula o consumidor a modular seu consumo. Sendo assim, propõe-se reduzir gradativamente o limite de demanda contratada, de forma a promover a migração do consumidor para a tarifa horária. A modalidade convencional binômia será aplicada até o término do 3º ciclo de revisão tarifária periódica. Para as unidades consumidoras com demanda contratada mensal maior ou igual a 150 kW, o prazo para migração de modalidade será de até 12 meses. Para as demais unidades consumidoras a migração deve ser feita até o término do 3º ciclo de revisão tarifária.
- ii. Em relação ao sistema isolado aplicam-se as mesmas regras de modalidades tarifárias do sistema interligado. Portanto, serão criadas as modalidades azul e verde enquanto, até o 4º ciclo, será extinta a tarifa convencional.
- iii. Em virtude do cálculo agregado dos subgrupos tarifários A3a e A4, até o próximo ciclo revisional (4º ciclo de revisões tarifárias), existirão os dois subgrupos, ainda que a tarifa de aplicação seja a mesma. Cabe observar que em algumas distribuidoras não será a mesma devido a uma necessária transição. Para o 4º ciclo em diante, serão redefinidos os níveis de tensão e aglutinados os dois subgrupos em um único subgrupo.

322. A ANEEL poderá propor período de transição no âmbito da Audiência Pública específica de cada distribuidora em virtude de impactos tarifários significativos aos usuários do sistema de distribuição provenientes da aplicação da nova estrutura tarifária.

III.22. MODIFICAÇÕES EM REGULAMENTOS

323. Em virtude das modificações na estrutura tarifária, torna-se necessário alterar alguns regulamentos afins. Assim, conforme Submódulo 7.1 do PRORET, seguem as alterações imediatas:

- i. o desconto para unidades consumidoras conectadas no sistema de distribuidora de que trata o inciso II do art. 5º da Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004 será aplicado somente sobre a componente TUSD TRANSPORTE a partir da data de aplicação do terceiro ciclo de revisão para a distribuidora, no caso de concessionária, e a partir da data de aplicação do primeiro ciclo de revisão para a distribuidora, no caso de permissionária. Para os reajustes tarifários que ocorrerem até as datas mencionadas, o percentual de redução será aplicado sobre as componentes TUSD FIO A, TUSD FIO B, TUSD Encargos de Serviço de Distribuição e TUSD Perdas Técnicas.
- ii. o art. 59 da Resolução Normativa nº 414, de 09 de setembro de 2010, para que a proposição do horário de ponta pela distribuidora siga o disposto nos Procedimentos de Distribuição;
- iii. os aspectos comerciais relacionados às alterações na estrutura tarifária provenientes do Módulo 7 do PRORET serão tratados posteriormente, com as devidas alterações na Resolução Normativa nº 414, de 09 de setembro de 2010;
- iv. a Resolução Normativa nº 166, de 10 de outubro de 2005, e as disposições da Resolução Normativa nº 414, de 09 de setembro de 2010, relativas à estrutura tarifária, continuam em vigor até a aprovação da última revisão tarifária da distribuidora correspondente ao 3º ciclo de revisões tarifárias periódicas. Ao ser aprovada a revisão tarifária correspondente ao 3º ciclo de revisões, passa-se a aplicar as disposições apresentadas no Módulo 7 do PRORET, em substituição às normas anteriores.

324. Destaca-se que, à medida que a nova Estrutura Tarifária for implementada, novas modificações poderão ocorrer em regulamentos, de forma a ajustá-los ao que consta no módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária- PRORET.

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

325. A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, art. 15, § 6º, assegura aos fornecedores e respectivos consumidores o livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo Poder Concedente.

326. A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, art. 3º, com a redação pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, art. 9º, estabelece incumbência da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL para homologar as tarifas de energia elétrica na forma da mencionada Lei, das normas pertinentes e do Contrato de Concessão.

327. O Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, Anexo I, art. 4º, inciso X, estabelece a competência da ANEEL para atuar, na forma da lei e dos contratos de concessão, nos processos de definição e controle de preços e tarifas.

