



Universidade Federal  
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

## ANÁLISE DE ALTERNATIVAS PARA O CÁLCULO DE TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO PARA O HORÁRIO FORA DE PONTA

Wallace Tayson Abreu dos Santos

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador:

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

Rio de Janeiro

Agosto de 2010

**ANÁLISE DE ALTERNATIVAS PARA O CÁLCULO DE TARIFAS DE USO DO  
SISTEMA DE TRANSMISSÃO PARA O HORÁRIO FORA DE PONTA**

Wallace Tayson Abreu dos Santos

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Aprovada por:

---

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

(Orientador)

---

Prof.<sup>a</sup> Carmen Lucia Tancredo Borges D.Sc.

---

Eng. Lenilson Veiga Mattos, M.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

AGOSTO DE 2010

## Resumo

Ao longo dos últimos anos o modelo adotado para o Sistema Elétrico Brasileiro vem se aperfeiçoando, e um dos pilares desse aperfeiçoamento foi a desverticalização das empresas de energia. Dentro da desverticalização é apresentado o conceito de remuneração das instalações de transmissão através de Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão. Desde a sua implantação, as Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão apresentam a configuração de valor nulo para o horário denominado Fora de Ponta. Tal definição busca estabilizar o sistema elétrico migrando cargas do horário de ponta para o horário de em que o sistema está menos carregado.

No ano de 2009 fatores como maior contratação no horário fora de ponta e pedido de agentes para diminuição do Montante de Uso do Sistema de Transmissão foram observados. Tais fatores estão ligados diretamente à Nulidade da Tarifa no Horário fora de ponta.

O trabalho a seguir busca propor e analisar alternativas para o cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão para o Horário fora de ponta, utilizando a Metodologia Nodal, coibindo a sobrecontratação no horário fora de ponta, ao mesmo tempo que deve proteger o horário de ponta do Sistema Elétrico Brasileiro do excesso de carga.

# Sumário

<b>1. Capítulo I - Introdução .....</b>	<b>1</b>
1.1. Introdução.....	1
1.2. Horário de Ponta e Fora de Ponta .....	3
1.3. Curva de Carga não acompanha a Curva de Contratações .....	7
<b>2. Capítulo II - Metodologia Nodal .....</b>	<b>8</b>
2.1. Histórico .....	8
2.2. Base Conceitual .....	11
2.3. Formulação Básica da Metodologia .....	13
2.4. Critério de despacho para estabelecimento do caso base .....	20
2.5. Custos de reposição das instalações da rede básica .....	21
2.6. Capacidades das linhas e transformadores .....	22
2.7. Definição de Capacidade dos Equipamentos .....	23
2.8. Ajuste dos encargos para cobertura da Receita Anual Permitida (RAP) .....	24
2.9. Cálculo da parcela selo da $TUST_G$ dos geradores.....	24
2.10. Cálculo da parcela selo da $TUST_C$ da carga .....	25
2.11. TUST Final.....	26
<b>3. Capítulo III - Ferramenta Utilizada.....</b>	<b>27</b>
3.1. Programa Nodal .....	27
3.2. Arquivos de Entrada .....	27
3.3. Relatórios de Saída .....	31
3.4. Calculo da Tarifa.....	42
<b>4. Capítulo IV - Simulações.....</b>	<b>46</b>
4.1. Introdução.....	46
4.2. Casos Exemplos.....	46
4.3. Calculo Atual: .....	53
4.4. Métodos Alternativos .....	57
4.4.1. Mantendo o Encargo .....	58
4.4.1.1. Alternativa 1 - Relação $TUSTC - PTUSTC - FP$ : .....	58
4.4.1.2. Alternativa 2 - Relação MUST-P/MUST-FP .....	63
4.4.2. Criando um novo Encargo.....	67
4.4.2.1. Alternativa 3 - Relação MUST-P/MUST-FP: .....	67
4.4.2.2. Alternativa 4 - Uso do Valor Percentual da $RAP_C$ .....	71

4.4.2.3. Alternativa 5 - Alteração no Horário de Ponta - Uso do Valor Percentual da RAP <sub>C</sub> :	74
4.4.2.4. Alternativa 6 - Alteração no Horário de Ponta - Tarifação atrelada ao consumo:	81
<b>5. Capítulo V - Análise</b>	<b>84</b>
5.1. Introdução	84
5.2. Resolução Normativa ANEEL 399/2010	84
5.3. Análise Resolução Normativa ANEEL 399/2010	88
5.4. Análise das Alternativas	89
5.4.1. Análise Alternativa 1 - Relação TUST <sub>c</sub> – PTUST <sub>c</sub> – FP e Alternativa 2 – Relação MUST <sub>c</sub> – PMUST <sub>c</sub> – FP	90
5.4.2. Análise Alternativa 3 - Relação MUST <sub>c</sub> – PMUST <sub>c</sub> – FP	92
5.4.3. Análise Alternativa 4 - Uso do Valor Percentual da RAP <sub>C</sub> :	94
5.4.4. Análise Alternativa 5 - Alteração no Horário de Ponta - Uso do Valor Percentual da RAP <sub>C</sub> :	96
5.4.5. Análise Alternativa 6 - Alteração no Horário de Ponta - Tarifação atrelada ao consumo	97
5.5. Variação no Encargo	99
5.5.1. Manutenção do Encargo	99
5.5.2. Alteração do Encargo	99
<b>6. Capítulo VI - Conclusões</b>	<b>100</b>
6.1. Conclusão	100
6.2. Propostas de novos trabalhos	101
<b>7. Capítulo VII - Referências Bibliográficas</b>	<b>102</b>

## Sumário de Figuras

Figura 1-1 - Montante de Uso Contratada e Média da Carga no ciclo 2009-2010 .....	7
Figura 2-1 - Fator de carregamento para gerador anteriormente vigente .....	17
Figura 2-2 - Fator de carregamento para carga anteriormente vigente.....	17
Figura 2-3 - Fator de Carregamento para Gerador e Carga Atualmente Vigente.....	18
Figura 4-1 - Configuração para o Cálculo Atual das Tarifas .....	53
Figura 4-2 - Configuração para o Cálculo da Alternativa 4 .....	71
Figura 4-3 - Perfil de Carga do dia 06/06/2006.....	75
Figura 4-4 - Perfil de Carga do dia 21/09/2007.....	75
Figura 4-5 - Perfil de Carga do dia 21/09/20079.....	76
Figura 4-6 - Perfil de Carga médio entre jun/09 e mai/10 .....	76
Figura 4-7 - Perfil de Carga do dia 23/02/2010.....	77
Figura 4-8 - Divisão proposta para com Carga Leve, Carga Média e Carga Pesada ...	78
Figura 5-1 - Configuração para Simulação orientada ela Resolução 399/2010 .....	85
Figura 5-2 - Distribuição dos Valores das Tarifas de acordo com a Resolução 399 .....	89
Figura 5-3 - Distribuição dos Valores das Tarifas de acordo com a Alternativa 1 .....	91
Figura 5-4 - Distribuição dos Valores das Tarifas de acordo com a Alternativa 2 .....	92
Figura 5-5 - Distribuição dos valores das tarifas de acordo com a Alternativa 3 .....	93
Figura 5-6 - Distribuição dos valores das tarifas de acordo com a Alternativa 4 .....	95
Figura 5-7 - Distribuição dos valores das tarifas de acordo com a Alternativa 5 .....	97
Figura 5-8 - Distribuição dos valores das tarifas de acordo com a Alternativa 6 .....	98

## Sumário de Tabelas

Tabela 1-1 - Horário de Ponta de cada distribuidora .....	4
Tabela 4-1 - Barras a serem utilizadas para exemplificação .....	47
Tabela 4-2 - Código representativo das Distribuidoras .....	50
Tabela 4-3 - Código representativo dos Subsistemas .....	52
Tabela 4-4 - Unidades Utilizadas .....	54
Tabela 4-5 - Tarifas para o Caso Atual .....	54
Tabela 4-6 - Tarifas para a Alternativa 1 .....	60
Tabela 4-7 - Tarifas para a Alternativa 2 .....	64
Tabela 4-8 - Tarifas para a Alternativa 3 .....	68
Tabela 4-9 - Tarifas para a Alternativa 4 .....	71
Tabela 4-10 - Tarifas para a Alternativa 5 .....	78
Tabela 4-11 - Tarifas para a Alternativa 6 .....	82
Tabela 5-1 - Divisão entre os valores de para $RAP_C$ de ponta e $Rap_C$ Fora de Ponta..	85
Tabela 5-2 - Valores de Tarifas com Simulação orientada ela Resolução 399/2010 ....	86

# 1. Capítulo I - Introdução

## 1.1. Introdução

O sistema elétrico brasileiro nas últimas duas décadas vem sofrendo processo de amplo aperfeiçoamento, dentro do aperfeiçoamento a desverticalização das empresas de energia elétrica trouxe uma nova maneira de relacionamento das concessionárias de Geração e Consumidoras com as concessionárias de Transmissão.

Foi criada a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional que é definida como todas as Subestações, incluindo assim seus equipamentos, e linhas de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV, excluídos aquelas linhas, ou subestações, que sejam de uso exclusivo por um único usuário.

Toda equipamento de transmissão incluso na Rede Básica do SIN tem seu valor a ser remunerado definido pela ANEEL, de acordo com seu nível de tensão e sua potência nominal. De forma que o somatório dos valores a ser remunerados de uma transmissora forma a receita anual permitida dessa transmissora e o somatório das receitas de todas as transmissoras forma a RAP - Receita Anual Permitida da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional.

Essa RAP é dividida em 50% a ser remunerado pelo segmento geração e 50% pelo segmento consumo. As tarifas de uso do sistema de transmissão - TUST são calculadas com a metodologia nodal, que dá um sinal econômico locacional, e tem como objetivo remunerar a totalidade do valor da RAP no transporte da energia dentro da Rede Básica. As tarifas são reajustadas anualmente na mesma data em que ocorrem os reajustes das RAP das concessionárias de transmissão.



Desde a Resolução ANEEL 281/1999 a formulação do cálculo dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão – EUST, no segmento consumo, referentes à relação entre a  $TUST_C$  e o Montante de Uso do Sistema de Transmissão -  $MUST_C$  é o definido na equação 1.1. Os índices P e FP referem-se ao horário de ponta e fora de ponta, respectivamente. Tal resolução dividiu os valores de tarifa cobrados pelo uso do sistema em um valor para horário de ponta e um valor para horário fora de ponta.

$$EUST_C = TUST_{C-P} \times MUST_{C-P} + TUST_{C-FP} \times MUST_{C-FP} \quad (1.1)$$

Com objetivo de tornar o horário fora de ponta, onde a carga da rede é mais leve, mais atraente foi definida pela Resolução Normativa ANEEL 117/2004, tarifa nula para uso dos sistemas de transmissão nos horários fora da ponta.

Percebe-se que do ponto de vista da otimização do sistema de transmissão, a contratação pelo máximo valor de demanda em qualquer horário poderia resultar no direito de uso, inclusive no horário de ponta, de todo o valor de demanda contratada, o que poderia comprometer seriamente a integridade do sistema e qualidade de atendimento dos demais usuários. Por isso foi definida a importância em se manter a contratação dos montantes de ponta e fora de ponta demandados em cada ponto de conexão.

Mantendo-se a forma atual de contratação do uso do sistema de transmissão é importante que haja uma sinalização tarifária fora do horário de ponta, pois, reconhecidamente, muitos pontos do sistema sofrem carregamentos acentuados e problemas de sub-tensão fora do horário de ponta, requerendo ampliações e reforços, sem a contrapartida de arrecadação de encargos pelos usuários que estão estressando o sistema naqueles horários.

Tendo em vista esse modelo de tarifa igual à zero para o horário fora de ponta, em 2009, unidades consumidoras diretamente conectadas à Rede Básica solicitaram à ANEEL e ao ONS, redução do Montante de Uso do Sistema de Transmissão -  $MUST$  contratado – especialmente no horário de ponta do sistema.

Essa solicitação levou a ANEEL a analisar o atual estado do sistema de tarifação e a necessidade de ajuste de alguns termos da legislação atual, entre eles a questão da precificação fora do horário de ponta.

Tal análise culminou Nota Técnica nº 091/2009-SRT/ANEEL que apresentou propostas para o aprimoramento da regulamentação existente. A sugestão da Nota Técnica levou à abertura da Audiência Pública nº 045/2009, onde o projeto a ser desenvolvido se encaixa, apresentando alternativas ao cálculo de  $TUST_C-FP$ , e analisando o resultado da Audiência Pública, a Resolução Normativa ANEEL 399/2010.

O trabalho a seguir tem como objetivo analisar o resultado da Audiência Pública, e também apresentar e analisar alternativas ao cálculo das tarifas de uso do sistema de transmissão para o horário fora de ponta. Sendo a análise norteadada pelo princípio de atratividade do horário fora de ponta, mantendo assim protegido o horário de ponta e princípio de evitar a sobrecontratação desnecessária de energia no horário fora de ponta.

## 1.2. Horário de Ponta e Fora de Ponta

A Resolução ANEEL 456/2000, depois complementada pela Resolução ANEEL 090/2001, definiu horário de ponta e horário fora de ponta da seguinte maneira:

### 1.2.1. Horário de ponta (P)

Período definido pela concessionária e composto por 3 (três) horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, "Corpus Christi", dia de finados e os demais feriados definidos por lei federal, considerando as características do seu sistema elétrico. Concessionário considerando as características do seu sistema elétrico.

### 1.2.2. Horário fora de ponta (F)

Período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta.

A definição vigente dos horários de ponta de acordo com cada distribuidora é visto na tabela 1.1.

Tabela 1-1 - Horário de Ponta de cada distribuidora

<b>Concessionária de Distribuição</b>	Fora do período de vigência do horário de verão em Brasília	Durante o período de vigência do horário de verão em Brasília
<b>AES SUL</b>	18h00min	19h00min
<b>AMPLA</b>	18h00min	19h00min
<b>BANDEIRANTE</b>	17h30min	17h30min
<b>BRAGANTINA</b>	18h00min	18h00min
<b>CAIUÁ</b>	18h00min	18h00min
<b>CEAL</b>	17h30min	18h30min
<b>CEB</b>	18h00min	19h00min
<b>CEEE</b>	18h00min	19h00min
<b>CELESC</b>	18h00min	19h00min
<b>CELG</b>	18h00min	19h00min
<b>CELPA</b>	18h30min	18h30min

<b>CELPE</b>	17h30min	18h30min
<b>CELTINS</b>	18h00min	18h00min
<b>CEMAR</b>	18h00min	19h00min
<b>CEMAT</b>	18h00min	19h00min
<b>CEMIG</b>	17h00min	18h00min
<b>CEPISA</b>	17h30min	18h30min
<b>CJE</b>	17h30min	17h30min
<b>CLFM (MOCOCA)</b>	17h30min	17h30min
<b>CLFSC</b>	18h00min	18h00min
<b>CNEE</b>	18h00min	18h00min
<b>COELBA</b>	18h00min	19h00min
<b>COELCE</b>	17h30min	18h30min
<b>COPEL</b>	18h00min	19h00min
<b>COSERN</b>	17h30min	18h30min
<b>CPEE</b>	17h30min	17h30min
<b>CPFL</b>	18h00min	19h00min
<b>CSPE</b>	17h30min	17h30min

<b>DME</b>	18h00min	19h00min
<b>EDEVEP</b>	18h00min	18h00min
<b>ELEKTRO</b>	17h30min	18h30min
<b>ELETROPAULO</b>	17h30min	18h30min
<b>ELFSM</b>	18h30min	19h00min
<b>ENERGISA BORBOREMA</b>	17h30min	18h30min
<b>ENERGISA MINAS GERAIS</b>	17h30min	18h30min
<b>ENERGISA PARAÍBA</b>	17h30min	18h30min
<b>ENERGISA SERGIPE</b>	17h30min	18h30min
<b>ENERSUL</b>	18h30min	19h30min
<b>ESCELSA</b>	18h00min	19h00min
<b>LIGHT</b>	18h00min	18h00min
<b>PIRATININGA</b>	18h00min	19h00min
<b>RGE</b>	18h00min	19h00min
<b>SULGIPE</b>	18h00min	19h00min

### 1.3. Curva de Carga não acompanha a Curva de Contratações

Devido à definição de  $TUST_C-FP$  nula encontramos uma divergência entre a tendência entre os valores médios da Curva de Carga, e a Curva de MUST Contratado, essa divergência pode ser vista na figura 1-1.

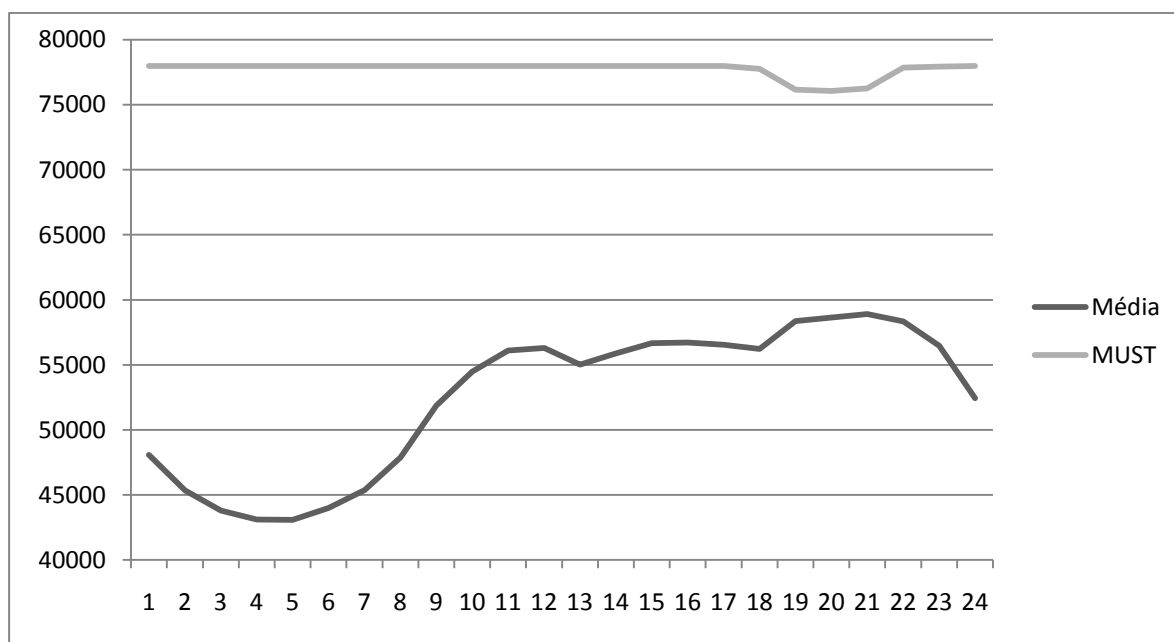


Figura 1-1 Montante de Uso Contratada e Média da Carga no ciclo 2009-2010

De acordo com os dados de contratação vemos que no horário de ponta do sistema, a contratação é menor que no horário fora de ponta. Tal constatação nos leva a crer numa sobrecontratação no horário fora de ponta. A contratação maior fora do horário de maior utilização do sistema nos leva a falsos índices, que podem implicar em ampliações ou reforços da rede em áreas que não estejam sobrecarregadas, gerando aumento desnecessário na tarifa.

## 2. Capítulo II - Metodologia Nodal

### 2.1. Histórico

De acordo com os critérios regulamentados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, os custos relacionados ao serviço de transmissão devem ser alocados de forma a compensar os custos dos investimentos, manutenção e operação das empresas de transmissão. Ao mesmo tempo, esses custos devem fornecer sinais econômicos que induzam os agentes a instalar novas fontes de geração em locais mais adequados para o sistema elétrico como um todo (sinal locacional). A alocação destes custos através do cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST é realizada utilizando-se a Metodologia Nodal.

De acordo com LIMA (2007): “Essa metodologia apareceu pela primeira vez na Inglaterra com o nome de *Investment Cost Related Price (ICRP)* (CALVIOU et al., 1993). A tarifa nodal procura refletir a variação do custo de expansão resultante de um aumento na capacidade de geração de cada barra, isto é, o custo marginal de longo prazo (CMaLP) do sistema.”

A Metodologia Nodal, como o nome diz, distribui as tarifas de acordo com os nós do sistema. Cada barra do sistema terá um valor definido de tarifa para consumidores e um para geradores, e essa tarifa refletirá a necessidade do sistema. Por exemplo, um local com muita carga e pouca geração terá uma tarifa alta para os consumidores enquanto que para os geradores ela será baixa.

A utilização da Metodologia Nodal para remuneração dos serviços de transmissão na Rede Básica do Sistema Interligado Nacional foi aprovada pela Resolução ANEEL 281/99, para simulação de tarifas de uso dos sistemas elétricos com tensão superior ou igual a 69 kV. A Resolução ANEEL 282/1999 estabeleceu alguns parâmetros e critérios que foram incorporados à Metodologia Nodal.

A Resolução ANEEL 281/1999 preconizou que:

**Art. 14** Os encargos de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição serão devidos por todos os usuários, calculados com base nos montantes de uso contratados ou verificados, por ponto de conexão, de conformidade com as fórmulas:

I - Centrais geradoras (posteriormente adicionados os agentes de importação de energia elétrica):

$$EUST_G = TUST_G \times MUST_G \quad (2.1)$$

onde:

$EUST_G$  - Encargo Mensal pelo Uso dos Sistemas de Transmissão, em R\$;

$TUST_G$  - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão atribuída ao segmento geração, em R\$/kW;

$MUST_G$  - Montante de Uso do Sistema de Transmissão contratado pelo segmento geração, em kW;

II - Unidades consumidoras (posteriormente adicionados os agentes de exportação de energia elétrica):

$$EUST_C = TUST_{C-P} \times MUST_{C-P} + TUST_{C-FP} \times MUST_{C-FP} \quad (2.2)$$

onde:

$EUST_C$  - Encargo Mensal pelo Uso dos Sistemas de Transmissão, em R\$;

$TUST_{C-P}$  - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão no horário de ponta atribuída ao segmento carga, em R\$/kW;

$TUST_{C-FP}$  - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão fora do horário de ponta atribuída ao segmento carga, em R\$/kW;



MUST<sub>C</sub>-P - Montante de Uso do Sistema de Transmissão no horário de ponta contratado pelo segmento carga, em kW;

MUST<sub>C</sub>-FP - Montante de Uso do Sistema de Transmissão fora do horário de ponta contratado pelo segmento carga, em kW.

