

**Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição**

## **Submódulo 7.1**

### **PROCEDIMENTOS GERAIS**

| <b>Revisão</b> | <b>Motivo da revisão</b>                                  | <b>Instrumento de aprovação pela ANEEL</b> | <b>Data de Vigência</b> |
|----------------|---|--|-------------------------|
| 1.0            | Primeira versão aprovada (após realização da AP 120/2010) | Resolução Normativa nº 464/2011            | 28/11/2011              |
| 1.1            | Revisão aprovada após realização da AP 029/2012           | Resolução Normativa nº 498/2012            | 04/07/2012              |
| 1.2            | Revisão aprovada após realização da AP 095/2012           | Resolução Normativa nº 547/2013            | 10/05/2013              |
| 1.3            | Revisão aprovada após realização da AP 104/2012           | Resolução Normativa nº 593/2013            | 27/12/2013              |

| Assunto                     | Submódulo | Revisão | Data de Vigência  |
|-----------------------------|-----------|---------|-------------------|
| <b>PROCEDIMENTOS GERAIS</b> | 7.1       | 1.3     | D.O.U. 27/12/2013 |

## ÍNDICE

7.1

|  |     |
|--|-----|
| 1. OBJETIVO .....  | .3  |
| 2. ABRANGÊNCIA.....  | .3  |
| 3. CRITÉRIOS GERAIS.....   | .3  |
| 4. DEFINIÇÕES .....  | .4  |
| 5. SUBGRUPOS E MODALIDADES TARIFÁRIAS .....                            | .4  |
| 6. COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO - TUSD ..... | .7  |
| 7. INCIDÊNCIA DA TUSD .....  | .8  |
| 8. COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA – TE .....                          | .10 |
| 9. INCIDÊNCIA DA TE .....  | .11 |
| 10. BANDEIRAS TARIFÁRIAS.....  | .11 |
| 10.1. MECANISMO DE AÇÃOAMENTO DAS BANDEIRAS .....                      | .12 |
| 10.2. REALIZAÇÃO DE ANO-TESTE .....                                    | .13 |
| 10.3. REGRAS DE APLICAÇÃO DAS BANDEIRAS TARIFÁRIAS .....               | .14 |
| 11. FLEXIBILIZAÇÃO DE PARÂMETROS DA ESTRUTURA TARIFÁRIA.....           | .14 |
| 12. PUBLICAÇÃO DAS TARIFAS DE APLICAÇÃO .....                          | .15 |
| 13. DA FATURA DO CONSUMIDOR FINAL.....                                 | .15 |
| 14. DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS .....                                     | .16 |
| 14.1. MODALIDADE TARIFÁRIA CONVENCIONAL BINÔMIA .....                  | .16 |
| 14.2. MODALIDADES TARIFÁRIAS PARA O SISTEMA ISOLADO .....              | .17 |
| 14.3. TARIFAS PARA CONSUMIDORES LIVRES DE FONTES INCENTIVADAS .....    | .17 |
| 14.4. TRANSIÇÃO DA APLICAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA .....              | .17 |
| 14.5. CALCULO DA RELAÇÃO PONTA/FORA PONTA DA TUSD TRANSPORTE .....     | .17 |

| Assunto                     | Submódulo | Revisão | Data de Vigência  |
|-----------------------------|-----------|---------|-------------------|
| <b>PROCEDIMENTOS GERAIS</b> | 7.1       | 1.3     | D.O.U. 27/12/2013 |

## 1. OBJETIVO

1. Estabelecer os procedimentos gerais a serem aplicados ao processo de definição da Estrutura Tarifária para as concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

7.1

## 2. ABRANGÊNCIA

2. Aplica-se a todas as revisões tarifárias de concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, a partir do terceiro ciclo de revisão tarifária periódica (3CRTP) e reajustes subsequentes.