328. O Decreto n.º 4.562, de 31 de dezembro de 2002, art. 1.º, parágrafo 1.º, estabelece que na definição do valor das tarifas para os contratos de conexão e de uso dos sistemas de transmissão ou distribuição a que se refere este artigo, serão consideradas as parcelas apropriadas dos custos de transporte e das perdas de energia elétrica, bem como os encargos de conexão e os encargos setoriais de responsabilidade do segmento de consumo.

329. A Lei n.º 10.848, de 15 de março de 2004, alterou o art. 3.º da Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, destacando, dentre as competências da ANEEL o estabelecimento das tarifas de uso dos sistemas de distribuição e de transmissão.

330. Neste sentido, os contratos de concessão para distribuição de energia elétrica estabelecem na cláusula que trata das tarifas aplicáveis na prestação dos serviços que a ANEEL, de acordo com cronograma previsto no contrato, procederá às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia. Em igual forma prevê mecanismos de reajuste periódicos entre revisões.

V. DA CONCLUSÃO

331. Esta Nota Técnica apresenta a metodologia final de Estrutura Tarifária aplicada ao setor de Distribuição de Energia Elétrica. Trata-se do resultado das alterações propostas com base nas contribuições recebidas nas Consultas Públicas n.º 056/2009, 11/2010 e 12/2010, nas Audiências para Público Interno n.º 002/2009, 001/2010 e 002/2010 e na Audiência Pública n.º 120/2010.

332. De forma concisa, expôs-se a Proposta Geral do Projeto, apresentado aqui pelos tópicos de Subgrupos e Modalidades Tarifárias, Tarifa Branca, Composição das Tarifas, Tarifas de Referência e Aplicação, Mercado ajustado, Bandeiras Tarifárias, Ajustes nos Níveis tarifários do Grupo B, Efeito ao consumidor, determinação de subsídios e componentes para saldo a compensar e neutralidade, aplicação das tarifas e fatura ao consumidor, flexibilização de parâmetros da estrutura tarifária, impacto tarifário e modificação em regulamentos.

333. Buscou-se adequar o processo atual de construção tarifária às modificações que ocorreram no Setor Elétrico Brasileiro e que tornaram a estrutura tarifária desatualizada e motivadora de comportamentos por parte dos consumidores que não otimizam o uso do sistema de distribuição.

334. Ressalta-se que a metodologia apresentada nesta Nota Técnica está em conformidade com o módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, e que foi a base para as respostas à Audiência Pública n.º 120/2010, apresentadas na Nota Técnica n.º 210/2011-SRE-SRD/ANEEL.

VI. DA RECOMENDAÇÃO

335. Recomenda-se a submissão para a Diretoria Colegiada da ANEEL da Resolução Normativa que aprova os Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET referente ao Módulo 7 – Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição.

CRISTINA SCHIAVI NODA
Superintendência de Regulação
Econômica – SRE

FLÁVIA LIS PEDERNEIRAS
Superintendência de Regulação
Econômica – SRE

LUIS CÂNDIDO TOMASELLI
Superintendência de Regulação
Econômica – SRE

MÁRCIO ANDREY ROSELLI
Superintendência de Regulação
Econômica – SRE

RODRIGO SANTANA
Superintendência de Regulação
Econômica – SRE

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendência de Regulação
Econômica – SRE

DIEGO LUIS BRANCHER
Superintendência de Regulação
dos Serviços de Distribuição - SRD

FERNANDO JUNQUEIRA SANTOS
Superintendência de Regulação
dos Serviços de Distribuição - SRD

JOSÉ MARCELO BANDEIRA FILHO
Superintendência de Regulação
dos Serviços de Distribuição - SRD

MARCELO SILVA CASTRO
Superintendência de Regulação
dos Serviços de Distribuição - SRD

ROBSON KUHN YATSU
Superintendência de Regulação
dos Serviços de Distribuição - SRD

De acordo,

IVAN MARQUES DE TOLEDO CAMARGO
Superintendência de Regulação
dos Serviços de Distribuição - SRD