Enquanto que a Resolução ANEEL 282/1999, determinou que as tarifas fossem determinadas com os seguintes parâmetros:

§ 2º Os valores de tarifa de uso foram determinados, para cada barramento componente da Rede Básica, em conformidade com a Resolução ANEEL 281/1999, considerando os parâmetros e critérios a seguir:

I – rateio dos encargos de uso dos sistemas de transmissão na proporção de cinquenta por cento para as unidades geradoras e cinquenta por cento para as unidades consumidoras;

II - utilização dos percentuais de trinta por cento e sessenta por cento, correspondentes aos valores mínimo e máximo do fator de ponderação, no cálculo das tarifas aplicáveis às unidades geradoras;

III – utilização dos percentuais de quarenta por cento e oitenta por cento, correspondentes aos valores mínimo e máximo do fator de ponderação, no cálculo das tarifas aplicáveis às unidades consumidoras;

IV – tarifa nula para uso dos sistemas de transmissão nos horários fora da ponta;

V – caso base de operação do sistema elétrico interligado, considerando o despacho de todas as usinas geradoras de maneira proporcional às suas energias asseguradas, no caso de hidrelétricas, e às suas potências instaladas nos demais casos.

Além de definir os valores de TUST<sub>G</sub> aplicáveis a todas as Unidades Geradoras do SIN e os aplicados às Unidades da Federação, obtidos pela soma dos encargos estabelecidos em

cada barra de carga dividida pelo valor total do uso das instalações de transmissão contratado na Unidade da Federação.

Em dezembro de 2004 a ANEEL aprovou mudanças em alguns pontos desta metodologia através das Resoluções ANEEL 117/2004. Entre as mudanças podemos citar a alteração do Fator de Carregamento e a Utilização de caso base de fluxo de potência da operação anual do Sistema Interligado Nacional - SIN, considerando o despacho de todas as usinas geradoras de forma proporcional às suas potências instaladas.

Enquanto a Resolução Normativa ANEEL 118/2004 apresentou os valores das Tarifas para o segmento consumo e geração.

A Resolução Normativa ANEEL 267/2007 fez alterações no cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão –  $TUST_G$  referente aos novos empreendimentos de geração. Em 2009 com a publicação da Resolução Normativa ANEEL 349/2009, foi criada a  $TUSD_G$ , definida para os Geradores localizados nas Redes de Distribuição, a receita referente aos geradores foi reduzida dessa parcela.

E finalmente, em 2009 iniciaram-se as discussões acerca de alterações no cálculo das  $TUST_C-FP$ , o que gerou, após consulta pública, a Resolução Normativa ANEEL 399/2010, um dos enfoques do nosso estudo.

## 2.2. Base Conceitual

A metodologia para cálculo da TUST é baseada no conceito de tarifas nodais no qual cada usuário do sistema de transmissão, gerador ou consumidor, paga encargos de uso relativos ao ponto (nó) da rede de transmissão ao qual está conectado. Não tendo influencia a origem ou destino da energia contratada e tem como objetivo remunerar o serviço de transmissão prestado a cada usuário.

Os custos globais de expansão e operação da geração e da transmissão são dados pela equação:

$$\text{CUSTO}_{\text{GLOBAL}} = \text{INVEST}_{\text{G}} + \text{INVEST}_{\text{T}} + \text{C}_{\text{OPER}} + \Delta\text{C}_{\text{OPER}} \quad (2.3)$$

Onde:

$\text{INVEST}_{\text{G}}$  custos de investimento em geração

$\text{INVEST}_{\text{T}}$  custos de investimento em transmissão

$\text{C}_{\text{OPER}}$  custos operacionais dos geradores

$\Delta\text{C}_{\text{OPER}}$  variação dos custos operacionais do sistema, correspondentes ao custo das perdas e de desvios em relação ao despacho ótimo devido a restrições de transmissão.

Em um ambiente em que o planejamento da expansão seja centralizado, esta será a função de custos a ser minimizada. Em ambientes em que os investimentos em geração e em transmissão são feitos por agentes distintos, os únicos custos percebidos pelos investidores em geração são os custos de investimento e de operação das usinas, além dos encargos de uso da transmissão. Assim, se as tarifas de transmissão refletir os custos acarretados por cada agente na expansão da rede de transmissão e ainda a variação dos custos operacionais do sistema, os agentes serão levados a tomar decisões de investimento que coincidam com os da expansão a custo mínimo.

A função de custo que os investidores tentarão minimizar terá a forma:

$$\text{CUSTO} = \text{INVEST}_{\text{G}} + \text{C}_{\text{OPER}} + \text{ET} \quad (2.4)$$

Sendo ET os encargos de transmissão, a serem definidos em função do ponto de conexão do gerador à rede elétrica.

Para que as decisões dos investidores coincidam com as que resultariam do planejamento centralizado a custo mínimo, a função encargos de transmissão deve ser calculada por:

$$\text{ET} = \text{INVEST}_{\text{T}} + \Delta\text{C}_{\text{OPER}} \quad (2.5)$$

Onde a parcela  $INVEST_T$  corresponde aos custos marginais de transmissão de longo prazo (C<sub>MaLP</sub>) e a parcela  $\Delta C_{OPER}$  aos custos marginais de curto prazo (C<sub>MaCP</sub>).

O  $INVEST_T$  dependerá das opções que venham a ser adotadas na expansão do sistema de transmissão, que dependem da expansão da geração.

A parcela  $\Delta C_{OPER}$  corresponde aos custos marginais de curto prazo, que variam com as condições operativas do sistema - condições de carga, despachos das usinas e ocorrência de restrições de transmissão.

Como uma metodologia que procurasse refletir tais custos conduziria a tarifas com grande variabilidade ao longo do tempo, optou-se por não contemplar essa parcela nos encargos de uso da transmissão, deixando que seja tratada pelas regras do Mercado de Energia.

### 2.3. Formulação Básica da Metodologia

A Metodologia Nodal é o modelo utilizado para o cálculo das tarifas e encargos de uso do sistema de transmissão no Brasil. Os encargos de uso do sistema de transmissão em cada barra do sistema são calculados a partir da variação no custo da rede, decorrente de um incremento marginal de injeção. Os elementos que compõem essa rede são modificados de modo a atender a demanda máxima prevista nos estudos do planejamento da operação, e baseada nela são quantificadas as influências que cada usuário – geração ou carga – provoca nos custos de expansão da transmissão. Devem-se considerar as condições de demanda onde os elementos do sistema de transmissão são solicitados em carregamento máximo, pois é nessa situação que se necessitará expandir o sistema.

São adotadas as seguintes hipóteses:

É utilizada a chamada “rede ideal de custo mínimo”, que é a rede necessária para o atendimento da demanda a partir das usinas existentes, que tem a mesma topologia e

impedâncias da rede existente (com as ampliações previstas no planejamento determinativo da expansão).

A capacidade de transmissão de cada linha e transformador da rede ideal coincide com o fluxo verificado no elemento, na condição de demanda considerada para o estabelecimento das tarifas de transmissão.

Admitir-se-á que a expansão da transmissão se fará utilizando as rotas de transmissão existentes. Isto implica a consideração de que é possível expandir através de acréscimos marginais na capacidade de transmissão das rotas existentes o que leva a alterações discretas nas tarifas nodais quando da expansão real do sistema de transmissão, que se dá de forma descontínua.

É calculado um caso base de fluxo de potência linear onde se utilizando a rede ideal de custo mínimo. A partir da modelagem para a solução do fluxo de potência linear, obtém-se a matriz de sensibilidade  $\beta$  cujos elementos  $\beta_{LB}$ , denominados fator de sensibilidade, representam o incremento de fluxo na linha L devido ao incremento de demanda ou geração na barra B e valem:

$$\beta_{LB} = \frac{d F_L}{d I_B} \quad (2.6)$$

Sendo:

$F_L$  - Fluxo no elemento L, linha ou transformador, em MW

$I_B$  - Injeção de potência na barra B, em MW

Em outros termos, elevando-se em 1 MW a carga ou a geração em uma barra do sistema, pode-se determinar a variação dos fluxos incrementais nas linhas e transformadores da transmissão.

A partir desses fluxos incrementais e usando custos padronizados de expansão (custos de reposição de linhas e subestações, parametrizados pelo comprimento das linhas, níveis de

tensão e potência nominal de transformadores), é determinada a variação do custo de reposição da rede ideal para um aumento de 1 MW na geração ou na carga em cada barra do sistema. Essa variação de custo definirá o preço nodal da barra, em R\$/MW, isto é, o investimento que seria acarretado (ou evitado) pela injeção de 1 MW de potência na barra  $B$  é calculado através da seguinte equação, chamada de parcela locacional da tarifa ( $\pi_B$ ):

$$\pi_B = \sum_{L=1}^{NL} \beta_{LB} \times C_L \quad (\text{R\$/MW}) \quad (2.7)$$

Onde:

$C_L$  - Custo de reposição do elemento  $L$ , em base anual

Cap $_L$ - Capacidade de transmissão do elemento  $L$ , em MW

$$c_L = \frac{C_L}{Cap_L} \quad \text{- custo unitário de } L, \text{ em R\$/MW}$$

NL - nº de elementos de transmissão.

Dessa forma, as tarifas para carga e geração em cada barra, do sistema de transmissão resultam simétricas, pois a variação no fluxo em cada circuito do sistema, se a geração na barra  $B$  aumenta de 1 MW ( $\beta_{LB}$ ), é o simétrico da variação no mesmo fluxo, se a carga na barra  $B$  varia na mesma proporção ( $-\beta_{LB}$ ).

Os fatores de sensibilidade da matriz  $\beta$  dependem da topologia da rede e do sentido do fluxo dominante em cada elemento da mesma. A dependência dos valores da matriz  $\beta$  com o sentido do fluxo em cada elemento faz com que os custos nodais sejam função dos cenários de carga e despacho adotados na análise. Tal dependência deve-se, principalmente, a circuitos que interliguem bacias hidrográficas, cujos sentidos dos fluxos não permanecem constantes ao longo do ano.

Para evitar que a subjetividade da escolha dos cenários conduziisse a uma arbitrariedade no estabelecimento das tarifas, foi introduzida a atenuação da contribuição dos circuitos cujos sentidos do fluxo não são constantes na formação do custo nodal. Para tanto, procura-se inicialmente ajustar os valores de carga/geração de cada subsistema de forma a minimizar os intercâmbios entre bacias. Além disso, alterou-se a expressão (1.7) pela introdução do fator de carregamento ( $FC_L$ ), também chamado de fator de ponderação, para:

$$\pi_B = \sum_{L=1}^{NL} \beta_{LB} \times c_L \times FC_L \quad (\text{R\$/MW}) \quad (2.8)$$

O fator de carregamento tem seu valor entre 0 e 1 para cada circuito, em função do comportamento do fluxo no mesmo, conforme:

$$FC_L = \begin{cases} 0 & ; \quad r_L < r^{\text{mín}} \\ \frac{r_L - r^{\text{mín}}}{r^{\text{máx}} - r^{\text{mín}}} & ; \quad r^{\text{mín}} \leq r_L \leq r^{\text{máx}} \\ 1 & ; \quad r_L > r^{\text{máx}} \end{cases} \quad (2.9)$$

$$r_L = \frac{|F_L|}{Cap_L} \quad (1.10)$$

Sendo:

$r_L$  = % de carregamento do circuito L

$r^{\text{mín}}$  = % de carregamento mínimo, abaixo do qual o fator de carregamento vale 0 (zero).

$r^{\text{máx}}$  = % de carregamento máximo, acima do qual o fator de carregamento vale 1 (um).

Observa-se pela equação (1.8) que, agora, para as tarifas de geração e carga serem simétricas o  $FC_L$  dos mesmos tem que ser igual.

A Resolução ANEEL 282/1999 estabeleceu os valores de carregamento mínimo de 30% e máximo de 60% para unidades geradoras e os valores de carregamento mínimo de 40% e máximo de 80% para unidades consumidoras.

No caso dos geradores só havia ponderação para os circuitos com carregamento entre 30% e 60%; para os demais o fator de carregamento é igual a 0, ou seja, não há sinal locacional, ou será 1 sendo o sinal locacional máximo (vide figura 1-1). Estes valores de carregamento atenuam a influência da variação real do fluxo nos circuitos.

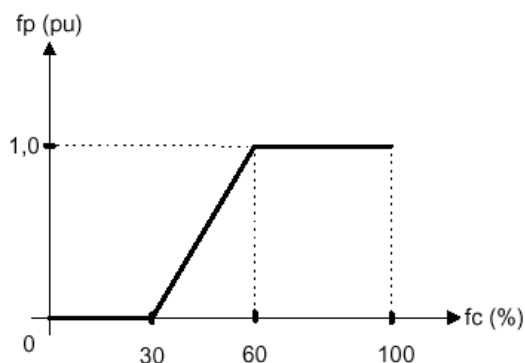


Figura 2-1 - Fator de carregamento para gerador anteriormente vigente

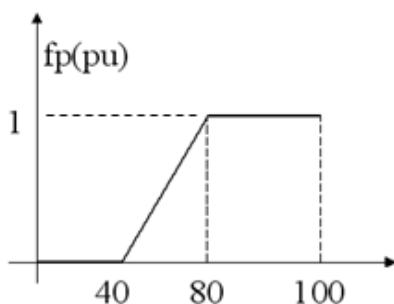


Figura 2-2 - Fator de carregamento para carga anteriormente vigente

No caso da carga só há ponderação para os circuitos com valores de carregamento entre 40% e 80%; para os demais o fator de ponderação é igual a 0 (abaixo de 40%) ou 1 (acima de 80%). (vide figura 1-2). Estes valores de carregamento, também, atenuam a influência da variação real do fluxo nos circuitos.

A Resolução Normativa ANEEL 117/2004 modificou os valores de carregamento para: mínimo de 0% e máximo de 100% para unidades geradoras (vide figura 1-3) e para a carga. Com estes novos valores, sempre haverá ponderação para os circuitos, pois qualquer fluxo



acarretará em um valor entre 0 e 1 para o fator de carregamento e entrará na parcela locacional da TUST. Estes valores de carregamento refletem a variação real do fluxo nos circuitos.

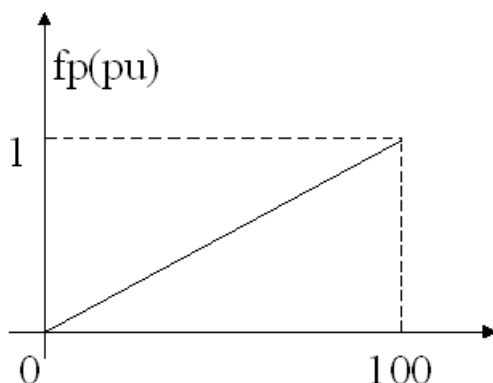


Figura 2-3 - Fator de Carregamento para Gerador e Carga Atualmente Vigente

A equação (1.8) pode levar a tarifas negativas em algumas barras do sistema. Isso poderá ocorrer para as barras que apresentem fatores  $\beta$  negativos em relação a um conjunto de elementos da Rede Básica, indicando que um aumento da injeção nessas barras reduz o carregamento nesses circuitos.

Os encargos de uso da transmissão de cada usuário da rede elétrica, gerador ou consumidor, serão definidos em função de seu ponto de conexão à rede elétrica, independentemente de eventuais contratos bilaterais de compra e venda de energia entre geradores e consumidores. Essas tarifas são denominadas nodais, em contraposição à alternativa de definição das tarifas para cada par carga-geração – hipótese em que é necessário relacionar a barra de injeção à barra de consumo para o cálculo dos encargos.

Se as tarifas fossem definidas para o par carga-geração, em função dos contratos existentes, os fatores  $\beta$  usados na expressão que calcula as tarifas seriam determinados pela variação de 1 MW na barra de geração, compensada por uma variação igual na barra do consumidor com ele contratado.

Não existindo essa relação entre pontos de injeção e pontos de retirada, para se calcularem as tarifas nodais deve-se definir uma barra, única para todo o sistema, onde são compensadas as variações de injeção nas demais barras. Conforme já mencionado, essa barra é denominada barra de referência e está sendo implicitamente considerada na equação (1.6), uma vez que os fatores  $\beta_{LB}$  dependerão da referência escolhida.

A barra de referência é arbitrária e, dependendo da barra escolhida, obtêm-se conjuntos diferentes de tarifas para todas as barras do sistema. Contudo, qualquer que seja a barra de referência, a diferença entre as tarifas de dois geradores ou de dois consumidores quaisquer se manterá constante. Portanto, o que se arbitra, ao escolher uma referência, é o valor absoluto das tarifas e não a relatividade das tarifas dentro de cada classe de usuários.

Com a necessidade de ajuste das tarifas nodais de forma que seja arrecadado um montante necessário para o pagamento dos custos dos serviços de transmissão, as tarifas acrescidas da parcela de ajuste serão as mesmas para cada barra independentemente da referência escolhida.

As diferenças tarifárias entre os usuários em função de sua localização (“sinalização locacional”) independem da barra de referência escolhida.

A escolha da barra de referência define apenas a proporção em que é dividido o pagamento da receita requerida da transmissão entre geração e demanda.

Assim, a escolha da barra de referência será feita de modo a obter o rateio dos encargos de transmissão entre o conjunto dos geradores e o conjunto dos consumidores em uma proporção predefinida. Este valor será definido em resolução pela ANEEL.

A solução do problema matemático do rateio da receita da transmissão entre geração e demanda não implica em se designar uma barra física como referência. No caso geral, nenhuma barra do sistema leva ao rateio na proporção definida e a referência será uma barra fictícia.

#### 2.4. Critério de despacho para estabelecimento do caso base

Deseja-se que as tarifas de transmissão possam dar a efetiva sinalização locacional para que os novos agentes de geração tomem suas decisões de instalação. É desejável também, que a tarifa nodal seja estabelecida considerando o despacho de todos os agentes geradores.

Todos os geradores deverão contratar o uso do sistema de transmissão informando, ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, conforme disposto nos Procedimentos de Rede, o valor máximo despachável, correspondendo à sua potência instalada subtraída do seu consumo próprio e de cargas atendidas diretamente a partir de sua subestação elevadora.

O critério de despacho para o estabelecimento de tarifas e encargos de uso dos sistemas de transmissão, de acordo com a Resolução ANEEL 282/1999, era:

- Despachar, em cada submercado da CCEE (antigo MAE), todas as hidrelétricas de forma proporcional à sua energia assegurada ou energia firme, e as usinas térmicas de forma proporcional a sua potência disponível, até o atendimento da demanda contratada (balanço carga-geração).
- O despacho respeitará, como limite superior, a potência máxima despachável informada pelos geradores.

Este despacho foi modificado pela Resolução Normativa ANEEL 117/2004, passando a ser:

- Despachar, em cada submercado da CCEE (antigo MAE), todas as usinas de forma proporcional a sua potência disponível, até o atendimento da demanda contratada (balanço carga-geração).
- O despacho respeitará, como limite superior, a potência máxima despachável informada pelos geradores.

## 2.5. Custos de reposição das instalações da rede básica

Para o cálculo dos encargos de transmissão, é necessário estabelecer os custos de reposição das linhas e transformadores da Rede Básica. A Rede Básica engloba os equipamentos com tensão maior ou igual a 230 kV. Assim a TUST tem como objetivo remunerar o serviço de transmissão, da Rede Básica, prestado a cada acessante.

Como as tarifas devem refletir os custos de expansão da Rede Básica devido à presença de cada usuário, ou seja, o investimento futuro deve-se adotar não os custos históricos das instalações, mas os valores esperados para futuras expansões do sistema.

Assim, os custos de reposição das linhas e transformadores da Rede Básica são estimados usando custos padronizados (médios) para cada tipo de instalação, em função de suas características básicas, tais como comprimento das linhas de transmissão, níveis de tensão das linhas e transformadores e potência nominal dos transformadores.

Na estimativa dos custos de reposição seria possível considerar diferentes níveis de detalhe, no que se refere às características de projeto das instalações, tais como: tipos de torres e condutores das linhas de transmissão, arranjos das subestações, distinção entre linhas aéreas e subterrâneas, etc. Um detalhamento excessivo importaria a manutenção de uma base de dados complexa, de difícil validação e não reprodutível. Além disso, a consideração das especificidades de cada instalação levaria a que os custos fossem muito influenciados pelas opções adotadas no passado que não se reproduzirão, necessariamente, na expansão futura do sistema. Assim, optou-se por uniformizar os custos em cada nível de tensão, quer adotando valores médios, quer estendendo para todas as instalações os custos da configuração mais usual.

Para o cálculo dos encargos, a receita a ser arrecadada será proporcionalizada pelos custos de reposição de todos os elementos da Rede Básica de forma a se obter um valor de receita a arrecadar em base anual.

Os custos dos equipamentos de compensação reativa, tais como capacitores, compensadores síncronos e estáticos, presentes nas subestações, não são considerados. Tais equipamentos serão remunerados através de Contratos de Prestação de Serviços Ancilares, conforme tratamento definido em instrumento regulatório específico.

## 2.6. Capacidades das linhas e transformadores

Para a determinação dos preços nodais, devem-se definir não só os custos de reposição dos elementos da Rede Básica bem como sua capacidade de transmissão, de forma a se calcular o custo unitário dos equipamentos, expresso em R\$/MW.

A definição da capacidade admissível de um equipamento, particularmente das linhas de transmissão, entretanto, não é trivial, dada a diversidade de fatores limitantes. Podem-se considerar, por exemplo: os limites de transmissão em regime normal ou em emergência, os limites térmicos dos condutores (distintos para as diferentes estações do ano e horários do dia), os limites por razões de estabilidade e de controle de tensão (que, na maioria dos casos, são dependentes das condições operativas do sistema), limites em função de equipamentos terminais, etc.

De modo a evitar que essa diversidade de fatores limitantes introduza uma componente subjetiva no cálculo das tarifas de transmissão, comprometendo a reprodutibilidade das simulações, estabeleceu-se um critério unívoco na definição da capacidade de cada elemento de acordo com a Resolução ANEEL 281/1999 que foi modificada pela Resolução Normativa ANEEL 117/2004.

## 2.7. Definição de Capacidade dos Equipamentos

Eram adotados os seguintes critérios para definição das capacidades dos equipamentos da Rede Básica, para fins de cálculo de encargos de transmissão:

### 2.7.1. Transformadores e Autotransformadores

Será utilizada a capacidade nominal do equipamento informada pelo fabricante (dado de placa), correspondente ao seu último estágio de ventilação.

### 2.7.2. Linhas de Transmissão:

Para a padronização dos limites das LT, procedeu-se, previamente, a uma comparação entre os valores de capacidade informados, o máximo fluxo passante em carga pesada e a potência característica (SIL) das mesmas.