## 3. CRITÉRIOS GERAIS

3. Estrutura Tarifária é um conjunto de tarifas, aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, que refletem a diferenciação relativa dos custos regulatórios da distribuidora entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades e postos tarifários.
4. O custo regulatório – Receita Requerida ou Receita Anual – é obtido, respectivamente, nos processos de revisão ou reajuste tarifário, sendo decomposto em diversos componentes tarifários, que refletem nas funções de custo: Transporte, Perdas, Encargos e Energia comprada para revenda. Por sua vez, as funções de custo se agregam para formar as tarifas:
- a) TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição; e
  - b) TE – Tarifa de Energia.
5. A partir das funções de custo constroem-se tanto para TUSD quanto para TE as diferentes modalidades tarifárias, com base em critério temporal – postos tarifários – e por faixa de tensão – grupos/subgrupos tarifários.
6. Para a definição da TUSD e da TE serão utilizados os conceitos, critérios, procedimentos e metodologias descritas neste Submódulo e nos seguintes:
- a) Submódulo 7.2: Tarifas de Referência; e
  - b) Submódulo 7.3: Tarifas de Aplicação.

| Assunto                     | Submódulo | Revisão | Data de Vigência         |
|-----------------------------|-----------|---------|--------------------------|
| <b>PROCEDIMENTOS GERAIS</b> | 7.1       | 1.3     | <b>D.O.U. 27/12/2013</b> |

7.1

#### 4. DEFINIÇÕES

7. São adotados os seguintes termos e conceitos:
- I. TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição: valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh ou em R\$/kW, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema;
  - II. TUST – Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão: TUST Rede Básica, relativa ao uso de instalações da Rede Básica, e TUST Rede Básica Fronteira, relativa ao uso de instalações de fronteira da Rede Básica;
  - III. TE – Tarifa de Energia: valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal referente ao consumo de energia dos seguintes contratos:
    - a) Contratos de Compra de Energia Regulada – CCER nos termos da Resolução Normativa nº 414/2010, art. 62, celebrado entre unidade consumidora e a distribuidora;
    - b) Contratos de fornecimento relativo ao consumo tanto do grupo A quanto do B; e
    - c) Contratos de suprimento celebrados entre a distribuidora e concessionária ou permissionária de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano.
  - IV. Mercado de Referência: definido no contrato de concessão;
  - V. Período de Referência: definido no contrato de concessão.
  - VI. Benefício Tarifário: descontos e subsídios concedidos em atos legais e normativos.
  - VII. Bandeiras Tarifárias: sistema tarifário que tem como finalidade sinalizar aos consumidores faturados pela distribuidora por meio da Tarifa de Energia, os custos atuais da geração de energia elétrica.

#### 5. SUBGRUPOS E MODALIDADES TARIFÁRIAS

8. Para os usuários do sistema de distribuição, a TUSD diferencia-se por subgrupo, posto e modalidade tarifária. A TE diferencia-se por posto e modalidade tarifária.

| Assunto                     | Submódulo | Revisão | Data de Vigência         |
|-----------------------------|-----------|---------|--------------------------|
| <b>PROCEDIMENTOS GERAIS</b> | 7.1       | 1.3     | <b>D.O.U. 27/12/2013</b> |

9. Os usuários do sistema de distribuição são classificados em grupos e subgrupos tarifários, conforme definido nos incisos XXXVII e XXXVIII, do art. 2º, da Resolução Normativa nº 414, de 09 de setembro de 2010.
10. Os postos tarifários são:
- I. Posto Tarifário Ponta: período composto por 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, exceto para finais de semana e feriados definidos na Resolução Normativa nº 414/2010;
  - II. Posto Tarifário Intermediário: período de duas horas, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao posto ponta, aplicado para o Grupo B;
  - III. Posto Tarifário Fora de ponta: período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos ponta e intermediário.
11. As modalidades tarifárias são:
- I. Modalidade tarifária horária Azul: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia;
  - II. Modalidade tarifária horária Verde: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência;
  - III. Modalidade tarifária Convencional Binômia: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia;
  - IV. Modalidade tarifária horária Branca: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, exceto os subgrupos B1 subclasse Baixa Renda e B4, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia;
  - V. Modalidade tarifária Convencional Monômia: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia;

| Assunto              | Submódulo | Revisão | Data de Vigência  |
|----------------------|-----------|---------|-------------------|
| PROCEDIMENTOS GERAIS | 7.1       | 1.3     | D.O.U. 27/12/2013 |

VI. Modalidade tarifária Geração: aplicada às centrais geradoras conectadas aos sistemas de distribuição, caracterizada por tarifas de demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia;

VII. Modalidade tarifária Distribuição: aplicada às concessionárias ou permissionárias de distribuição conectadas aos sistemas de outra distribuidora, caracterizada por tarifas diferenciadas de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia, e de consumo de energia elétrica;

12. Aplicam-se ao mercado livre as modalidades tarifárias horárias Azul e Verde.
13. A Tabela 1 apresenta os subgrupos tarifários e as modalidades tarifárias, com as respectivas grandezas de faturamento, na forma de TUSD e de TE.

**Tabela 1: Modalidades Tarifárias**

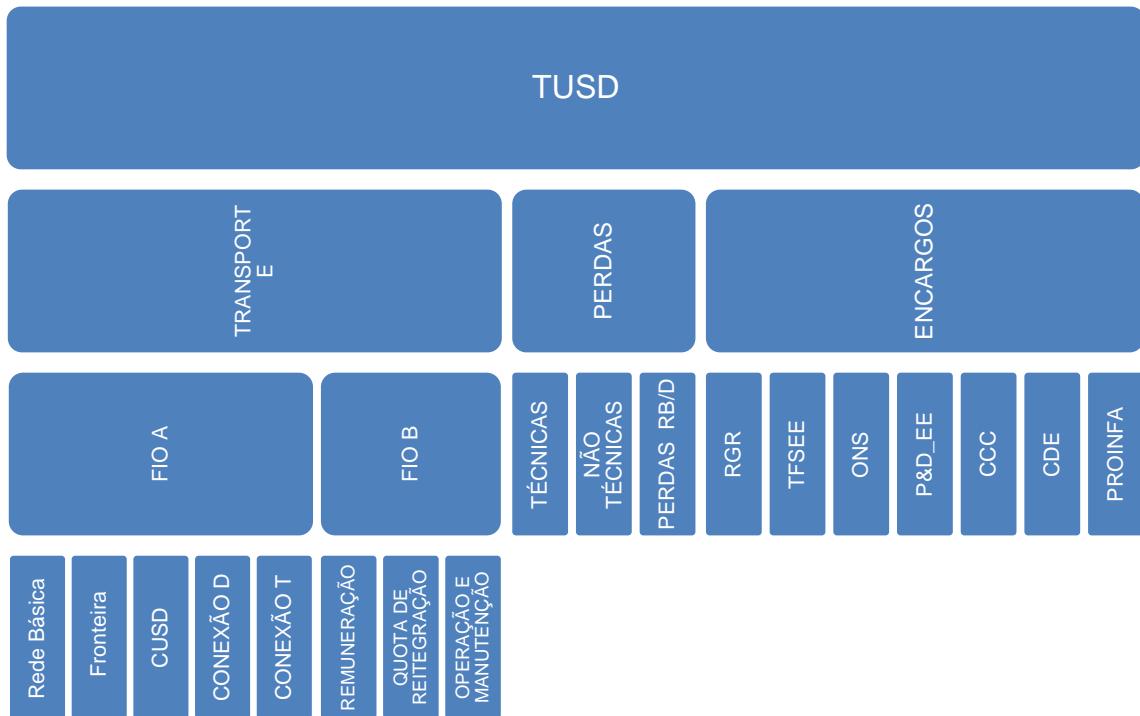
| Grupo | SUBGRUPOS                | MODALIDADES   | TUSD    |               |            | TUSD    | TE      |            |
|-------|--------------------------|---------------|---------|---------------|------------|---------|---------|------------|
|       |                          |              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

| Assunto                     | Submódulo | Revisão | Data de Vigência  |
|-----------------------------|-----------|---------|-------------------|
| <b>PROCEDIMENTOS GERAIS</b> | 7.1       | 1.3     | D.O.U. 27/12/2013 |

## 6. COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO - TUSD

- 7.1
14. Os custos regulatórios alocados à TUSD são definidos no processo de reajuste ou revisão tarifária.
15. As funções de custos da TUSD são formadas de acordo com os seguintes componentes de custo tarifário:
- I. TUSD TRANSPORTE – parcela da TUSD que compreende a TUSD FIO A e a TUSD FIO B, sendo:
    - a) 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;
    - b) 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 regulatória (depreciação); e iii) custo de operação e manutenção.
  - II. TUSD ENCARGOS – parcela da TUSD que recupera os custos de:
    - a) Reserva Global de Reversão – RGR;
    - b) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D\_EE;
    - c) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;
    - d) Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;
    - e) Conta de Consumo de Combustíveis – CCC;
    - f) Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; e
    - g) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;
  - III. TUSD PERDAS – parcela da TUSD que recupera os custos regulatórios com:
    - a) Perdas técnicas do sistema da distribuidora;
    - b) Perdas não técnicas; e,
    - c) Perdas de Rede Básica devido às perdas regulatórias da distribuidora.
16. A Figura 1 apresenta a TUSD e as funções de custos com os respectivos componentes de custos tarifários:

| Assunto                     | Submódulo | Revisão | Data de Vigência  |
|-----------------------------|-----------|---------|-------------------|
| <b>PROCEDIMENTOS GERAIS</b> | 7.1       | 1.3     | D.O.U. 27/12/2013 |