Sendo o SIL um parâmetro intrínseco das linhas de transmissão, independentemente de limitações impostas pelo sistema de transmissão onde as mesmas estão inseridas, tal parâmetro é uma referência adequada para o valor a ser adotado para a capacidade das linhas.

Optou-se por adotar um valor único de capacidade para todas as linhas de um mesmo nível de tensão, calculado como um múltiplo do SIL médio das linhas naquela tensão.

Porém, muitos usuários do sistema de transmissão estavam pedindo uma mudança de critério para a determinação das capacidades das linhas de transmissão, pois com o avanço da tecnologia na construção de linhas e equipamentos de transmissão, estes valores de capacidade padronizados estavam ficando muito diferentes dos valores reais das novas linhas de transmissão. Então, o critério para definição das capacidades das linhas e transformadores foi modificado na Resolução Normativa ANEEL 117/2004, passando a ser:

Utilização das capacidades nominais de longa duração constantes dos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST, para as linhas de transmissão e transformadores de potência integrantes da Rede Básica.

A utilização deste novo critério não introduz uma componente subjetiva no cálculo das tarifas de transmissão, já que estes valores estabelecidos no CPST seguem um critério único.

## 2.8. Ajuste dos encargos para cobertura da Receita Anual Permitida (RAP)

Dado que, a parcela locacional da TUST não é suficiente para a total recuperação da RAP destinada à cobertura do somatório total das receitas permitidas das empresas de transmissão, da parcela destinada ao ONS e de eventuais diferenças residuais do período anterior, torna-se necessário um ajuste no nível das tarifas. Este ajuste é feito através de uma parcela aditiva, constante, em R\$/MW, a ser somada às tarifas nodais calculadas na etapa anterior e denominada parcela selo. Dessa forma, a relatividade das tarifas dentro de cada classe de usuários não é afetada. Observa-se que, após este ajuste, mesmo com a utilização de um  $FC_L$  igual para carga e gerador, a TUST final passa a ser diferenciada, para os mesmos, porque os ajustes são diferentes entre eles. Enquanto para geradores o sinal locacional é da maior relevância por efetivamente contribuir para a decisão de instalação do mesmo, para as cargas, sua influência é pequena.

## 2.9. Cálculo da parcela selo da TUST<sub>G</sub> dos geradores

O valor de potência a ser utilizado no cálculo dos encargos dos geradores, é a capacidade instalada de cada usina, abatida de seu consumo próprio.

A parcela selo para os geradores ( $K_{GB}$ ) é calculada como:

$$k_{gerador} = \frac{RAP_G - \sum_B \pi_B \times P_B}{\sum_i P_i} \quad (1.11)$$

Onde:

P<sub>B</sub> - potência instalada do gerador na barra B (kW)

P<sub>i</sub> - potência instalada de cada gerador do sistema (kW)

RAP<sub>G</sub> - parcela da receita anual permitida a ser recuperada pelos geradores (R\$/ano)

## 2.10. Cálculo da parcela selo da TUST<sub>C</sub> da carga

A parcela selo para as cargas (K<sub>LB</sub>) é determinada de forma semelhante ao de geração, levando-se em conta a demanda máxima contratada para cada barra, como:

$$k_{carga} = \frac{RAP_C - \sum_B \pi_B \times D_B}{\sum_i D_i} \quad (1.12)$$

Sendo:

D<sub>B</sub> - demanda contratada na barra B (kW);

D<sub>i</sub> - demanda contratada em cada barra do sistema (kW)

RAP<sub>C</sub> - parcela da receita anual permitida a ser recuperada pela carga (R\$/ano)

Para cálculo dos encargos da carga será utilizado o maior valor de demanda entre o medido e o previsto (contratado) para o horário considerado (ponta ou fora da ponta). Hoje, só é considerado o horário de ponta.



## 2.11. TUST Final

Como já mencionado para se obter a TUST final para carga e geração é só somar a parcela locacional com a parcela selo.

$$TUST = \pi B + K \quad (1.13)$$

### 3. Capítulo III - Ferramenta Utilizada

#### 3.1. Programa Nodal

Para realizar as simulações das Tarifas de Uso de Sistema de Transmissão, utilizamos o Programa Nodal, disponibilizado e atualizado pela ANEEL a cada alteração na metodologia dos cálculos das tarifas.

A versão utilizada nesse trabalho é a de número 4.4, disponibilizada a partir de junho, já implementado o cálculo de  $TUST_C$ -FP

O Programa Nodal calcula as TUST referentes à Rede Básica, que são objeto de estudo desse trabalho, calcula também a TUST-FR e a  $TUSD_G$ . A metodologia nodal utilizada resulta em tarifas a serem pagas pelos geradores e cargas em função de sua localização eletro-geográfica no sistema elétrico. A  $TUSD_g$  - Tarifa de Uso para Sistemas de Distribuição aplicada a Geradores, é aplicada a Unidades Geradoras conectadas em redes de distribuição com nível de tensão entre 88 kV e 230 kV. Já a TUST-FR remunera sistemas pertencentes à Rede Básica de Fronteira e Demais Instalações de Transmissão. Porém, tais cálculos não são abrangidos pelo nosso estudo.

#### 3.2. Arquivos de Entrada

##### 3.2.1. Dados de Rede (DC)

É um arquivo de dados de fluxo de potência no formato de entrada do programa ANAREDE. Deve conter obrigatoriamente os blocos de título (código de execução TITU), dados de barras (código de execução DBAR), de circuitos (código de execução DLIN) e de áreas (código de execução DARE).

### 3.2.2. Dados da Transmissão – Rede Básica (TRA)

Arquivo contendo as capacidades e custos de reposição para todos os circuitos (linhas e transformadores) da rede de transmissão a ser remunerada através da TUST. Os custos de reposição dos circuitos são fornecidos em 3 parcelas, correspondentes respectivamente aos custos do equipamento, do vão do lado “DE” e do vão do lado “PARA”.

### 3.2.3. Dados de Usinas (USI)

Contém, para cada usina, a lista de barras correspondentes no arquivo de rede com as respectivas capacidades instaladas por barra.

### 3.2.4. Dados das TUST e Capacidades das Usinas do Ciclo Tarifário Anterior (TCA)

Contém, para cada usina, o nome, capacidade e TUST do ciclo tarifário anterior, a serem utilizados no cálculo da TUST do novo ciclo.

Este arquivo normalmente será gerado pelo próprio programa, quando da simulação das tarifas do ciclo anterior, bastando renomear o arquivo com extensão TCP para o nome no novo ciclo, e mudando a extensão para TCA. Caso o usuário queira editar esse arquivo, este deverá usar a formatação do arquivo descrito a seguir.

### 3.2.5. Dados das Tarifas e Capacidades das Usinas com TUST de Longo Prazo (TLP)

Contém, para cada usina, o nome, capacidade e TUST de longo prazo, a serem utilizados no cálculo da TUST do novo ciclo.

Este arquivo será atualizado monetariamente externamente.

### 3.2.6. Dados das Demais Instalações e Transformadores de Fronteira (RDF)

Arquivo contendo blocos de dados com informações sobre os elementos a serem remunerados através da TUST-FR, assim como as barras cujas demandas remunerarão estas receitas. Estas informações deverão estar agrupadas em blocos, contendo informações de elementos utilizados por um conjunto de barras associadas a estes elementos. Estes blocos poderão ser organizados na seguinte sequência:

1. Redes ou transformadores compartilhados por mais de uma distribuidora;
2. Transformadores de fronteira com MUST contratada no lado de baixa tensão;
3. Transformadores de fronteira sem compartilhamento de MUST no lado de baixa tensão.

### 3.2.7. Dados das Empresas de Transmissão e Empresas de Distribuição (TED)

Arquivo contendo a identificação de cada empresa de distribuição e empresa de transmissão, permitindo gerar relatórios de saída.

### 3.2.8. Dados dos Pontos de Conexão (NBD)

Arquivo contendo uma identificação do nome de cada ponto de conexão, associado à determinada barra, permitindo gerar relatório de saída. Este arquivo é opcional. Caso este não exista, no relatório de saída será utilizado o mesmo nome da barra definido no arquivo .DC

### 3.2.9. Dados das Redes Compartilhadas e Distribuição (RDU)

Arquivo contendo os dados de receita das empresas de transmissão referentes às redes compartilhadas, as capacidades e custos de reposição para todos os circuitos (linhas e transformadores) desta rede de transmissão a ser remunerada através da TUSDG, assim como as barras cujas cargas ou geração remunerarão estes ativos, e as ligações da Rede Básica com a rede compartilhada e redes de distribuição. Também conterà os dados de receita das empresas de distribuição, as capacidades e custos de reposição para todos os circuitos (linhas e transformadores) destas redes a serem remuneradas através da TUSDG.

Estas informações deverão estar agrupadas em blocos, para cada rede unificada (até 50 redes). Cada bloco terá oito grupos de informações contendo os elementos utilizados por um conjunto de barras associadas a estes elementos. Estes blocos são organizados na seguinte sequência:

1. Nome da RU;
2. Receita das empresas de transmissão a ser recuperada com a TUSD;
3. Linhas ou transformadores da rede compartilhada (total para todas as RU: 6000);
4. Elementos de fronteira entre Rede Básica e a rede compartilhada (total para todas as redes unificadas: 500);
5. Barras que remunerarão esta receita (total para todas as redes unificadas: 6000);
6. Receita da empresa de distribuição a ser recuperada com a TUSD (até 16 distribuidoras por RU);
7. Linhas ou transformadores das distribuidoras (total para todas as redes unificadas: 6000);
8. Elementos de fronteira entre Rede Básica e a rede de distribuição (total para todas as redes unificadas: 500).

Ao final de cada rede unificada, é necessário incluir um cartão com “FIMRU”. Os custos de reposição dos circuitos são fornecidos em 3 parcelas, correspondentes respectivamente aos custos do equipamento, do vão do lado “DE” e do vão do lado “PARA”.

### 3.2.10. Dados das TUSDG e Capacidades das Usinas do Ciclo Tarifário Anterior (TDA)

Contém, para cada usina, o nome, capacidade e TUSDG do ciclo tarifário anterior, a serem utilizados no cálculo da TUSDG do novo ciclo. Este arquivo normalmente será gerado pelo próprio programa, quando da simulação das tarifas do ciclo anterior, bastando renomear o arquivo com extensão TDP para o nome no novo ciclo, e mudando a extensão para TDA.

## 3.3. Relatórios de Saída

### 3.3.1. Dados de Transmissão – RB (CTR)

Neste arquivo, que possui a extensão “.CTR”, está impresso o relatório de dados da rede básica. São impressos os seguintes parâmetros:

- Identificação do circuito;
- Capacidade de transmissão (MVA);
- Custo anual (R\$1.000,00/ano);
- Custo total (R\$1.000,00).

### 3.3.2. Dados de Usinas (DUS)

Neste arquivo, que possui a extensão “.DUS”, está impresso o relatório de dados de usinas.

São impressos os seguintes parâmetros:

- Nome da usina;
- Identificação de cada barra da usina;
- Capacidade total de geração por barra (MW);
- Energia assegurada (MW médio);
- Potência disponível da Usina no ciclo atual (MW);
- Identificação da Usina considerada apenas no despacho proporcional;
- Identificação da Usina considerada apenas no cálculo da TUSDG.

### 3.3.3. Dados de Fronteira – FR (RFR)

Neste arquivo, que possui a extensão “.RFR”, está impresso o relatório de dados da fronteira. São impressos os seguintes parâmetros:

- Identificação do circuito;
- Receita anual (R\$1.000,00);
- Empresa de transmissão proprietária.

Caso o usuário não esteja também simulando as TUST-FR, este relatório não será gerado.

### 3.3.4. Tarifas Nodais da Rede Básica – RB (NOS)

Neste arquivo, que possui a extensão “.NOS”, está impresso o relatório de TUST, para carga e geração. São impressos, para as barras de geração ou de carga, os seguintes valores:

- Identificação da barra;
- Potência disponível de geração (MW);
- Tarifa nodal de geração (R\$/kW.mês);
- MUST ponta e fora de ponta contratados (MW);
- Tarifas nodais de carga nos horários de ponta e fora de ponta (R\$/kW.mês).

### 3.3.5. Tarifas das Usinas – RB (TUS)

Neste arquivo, que possui a extensão “.TUS”, está impresso o relatório das tarifas de uso do sistema elétrico das usinas nos níveis tarifários A0 e A1. São impressos os seguintes parâmetros:

- Identificação da usina;
- Tarifa de uso da Rede Básica da Usina (R\$/kW.mês);
- Potência disponível da usina - MUST (MW);
- Estado da Federação em que a usina está localizada;
- Comentário sobre a Usina.

Usina nova – não está no arquivo com extensão TCA

Capacidade Anterior - está no arquivo com extensão TCA com capacidade diferente daquele no arquivo com extensão USI



Usina existente no ciclo anterior - está no arquivo com extensão TCA com capacidade igual aquele no arquivo com extensão USI

Usina de leilão de energia com TUST de longo prazo. O programa indica a TUST que a usina pagaria caso fosse uma nova usina. A diferença entre estes valores será assumida pela classe consumo.

### 3.3.6. Resumo do Processo de cálculo das Tarifas na Transmissão (SUT)

Neste arquivo, que possui a extensão “.SUT”, está impresso o sumário de cálculo dos encargos de transmissão. São impressos os seguintes parâmetros:

- Sumário dos dados da rede elétrica;
- Receita anual permitida a ser recuperada (R\$1.000,00);
- Proporção de rateio da receita (%);
- Fatores de carregamento mínimo (%) e máximo (%) para ponderação dos valores betas;
- Totais pagos por geradores e consumidores, em base anual (R\$1.000,00);
- Outros resultados.

### 3.3.7. Tarifas médias das Distribuidoras (TDI)

Neste arquivo, que possui a extensão “.TDI”, está impresso o relatório de tarifas de uso do sistema elétrico por concessionária de distribuição. São impressos os seguintes parâmetros:

- Identificação da distribuidora;
- Tarifas de uso do sistema elétrico nos horários de ponta e fora de ponta - TUST e TUST-FR (R\$/kW.mês);

- MUST contratados nos horários de ponta e fora de ponta referentes às TUST e TUST-FR (MW).

### 3.3.8. Despacho das Usinas (DES)

Neste arquivo, que possui a extensão “.DES”, está impresso o relatório com o despacho de todas as usinas. São impressos os seguintes parâmetros:

- Identificação da usina;
- Energia assegurada MW médio);
- Potência disponível (MW);
- Despacho original (MW);
- Despacho proporcional (MW).

### 3.3.9. Tarifas Nodais por ponto de conexão (NTC)

Neste arquivo, que possui a extensão “.NTC”, está impresso o relatório de tarifas nodais (TUST e TUST-FR) por concessionária de distribuição, por ponto de conexão. São impressos, para as barras com demanda contratada ou geradores despachados centralizadamente, os seguintes valores:

- Identificação da concessionária;
- Identificação da barra (número, nome e ponto de conexão);
- Tarifas nodais nos horários de ponta e fora de ponta (TUST e TUST-FR) (R\$/kW.mês).

### 3.3.10. Encargos referentes à parcela da TUST-FR (REF)

Neste arquivo, que possui a extensão “.REF“, está impresso o relatório dos encargos de uso dos transformadores de fronteira e redes compartilhadas, por empresa de transmissão e empresa de distribuição – TUST-FR. São impressos os seguintes parâmetros:

- Identificação da Empresa de Transmissão, e total de encargos a receber (R\$1.000,00/ano);
- Contribuição por Empresa de Distribuição (R\$1.000,00/ano);
- Identificação da Empresa de Distribuição, e total de encargos a pagar (R\$1.000,00/ano);
- Contribuição por Empresa de Transmissão (R\$1.000,00/ano).

Caso o usuário não esteja também simulando as TUST-FR, este relatório não será gerado.

### 3.3.11. Tarifas das Usinas para o próximo ciclo - TUST (TCP)

Neste arquivo, que possui a extensão “.TCP“, estão registradas as TUST das usinas nos níveis tarifários A0 e A1, a serem utilizadas para o cálculo das TUST do próximo ciclo tarifário. São impressos os seguintes parâmetros:

- Identificação da usina;
- TUST da Usina (R\$/kW.mês);
- MUST da usina (MW).

### 3.3.12. Resultados parciais no cálculo da TUST (RPA)

Neste arquivo, que possui a extensão “.RPA“, está impresso o relatório com alguns resultados parciais no cálculo da TUST e TUSDG, conforme explicitado nos itens 3.1 e 3.2. Caso esteja ativada a opção de cálculo da TUSDG será gerada uma primeira parte com os resultados dos elementos das DIT, em seguida, os das redes de distribuição e finalmente os

da Rede Básica. Caso esteja ativada apenas a opção de cálculo da TUST será gerado apenas os resultados dos elementos da Rede Básica. São impressos os seguintes parâmetros:

- Identificação do circuito;
- Fluxo de potência ativa (MW);
- Custo anual (R\$1.000,00/ano);
- Capacidade de transmissão (MVA);
- Valores da matriz beta para o cálculo da TUST ou TUSDG de determinada barra.

#### 3.3.13. Dados de Sub-Transmissão e Distribuição (CDI)

Neste arquivo, que possui a extensão “.CDI“, está impresso o relatório de dados da DIT e rede de distribuição. São impressos os seguintes parâmetros:

- Identificação do circuito;
- Capacidade do elemento (MVA);
- Custo anual (R\$1.000,00/ano);
- Custo total (R\$1.000,00);
- Empresa proprietária do elemento;
- Rede unificada associada a este elemento.

#### 3.3.14. Tarifas Nodais da Rede Unificada – TUSDG (NRU)

Neste arquivo, que possui a extensão “.NRU“, está impresso o relatório com as TUSDG-D/DIT para uso das redes unificadas, da carga e geração, sem a parcela de selo. São

impressos, para as barras de geração ou de carga informadas no arquivo com a extensão “.RDU”, os seguintes valores:

- Identificação da barra;
- Potência disponível de geração (MW);
- Tarifa nodal de geração (R\$/kW.mês);
- MUSD contratado (MW);
- Tarifa nodal de carga (R\$/kW.mês);
- Geração/Carga fictícia na fronteira com a rede básica (MW).

Além disto, são informados para todos os RU, a quantidade de distribuidoras associadas em todos os RU, e as parcelas de selo para a geração e carga, respectivamente.

Estes resultados estão agrupados em dois grupos: barras internas à rede unificada, as barras de fronteira com geração fictícia (fluxo que entra na rede unificada) ou carga fictícia (fluxo que sai da rede unificada).

### 3.3.15. Resultados parciais no cálculo da TUSDG (RPD)

Neste arquivo, que possui a extensão “.RPD”, está impresso o relatório com alguns resultados parciais no cálculo da TUSDG, caso esteja ativada a opção de cálculo desta tarifa. São três grupos de informações:

- Relatório com resumo de informações de carga por RU;
- Relatório com resumo de informações da TUSDg-T na fronteira por RU exportadora, indicando a tarifa calculada na barra de fronteira e os fatores de ajuste para obtenção das TUSDg-T das usinas embutidas;

- Relatório com resumo de informações de centrais geradoras por RU, indicando a tarifa calculada antes da aplicação do fator de ajuste e o MUSD correspondente.

### 3.3.16. Tarifas das Usinas – TUSDG (TUU)

Neste arquivo, que possui a extensão “.TUU“, está impresso o relatório das TUSDG para novas usinas ou com MUSD alterado, nos níveis tarifários de 138kV a 88kV. São impressos os seguintes parâmetros:

- Identificação da usina;
- Parcela TUSDG-T;
- Parcela TUSDG-DIT/D;
- Parcela TUSDG-ONS;
- MUSD da usina (MW);
- Indicação se a rede unificada a que pertence a usina é importadora ou exportadora;
- Estado da Federação em que a usina está localizada;
- Área de concessão de distribuição em que a usina está embutida.

### 3.3.17. Resumo da Tarifação na RU (SRU)

Neste arquivo, que possui a extensão “.SRU“, está impresso o sumário de cálculo dos encargos referentes à TUSDG. São impressos os seguintes parâmetros:

- Sumário dos dados de todos os RU;
- Sumário de geração, carga e receitas.

### 3.3.18. Arquivo de fluxo de carga com o despacho proporcional (DDC)

Neste arquivo, que possui a extensão “.DDC“, está reproduzido o arquivo de fluxo de potência com extensão DC, mas com o despacho proporcional utilizado no cálculo das TUST.

### 3.3.19. Tarifas das Usinas – TUSD (TUR)

Neste arquivo, que possui a extensão “.TUR“, está impresso o relatório das TUSDG das novas usinas ou com MUSD alterado, nos níveis tarifários de 138kV a 88kV, por RU. São impressos os seguintes parâmetros:

- Identificação da RU;
- Identificação da usina;
- Contribuições para a TUSDG (R\$/kW.mês);
- MUSD da usina (MW);
- Estado da Federação em que a usina está localizada.

### 3.3.20. Arquivo de fluxo de carga com o despacho proporcional (DUN)

Neste arquivo, que possui a extensão “.DUN“, está reproduzido o arquivo de fluxo de potência com extensão DC, mas com o despacho proporcional utilizado no cálculo das TUSDG.

### 3.3.21. Tarifas das Usinas para o próximo ciclo - TUSDG (TDP)

Neste arquivo, que possui a extensão “.TDP”, estão registradas as TUSDG das usinas nos níveis tarifários entre 138kV e 88kV, a serem utilizadas para o cálculo das TUSDG do próximo ciclo tarifário. São impressos os seguintes parâmetros:

- Identificação da usina;
- TUSDG-T da Usina (R\$/kW.mês);
- TUSDG-ONS da Usina (R\$/kW.mês);
- MUSD da usina (MW).

### 3.3.22. Sumário das TUSDG das Usinas (SRD)

Neste arquivo, que possui a extensão “.SRD”, estão registrados os valores das contribuições para a TUSDG das usinas nos níveis tarifários entre 138kV e 88kV. São impressos os seguintes parâmetros:

- Identificação da usina;
- TUSDG-T da Usina (R\$/kW.mês);
- TUSDG-ONS da Usina (R\$/kW.mês);
- MUSD da usina (MW).
- Identificação se a Usina foi considerada como nova (N), existente (E), ou existente com MUSD alterado (M).



### 3.4. Calculo da Tarifa

#### 3.4.1. TUST

O programa repete a identificação do último arquivo de rede utilizado (extensão .DC). O usuário deve fornecer também o nome que será utilizado na criação dos arquivos de relatórios de saída. A definição de um nome já utilizado previamente fará com que o arquivo existente seja apagado (o diretório assumido é aquele que contém os dados de entrada). A máscara para os arquivos de saída é colocada inicialmente como o mesmo nome do arquivo de rede. O usuário pode alterar esta informação. Caso se deseje armazenar vários relatórios deve-se fornecer uma máscara diferente para os arquivos de saída.

Os parâmetros a serem fornecidos para a simulação das tarifas de uso do sistema elétrico são:

- receita total a ser rateada (repete o último valor de RAP utilizado);
- percentual da receita a ser coberta pelas centrais geradoras (sempre aparece inicialmente o valor referencial de 50% quando o programa é executado);
- encargos dos geradores fora da rede básica;
- fatores mínimo e máximo de carregamento no cálculo das TUST e TUSDG dos geradores e cargas.

#### 3.4.2. Algoritmo de Despacho Proporcional

Antes do cálculo da matriz de sensibilidade ( $\beta$ ), o programa executa automaticamente um algoritmo de despacho chamado “despacho proporcional”. O despacho consiste em um conjunto de valores de geração para todas as barras do sistema. O despacho original

contido no arquivo de dados de rede (arquivo com extensão “.DC”) não é utilizado, sendo substituído pelo despacho obtido pelo algoritmo de despacho proporcional.

O despacho é dito proporcional porque os geradores, em cada submercado e independente de sua natureza, serão despachados de forma proporcional à sua capacidade instalada, até o atendimento da demanda do submercado mais suas perdas (balanço carga-geração por submercado). O despacho respeitará sempre, como limite superior, a potência disponível dos geradores.

Como o montante de perdas de cada submercado depende do despacho, é necessário um processo iterativo no qual as perdas obtidas com o despacho original são utilizadas para a obtenção do primeiro despacho proporcional. Com este despacho, as perdas são recalculadas, e novo despacho proporcional é obtido. Este processo iterativo prossegue até que a variação de perdas em todos os submercados, entre duas iterações consecutivas, seja menor que uma tolerância pré-estabelecida.

Caso seja ativada a opção de cálculo de TUST também no horário fora de ponta, serão calculados os despachos proporcionais para cada um dos horários de demanda – ponta e fora de ponta.

#### 3.4.2.1. Algoritmo Utilizado

1. executa o cálculo de fluxo de potência linear com perdas a partir do despacho obtido dos geradores<sup>1</sup> contidos no arquivo .USI proporcionais à sua capacidade instalada
2. calcula as perdas de todos os submercados em determinado horário de carga
3. armazenar as perdas de cada submercado
4. para cada submercado  $i$ :
  - $ERRO \leftarrow 0$

- $C_{tot}(i) \leftarrow$  total de cargas + perdas do submercado i
  - $G_{tot}(i) \leftarrow$  total de gerações do submercado i
  - $$FATOR \leftarrow \frac{C_{tot}(i)}{G_{tot}(i)}$$
  - multiplica a geração de todos os geradores do submercado i por FATOR. Para os geradores cuja geração resultar maior que sua potência disponível, fazer a geração igual a este valor limite, acumulando estas ultrapassagens em ERRO.
  - enquanto  $ERRO > 0$
  - $G_{aux}(i) \leftarrow$  total de gerações dos geradores do submercado i que ainda não atingiram o valor limite
  - $$K_{aux}(i) \leftarrow \frac{G_{aux}(i) + ERRO}{G_{aux}(i)}$$
  - multiplicar a geração dos geradores do submercado i que ainda não atingiram o valor limite por  $K_{aux}$
  - $ERRO \leftarrow 0$
  - para os geradores cuja geração resultar maior que sua capacidade instalada, fazer a geração igual a este valor limite, acumulando estas ultrapassagens em ERRO
5. executa o cálculo de fluxo de potência linear com perdas
  6. recalcula as perdas de todos os submercados
  7. se houve algum submercado com variação de perdas maior que a tolerância, volta para 3

O programa também gera um arquivo de fluxo de carga com o despacho proporcional utilizado para as opções de cálculo da TUST ponta e fora de ponta.

### 3.4.3. Tratamento de submercados com “déficit”

Caso ocorra algum submercado com “déficit”, ou seja, a soma das potências disponíveis de todos os seus geradores ser inferior ao total de cargas+perdas deste submercado, então torna se necessário que este “déficit” seja suprido por outros submercados vizinhos que possuam folga suficiente para suprir este “déficit”. Nestes casos são escolhidos, dentre os submercados vizinhos, aqueles com maior folga, até que todo o “déficit” seja suprido.

Este procedimento é incorporado no passo 5 do algoritmo de despacho proporcional através da transferência deste “déficit” do  $C_{tot}(l)$  do submercado com “déficit” para o  $C_{tot}(l)$  do submercado vizinho.

### 3.4.4. Utilização dos Fatores de Ponderação

O programa permite ainda alterações nos fatores de ponderação, como visto no Capítulo I, porém a legislação vigente não prevê alterações nesses fatores.

## 4. Capítulo IV - Simulações

### 4.1. Introdução

O estudo a ser desenvolvido nesse capítulo tem como objetivo apontar métodos para o cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão fora de ponta. Tal metodologia é necessária a fim de indicar para os usuários da rede, geradores e consumidores, a faixa horária onde a rede está mais congestionada e deve ser aliviada.

Os métodos apresentados levarão em consideração a utilização do Programa Nodal, citado no Capítulo 2. Tendo em sua maioria alterações quanto à distribuição da RAP, ou alterações que nos levem a uma relação matemática da  $TUST_{C-P}$  com a  $TUST_{C-FP}$ .

### 4.2. Casos Exemplos

Para termos uma base visual de discussão nas alternativas que irão nortear nosso estudo devemos definir casos exemplos. Os casos exemplos definidos a seguir servirão para analisar uma amostra dos valores de tarifas a serem aplicadas em todos os subsistemas do SIN, quanto à metodologia atual, e metodologia proposta.

Atualmente, temos no setor elétrico brasileiro 5515 barras (nós) de sistema, dessas 640 tem MUST - Montante de Uso para o Sistema de Transmissão no ciclo 2010-2011 diferente de zero, portanto, tem um EUST - Encargo de Uso do Sistema de Transmissão associado. As análises realizadas neste trabalho contemplaram todos os pontos, porém a demonstração será apenas para alguns pontos chaves. Para tanto iremos utilizar as barras com maior MUST contratado de cada distribuidora, que tiver contratado MUST-P e MUST-FP, 39 barras, e também os pontos com maiores e menores MUST contratados por Consumidores Livres de cada subsistema, 8 barras, totalizando 47 barras de análise.

As barras dos casos exemplos estão mostradas na tabela 4-1, que mostra também a Potencia Contratada para o Horário de Ponta e para fora de ponta, além do subsistema e qual distribuidora a barra faz parte.

Tabela 4-1 - Barras a serem utilizadas para exemplificação

Número da Barra	Nome da Barra	MUST-P	MUST-FP	Subsistema	Número da Distribuidora
<b>221</b>	B.GERAL--034	174	174	2	13
<b>276</b>	BRISAMAR-138	140	27	2	9
<b>353</b>	NEVES----138	714,4	261,8	2	2
<b>443</b>	NORDESTE-088	1079	1079	2	28
<b>459</b>	APARECID-088	120,1	120,1	2	29
<b>471</b>	BAIXADA--345	215	215	2	42
<b>603</b>	CBA-2----440	582	582	2	98
<b>635</b>	BBONITA--138	26,95	5	2	7
<b>840</b>	CASCABEL-138	383,3	58,8	1	21
<b>1209</b>	GRAVATA2-069	166	166	1	23
<b>1315</b>	FIBRAPLA-230	28	28	1	98
<b>1736</b>	V.PEDRAS-138	426,5	137,2	2	10
<b>1890</b>	CG-IMBIR-138	203,5	3	2	26

<b>2090</b>	SCHARLAU-138	206,5	36,6	1	31
<b>2094</b>	TAQUARA--138	258,9	37,45	1	32
<b>2896</b>	XANXERE--138	363,5	140,9	1	25
<b>3126</b>	ITAPET-1-138	46,4	23,3	2	83
<b>3137</b>	JAG-ANTA-138	37,7	41,5	2	85
<b>3150</b>	AVARE-SC-230	43,3	0	2	81
<b>3155</b>	BORBOREM-138	21,25	20,5	2	82
<b>3159</b>	STEREZIN-138	74,25	23,3	2	78
<b>3171</b>	PRUDENTEI088	53,5	27,5	2	79
<b>3192</b>	ASSIS-1--088	30,65	31,3	2	84
<b>3715</b>	CARAJAS--138	151,4	23,4	2	12
<b>3816</b>	MGUACU-1-138	79	34	2	30
<b>4533</b>	COXIPO---138	355	28,14	2	49
<b>5193</b>	MIRUEIRA-069	308,1	308,1	3	71
<b>5213</b>	MUSSURE--069	303	303	3	70
<b>5228</b>	B. VISTA-069	22,45	22,45	3	86
<b>5243</b>	NATAL-II-069	431,6	431,6	3	67

<b>5313</b>	MACEIO---069	273,9	273,9	3	64
<b>5422</b>	LIBRA----013	0,3	0,3	3	98
<b>5453</b>	FORTALEZ-069	357,8	357,8	3	66
<b>5493</b>	PIRIPIRI-069	70,2	70,2	3	72
<b>5503</b>	TERESINA-069	312,7	312,7	3	58
<b>5593</b>	IMPERATR-069	126,4	126,4	4	16
<b>5723</b>	JARDIM---069	308,6	308,6	3	69
<b>5822</b>	JACARAC--230	251	251	3	98
<b>5843</b>	PITUACU--069	307,1	307,1	3	65
<b>5963</b>	ITBNINHA-069	32,5	32,5	3	52
<b>6407</b>	CARAJAS--230	450,4	450,4	4	59
<b>6416</b>	TUC--ATR-230	73	73	4	98
<b>6461</b>	V,CONDE--230	924,4	924,4	4	98
<b>6901</b>	P.VELHO--069	192,5	192,5	2	95
<b>6952</b>	R.BRANCO-069	119,8	119,8	2	94
<b>9278</b>	CASTERTE-230	11,4	11,4	1	98
<b>9444</b>	B,COQUEI-230	5	5	2	98



Sendo o código representativo das Distribuidoras mostrado na Tabela 4-2.

Tabela 4-2 - Código representativo das Distribuidoras

<b>Distribuidora</b>	<b>Número da Distribuidora</b>
<b>CEMIG</b>	2
<b>CPFL</b>	7
<b>LIGHT</b>	9
<b>AMPLA</b>	10
<b>CELG</b>	12
<b>CEB</b>	13
<b>CELTINS</b>	16
<b>COPEL</b>	21
<b>CEEE</b>	23
<b>CELESC</b>	25
<b>ENERSUL</b>	26
<b>ELETROPAULO</b>	28
<b>BANDEIRANTE - EBE</b>	29
<b>ELEKTRO</b>	30

<b>AES-SUL</b>	31
<b>RGE</b>	32
<b>PIRATININGA</b>	42
<b>CEMAT</b>	49
<b>SULGIPE</b>	52
<b>CEMAR</b>	58
<b>CELPA</b>	59
<b>CEAL</b>	64
<b>COELBA</b>	65
<b>COELCE</b>	66
<b>COSERN</b>	67
<b>ENERGISA SERGIPE - ESE</b>	69
<b>ENERGISA PARAIBA - EPB</b>	70
<b>CELPE</b>	71
<b>CEPISA</b>	72
<b>BRAGANTINA - EEB</b>	78
<b>CAIUA</b>	79

<b>SANTA CRUZ - CLFSC</b>	81
<b>NACIONAL - CNEE</b>	82
<b>CSPE</b>	83
<b>EDEVP</b>	84
<b>JAGUARARI - CJE</b>	85
<b>ENERGISA BORBOREMA - EBO</b>	86
<b>ELETROACRE</b>	94
<b>CERON</b>	95
<b>CONSUMIDOR LIVRE</b>	98

Enquanto que os Subsistemas são referenciados com as relações contidas na tabela 4-3.:

Tabela 4-3 - Código representativo dos Subsistemas

<b>Número do Subsistema (Submercado)</b>	<b>Subsistema</b>
<b>1</b>	<b>Sul</b>
<b>2</b>	<b>Sudeste</b>
<b>3</b>	<b>Nordeste</b>
<b>4</b>	<b>Norte</b>

A simulação realizada, e analisada posteriormente, será realizada com os arquivos de entrada cedidos pela ANEEL e atualizados em junho de 2010. Para fazer as simulações do nosso trabalho utilizaremos somente os arquivos “.DC”, “.TRA” e “.USI”. Pois são os únicos arquivos que atuam de forma direta na formulação das TUST de Rede Básica, enquanto que os arquivos retirados alteram a Tarifa, mas a dependência de tais está diretamente ligada com outros fatores, como equipamentos em Fronteiras, Compartilhados ou ainda na rede com tensão entre 88 kV e 230 kV, que não são objetos do nosso estudo.

#### 4.3. Calculo Atual:

Atualmente, a  $TUST_C-RB$  é calculada utilizando-se a Receita Anual Permitida ao segmento Consumo –  $RAP_C$  total do ciclo e a configuração com a média do montante de ponta, por ponto de conexão, contratado para os dois anos civis que compõem o ciclo tarifário. Para as simulações que seguem utilizaremos as configurações contidas na figura 4-1. A  $RAP_C$  refere-se à metade da RAP, já que a outra metade é atribuída ao segmento geração.

Figura 4-1 - Configuração para o Cálculo Atual das Tarifas

A GER Fora da RB contempla encargos das usinas fora da Rede Básica, que conforme a Resolução Normativa ANEEL 349/2009 são atribuídas ao segmento consumo. O seu valor é deduzido do segmento consumo, porém sua aplicação não muda a divisão da  $RAP_C$  entre  $TUST_{C-P}$  e  $TUST_{C-FP}$ .

Utilizando essa formulação, os dados de entrada no programa Nodal estão representados na Figura 4-1, e o resultado da simulação de TUST para o Ciclo 2010-2011, está representado na tabela 4-5.

A Tabela a seguir com a Simulação dos Valores de TUST terão as unidades de acordo com a Tabela 4-4.

Tabela 4-4 - Unidades Utilizadas

Fator	Unidade Utilizada
MUST	MW
TUST	R\$/kW.mês
Encargo	R\$/mês

Tabela 4-5 - Tarifas para o Caso Atual

NUM.	$MUST_{C-P}$	$TUST_{C-P}$	Encargo <sub>c</sub>
221	174	4,825	R\$ 839.550,00
276	140	5,610	R\$ 785.400,00
353	714,4	5,094	R\$ 3.639.153,60
443	1079	5,924	R\$ 6.391.996,00
459	120,1	6,495	R\$ 780.049,50

<b>471</b>	215	5,823	R\$ 1.251.945,00
<b>603</b>	582	5,767	R\$ 3.356.394,00
<b>635</b>	26,9	5,581	R\$ 150.128,90
<b>840</b>	383,3	4,926	R\$ 1.888.135,80
<b>1209</b>	166	5,761	R\$ 956.326,00
<b>1315</b>	28	6,040	R\$ 169.120,00
<b>1736</b>	426,5	5,623	R\$ 2.398.209,50
<b>1890</b>	203,5	4,102	R\$ 834.757,00
<b>2090</b>	206,5	5,701	R\$ 1.177.256,50
<b>2094</b>	258,9	5,964	R\$ 1.544.079,60
<b>2896</b>	363,5	4,080	R\$ 1.483.080,00
<b>3126</b>	46,4	6,228	R\$ 288.979,20
<b>3137</b>	37,7	5,505	R\$ 207.538,50
<b>3150</b>	43,3	5,740	R\$ 248.542,00
<b>3155</b>	21,3	4,765	R\$ 101.494,50
<b>3159</b>	74,3	5,647	R\$ 419.572,10
<b>3171</b>	53,5	4,474	R\$ 239.359,00

<b>3192</b>	30,6	4,774	R\$ 146.084,40
<b>3715</b>	151,4	5,090	R\$ 770.626,00
<b>3816</b>	79	5,491	R\$ 433.789,00
<b>4533</b>	355	2,005	R\$ 711.775,00
<b>5193</b>	308,1	4,388	R\$ 1.351.942,80
<b>5213</b>	303	4,625	R\$ 1.401.375,00
<b>5228</b>	22,5	4,550	R\$ 102.375,00
<b>5243</b>	431,6	5,173	R\$ 2.232.666,80
<b>5313</b>	273,9	3,818	R\$ 1.045.750,20
<b>5422</b>	0,3	4,042	R\$ 1.212,60
<b>5453</b>	357,8	4,087	R\$ 1.462.328,60
<b>5493</b>	70,2	5,433	R\$ 381.396,60
<b>5503</b>	312,7	4,559	R\$ 1.425.599,30
<b>5593</b>	126,4	3,336	R\$ 421.670,40
<b>5723</b>	308,6	3,574	R\$ 1.102.936,40
<b>5822</b>	251	3,931	R\$ 986.681,00
<b>5843</b>	307,1	4,192	R\$ 1.287.363,20

<b>5963</b>	32,5	3,976	R\$ 129.220,00
<b>6407</b>	450,4	4,014	R\$ 1.807.905,60
<b>6416</b>	73	3,113	R\$ 227.249,00
<b>6461</b>	924,4	3,656	R\$ 3.379.606,40
<b>6901</b>	192,5	0,000	R\$ -
<b>6952</b>	119,8	0,087	R\$ 10.422,60
<b>9278</b>	11,4	5,779	R\$ 65.880,60
<b>9444</b>	5	3,263	R\$ 16.315,00

#### 4.4. Métodos Alternativos

Podemos generalizar os métodos aqui apresentados como métodos que mantêm o valor do EUST ( $TUST_C \times MUST_C$ ) igual ao anterior, e métodos que alteram o valor desse encargo. A manutenção do encargo se dá por uma simplificação nas contas, uma vez que ao manter o mesmo encargo de cada agente, não será feita uma redistribuição da Receita Anual Permitida ao Segmento Consumo –  $RAP_C$ , e sim uma alocação da referência dos valores anteriormente pagos pelos agentes entre o consumo no horário de ponta e no horário fora de ponta.



#### 4.4.1. Mantendo o Encargo

##### 4.4.1.1. Alternativa 1 - Relação $\frac{TUST_C-P}{TUST_C-FP}$ :

Nesta alternativa são mantidos esta simulação e o encargo obtido com a mesma para cada ponto de conexão. É realizada outra simulação com a representação da média do montante fora de ponta, por ponto de conexão, contratado para os dois anos civis que compõem o ciclo tarifário. Com isso, são obtidas a  $TUST_C-P$  e a  $TUST_C-FP$  para cada ponto de conexão. Como a utilização das mesmas no cálculo do encargo gera uma arrecadação duas vezes maior que a  $RAP_C$  a ser arrecadada pelos agentes de consumo é necessário usar um artifício matemático para assegurar apenas a arrecadação necessária.

Resumidamente têm-se as seguintes premissas:

Manter a arrecadação  $EUST_C = TUST-P \times MUST-FP$

“Rodar” o programa Nodal para a configuração fora de ponta

Manter a relação  $\frac{TUST_C-P}{TUST_C-FP}$  para as novas  $\frac{TUST_C-P'}{TUST_C-FP'}$

Assim, obtém-se a seguinte formulação:

$$EUST_C = TUST_C - P \times MUST - P \quad (4.1)$$

$$\frac{TUST_C-P}{TUST_C-FP} = \frac{TUST_C-P'}{TUST_C-FP'} \quad (4.2)$$

$$EUST_C' = TUST_C - P' \times MUST - P + TUST_C - FP' \times MUST - FP \quad (4.3)$$

Substituindo (4.1) em (4.3) tem-se:

$$TUST - P' \times MUST - P + TUST - FP' \times MUST - FP = TUST - P \times MUST - P \quad (4.4)$$

Calculando  $TUST-FP'$ . Dividir (4.4) por  $TUST-FP'$ :

$$\frac{TUST-P' \times MUST-P + TUST-FP' \times MUST-FP}{TUST-FP'} = \frac{TUST-P \times MUST-P}{TUST-FP'} \quad (4.5)$$

Substituindo (4.2) em (4.5):

$$TUST - FP' = \frac{TUST-P \times MUST-P}{\frac{TUST-P \times MUST-P}{TUST-FP} + MUST-FP} \quad (4.6)$$

$$TUST - P' = \frac{TUST-P \times MUST-P}{\frac{TUST-FP \times MUST-FP}{TUST-P} + MUST-P} \quad (4.7)$$

Observa-se que em alguns pontos de conexão a  $TUST_C-FP$  é maior que a  $TUST_C-P$ . Tal inclinação não é interessante uma vez que há a intenção de se incentivar a modulação do consumo de maneira que seja reduzida a utilização da rede no horário de maior carregamento da mesma. O que se faz é adotar uma tarifa fora de ponta menor que a da ponta.

Isto pode ser facilmente resolvido nesta alternativa através da mudança da equação (4.2) de maneira que se obtenha sempre a relação  $\frac{TUST-P}{TUST-FP}$  maior que 1.

$$\frac{TUST-P}{TUST-FP} = \frac{TUST-P'}{TUST-FP'} \quad \rightarrow \quad \text{Quando } TUST-P < TUST-FP$$

$$\frac{TUST-FP}{TUST-P} = \frac{TUST-P'}{TUST-FP'} \quad \rightarrow \quad \text{Quando } TUST-P > TUST-FP$$

Daí:

quando  $TUST-P > TUST-FP$

$$TUST - FP' = \frac{TUST-P \times MUST-P}{\frac{TUST-P \times MUST-P}{TUST-FP} + MUST-FP} \quad (4.8)$$

$$TUST - P' = \frac{TUST-P \times MUST-P}{\frac{TUST-FP \times MUST-FP}{TUST-P} + MUST-P} \quad (4.9)$$

quando  $TUST-P < TUST-FP$

$$TUST - FP' = \frac{TUST-P \times MUST-P}{\frac{TUST-FP \times MUST-FP}{TUST-P} + MUST-FP} \quad (4.10)$$

$$TUST - P' = \frac{\frac{TUST-P \times MUST-P}{TUST-P \times MUST-FP} + MUST-P}{TUST-FP} \quad (4.11)$$

O resultado da simulação utilizando os resultados acima pode ser visto para os nossos exemplos na Tabela 4-6.