**Figura 1: Funções de Custos da TUSD**

## 7. INCIDÊNCIA DA TUSD

17. Para os usuários do sistema de distribuição aplicam-se todos os componentes de custo tarifário, exceto:
  - I. Para concessionária ou permissionária de distribuição, o inciso II e a alínea “b” do inciso III do parágrafo 15 deste Submódulo;
  - II. Para a subclasse baixa renda, a alínea “e”, e “g” do inciso II do parágrafo 15 deste Submódulo;
  - III. Para a parcela do consumo mensal atendido por empreendimento próprio de produção independente e/ou de autoprodução, a alínea “e”, “f” e “g” do inciso II do parágrafo 15 deste Submódulo;
  - IV. Para centrais geradoras que possuem uma forma específica de cálculo da TUSD, conforme descrito no Submódulo 7.3.
18. A TUSD subdivide-se em:
  - I. TUSD AZUL – segmentada em dois postos tarifários ou períodos de faturamento:

| Assunto                     | Submódulo | Revisão | Data de Vigência         |
|-----------------------------|-----------|---------|--------------------------|
| <b>PROCEDIMENTOS GERAIS</b> | 7.1       | 1.3     | <b>D.O.U. 27/12/2013</b> |

- a) TUSD AZUL ponta – R\$/kW – definida para o posto tarifário ponta da distribuidora;
- b) TUSD AZUL fora ponta – R\$/kW – definida para o posto tarifário fora ponta da distribuidora; e
- c) TUSD AZUL – R\$/MWh – definida sem distinção horária;
- II. TUSD VERDE – segmentada em dois postos tarifários ou períodos de faturamento:
- a) TUSD VERDE – R\$/kW – definida igual ao valor da TUSD AZUL de fora ponta;
- b) TUSD VERDE ponta – R\$/MWh – definida para o posto tarifário ponta da distribuidora; e
- c) TUSD VERDE fora ponta – R\$/MWh – definida igual ao valor da TUSD AZUL em R\$/MWh.
- III. TUSD CONVENCIONAL binômia – R\$/kW e R\$/MWh – definida sem distinção horária;
- IV. TUSD BRANCA – segmentada em três postos tarifários ou períodos de faturamento:
- a) TUSD BRANCA ponta – R\$/MWh – definida para o posto tarifário ponta da distribuidora;
- b) TUSD BRANCA intermediária – R\$/MWh – definida para o posto tarifário intermediário da distribuidora; e
- c) TUSD BRANCA fora ponta – R\$/MWh – definida para o posto tarifário fora ponta.
- V. TUSD CONVENCIONAL monômia – R\$/MWh – definida sem distinção horária;
- VI. TUSD DISTRIBUIÇÃO – segmentada em dois postos tarifários ou períodos de faturamento:
- a) TUSD DISTRIBUIÇÃO ponta – R\$/kW – definida para o posto tarifário ponta da distribuidora;

| Assunto                     | Submódulo | Revisão | Data de Vigência  |
|-----------------------------|-----------|---------|-------------------|
| <b>PROCEDIMENTOS GERAIS</b> | 7.1       | 1.3     | D.O.U. 27/12/2013 |