Tabela 4-6 - Tarifas para a Alternativa 1

NUM.	MUST <sub>C-P</sub>	TUST <sub>C-P</sub>	MUST <sub>C-FP</sub>	TUST <sub>C-FP</sub>	Encargo <sub>C</sub>
<b>221</b>	174	2,445	177	2,339	R\$ 839.550,00
<b>276</b>	140	2,669	160	2,573	R\$ 785.400,00
<b>353</b>	714,4	2,686	662,8	2,595	R\$ 3.639.153,60
<b>443</b>	1079	3,049	1064	2,916	R\$ 6.391.996,00
<b>459</b>	120,1	3,273	122,1	3,169	R\$ 780.049,50
<b>471</b>	215	2,945	220	2,812	R\$ 1.251.945,00
<b>603</b>	582	2,947	582	2,820	R\$ 3.356.394,00
<b>635</b>	26,9	2,838	26,9	2,743	R\$ 150.128,90
<b>840</b>	383,3	2,702	339,7	2,509	R\$ 1.888.135,80
<b>1209</b>	166	2,849	169,7	2,849	R\$ 956.326,00
<b>1315</b>	28	2,895	30,5	2,887	R\$ 169.120,00
<b>1736</b>	426,5	2,862	426,5	2,761	R\$ 2.398.209,50
<b>1890</b>	203,5	2,132	202,5	1,979	R\$ 834.757,00

<b>2090</b>	206,5	2,753	222,5	2,736	R\$ 1.177.256,50
<b>2094</b>	258,9	2,828	287,6	2,823	R\$ 1.544.079,60
<b>2896</b>	363,5	2,124	365,5	1,945	R\$ 1.483.080,00
<b>3126</b>	46,4	3,242	42,8	3,237	R\$ 288.979,20
<b>3137</b>	37,7	2,810	37,7	2,695	R\$ 207.538,50
<b>3150</b>	43,3	2,955	41,8	2,885	R\$ 248.542,00
<b>3155</b>	21,3	2,527	20	2,384	R\$ 101.494,50
<b>3159</b>	74,3	2,560	93,3	2,458	R\$ 419.572,10
<b>3171</b>	53,5	2,395	49,8	2,234	R\$ 239.359,00
<b>3192</b>	30,6	2,486	29,9	2,342	R\$ 146.084,40
<b>3715</b>	151,4	2,567	152,6	2,503	R\$ 770.626,00
<b>3816</b>	79	2,706	84,8	2,595	R\$ 433.789,00
<b>4533</b>	355	0,948	396,5	0,946	R\$ 711.775,00
<b>5193</b>	308,1	2,324	292,4	2,175	R\$ 1.351.942,80
<b>5213</b>	303	2,359	309	2,222	R\$ 1.401.375,00
<b>5228</b>	22,5	2,365	22,2	2,215	R\$ 102.375,00
<b>5243</b>	431,6	2,649	434,9	2,505	R\$ 2.232.666,80

<b>5313</b>	273,9	2,004	268,9	1,848	R\$ 1.045.750,20
<b>5422</b>	0,3	0,108	11,7	0,101	R\$ 1.212,60
<b>5453</b>	357,8	2,061	376,3	1,926	R\$ 1.462.328,60
<b>5493</b>	70,2	2,775	71,3	2,617	R\$ 381.396,60
<b>5503</b>	312,7	2,367	310,5	2,208	R\$ 1.425.599,30
<b>5593</b>	126,4	1,758	123,5	1,615	R\$ 421.670,40
<b>5723</b>	308,6	1,831	314,5	1,711	R\$ 1.102.936,40
<b>5822</b>	251	1,978	256	1,915	R\$ 986.681,00
<b>5843</b>	307,1	2,181	291	2,122	R\$ 1.287.363,20
<b>5963</b>	32,5	1,958	34,5	1,901	R\$ 129.220,00
<b>6407</b>	450,4	2,087	446,4	1,945	R\$ 1.807.905,60
<b>6416</b>	73	1,624	73	1,489	R\$ 227.249,00
<b>6461</b>	924,4	1,890	924,4	1,766	R\$ 3.379.606,40
<b>6901</b>	192,5	0	197,5	0	R\$ -
<b>6952</b>	119,8	0,059	118,3	0,028	R\$ 10.422,60
<b>9278</b>	11,4	2,890	11,4	2,889	R\$ 65.880,60
<b>9444</b>	5	1,702	5	1,561	R\$ 16.315,00

#### 4.4.1.2. Alternativa 2 - Relação MUST-P/MUST-FP

Nesta alternativa são mantidas as premissas da anterior excetuando-se a relação das TUST-P'/TUST-FP' que passa a respeitar a relação dos montantes contratados.

Como na alternativa anterior para se obter uma TUST<sub>C</sub>-P maior que a TUST<sub>C</sub>-FP é trabalhada a relação dos montantes para que a relação das tarifas seja sempre maior que 1. Observa-se que não é necessário simular as TUST<sub>C</sub>-FP ponta quando se utiliza esta premissa.

Assim, obtém-se a seguinte formulação:

$$EUST_c = TUST-P \times MUST-P \quad (4.11)$$

$$\frac{MUST-P}{MUST-FP} = \frac{TUST-P'}{TUST-FP} \quad - \text{ Quando } MUST-P > MUST-FP \quad (4.12)$$

$$\frac{MUST-FP}{MUST-P} = \frac{TUST-P'}{TUST-FP} \quad - \text{ quando } MUST-P < MUST-FP \quad (4.13)$$

$$Ec' = TUST - P' \times MUST - P + TUST - FP' \times MUST - FP \quad (4.14)$$

Substituindo (4.12) em (4.14) tem-se:

$$TUST - P' \times MUST - P + TUST - FP' \times MUST - FP = TUST - P \times MUST - P \quad (4.15)$$

Calculando TUST-FP'. Dividir (4) por TUST-FP':

$$\frac{TUST-P' \times MUST-P + TUST-FP' \times MUST-FP}{TUST-FP'} = \frac{TUST-P \times MUST-P}{TUST-FP'} \quad (4.16)$$

Substituindo (4.13) em (4.16):

quando MUST-P > MUST-FP

$$TUST - FP' = \frac{TUST-P \times MUST-P \times MUST-FP}{MUST-P^2 + MUST-FP^2} \quad (4.17)$$

$$TUST - P' = \frac{TUST-P \times MUST-P^2}{MUST-P^2 + MUST-FP^2} \quad (4.18)$$

E quando MUST-P < MUST-FP

$$TUST - FP' = \frac{TUST-P \times MUST-P}{2 MUST-FP} \quad (4.19)$$

$$TUST - P' = \frac{TUST-P}{2} \quad (4.20)$$

O resultado da simulação utilizando os resultados acima pode ser visto para os nossos exemplos na Tabela 4-7.

Tabela 4-7 - Tarifas para a Alternativa 2

NUM.	MUST <sub>C</sub> -P	TUST <sub>C</sub> -P	MUST <sub>C</sub> -FP	TUST <sub>C</sub> -FP	Encargo <sub>C</sub>
<b>221</b>	174,0	2,413	177,00	2,372	R\$ 839.550,00
<b>276</b>	140,0	2,805	160,00	2,454	R\$ 785.400,00
<b>353</b>	714,4	2,738	662,80	2,540	R\$ 3.639.153,60
<b>443</b>	1079,0	3,003	1064,00	2,962	R\$ 6.391.996,00
<b>459</b>	120,1	3,248	122,10	3,194	R\$ 780.049,50
<b>471</b>	215,0	2,912	220,00	2,845	R\$ 1.251.945,00
<b>603</b>	582,0	2,884	582,00	2,884	R\$ 3.356.394,00
<b>635</b>	26,9	2,791	26,90	2,791	R\$ 150.128,90
<b>840</b>	383,3	2,759	339,70	2,445	R\$ 1.888.135,80
<b>1209</b>	166,0	2,881	169,70	2,818	R\$ 956.326,00
<b>1315</b>	28,0	3,020	30,50	2,772	R\$ 169.120,00
<b>1736</b>	426,5	2,812	426,50	2,812	R\$ 2.398.209,50
<b>1890</b>	203,5	2,061	202,50	2,051	R\$ 834.757,00

<b>2090</b>	206,5	2,851	222,50	2,646	R\$ 1.177.256,50
<b>2094</b>	258,9	2,982	287,60	2,684	R\$ 1.544.079,60
<b>2896</b>	363,5	2,040	365,50	2,029	R\$ 1.483.080,00
<b>3126</b>	46,4	3,365	42,80	3,104	R\$ 288.979,20
<b>3137</b>	37,7	2,753	37,70	2,753	R\$ 207.538,50
<b>3150</b>	43,3	2,971	41,80	2,868	R\$ 248.542,00
<b>3155</b>	21,3	2,532	20,00	2,378	R\$ 101.494,50
<b>3159</b>	74,3	2,824	93,30	2,249	R\$ 419.572,10
<b>3171</b>	53,5	2,397	49,80	2,231	R\$ 239.359,00
<b>3192</b>	30,6	2,442	29,90	2,386	R\$ 146.084,40
<b>3715</b>	151,4	2,545	152,60	2,525	R\$ 770.626,00
<b>3816</b>	79,0	2,746	84,80	2,558	R\$ 433.789,00
<b>4533</b>	355,0	1,003	396,50	0,898	R\$ 711.775,00
<b>5193</b>	308,1	2,309	292,40	2,191	R\$ 1.351.942,80
<b>5213</b>	303,0	2,313	309,00	2,268	R\$ 1.401.375,00
<b>5228</b>	22,5	2,306	22,20	2,275	R\$ 102.375,00
<b>5243</b>	431,6	2,587	434,90	2,567	R\$ 2.232.666,80



<b>5313</b>	273,9	1,944	268,90	1,909	R\$ 1.045.750,20
<b>5422</b>	0,3	2,021	11,70	0,052	R\$ 1.212,60
<b>5453</b>	357,8	2,044	376,30	1,943	R\$ 1.462.328,60
<b>5493</b>	70,2	2,717	71,30	2,675	R\$ 381.396,60
<b>5503</b>	312,7	2,296	310,50	2,279	R\$ 1.425.599,30
<b>5593</b>	126,4	1,707	123,50	1,668	R\$ 421.670,40
<b>5723</b>	308,6	1,787	314,50	1,753	R\$ 1.102.936,40
<b>5822</b>	251,0	1,966	256,00	1,927	R\$ 986.681,00
<b>5843</b>	307,1	2,209	291,00	2,093	R\$ 1.287.363,20
<b>5963</b>	32,5	1,988	34,50	1,873	R\$ 129.220,00
<b>6407</b>	450,4	2,025	446,40	2,007	R\$ 1.807.905,60
<b>6416</b>	73,0	1,557	73,00	1,557	R\$ 227.249,00
<b>6461</b>	924,4	1,828	924,40	1,828	R\$ 3.379.606,40
<b>6901</b>	192,5	0,000	197,50	0,000	R\$ -
<b>6952</b>	119,8	0,044	118,30	0,043	R\$ 10.422,60
<b>9278</b>	11,4	2,890	11,40	2,890	R\$ 65.880,60
<b>9444</b>	5,0	1,632	5,00	1,632	R\$ 16.315,00

#### 4.4.2. Criando um novo Encargo

Ao retirarmos a premissa da manutenção do Encargo de Uso do Sistema de Transmissão, os valores de tarifas deixam de ficar presos ao valor da tarifa calculada da maneira anterior e passam a ter uma nova divisão do valor da  $RAP_c$ , tanto na ponta como fora de ponta.

##### 4.4.2.1. Alternativa 3 - Relação MUST-P/MUST-FP:

Além de não se ter a necessidade de manter o encargo final igual ao encargo que seria obtido com a  $TUST_{c-P} \times MUST_{c-P}$  nesta alternativa se calcula apenas um fator multiplicativo (FM) que será aplicado na  $TUST_{c-P}$  para se obter a  $TUST_{c-FP}$ . Este FM é igual à relação do somatório do  $MUST_{c-FP}$  e do  $MUST_{c-P}$  de maneira que se tenha um valor de FM menor que 1.

Assim, obtém-se a seguinte formulação:

$$\frac{\sum MUST-P}{\sum MUST-FP} = FM \text{ - quando } MUST-P < MUST-FP \quad (4.21)$$

$$\frac{\sum MUST-FP}{\sum MUST-P} = FM \text{ - quando } MUST-P > MUST-FP \quad (4.22)$$

$$TUST - FP = TUST - P \times FM \quad (4.23)$$

$$EUST_c = TUST - P \times MUST - P + TUST - FP \times MUST - FP \quad (4.24)$$

Substituindo (4.23) em (4.24) tem-se:

$$EUST_c = TUST - P \times MUST - P + TUST - P \times MUST - FP \times FM \quad (4.25)$$

Para garantir a recuperação da receita ( $\sum EUST_c = RAP_{consumo}$ ) para o período tarifário e analisando as equações (1) e (4), tem-se:

$$EUST_c = \frac{TUST-P \times MUST-P + TUST-P \times MUST-FP \times FM}{\left(\frac{\sum EUST_c}{RAP_c}\right)} \quad (4.29)$$

Dessa forma teremos:

$$TUST - P' = TUST - P \times \frac{RAP_c}{\sum EUST_c} \quad (4.30)$$

$$TUST - FP' = TUST - FP \times \frac{RAP_c}{\sum EUST_c} = FM \times TUST - P \times \frac{RAP_c}{\sum EUST_c} \quad (4.31)$$

O resultado da simulação utilizando os resultados acima pode ser visto para os nossos exemplos na Tabela 4-8.

Tabela 4-8 - Tarifas para a Alternativa 3

NUM.	MUST <sub>C</sub> -P	TUST <sub>C</sub> -P	MUST <sub>C</sub> -FP	TUST <sub>C</sub> -FP	Encargo <sub>C</sub>
<b>221</b>	174,0	2,413	177,00	2,318	R\$ 830.278,27
<b>276</b>	140,0	2,806	160,00	2,695	R\$ 824.128,93
<b>353</b>	714,4	2,548	662,80	2,448	R\$ 3.442.525,13
<b>443</b>	1079,0	2,963	1064,00	2,846	R\$ 6.225.758,88
<b>459</b>	120,1	3,249	122,10	3,121	R\$ 771.214,28
<b>471</b>	215,0	2,913	220,00	2,798	R\$ 1.241.736,74
<b>603</b>	582,0	2,885	582,00	2,771	R\$ 3.291.522,70
<b>635</b>	26,9	2,792	26,90	2,682	R\$ 147.227,26
<b>840</b>	383,3	2,464	339,70	2,367	R\$ 1.748.449,96
<b>1209</b>	166,0	2,882	169,70	2,768	R\$ 948.084,02
<b>1315</b>	28,0	3,021	30,50	2,902	R\$ 173.106,42
<b>1736</b>	426,5	2,813	426,50	2,702	R\$ 2.351.857,68
<b>1890</b>	203,5	2,052	202,50	1,971	R\$ 816.652,19

<b>2090</b>	206,5	2,852	222,50	2,739	R\$ 1.198.329,54
<b>2094</b>	258,9	2,983	287,60	2,866	R\$ 1.596.476,87
<b>2896</b>	363,5	2,041	365,50	1,960	R\$ 1.458.336,16
<b>3126</b>	46,4	3,115	42,80	2,992	R\$ 272.621,35
<b>3137</b>	37,7	2,754	37,70	2,645	R\$ 203.527,26
<b>3150</b>	43,3	2,871	41,80	2,758	R\$ 239.601,40
<b>3155</b>	21,3	2,383	20,00	2,289	R\$ 96.556,57
<b>3159</b>	74,3	2,825	93,30	2,713	R\$ 463.013,96
<b>3171</b>	53,5	2,238	49,80	2,150	R\$ 226.779,12
<b>3192</b>	30,6	2,388	29,90	2,294	R\$ 141.655,29
<b>3715</b>	151,4	2,546	152,60	2,446	R\$ 758.666,31
<b>3816</b>	79,0	2,747	84,80	2,638	R\$ 440.706,82
<b>4533</b>	355,0	1,003	396,50	0,963	R\$ 737.996,86
<b>5193</b>	308,1	2,195	292,40	2,108	R\$ 1.292.712,45
<b>5213</b>	303,0	2,313	309,00	2,222	R\$ 1.387.622,76
<b>5228</b>	22,5	2,276	22,20	2,186	R\$ 99.740,49
<b>5243</b>	431,6	2,588	434,90	2,485	R\$ 2.197.716,62

<b>5313</b>	273,9	1,910	268,90	1,834	R\$ 1.016.366,08
<b>5422</b>	0,3	2,022	11,70	1,942	R\$ 23.328,71
<b>5453</b>	357,8	2,044	376,30	1,964	R\$ 1.470.393,39
<b>5493</b>	70,2	2,718	71,30	2,610	R\$ 376.896,53
<b>5503</b>	312,7	2,280	310,50	2,190	R\$ 1.393.226,75
<b>5593</b>	126,4	1,669	123,50	1,603	R\$ 408.872,22
<b>5723</b>	308,6	1,788	314,50	1,717	R\$ 1.091.750,71
<b>5822</b>	251,0	1,966	256,00	1,889	R\$ 977.054,41
<b>5843</b>	307,1	2,097	291,00	2,014	R\$ 1.230.053,87
<b>5963</b>	32,5	1,989	34,50	1,910	R\$ 130.543,19
<b>6407</b>	450,4	2,008	446,40	1,929	R\$ 1.765.248,54
<b>6416</b>	73,0	1,557	73,00	1,496	R\$ 222.856,80
<b>6461</b>	924,4	1,829	924,40	1,757	R\$ 3.314.286,46
<b>6901</b>	192,5	0,000	197,50	0,000	R\$ -
<b>6952</b>	119,8	0,044	118,30	0,042	R\$ 10.158,45
<b>9278</b>	11,4	2,891	11,40	2,777	R\$ 64.607,28
<b>9444</b>	5,0	1,632	5,00	1,568	R\$ 15.999,67

#### 4.4.2.2. Alternativa 4 - Uso do Valor Percentual da $RAP_C$

Esta alternativa consiste em estabelecer um percentual fixo da  $RAP_C$  a ser arrecadado na ponta e o restante para fora de ponta. Assim, por exemplo, se estabeleceria que 80% da  $RAP_C$  seriam arrecadadas pela  $TUST_C-P$  e 20% pela  $TUST_C-FP$ . Com estes valores de receita e com as respectivas cargas representadas utilizaríamos o programa Nodal estabelecendo a  $TUST_C-P$  e a  $TUST_C-FP$ . O preenchimento das variáveis na entrada do programa é mostrado na Figura 4-2 e o resultado da simulação na Tabela 4-9.

Figura 4-2 - Configuração para o Cálculo da Alternativa 4

Tabela 4-9 - Tarifas para a Alternativa 4

NUM.	$MUST_{C-P}$	$TUST_{C-P}$	$MUST_{C-FP}$	$TUST_{C-FP}$	Encargo <sub>C</sub>
221	174	3,793	177	0,545	R\$ 756.447,00
276	140	4,578	160	1,337	R\$ 854.840,00

<b>353</b>	714,4	4,062	662,8	0,851	R\$ 3.465.935,60
<b>443</b>	1079	4,892	1064	1,595	R\$ 6.975.548,00
<b>459</b>	120,1	5,463	122,1	2,219	R\$ 927.046,20
<b>471</b>	215	4,791	220	1,489	R\$ 1.357.645,00
<b>603</b>	582	4,735	582	1,449	R\$ 3.599.088,00
<b>635</b>	26,9	4,549	26,9	1,325	R\$ 158.010,60
<b>840</b>	383,3	3,894	339,7	0,503	R\$ 1.663.439,30
<b>1209</b>	166	4,729	169,7	1,689	R\$ 1.071.637,30
<b>1315</b>	28	5,008	30,5	1,952	R\$ 199.760,00
<b>1736</b>	426,5	4,591	426,5	1,354	R\$ 2.535.542,50
<b>1890</b>	203,5	3,070	202,5	0,000	R\$ 624.745,00
<b>2090</b>	206,5	4,669	222,5	1,664	R\$ 1.334.388,50
<b>2094</b>	258,9	4,932	287,6	1,902	R\$ 1.823.910,00
<b>2896</b>	363,5	3,048	365,5	0,000	R\$ 1.107.948,00
<b>3126</b>	46,4	5,195	42,8	2,147	R\$ 332.939,60
<b>3137</b>	37,7	4,472	37,7	1,209	R\$ 214.173,70
<b>3150</b>	43,3	4,708	41,8	1,534	R\$ 267.977,60

<b>3155</b>	21,3	3,733	20	0,425	R\$	88.012,90
<b>3159</b>	74,3	4,615	93,3	1,350	R\$	468.849,50
<b>3171</b>	53,5	3,442	49,8	0,102	R\$	189.226,60
<b>3192</b>	30,6	3,742	29,9	0,426	R\$	127.242,60
<b>3715</b>	151,4	4,058	152,6	0,892	R\$	750.500,40
<b>3816</b>	79	4,458	84,8	1,195	R\$	453.518,00
<b>4533</b>	355	0,973	396,5	0,000	R\$	345.415,00
<b>5193</b>	308,1	3,356	292,4	0,037	R\$	1.044.802,40
<b>5213</b>	303	3,593	309	0,285	R\$	1.176.744,00
<b>5228</b>	22,5	3,518	22,2	0,190	R\$	83.373,00
<b>5243</b>	431,6	4,141	434,9	0,821	R\$	2.144.308,50
<b>5313</b>	273,9	2,786	268,9	0,000	R\$	763.085,40
<b>5422</b>	0,3	3,010	11,7	0,000	R\$	903,00
<b>5453</b>	357,8	3,055	376,3	0,000	R\$	1.093.079,00
<b>5493</b>	70,2	4,400	71,3	1,052	R\$	383.887,60
<b>5503</b>	312,7	3,527	310,5	0,182	R\$	1.159.403,90
<b>5593</b>	126,4	2,304	123,5	0,000	R\$	291.225,60



<b>5723</b>	308,6	2,542	314,5	0,000	R\$	784.461,20
<b>5822</b>	251	2,899	256	0,000	R\$	727.649,00
<b>5843</b>	307,1	3,160	291	0,007	R\$	972.473,00
<b>5963</b>	32,5	2,944	34,5	0,000	R\$	95.680,00
<b>6407</b>	450,4	2,982	446,4	0,000	R\$	1.343.092,80
<b>6416</b>	73	2,081	73	0,000	R\$	151.913,00
<b>6461</b>	924,4	2,623	924,4	0,000	R\$	2.424.701,20
<b>6901</b>	192,5	0,000	197,5	0,000	R\$	-
<b>6952</b>	119,8	0,000	118,3	0,000	R\$	-
<b>9278</b>	11,4	4,746	11,4	1,707	R\$	73.564,20
<b>9444</b>	5	2,231	5	0,000	R\$	11.155,00

#### 4.4.2.3. Alternativa 5 - Alteração no Horário de Ponta - Uso do Valor

##### Percentual da RAP<sub>C</sub>:

A definição de tarifa nula fora do horário de ponta foi responsável por uma alteração no perfil de consumo do Brasil. O perfil da carga ao longo do dia apresentava um contorno afunilado no horário entre 18h e 22h, extremamente prejudicial ao Sistema Interligado Nacional, uma vez que tal distribuição requer uma rede com capacidade para o momento de pico máximo, porém passa a maior parte do dia sendo subutilizada, operando com uma potência abaixo do seu dimensionamento, conforme indica a figura 4-3, do dia 06 de junho de 2006.