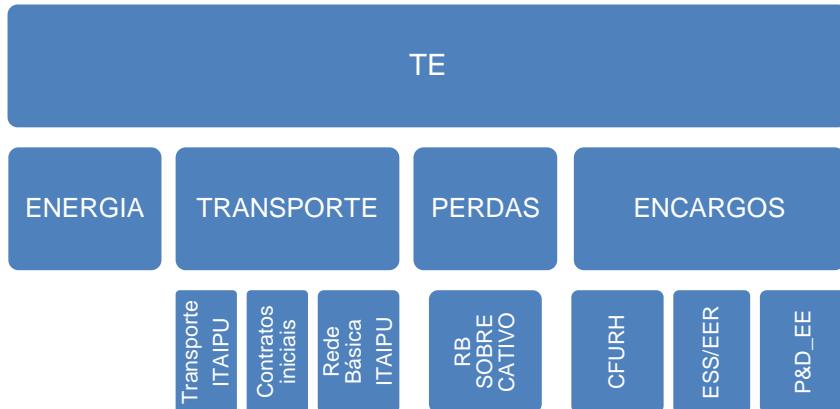
- b) TUSD DISTRIBUIÇÃO fora ponta – R\$/kW – definida para o posto tarifário fora ponta; e
- c) TUSD DISTRIBUIÇÃO – R\$/MWh – definida sem distinção horária;
- VII. TUSD GERAÇÃO – TUSDg – R\$/kW – definida sem distinção horária e de subgrupo, exceto para o subgrupo A2 que possui tarifa nominal.

7.1

## 8. COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA – TE

19. Os custos regulatórios alocados à TE são definidos no processo de reajuste ou revisão tarifária.
20. As funções de custos da TE são formadas de acordo com os seguintes componentes de custo tarifário:
- I. TE ENERGIA – é a parcela da TE que recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor, incluindo os custos com energia comprada de Itaipu e de geração própria;
  - II. TE ENCARGOS – é a parcela da TE que recupera os custos de:
    - a) Encargos de Serviços de Sistema – ESS;
    - b) Encargo de Energia de Reserva – ERR;
    - c) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D\_EE;
    - d) Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos – CFURH.
  - III. TE TRANSPORTE – é a parcela da TE que recupera os custos de transmissão relacionados à: transporte de Itaipu e Rede Básica de Itaipu;
  - IV. TE PERDAS – é a parcela da TE que recupera os custos com perdas de Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.
21. A Figura 2 apresenta a TE e as funções de custos com os respectivos componentes de custos tarifários:

| Assunto                     | Submódulo | Revisão | Data de Vigência  |
|-----------------------------|-----------|---------|-------------------|
| <b>PROCEDIMENTOS GERAIS</b> | 7.1       | 1.3     | D.O.U. 27/12/2013 |



7.1

**Figura 2: Funções de custos da TE**

## 9. INCIDÊNCIA DA TE

22. Para o mercado de referência da TE, definido no parágrafo 8 deste Submódulo, aplicam-se todos os componentes de custo tarifário.
23. A TE subdivide-se em:
  - I. Horária – é segmentada em dois postos tarifários ou períodos de faturamento:
    - a) TE ponta - R\$/MWh – definida para o posto tarifário ponta da distribuidora;
    - b) TE fora ponta - R\$/MWh – definida para o posto tarifário fora ponta e intermediário da distribuidora;
  - II. TE convencional - R\$/MWh – definida sem distinção horária; e
  - III. TE suprimento - R\$/MWh – definida sem distinção horária.

## 10. BANDEIRAS TARIFÁRIAS

24. O sistema de bandeiras tarifárias é representado por:
  - a) Bandeira Tarifária Verde;
  - b) Bandeira Tarifária Amarela; e
  - c) Bandeira Tarifária Vermelha.
25. As tarifas de aplicação referentes a cada bandeira tarifária estão descritas no Submódulo 7.3.

| Assunto                     | Submódulo | Revisão | Data de Vigência         |
|-----------------------------|-----------|---------|--------------------------|
| <b>PROCEDIMENTOS GERAIS</b> | 7.1       | 1.3     | <b>D.O.U. 27/12/2013</b> |

26. A aplicação das bandeiras será realizada conforme intervalo de valores do Custo Marginal de Operação (CMO) e do Encargo de Serviços de Sistema por Segurança Energética (ESS\_SE), definido como faixas de acionamento do sistema de bandeiras tarifárias, a serem publicadas em ato administrativo específico da ANEEL.
27. No reajuste tarifário anual e/ou revisão tarifária periódica a receita adicional obtida pela distribuidora com a aplicação das bandeiras amarela e vermelha será considerada como redutor tarifário, conforme critérios definidos no Submódulo 4.4 do PRORET.
28. Para fins de monitoramento dos resultados do sistema tarifário das bandeiras, as concessionárias de distribuição deverão informar mensalmente à ANEEL, via Sistema de Acompanhamento de Mercado Padronizado - SAMP, a receita obtida com a aplicação das bandeiras amarela e vermelha.

### 10.1. MECANISMO DE ACIONAMENTO DAS BANDEIRAS

29. O acionamento de cada bandeira tarifária será sinalizado mensalmente pela ANEEL, de acordo com informações prestadas pelo Operador Nacional do Sistema – ONS, por meio de Despacho da Superintendência de Regulação Econômica.
30. O período de aplicação da bandeira tarifária será o mês subsequente à data de divulgação, exceto nos casos em que a reunião do Planejamento Mensal de Operação – PMO finalizar no início do mês, em que vigorará a bandeira tarifária publicada no próprio mês.
31. Para o acionamento da bandeira tarifária, o ONS deverá estimar o ESS\_SE, em R\$/MWh, para o mês subsequente, aplicando a exceção do parágrafo anterior, conforme seguinte fórmula:

$$ESS_{SE} = \frac{\sum_{sub} \sum_n [G_{n,sub} \times (CVU_{n,sub} - CMO_{sub})]}{CP}$$

onde:

*sub: subsistema ao qual a usina pertence;*

*n: usina despachada fora da ordem de mérito por segurança energética para o mês subsequente à reunião do PMO;*

*Gn: Geração estimada da usina (n), em MWh, despachada fora da ordem de mérito por segurança energética para o mês subsequente à reunião do PMO;*

*CMOsub: Custo Marginal de Operação do susbsistema a qual a usina pertence, estimado para o mês subsequente à reunião do PMO, em R\$/MWh;*

*CVUn: Custo Variável Unitário da usina (n) , em R\$/MWh, despachada fora da ordem de mérito por segurança energética para o mês subsequente à reunião do PMO;*

*CP: Carga Projetada: Soma da carga estimada, em MWh, pelo ONS em reunião do PMO, relativa ao SIN, para o mês subsequente à reunião do PMO.*

7.1

| Assunto                     | Submódulo | Revisão | Data de Vigência  |
|-----------------------------|-----------|---------|-------------------|
| <b>PROCEDIMENTOS GERAIS</b> | 7.1       | 1.3     | D.O.U. 27/12/2013 |

- 7.1
32. Para a estimativa do ESS\_SE, de que trata o parágrafo anterior, poderão ser realizados pela ANEEL ajustes no procedimento de cálculo, visando tornar a sua estimativa mais aderente aos custos efetivos de geração por segurança energética.
  33. O ONS disponibilizará à ANEEL e dará publicidade em seu site os valores obtidos de ESS\_SE,  $G_n$ , CMO, CVU $_n$  e CP, conjuntamente com as demais informações resultantes da reunião do Programa Mensal de Operação (PMO), no dia em que esta for realizada.
  34. Adicionalmente, o ONS deverá disponibilizar em seu site, junto com as informações de que trata o parágrafo anterior, os seguintes valores discriminados:
    - a) Custo estimado da Geração por Segurança Energética, em R\$, e a geração associada a este custo, MWh; e
    - b) Valor estimado para o CMO por submercado, em R\$/MWh.
  35. A divulgação de aplicação de bandeira tarifária será realizada no site da ANEEL após a disponibilização de informações pelo ONS.

### 10.2. REALIZAÇÃO DE ANO-TESTE

36. Entre 1º de junho de 2013 e 31 de dezembro de 2014, será realizado o 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.
37. No Ano-Teste, a ANEEL deverá realizar divulgação dos procedimentos do sistema de bandeiras, buscando orientar os consumidores quanto aos critérios de aplicação.
38. Nesse período, o sistema de bandeiras será aplicado apenas para efeitos de simulação e divulgação, cabendo à distribuidora destacar nas faturas dos consumidores qual a bandeira vigente (verde, amarela ou vermelha) no período relativo ao faturamento. No informativo da fatura, deverá estar explícito que: (i) a aplicação do sistema de bandeiras tarifárias terá a sua vigência somente a partir do ano de 2015; e (ii) informações sobre o sistema de bandeiras tarifárias estão disponíveis no site da ANEEL.”

| Assunto                     | Submódulo | Revisão | Data de Vigência         |
|-----------------------------|-----------|---------|--------------------------|
| <b>PROCEDIMENTOS GERAIS</b> | 7.1       | 1.3     | <b>D.O.U. 27/12/2013</b> |