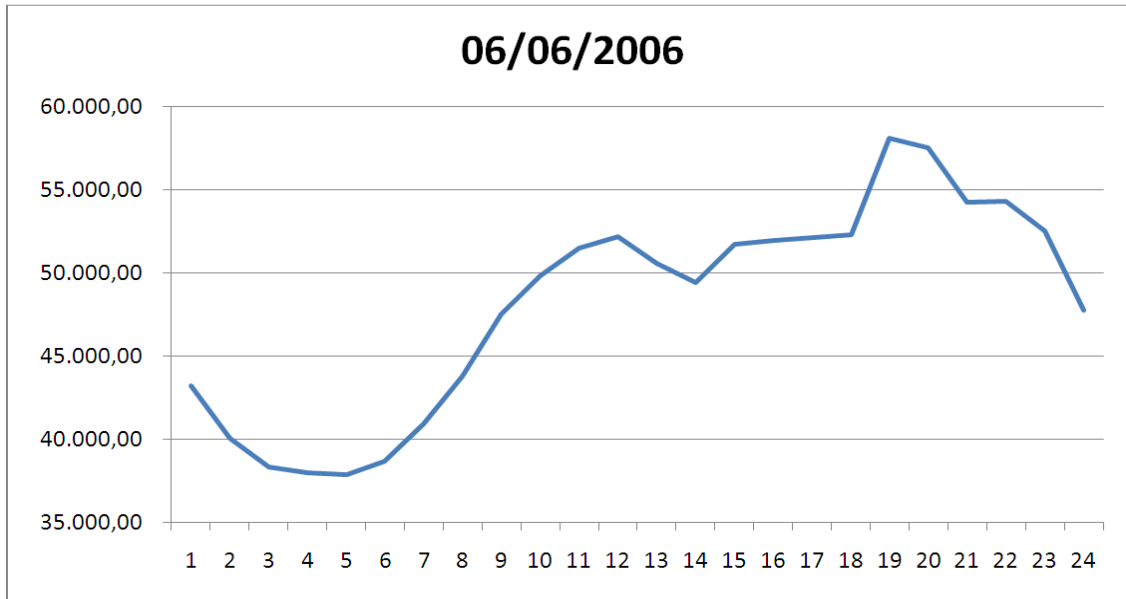


Figura 4-3 - Perfil de Carga do dia 06/06/2006

Acompanhando a evolução do sistema, vemos que num segundo momento o sistema perdeu a característica de ponta extrema, com uma melhor distribuição da carga ao longo do dia, porém continuou apresentando um maior carregamento no horário entre 18h e 22h, como podemos ver na figura 4-4.

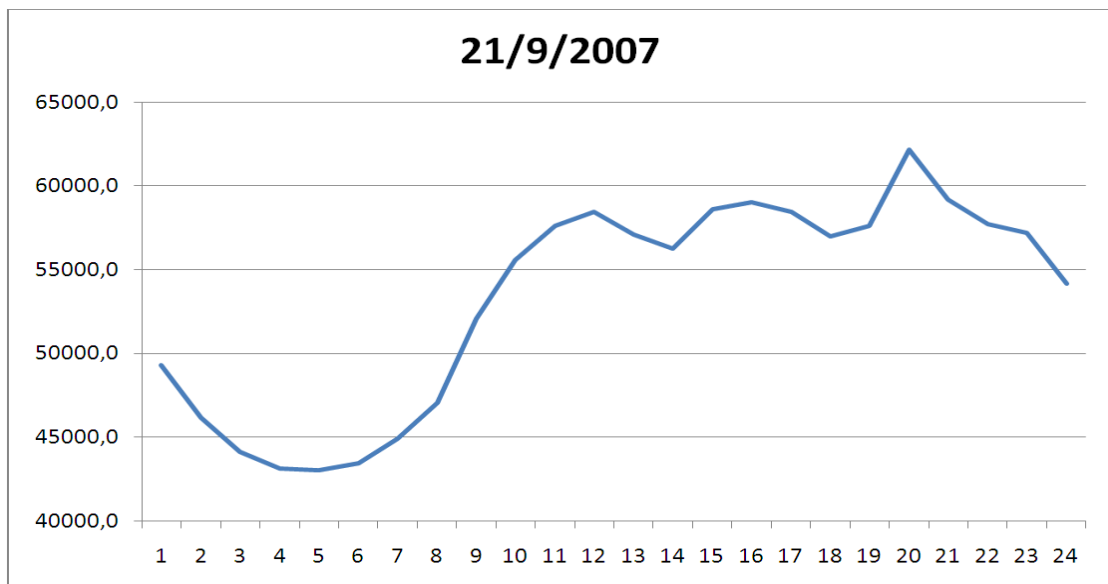


Figura 4-4 - Perfil de Carga do dia 21/09/2007

A continuidade da tarifação nula do horário fora de ponta continuou apresentando resultados. Atualmente, podemos dizer que o sistema apresenta uma carga bem distribuída ao longo do horário comercial e uma subutilização fora desse, como vemos na figura 4-5.

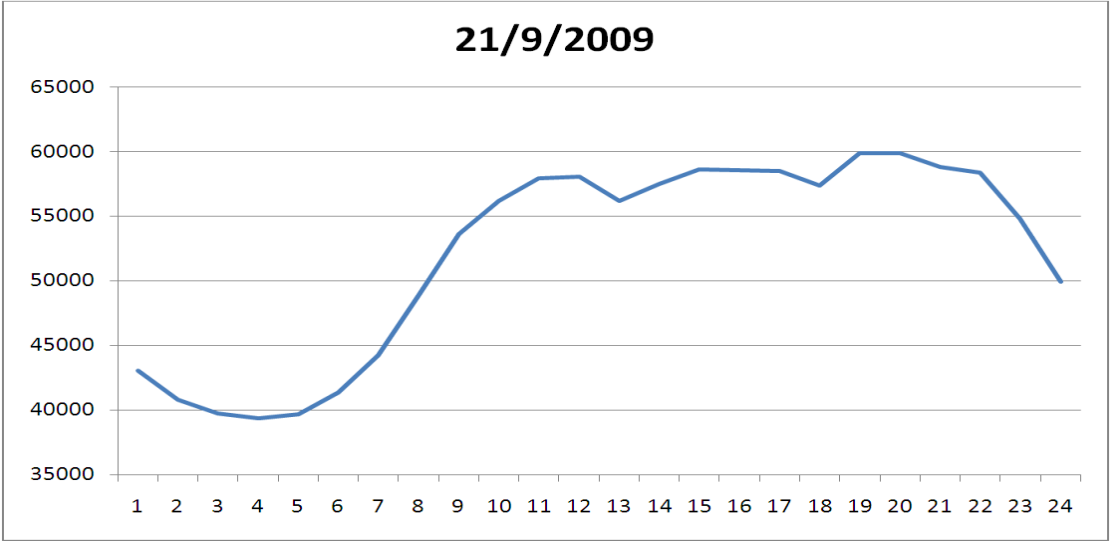


Figura 4-5 - Perfil de Carga do dia 21/09/20079

A média horária do último ano nos mostra que mesmo com a variação de temperatura ao longo do último ano (de junho de 2009 a maio de 2010), ocasionando mudanças no perfil de consumo a curva continua com a característica citada anteriormente, mostrada na Figura 4-6.

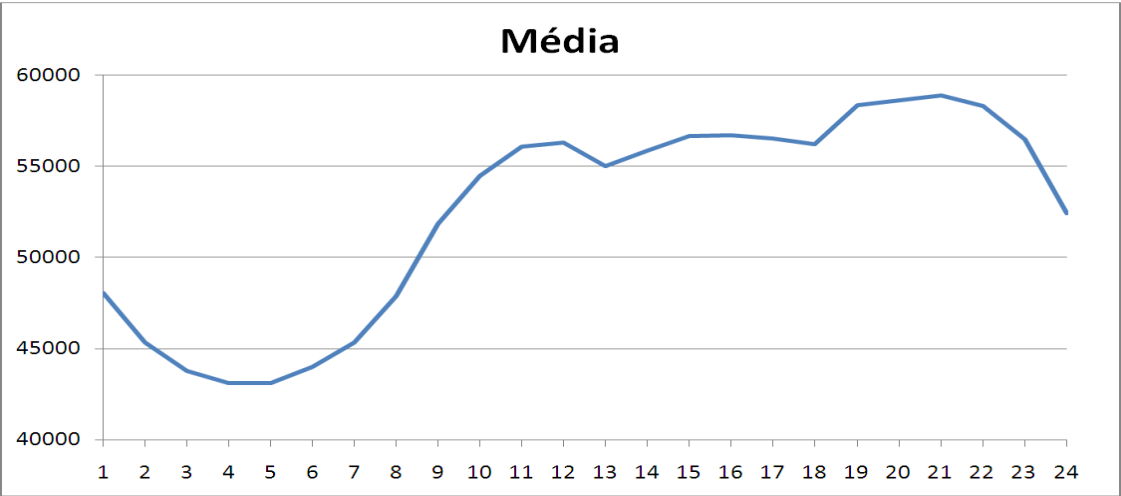


Figura 4-6 - Perfil de Carga médio entre jun/09 e mai/10

Esse perfil pode ser associado a um sucesso da tarifação nula no horário fora de ponta. Porém, uma vez alcançada essa continuidade da demanda de energia, o atual modelo de induzir a contratação dos agentes num horário fora de ponta pode nos levar a criação de outros picos de energia. Como exemplo, podemos citar o atual recorde de demanda, registrado no dia 23/02/2010 (vide figura 4-7). Neste dia, também recorde de temperatura em várias regiões do país, visualizamos uma demanda máxima próxima ao horário de 14h, supostamente nosso horário fora de ponta.

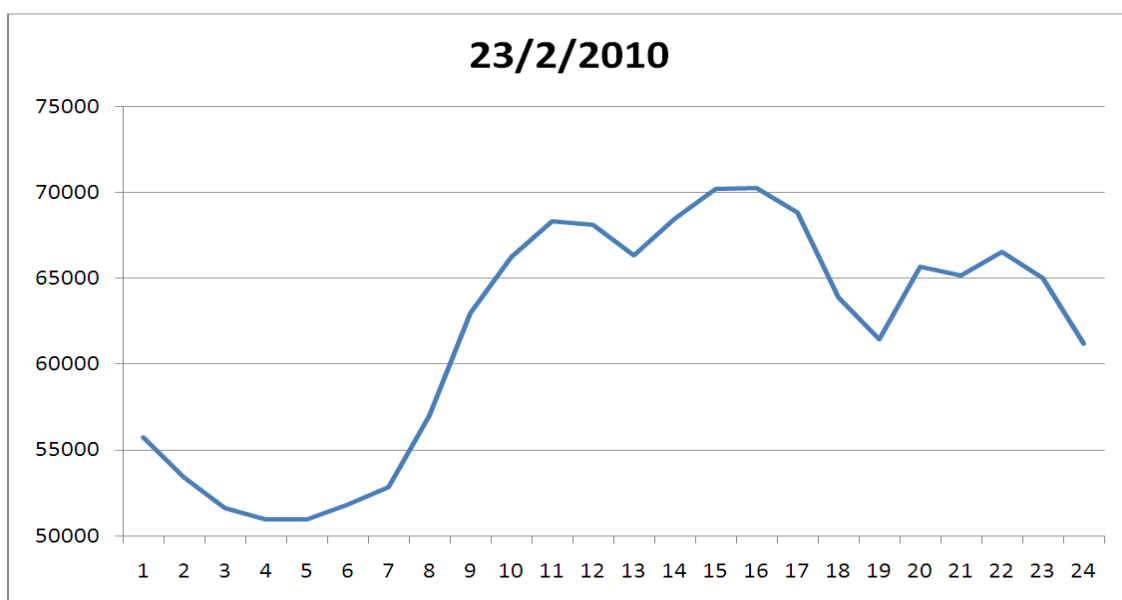


Figura 4-7 - Perfil de Carga do dia 23/02/2010

Para evitar tal alocação de carga, e também levar a uma distribuição mais flat ainda, essa alternativa prevê a criação de três horários para tarifação. O horário de carga pesada, que corresponde ao atual horário de ponta, carga média, horário para onde foi deslocada a carga ao longo do tempo e carga leve, horário onde o sistema de transmissão é subutilizado.

Com essa divisão poderíamos representar melhor o cenário atual do SIN, atraindo assim cargas para o horário de carga leve, e para o horário de carga média, mantendo o horário de ponta como horário não recomendado para alocação de cargas devido a um maior preço.

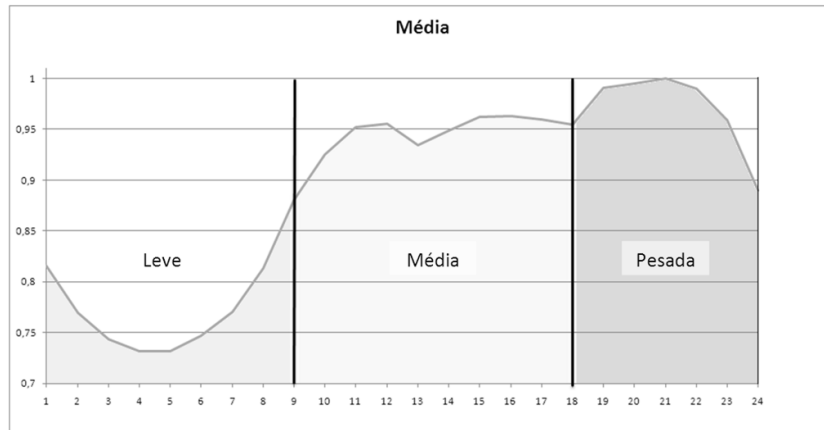


Figura 4-8 - Divisão proposta para com Carga Leve, Carga Média e Carga Pesada

A distribuição vista na figura 4-8 premiaria a utilização do sistema em horários alternativos, ao mesmo tempo em que mantém o horário de carga pesada desfavorável. Dessa forma podemos definir parâmetros para a divisão da  $RAP_C$  entre os horários definidos de forma percentual, ou utilizando o carregamento médio do sistema.

Para um percentual definido faríamos:

$RAP_C$  Pesada  $\rightarrow$  60%

$RAP_C$  Média  $\rightarrow$  30%

$RAP_C$  Leve  $\rightarrow$  10%

Nossos casos exemplos ficariam com as tarifas mostradas na Tabela 4-10.

Tabela 4-10 - Tarifas para a Alternativa 5

NUM.	MUST <sub>C-P</sub>	TUST <sub>C-P</sub>	MUST <sub>C-M</sub>	TUST <sub>C-M</sub>	MUST <sub>C-L</sub>	TUST <sub>C-L</sub>	Encargo <sub>C</sub>
<b>221</b>	174	2,758	177	1,110	177	0,000	R\$ 676.362,00
<b>276</b>	140	3,543	160	1,902	160	0,640	R\$ 902.740,00
<b>353</b>	714,4	3,027	662,8	1,416	662,8	0,154	R\$ 3.203.084,80

<b>443</b>	1079	3,857	1064	2,160	1064	0,898	R\$ 7.415.415,00
<b>459</b>	120,1	4,428	122,1	2,784	122,1	1,523	R\$ 1.057.687,50
<b>471</b>	215	3,756	220	2,054	220	0,792	R\$ 1.433.660,00
<b>603</b>	582	3,700	582	2,014	582	0,753	R\$ 3.763.794,00
<b>635</b>	26,9	3,513	26,9	1,890	26,9	0,628	R\$ 162.233,90
<b>840</b>	383,3	2,859	339,7	1,068	339,7	0,000	R\$ 1.458.654,30
<b>1209</b>	166	3,693	169,7	2,254	169,7	0,993	R\$ 1.164.053,90
<b>1315</b>	28	3,973	30,5	2,517	30,5	1,256	R\$ 226.320,50
<b>1736</b>	426,5	3,556	426,5	1,919	426,5	0,657	R\$ 2.615.298,00
<b>1890</b>	203,5	2,034	202,5	0,302	202,5	0,000	R\$ 475.074,00
<b>2090</b>	206,5	3,634	222,5	2,229	222,5	0,967	R\$ 1.461.531,00
<b>2094</b>	258,9	3,897	287,6	2,467	287,6	1,205	R\$ 2.065.000,50
<b>2896</b>	363,5	2,013	365,5	0,231	365,5	0,000	R\$ 816.156,00
<b>3126</b>	46,4	4,160	42,8	2,712	42,8	1,450	R\$ 371.157,60
<b>3137</b>	37,7	3,437	37,7	1,774	37,7	0,512	R\$ 215.757,10
<b>3150</b>	43,3	3,673	41,8	2,099	41,8	0,838	R\$ 281.807,50
<b>3155</b>	21,3	2,698	20	0,990	20	0,000	R\$ 77.267,40

<b>3159</b>	74,3	3,580	93,3	1,915	93,3	0,654	R\$	505.681,70
<b>3171</b>	53,5	2,407	49,8	0,667	49,8	0,000	R\$	161.991,10
<b>3192</b>	30,6	2,707	29,9	0,991	29,9	0,000	R\$	112.465,10
<b>3715</b>	151,4	3,023	152,6	1,457	152,6	0,195	R\$	709.777,40
<b>3816</b>	79	3,423	84,8	1,760	84,8	0,498	R\$	461.895,40
<b>4533</b>	355	0,000	396,5	0,000	396,5	0,000	R\$	-
<b>5193</b>	308,1	2,321	292,4	0,602	292,4	0,000	R\$	891.124,90
<b>5213</b>	303	2,557	309	0,850	309	0,000	R\$	1.037.421,00
<b>5228</b>	22,5	2,483	22,2	0,755	22,2	0,000	R\$	72.628,50
<b>5243</b>	431,6	3,106	434,9	1,386	434,9	0,124	R\$	1.997.248,60
<b>5313</b>	273,9	1,751	268,9	0,016	268,9	0,000	R\$	483.901,30
<b>5422</b>	0,3	1,974	11,7	0,285	11,7	0,000	R\$	3.926,70
<b>5453</b>	357,8	2,019	376,3	0,313	376,3	0,000	R\$	840.180,10
<b>5493</b>	70,2	3,365	71,3	1,617	71,3	0,355	R\$	376.826,60
<b>5503</b>	312,7	2,492	310,5	0,747	310,5	0,000	R\$	1.011.191,90
<b>5593</b>	126,4	1,269	123,5	0,000	123,5	0,000	R\$	160.401,60
<b>5723</b>	308,6	1,506	314,5	0,000	314,5	0,000	R\$	464.751,60

<b>5822</b>	251	1,863	256	0,301	256	0,000	R\$	544.669,00
<b>5843</b>	307,1	2,125	291	0,572	291	0,000	R\$	819.039,50
<b>5963</b>	32,5	1,909	34,5	0,356	34,5	0,000	R\$	74.324,50
<b>6407</b>	450,4	1,946	446,4	0,235	446,4	0,000	R\$	981.382,40
<b>6416</b>	73	1,045	73	0,000	73	0,000	R\$	76.285,00
<b>6461</b>	924,4	1,588	924,4	0,000	924,4	0,000	R\$	1.467.947,20
<b>6901</b>	192,5	0,000	197,5	0,000	197,5	0,000	R\$	-
<b>6952</b>	119,8	0,000	118,3	0,000	118,3	0,000	R\$	-
<b>9278</b>	11,4	3,711	11,4	2,272	11,4	1,010	R\$	79.720,20
<b>9444</b>	5	1,196	5	0,000	5	0,000	R\$	5.980,00

4.4.2.4. Alternativa 6 - Alteração no Horário de Ponta - Tarifação atrelada ao consumo:

Nessa alternativa a porcentagem da  $RAP_C$  utilizada seria de acordo com a média de utilização do Sistema de Transmissão no último ano, em cada horário, de carga leve, média e pesada. Dessa forma a tarifa iria refletir a utilização da rede, convergindo para tarifas iguais em um momento que se tivesse cargas igualmente distribuídas ao longo do dia. Tal distribuição seria:

$RAP_C$  Pesada → 36%

$RAP_C$  Média → 35%



RAP<sub>C</sub> Leve → 29%

Tal tarifação teria os valores mostrados na Tabela 4-11.

Tabela 4-11 - Tarifas para a Alternativa 6

NUM.	MUST <sub>C</sub> -P	TUST <sub>C</sub> -P	MUST <sub>C</sub> -M	TUST <sub>C</sub> -M	MUST <sub>C</sub> -L	TUST <sub>C</sub> -L	Encargo <sub>C</sub>
<b>221</b>	174	1,503	177	1,370	177	1,057	R\$ 691.101,00
<b>276</b>	140	2,288	160	2,163	160	1,849	R\$ 962.240,00
<b>353</b>	714,4	1,772	662,8	1,677	662,8	1,363	R\$ 3.280.828,80
<b>443</b>	1079	2,602	1064	2,420	1064	2,107	R\$ 7.624.286,00
<b>459</b>	120,1	3,173	122,1	3,045	122,1	2,731	R\$ 1.086.326,90
<b>471</b>	215	2,501	220	2,314	220	2,000	R\$ 1.486.795,00
<b>603</b>	582	2,445	582	2,275	582	1,961	R\$ 3.888.342,00
<b>635</b>	26,9	2,258	26,9	2,150	26,9	1,837	R\$ 167.990,50
<b>840</b>	383,3	1,604	339,7	1,329	339,7	1,015	R\$ 1.411.070,00
<b>1209</b>	166	2,438	169,7	2,515	169,7	2,201	R\$ 1.205.013,20
<b>1315</b>	28	2,718	30,5	2,778	30,5	2,464	R\$ 235.985,00
<b>1736</b>	426,5	2,301	426,5	2,179	426,5	1,866	R\$ 2.706.569,00
<b>1890</b>	203,5	0,779	202,5	0,563	202,5	0,249	R\$ 322.956,50
<b>2090</b>	206,5	2,379	222,5	2,489	222,5	2,176	R\$ 1.529.226,00
<b>2094</b>	258,9	2,642	287,6	2,728	287,6	2,414	R\$ 2.162.853,00
<b>2896</b>	363,5	0,758	365,5	0,492	365,5	0,178	R\$ 520.418,00
<b>3126</b>	46,4	2,905	42,8	2,972	42,8	2,659	R\$ 375.798,80
<b>3137</b>	37,7	2,182	37,7	2,034	37,7	1,721	R\$ 223.824,90
<b>3150</b>	43,3	2,418	41,8	2,360	41,8	2,046	R\$ 288.870,20
<b>3155</b>	21,3	1,443	20	1,251	20	0,937	R\$ 74.495,90
<b>3159</b>	74,3	2,325	93,3	2,176	93,3	1,862	R\$ 549.492,90
<b>3171</b>	53,5	1,152	49,8	0,927	49,8	0,614	R\$ 138.373,80

<b>3192</b>	30,6	1,452	29,9	1,251	29,9	0,938	R\$ 109.882,30
<b>3715</b>	151,4	1,768	152,6	1,717	152,6	1,404	R\$ 743.939,80
<b>3816</b>	79	2,168	84,8	2,020	84,8	1,706	R\$ 487.236,80
<b>4533</b>	355	0,000	396,5	0,000	396,5	0,000	R\$ -
<b>5193</b>	308,1	1,066	292,4	0,863	292,4	0,549	R\$ 741.303,40
<b>5213</b>	303	1,302	309	1,110	309	0,796	R\$ 983.460,00
<b>5228</b>	22,5	1,228	22,2	1,016	22,2	0,702	R\$ 65.769,60
<b>5243</b>	431,6	1,851	434,9	1,647	434,9	1,333	R\$ 2.094.893,60
<b>5313</b>	273,9	0,496	268,9	0,276	268,9	0,000	R\$ 210.070,80
<b>5422</b>	0,3	0,720	11,7	0,546	11,7	0,232	R\$ 9.318,60
<b>5453</b>	357,8	0,765	376,3	0,573	376,3	0,260	R\$ 587.174,90
<b>5493</b>	70,2	2,110	71,3	1,878	71,3	1,564	R\$ 393.536,60
<b>5503</b>	312,7	1,237	310,5	1,008	310,5	0,694	R\$ 915.280,90
<b>5593</b>	126,4	0,014	123,5	0,000	123,5	0,000	R\$ 1.769,60
<b>5723</b>	308,6	0,251	314,5	0,094	314,5	0,000	R\$ 107.021,60
<b>5822</b>	251	0,608	256	0,562	256	0,248	R\$ 359.968,00
<b>5843</b>	307,1	0,870	291	0,833	291	0,519	R\$ 660.609,00
<b>5963</b>	32,5	0,654	34,5	0,616	34,5	0,303	R\$ 52.960,50
<b>6407</b>	450,4	0,691	446,4	0,496	446,4	0,182	R\$ 613.885,60
<b>6416</b>	73	0,000	73	0,000	73	0,000	R\$ -
<b>6461</b>	924,4	0,333	924,4	0,170	924,4	0,000	R\$ 464.973,20
<b>6901</b>	192,5	0,000	197,5	0,000	197,5	0,000	R\$ -
<b>6952</b>	119,8	0,000	118,3	0,000	118,3	0,000	R\$ -
<b>9278</b>	11,4	2,456	11,4	2,532	11,4	2,219	R\$ 82.159,80
<b>9444</b>	5	0,000	5	0,000	5	0,000	R\$ -

## 5. Capítulo V - Análise

### 5.1. Introdução

Neste Capítulo iremos simular a metodologia escolhida pela ANEEL através da Resolução Normativa ANEEL 399/2010. Para complementar o trabalho iremos analisar os métodos sugeridos no capítulo 3, quanto à sua aplicabilidade, se atende os requisitos necessário para evolução e segurança do Sistema Elétrico Brasileiro, além de ter indicadores de proteção aos horários de maior utilização do sistema.

### 5.2. Resolução Normativa ANEEL 399/2010

A Resolução Normativa ANEEL 399/2010 alterou a Resolução Normativa ANEEL 117/2004, quanto à precificação da  $TUST_C-FP$ , trocando a nulidade da tarifa, pela proporcionalidade entre o  $MUST-P$  e o  $MUST-FP$ . A Alteração teve o seguinte texto:

“III – tarifa de uso dos sistemas de transmissão no horário de ponta e fora do horário de ponta para o segmento consumo calculada com o total de custos rateado de forma proporcional ao total de  $MUST$  contratado em cada horário”;

De acordo com a resolução o cálculo será realizado de forma parecida com o método de proporcionalidade da  $RAP_C$ , a diferença se dá pelo percentual utilizado. O percentual utilizado na Resolução Normativa ANEEL 399/2010 será a proporção de montantes contratados.

$$RAP - FP = \frac{MUST-FP}{MUST-FP+MUST-P} \times RAP \quad (5.1)$$

$$RAP - P = \frac{MUST-P}{MUST-FP+MUST-P} \times RAP \quad (5.2)$$

Sendo o  $MUST_C-P$  e o  $MUST_C-FP$  o somatório de montantes contratados no segmento consumo para o horário de ponta e fora de ponta, respectivamente.

De acordo com os valores atuais teremos:

Tabela 5-1 - Divisão entre os valores de para  $RAP_C$  de ponta e  $Rap_C$  Fora de Ponta

$RAP_C$ -		R\$ 9.181.793.520,00	
$MUST_C-P$ -	74.683,32 MW	$MUST_C-FP$ -	77.749,5 MW
$RAP_C-P$ -	R\$ 4.498.551.057,63	$RAP_C-FP$ -	R\$ 4.683.242.462,37
$RAP_C-P$ -	48,99% $RAP_C$	$RAP_C-FP$ -	51,01% $RAP_C$

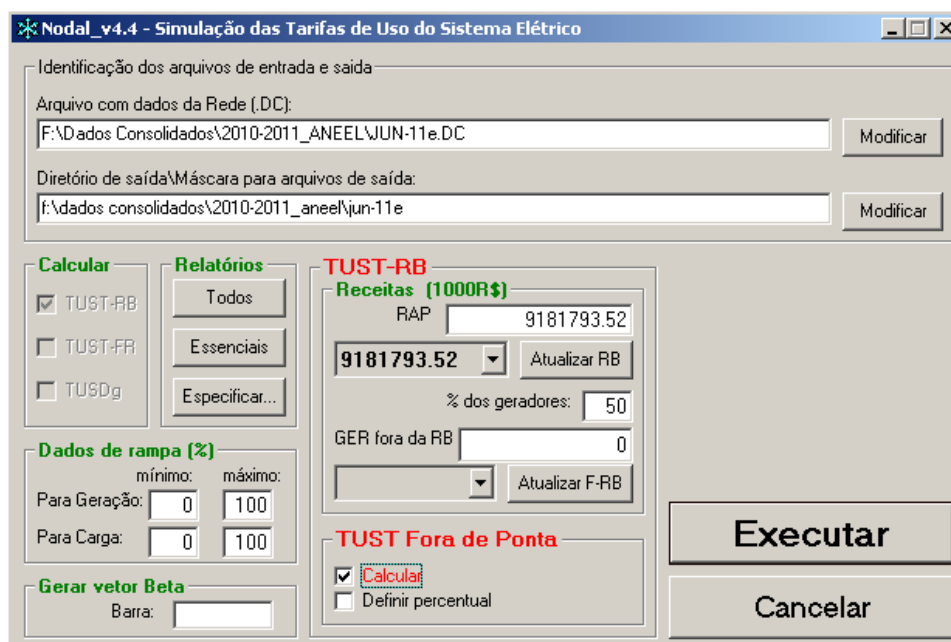


Figura 5-1 - Configuração para Simulação orientada pela Resolução 399/2010

Utilizando os dados da Figura 5-1 como dados de entrada, teremos como TUST do nosso caso exemplo as mostradas na Tabela 5-2.

Tabela 5-2 - Valores de Tarifas com Simulação orientada pela Resolução 399/2010

NUM.	MUST <sub>C-P</sub>	TUST <sub>C-P</sub>	MUST <sub>C-FP</sub>	TUST <sub>C-FP</sub>	Encargo <sub>C</sub>
<b>221</b>	174	2,184	177	2,972	R\$ 891.180,00
<b>276</b>	140	2,969	160	2,486	R\$ 3.400.144,00
<b>353</b>	714,4	2,453	662,8	3,229	R\$ 6.978.013,00
<b>443</b>	1079	3,283	1064	3,854	R\$ 933.558,90
<b>459</b>	120,1	3,855	122,1	3,123	R\$ 1.371.190,00
<b>471</b>	215	3,182	220	3,084	R\$ 3.614.220,00
<b>603</b>	582	3,126	582	2,959	R\$ 158.683,10
<b>635</b>	26,9	2,940	26,9	2,138	R\$ 1.602.119,10
<b>840</b>	383,3	2,285	339,7	3,324	R\$ 1.082.002,80
<b>1209</b>	166	3,120	169,7	3,587	R\$ 204.575,50
<b>1315</b>	28	3,399	30,5	2,989	R\$ 2.547.058,00
<b>1736</b>	426,5	2,983	426,5	1,372	R\$ 575.143,50
<b>1890</b>	203,5	1,461	202,5	3,299	R\$ 1.365.917,50
<b>2090</b>	206,5	3,060	222,5	3,537	R\$ 1.877.565,90
<b>2094</b>	258,9	3,323	287,6	1,301	R\$ 998.592,00
<b>2896</b>	363,5	1,439	365,5	3,782	R\$ 328.306,40
<b>3126</b>	46,4	3,587	42,8	2,844	R\$ 215.191,60
<b>3137</b>	37,7	2,864	37,7	3,169	R\$ 266.650,90
<b>3150</b>	43,3	3,099	41,8	2,060	R\$ 86.441,20
<b>3155</b>	21,3	2,124	20	2,985	R\$ 501.846,30
<b>3159</b>	74,3	3,006	93,3	1,736	R\$ 184.518,30
<b>3171</b>	53,5	1,833	49,8	2,060	R\$ 126.894,40
<b>3192</b>	30,6	2,134	29,9	2,527	R\$ 756.398,80
<b>3715</b>	151,4	2,449	152,6	2,829	R\$ 465.049,20

<b>3816</b>	79	2,850	84,8	0,000	R\$	-
<b>4533</b>	355	0,000	396,5	1,672	R\$	1.027.143,50
<b>5193</b>	308,1	1,747	292,4	1,919	R\$	1.194.123,00
<b>5213</b>	303	1,984	309	1,825	R\$	83.490,00
<b>5228</b>	22,5	1,910	22,2	2,456	R\$	2.160.925,60
<b>5243</b>	431,6	2,532	434,9	1,086	R\$	614.679,60
<b>5313</b>	273,9	1,178	268,9	1,355	R\$	16.273,80
<b>5422</b>	0,3	1,401	11,7	1,382	R\$	1.037.425,40
<b>5453</b>	357,8	1,446	376,3	2,687	R\$	387.581,50
<b>5493</b>	70,2	2,792	71,3	1,817	R\$	1.164.249,80
<b>5503</b>	312,7	1,919	310,5	0,626	R\$	165.159,00
<b>5593</b>	126,4	0,695	123,5	0,904	R\$	572.231,80
<b>5723</b>	308,6	0,933	314,5	1,371	R\$	674.766,00
<b>5822</b>	251	1,290	256	1,642	R\$	954.134,10
<b>5843</b>	307,1	1,551	291	1,426	R\$	92.584,50
<b>5963</b>	32,5	1,335	34,5	1,305	R\$	1.200.951,20
<b>6407</b>	450,4	1,373	446,4	0,419	R\$	65.043,00
<b>6416</b>	73	0,472	73	0,979	R\$	1.843.253,60
<b>6461</b>	924,4	1,015	924,4	0,000	R\$	-
<b>6901</b>	192,5	0,000	197,5	0,000	R\$	-
<b>6952</b>	119,8	0,000	118,3	3,341	R\$	73.860,60
<b>9278</b>	11,4	3,138	11,4	0,555	R\$	5.885,00
<b>9444</b>	5	0,622	5	2,972	R\$	891.180,00

### 5.3. Análise Resolução Normativa ANEEL 399/2010

Vimos que, ao contrário do que seria convencional, o  $MUST_c$ -FP superou o  $MUST_c$ -P em aproximadamente 3.000 MW. Essa diferença pequena, e a favor do horário fora de ponta, torna a TUST-FP muito próxima à TUST-P, e muitas vezes maior. A média de valores ficou em

$TUST-FP = 0,998 TUST-P$  – quando consideramos todas as barras do SIN, e

$TUST-FP = 1,004 TUST-P$  – quando consideramos apenas as barras do SIN com carga.

#### 5.3.1. Simulação

O Programa Nodal v4.4 foi adaptado para esse tipo de simulação, a tomada de valores com essas premissas não trariam problemas neste quesito.

#### 5.3.2. Sobrecontratação

Tal tarifação contorna o problema da sobrecontratação no horário fora de ponta, uma vez que o mesmo passa a ser tarifado. Apresentando apenas 5% das Tarifas com valor nulo. Se houver a necessidade de obras de reforço do sistema elétrico, este será justificado.

#### 5.3.3. Atratividade do horário fora de ponta

Tal ponto é indispensável para a discussão uma vez que retroceder ao cenário de 2006, visto no Capítulo III não é interessante. E com uma tarifa que não protege o horário de ponta, onde naturalmente o sistema é mais carregado, pode trazer dificuldades de operação.

A alternativa apresentada pela ANEEL apresentou a distribuição dos valores das tarifas apresentada na figura 5-2.

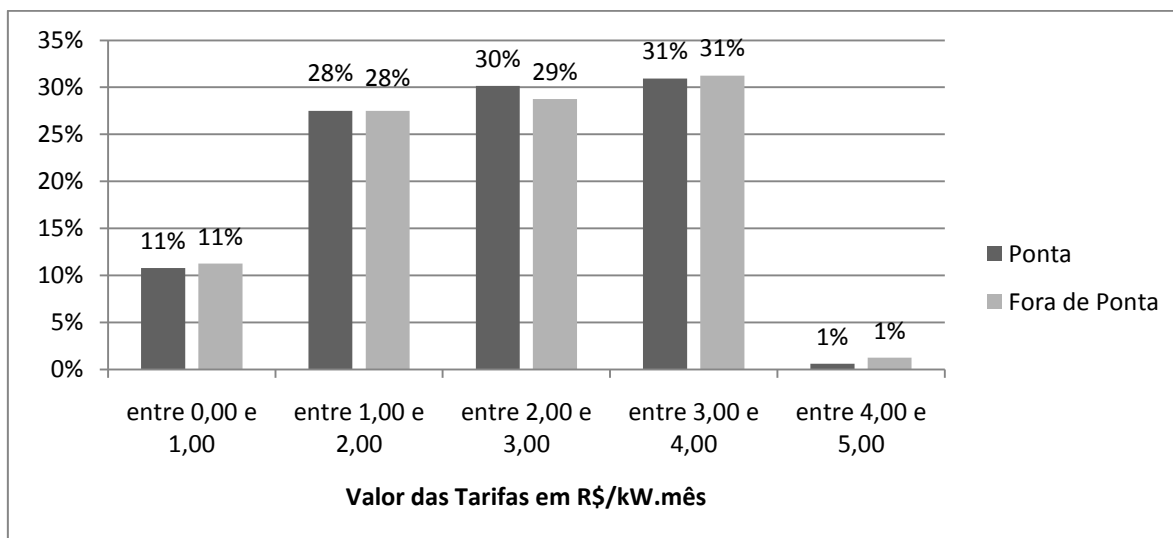


Figura 5-2 - Distribuição dos Valores das Tarifas de acordo com a Resolução 399/2010

#### 5.3.4. Cenário futuro

Sem a proteção do horário de ponta, com valores muito próximos de TUST-P e TUST-FP, mesmo a divisão em ponta e fora de ponta torna-se desnecessária. A curva de carga tenderá a uma distribuição natural, o que historicamente se mostrou ser uma curva danosa ao sistema, com uma ponta acentuada no horário próximo às 18h e pouca utilização na parte noturna.

#### 5.4. Análise das Alternativas

Na análise das alternativas propostas no Capítulo 3, iremos utilizar dois parâmetros principais, o de proteção ao horário de ponta e o fim da sobrecontratação.

A proteção do horário de ponta se dá através da atratividade financeira do horário fora de ponta. Essa proteção se faz necessária uma vez que a curva natural de carga se comporta de maneira a ter uma concentração de carga no horário próximo e após 18h. Tal excesso de



carga faz com que seja necessário o dimensionamento do sistema para essa configuração, de carga máxima, enquanto ao longo do resto do dia teremos um sistema subutilizado.

A sobrecontratação se dá devido à tarifa nula no horário fora de ponta, onde qualquer valor poderia ser contratado sem gerar ônus aos consumidores do sistema (Consumidores Livres e Distribuidoras).

#### 5.4.1. Análise Alternativa 1 - Relação $\frac{TUST_{C-P}}{TUST_{C-FP}}$ e Alternativa 2 – Relação

$$\frac{MUST_{C-P}}{MUST_{C-FP}}$$

As duas primeiras simulações apresentaram características bem parecidas, podendo a análise ser feita em conjunto.

A utilização desses métodos seria conveniente devido à possibilidade de se ter sempre uma tarifa de ponta maior que a tarifa fora de ponta, porém a diferença entre os valores não foi muito acentuada, ficando, em média, com valores bem próximos. Como no cálculo dessas alternativas o MUST contratado é um fator multiplicativo só teremos simulações para barras que tenham MUST contratado.

Alternativa 1            →      $TUST_{C-FP} = 0,947 TUST_{C-P}$

Alternativa 2            →      $TUST_{C-FP} = 0,903 TUST_{C-P}$

##### 5.4.1.1. Simulação

Para obtermos os valores iniciais de  $TUST_{C-P}$  e  $TUST_{C-FP}$  devem ser feitas duas simulações independentes, tal duplicidade do ato torna a simulação de tarifas mais trabalhosa. O Programa Nodal deveria ser adaptado para realizar o cálculo por essa alternativa.

#### 5.4.1.2. Sobrecontratação

Uma vez tarifado o horário a sobrecontratação deixará de ser um problema, sendo todos os montantes contratados, devidamente tarifados. Sendo qualquer sinalização de reforço no sistema será tarifada, diminuindo assim a possibilidade de haver contratação desnecessária. Apenas foi verificado nulidade na tarifa de pontos que apresentaram tarifa nula no primeiro calculo, ou seja, tal nulidade foi definida pela locacionalidade da barra.

#### 5.4.1.3. Atratividade do horário fora de ponta

Assim como nas Tarifas simuladas orientadas pela Resolução Normativa ANEEL 399/2010, o valor da tarifa de ponta não será tão diferente do valor da tarifa no horário fora de ponta. Dessa maneira teremos uma possibilidade de contratação sem a devida prudência com o horário de ponta, que originalmente apresenta acentuada elevação, causando um pico de demanda danosa ao sistema. A correção realizada em ambas as alternativas, invertendo a proporcionalidade causa um cenário de tarifa fora de ponta sempre menor que a tarifa no horário de ponta, mas ainda não consistente. A distribuição dos valores das tarifas foi de acordo com a Alternativa 1 é apresentado na figura 5-3 e da Alternativa 2 na figura 5-4.

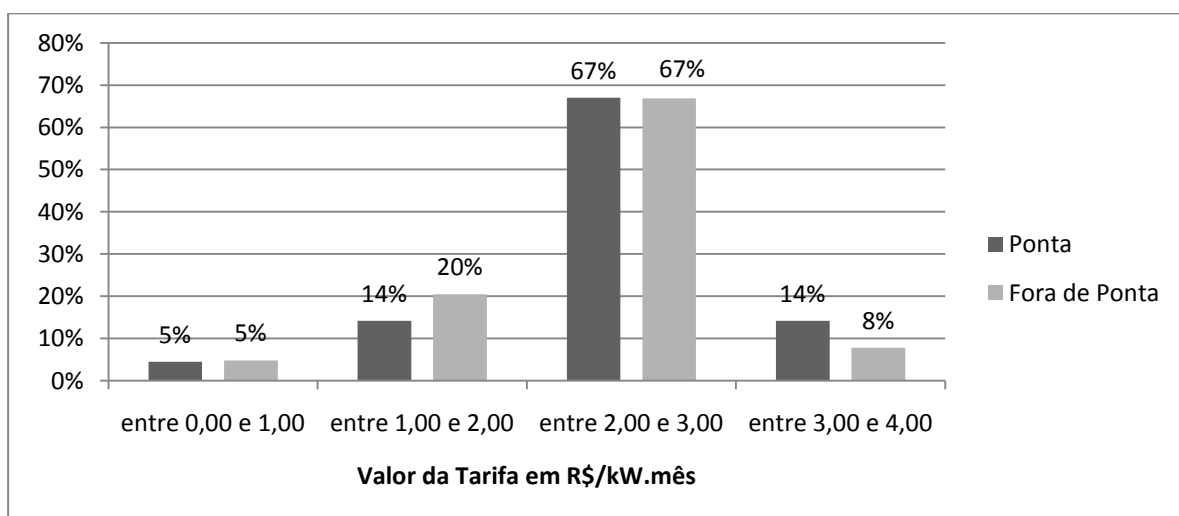


Figura 5-3 - Distribuição dos Valores das Tarifas de acordo com a Alternativa 1

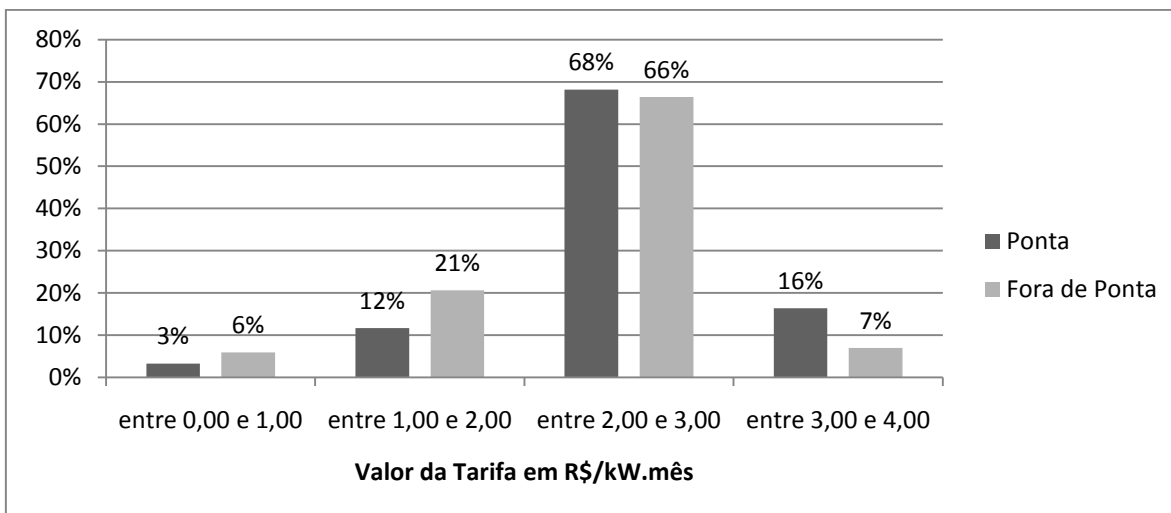


Figura 5-4 - Distribuição dos Valores das Tarifas de acordo com a Alternativa 2

#### 5.4.1.4. Cenário futuro

A falta de proteção para o horário de ponta poderá causar um retrocesso no perfil de carga, esse retrocesso seria responsável pela formação do pico no horário de natural maior utilização. E a manutenção do Encargo não traria impacto algum sobre a tarifa, por exemplo, se antigamente o valor do  $EUST_C$  de um agente era X reais, agora ele teria um encargo composto por  $EUST_C$  de ponta igual à  $\frac{3}{4}$  de X reais e um  $EUST_C$  fora de ponta de  $\frac{1}{4}$  de X reais, totalizando os mesmos X reais anteriores.