### 10.3. REGRAS DE APLICAÇÃO DAS BANDEIRAS TARIFÁRIAS

- 7.1
- 39. O sistema de bandeiras tarifárias terá a sua vigência a partir no ano de 2015 e será aplicado por todas as distribuidoras do Sistema Interligado Nacional – SIN.
  - 40. Todos os consumidores das distribuidoras, conforme alcance do parágrafo anterior, serão faturados pelo sistema de bandeiras tarifárias.
  - 41. Aplicam-se as regras das bandeiras tarifárias para a relação entre concessionárias supridora e suprida, independente de ser ou não agente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.
  - 42. Após o acionamento da bandeira, pela ANEEL, a distribuidora terá o prazo de um dia útil para disponibilizar em seu endereço eletrônico, na página principal, a bandeira que será aplicada no mês subsequente.

### 11. FLEXIBILIZAÇÃO DE PARÂMETROS DA ESTRUTURA TARIFÁRIA

- 43. De forma a adequar a estrutura tarifária ordinária, tanto a distribuidora quanto os consumidores podem propor alterações, com análise substantiva comprovando ser mais adequado e oportuno ao interesse público do que a proposta padrão, nos seguintes parâmetros de construção da tarifa de uso:
  - I. Utilização ou não do posto intermediário para a modalidade tarifária horária Branca;
  - II. Utilização do posto intermediário para a modalidade tarifária horária Branca em horário e duração diversa daquela estabelecida, sempre em períodos conjugados ao posto ponta;
  - III. Utilização de relação ponta/fora ponta/intermediário para a modalidade tarifária horária Branca diversa daquela estabelecida na proposta padrão;
  - IV. Utilização de relação entre a TUSD do posto fora de ponta da modalidade tarifária horária Branca e a TUSD da modalidade tarifária convencional – parâmetro kz – diversa daquela estabelecida na proposta padrão para cada subgrupo tarifário;
  - V. Utilização de relação ponta/fora ponta para as modalidades tarifárias horárias Azul e Verde diversa daquela estabelecida na proposta padrão;
  - VI. Fator de carga do cruzamento das retas tarifárias Azul e Verde;

| Assunto                     | Submódulo | Revisão | Data de Vigência  |
|-----------------------------|-----------|---------|-------------------|
| <b>PROCEDIMENTOS GERAIS</b> | 7.1       | 1.3     | D.O.U. 27/12/2013 |

VII. Valores dos Custos Marginais de Expansão calculados pela ANEEL, baseados em metodologia de custos médios.

7.1

44. A distribuidora deve apresentar sua proposta conforme cronograma definido no Submódulo 10.1 e os consumidores durante o rito da Audiência Pública específica da revisão.
45. Cabe à ANEEL analisar as propostas e definir os parâmetros a serem utilizados.
46. A Estrutura Tarifária Padrão, proposta pela ANEEL, terá os seguintes fatores:

**Tabela 2: 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             | 3,00  |
| Relação Ponta/Fora de Ponta AS             | 5,00  |
| Relação Ponta/Fora de Ponta B              | 5,00  |
| Relação Intermediária/Fora de Ponta B      | 3,00  |
| 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  |

## 12. PUBLICAÇÃO DAS TARIFAS DE APLICAÇÃO

47. A TUSD e a TE serão publicadas nas respectivas resoluções homologatórias de reajuste e revisão tarifária para cada modalidade e subgrupo tarifário.

## 13. DA FATURA DO CONSUMIDOR FINAL

48. A distribuidora deve informar na fatura de energia elétrica dos consumidores do grupo B e dos consumidores do grupo A optantes pelas tarifas do grupo B, o valor correspondente à energia, ao serviço de distribuição, à transmissão, aos encargos setoriais e aos tributos.
49. O valor correspondente à energia deverá ser definido, em R\$, a partir da soma dos valores faturados relativos aos seguintes itens:

| Assunto                     | Submódulo | Revisão | Data de Vigência  |
|-----------------------------|-----------|---------|-------------------|
| <b>PROCEDIMENTOS GERAIS</b> | 7.1       | 1.3     | D.O.U. 27/12/2013 |