#### 5.4.2. Análise Alternativa 3 - Relação $\frac{MUST_C-P}{MUST_C-FP}$

Essa alternativa se assemelha em alguns aspectos com a Alternativa dada pela Resolução Normativa ANEEL 399/2010, a diferenciação está no momento da aplicação do fator multiplicativo, enquanto que na alternativa da Resolução Normativa ANEEL 399/2010 o fator multiplicativo é utilizado no momento de definição da  $RAP_C$ , na Alternativa 3 ele foi utilizado depois que a tarifa estava simulada, dividindo-a em tarifa de ponta e tarifa fora de ponta.

#### 5.4.2.1. Simulação

Nesse modelo de metodologia a simulação é bem simples, uma vez que o Fator Multiplicativo - FM deverá ser utilizado para formação do valor da tarifa de ponta e fora de ponta, podendo o programa ser facilmente adaptado.

#### 5.4.2.2. Sobrecontratação

Como no caso anterior, a tarifação do horário fora de ponta trará mais estabilidade para a contratação, não causando contratação desnecessária. A nulidade apresentada para o horário fora de ponta foi bem baixa, sendo a FM a relação entre a  $TUST_{C-P}$  e a  $TUST_{C-FP}$ .

$$TUST_{C-FP} = 0,961 TUST_{C-P}$$

#### 5.4.2.3. Atratividade do horário fora de ponta

Mesmo com a alteração no encargo não gerou uma atratividade no horário fora de ponta, pois apesar de sempre menor que tarifa no horário de ponta, essa alternativa manteve os valores muito próximos. A distribuição dos valores das tarifas pode ser observado na figura 5-5.

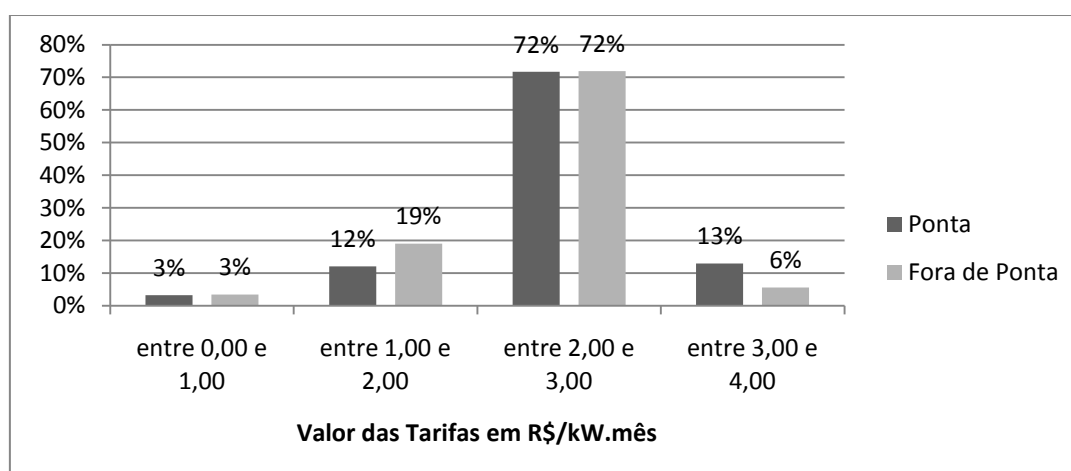


Figura 5-5 - Distribuição dos valores das tarifas de acordo com a Alternativa 3

#### 5.4.2.4. Cenário futuro

É uma alternativa simples, pois só é necessário o cálculo do FM (igual para todos os pontos) para se obter a  $TUST_C-FP$ , porém utilizando o valor da FM próximo à 1 teremos as duas tarifas muito próximas, não protegendo o horário de ponta. O cenário futuro dessa alternativa, também poderá retroceder no nosso cenário, trazendo mais problemas que soluções.

#### 5.4.3. Análise Alternativa 4 - Uso do Valor Percentual da $RAP_C$ :

##### 5.4.3.1. Simulação

Na Alternativa 4, utilizamos uma ferramenta disponível na Versão 4.4 do Programa Nodal, nele é possível alterar a porcentagem da  $RAP_C$  responsável por remunerar o horário de ponta e conseqüentemente o horário fora de ponta, dessa maneira ficamos livres para criar coeficientes que façam com que as tarifas finais sejam benéficas para o Sistema.

Ao se simular as TUST, observou-se que o percentual estabelecido para a  $RAP_C$  não se mantém no valor final da TUST e no valor do encargo, podendo em alguns pontos ter Tarifa, e conseqüentemente, Encargo igual à zero. Isto ocorre porque na metodologia há o cálculo de uma parcela locacional na TUST na qual existe a influência da configuração da rede, isto é, depende do ponto da rede onde o agente está conectado.

##### 5.4.3.1. Sobrecontratação

A alternativa apresentada apresenta características interessantes quanto a evitar a sobrecontratação, de maneira que o horário fora de ponta teve sua tarifa não zerada na maioria das barras, apresentando tarifa nula apenas em 25% das barras.

#### 5.4.3.2. Atratividade do horário fora de ponta

O valor da Tarifa fora de ponta ficou em média 16% da tarifa de ponta, o que é um atrativo para o horário. Fazendo com que o horário de ponta seja preterido pelos consumidores. A distribuição desses valores pode ser visto na figura 5-6.

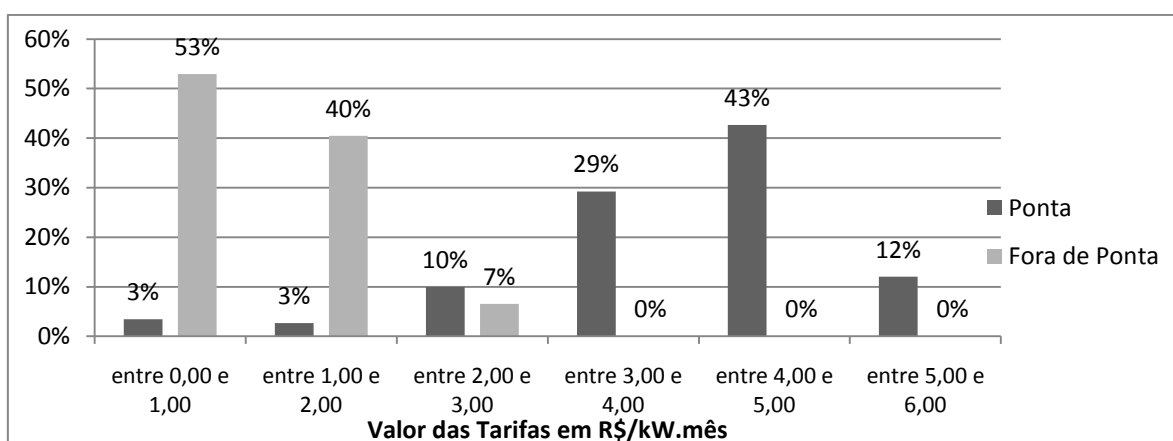


Figura 5-6 - Distribuição dos valores das tarifas de acordo com a Alternativa 4

#### 5.4.3.3. Cenário futuro

O principal problema nesta alternativa encontra-se quanto à definição do percentual. O estabelecimento deste percentual é subjetivo e pode ser contestado, por não ser baseado em nada e sim em valores que acreditamos que devam representar a remuneração nos horários de ponta e fora de ponta. Tal modelo contemplaria a atração do horário fora de ponta e evitaria sobrecontratação.

#### 5.4.3.4. Alteração no Horário de Ponta

Nas alternativas 5 e 6 foi proposto que o padrão atual de definição de horário de ponta fosse alterado, tal premissa mostra-se válida uma vez que, como vimos no capítulo 3, o perfil de carga no sistema elétrico não apresenta somente dois patamares.

#### 5.4.4. Análise Alternativa 5 - Alteração no Horário de Ponta - Uso do Valor

Percentual da  $RAP_C$ :

##### 5.4.4.1. Simulação

O programa não está pronto para esse modelo de três patamares, por isso, foi necessário fazer simulações separadas a fim de obter a tarifa para cada horário. Como a separação foi de 60%-30%-10% foi necessário rodar três divisões para obter esses valores, primeiro com Ponta igual à 60%, em seguida igual à 70% e 90%.

##### 5.4.4.2. Sobrecontratação

Na alternativa 5 tivemos horários que ficaram com a tarifa zerada 41% das barras no horário de carga leve e 14% no horário de carga média.

##### 5.4.4.3. Atratividade do horário fora de ponta

Apesar das tarifas não apresentarem a proporcionalidade da  $RAP_C$ , como explicado anteriormente devido ao sinal locacional, nesse caso mesmo com a locacionalidade tivemos sempre a tarifa para carga pesada maior ou igual à tarifa para carga média, que por sua vez era maior ou igual à tarifa aplicada para o horário de carga leve. Tal proporção de tarifa representou perfeitamente o que se acredita que seja o ideal para se proteger o horário de carga pesada, e também incentivar a utilização no horário de carga leve. A distribuição dos valores das tarifas pode ser visto na figura 5-7.

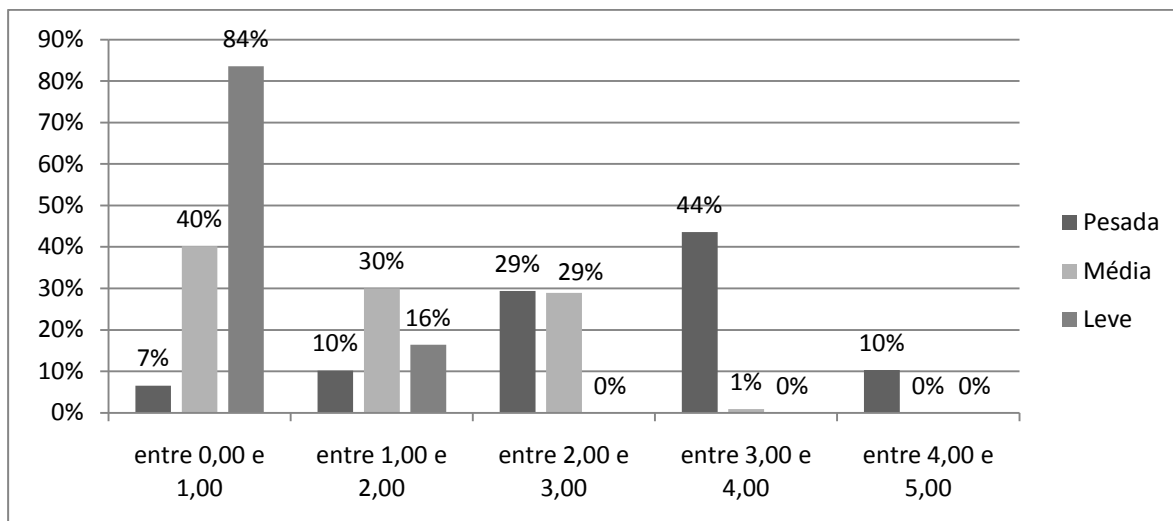


Figura 5-7 - Distribuição dos valores das tarifas de acordo com a Alternativa 5

#### 5.4.4.4. Cenário futuro

Tal modelo apresentou características que podem atrair cargas para o horário que apresenta o panorama menos favorável, o horário de carga leve. Além de tratar o horário de carga média como um horário intermediário, porém que merece tarifação. As tarifas aplicadas dessa maneira indicariam o caminho da planificação do perfil de carga. Porém também apresenta o fator de ter os valores definidos de forma subjetiva.

#### 5.4.5. Análise Alternativa 6 - Alteração no Horário de Ponta - Tarifação atrelada ao consumo

Para evitar o problema da subjetividade da escolha do percentual da  $RAP_C$  a ser utilizada na divisão para cada horário, nessa alternativa utilizou-se a média de consumo no horário, com base a média de consumo no último ano (Junho/09-Maio/10). O valor médio foi formado a partir da utilização do sistema, normalizando a linha de carga entre o máximo de carga, e o



mínimo. Dessa forma tivemos a seguinte divisão de Carga Pesada, Média e Leve, respectivamente, 36% - 35% - 29%.

#### 5.4.5.1. Simulação

A simulação para casos com três patamares tem que ser adaptada, fazendo a simulação em três partes.

#### 5.4.5.2. Sobrecontratação

Em comparação à Alternativa 5 essa proposta apresentou um numero menor de tarifas nula, em média 15% das barras. A sobrecontratação não deverá ser problema nessa medida.

#### 5.4.5.3. Atratividade do horário fora de ponta

Essa Alternativa apresentou porcentagens de  $RAP_C$  muito próximas, tendo como resultado tarifas muito próximas, e também desproporcionais, com algumas barras com tarifa do horário de carga média maior que o horário de carga pesada. A distribuição desses valores pode ser visto na figura 5-8.

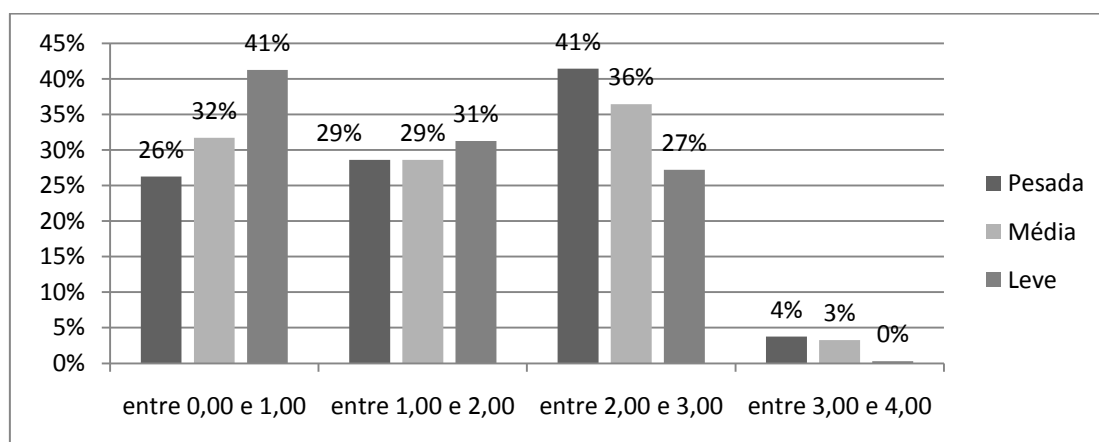


Figura 5-8 - Distribuição dos valores das tarifas de acordo com a Alternativa 6

#### 5.4.5.4. Cenário futuro

A Alternativa 6 apresenta características que não rumam ao nosso objetivo quanto à proteção do horário de maior consumo, algumas vezes com tarifas mais atraentes nesse horário. Essa adversidade pode trazer poucas alterações, ou ainda, alterações negativas para o sistema.

### 5.5. Variação no Encargo

#### 5.5.1. Manutenção do Encargo

Ao se manter o encargo de uso do sistema de transmissão – EUST, igual ao simulado com tarifação nula no horário fora de ponta, a alteração dos valores da tarifa não impactariam os agentes. Haveria apenas uma reformulação na distribuição dos valores.

#### 5.5.2. Alteração do Encargo

Retirando a premissa do Encargo fixo os valores calculados serão referentes à contratação no horário, podendo assim utilizar a tarifa para interferir diretamente sobre o perfil de carga, melhorando o desempenho do sistema elétrico brasileiro.

## 6. Capítulo VI – Conclusões

### 6.1. Conclusão

Dentro dos parâmetros que definimos para as análises das alternativas, priorizando a proteção ao horário de ponta e também o fim da sobrecontratação, chegamos à conclusão que a alternativa que mais se encaixa no perfil solicitado seria a Alternativa 5 - Alteração no Horário de Ponta - Uso do Valor Percentual da  $RAP_C$ . A alternativa proposta apresenta duas grandes alterações nos atuais paradigmas de formação da TUST, a alteração na definição do horário de ponta, dividindo o dia em três faixas de carga, e a divisão da  $RAP_C$  em porcentagens, para remunerar cada faixa de horário.

A alteração da definição de horário de ponta traria benefício por ser uma modulação mais real da curva do sistema, porém implica em estudos mais detalhados por parte dos agentes na busca de valores ótimos para contratação.

O uso do valor percentual traz ambiguidade quanto às definições do valor da  $RAP_C$  que será destinado para cada um dos horários de cada tarifa, e também necessidade de definição de qual será o horário determinado para cada faixa de carga, além de apresentar um número significativo de tarifas nulas.

A definição do percentual pode ser realizada através de um estudo que gere tarifas com valores crescentes no sentido: horário de carga leve - horário de carga média - horário de carga pesada, o nosso valor inicial para cálculo: 10 - 30 - 60, apresentou resultado positivo nesse aspecto.

A definição das faixas horárias pode ser realizada através da análise do perfil de carga, nossa análise definiu que grupos podem ser formados pelos seguintes horários: Carga Leve de 0h até 9h, Carga Média de 9h até às 18h e Carga Pesada entre 18h e 0h, dessa forma

estaremos agindo de maneira global no sistema, e não tratando por distribuidora, como é feito atualmente.

O número expressivo de tarifas nulas foi encontrado no horário de carga leve, horário para onde se quer estimular a migração. Junto com a avaliação de tarifas crescentes para impedir inversão do estímulo de contratação, pode ser realizado um estudo que além de apresentar tarifas crescentes, apresente o menor número possível de tarifas nulas.

## 6.2. Propostas de novos trabalhos

Trabalhos adicionais que podem colaborar com o propósito desse trabalho é o estudo de metodologias para chegarmos aos valores ideais de Proporção da  $RAP_C$ , eliminando tarifas nulas e sem ter inversão na ordem de grandeza das tarifas.

Trabalhos que podem ser realizados paralelamente a este, utilizando as aplicações aqui propostas, seriam o da alternativa de Tarifação Sazonal, fazendo com que haja contratações diferentes para distintas épocas do ano. Ainda dentro do conceito de ramificação da tarifação, temos a proposta de tarifas regionais, já que a pluralidade geográfica do Brasil nos permite diversos perfis de carga, tendo assim um tratamento não uniforme do sistema.

## 7. Capítulo VII – Referências Bibliográficas

- [1] ANEEL - Manual da metodologia nodal para cálculo das TUST, 1999.  
Disponível em < [http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Metodologia\\_completa.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Metodologia_completa.pdf)>
- [2] ANEEL - Manual completo para utilização do programa nodal V4.4, 2010.  
Disponível em <[www.aneel.gov.br/arquivos/zip/Manual\\_Nodal\\_v44.rar](http://www.aneel.gov.br/arquivos/zip/Manual_Nodal_v44.rar)>
- [3] ANEEL - Resolução 281/1999  
Disponível a resolução atualizada em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bres1999281.pdf>>
- [4] ANEEL - Resolução 282/1999  
Disponível a resolução atualizada em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bres1999282.pdf>>
- [5] ANEEL - Resolução 456/2000  
Disponível a resolução atualizada em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bres2000456.pdf>>
- [6] ANEEL - Resolução 090/2001  
Disponível a resolução atualizada em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2001090.pdf>>
- [7] ANEEL - Resolução Normativa 117/2004  
Disponível a resolução atualizada em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2004117.pdf>>
- [8] ANEEL - Resolução Normativa 118/2004  
Disponível a resolução atualizada em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2004118.pdf>>
- [9] ANEEL - Resolução Normativa 267/2007  
Disponível a resolução atualizada em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2007267.pdf>>
- [10] ANEEL - Resolução Normativa 349/2009  
Disponível a resolução atualizada em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2009349.pdf>>

[11] ANEEL - Resolução Normativa 399/2010

Disponível a resolução atualizada em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010399.pdf>>

[12] AZEVEDO, A. F.; MATTOS, L. V., “O Custo do Uso do Sistema de Transmissão Brasileiro”, XII CBE - Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, RJ, 2008

[13] DIPP, C. J. F., Proposição de Metodologia e Estruturação de Um Modelo para Planejamento Integrado de Recursos Energéticos em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, 2001, Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), PUC-RS, Porto Alegre, RS, Brasil.

Disponível em <[http://www.pucrs.br/feng/gpge/downloads/mee\\_3rm\\_cro\\_clarck\\_dipp.pdf](http://www.pucrs.br/feng/gpge/downloads/mee_3rm_cro_clarck_dipp.pdf)>

[14] JUNQUEIRA, M. R., “Aplicação da Teoria dos Jogos Cooperativos para a Alocação de Custos de Transmissão em Mercados Elétricos”; 2005; Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético), COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Disponível em <<http://www.ppe.ufrj.br/ppes/production/tesis/mrodrigues.pdf>>

[15] LIMA, L. M. M., “Aprimoramento da Metodologia Nodal para tarifação do Uso do sistema Elétrico de Transmissão”; 2007; Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá.

Disponível em <<http://adm-net-a.unifei.edu.br/phl/pdf/0031365.pdf>>

[16] MATTOS, L. V., Investigação da Influência de Geração Dispersa Baseada em Fontes Alternativas na Tarifação do Uso do Sistema de Transmissão. 2005, Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Disponível em: <<http://www.pee.ufrj.br/teses/textocompleto/2005042501.pdf>>

[17] MEDEIROS, J. P. P. G., Proposta de Metodologia para o Cálculo das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição Aplicáveis a Unidades Geradoras, 2006, Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético), COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Disponível em <<http://www.ppe.ufrj.br/ppes/production/tesis/medeirosjppg.pdf>>