- I. Energia elétrica comprada para revenda, conforme item 8, §20, inciso I deste Submódulo, acrescida do valor da respectiva bandeira tarifária quando em vigor;”
- II. Perdas (TE), conforme item 8, §20, inciso IV deste Submódulo; e
- III. Perdas (TUSD), conforme item 6, §15, inciso III deste Submódulo.
50. O valor correspondente ao serviço de distribuição deverá ser definido, em R\$, a partir do valor faturado relativo a componente TUSD – Fio B, conforme item 6, §15, inciso I, alínea b) deste Submódulo.
51. O valor correspondente à transmissão deverá ser definido, em R\$, a partir da soma dos valores dos itens que formam a componente TUSD – Fio A:
- I. Item 6, §15, inciso I, alínea a) deste Submódulo; e
  - II. Item 8, §20, inciso III deste Submódulo.
52. O valor correspondente aos encargos setoriais deverá ser definido, em R\$, a partir da soma dos valores relativos aos seguintes itens e componentes:
- I. Item 6, §15, inciso II deste Submódulo; I; e
  - II. Item 8, §20, inciso II deste Submódulo.
53. Para os consumidores do grupo A, a ANEEL disponibilizará em até 15 (quinze) dias após publicação da respectiva resolução homologatória em seu sitio na internet os valores segregados, com a estrutura mínima apresentada nos parágrafos 15 e 20 deste Submódulo, das tarifas para análise e controle da sociedade.

## 14. DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS

### 14.1. MODALIDADE TARIFÁRIA CONVENCIONAL BINÔMIA

54. A modalidade tarifária convencional binômia será aplicada até o termo do 3CRTP.
55. A distribuidora, a fim de estabelecer um prazo de migração de modalidades tarifárias aos consumidores, deve atender aos seguintes procedimentos:
- a) 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. A distribuidora deve informar, durante este prazo, a necessidade de alteração de

| Assunto                     | Submódulo | Revisão | Data de Vigência  |
|-----------------------------|-----------|---------|-------------------|
| <b>PROCEDIMENTOS GERAIS</b> | 7.1       | 1.3     | D.O.U. 27/12/2013 |

modalidade e a sugestão de enquadramento naquela que proporcione o menor valor de fatura.

7.1

Para as demais unidades consumidoras a migração deve ser feita até o término do 3CRTP. A distribuidora deve informar, aos respectivos consumidores, a extinção da modalidade convencional e a sugestão de enquadramento na modalidade que proporcione a menor fatura no mínimo 12 meses antes do início do 4º ciclo de revisões tarifárias periódicas.

#### 14.2. MODALIDADES TARIFÁRIAS PARA O SISTEMA ISOLADO

56. Aplicam-se ao sistema isolado as mesmas modalidades tarifárias do Sistema Interligado Nacional - SIN.

#### 14.3. TARIFAS PARA CONSUMIDORES LIVRES DE FONTES INCENTIVADAS

57. O percentual de redução ao qual se refere o inciso II do art. 5º da Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, será aplicado sobre a componente TUSD TRANSPORTE a partir da data de:
- Aplicação do terceiro ciclo de revisão para a distribuidora, no caso de concessionária; e
  - Aplicação do primeiro ciclo de revisão para a distribuidora, no caso de permissionária.

58. Para os reajustes tarifários que ocorrerem até as datas definidas no parágrafo 65, 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.

#### 14.4. TRANSIÇÃO DA APLICAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA

59. 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 deste PRORET.

#### 14.5. CALCULO DA RELAÇÃO PONTA/FORA PONTA DA TUSD TRANSPORTE

60. Para as revisões tarifárias que ocorrerem até 30 de junho de 2013, as relações ponta/fora ponta das Tarifas de Referência TUSD FIO B serão determinadas considerando as Tarifas de Referência TUSD FIO A apuradas para o final do período de transição da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, estabelecido pela Resolução Normativa nº 399, de 13 de abril de 2010.

| Assunto                     | Submódulo | Revisão | Data de Vigência         |
|-----------------------------|-----------|---------|--------------------------|
| <b>PROCEDIMENTOS GERAIS</b> | 7.1       | 1.3     | <b>D.O.U. 27/12/2013</b> |

61. As Tarifas de Referência TUSD FIO A, apuradas no momento da revisão tarifária, para serem aplicadas nos reajustes subsequentes, considerarão a sinalização da TUST decorrente da Resolução Normativa nº 399, de 13 de abril de 2010.

7.1