UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

ESCOLA POLITÉCNICA

MARCIO ANDREY ROSELLI

Modelo locacional dinâmico para tarifas de uso dos sistemas de distribuição

São Paulo
2020

MARCIO ANDREY ROSELLI

Modelo locacional dinâmico para tarifas de uso dos sistemas de distribuição

Versão Corrigida

Tese apresentada ao Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Universidade de São Paulo para obtenção de título de Doutor em Ciências

São Paulo
2020

MARCIO ANDREY ROSELLI

Modelo locacional dinâmico para tarifas de uso dos sistemas de distribuição

Tese apresentada ao Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Universidade de São Paulo para obtenção de título de Doutor em Ciências

Área de concentração: Sistemas de Potência

Orientador: Prof. Dr. André Luiz Veiga Gimenes

São Paulo
2020

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, _____ de _____ de _____

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

Catalogação-na-publicação

Roselli, Marcio Andrey
Modelo locacional dinâmico para tarifas de uso dos sistemas de distribuição / M. A. Roselli -- versão corr. -- São Paulo, 2020.
239 p.

Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Tarifas públicas 2.Distribuição de energia elétrica 3.Serviço público 4.Eletricidade I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

Nome: Marcio Andrey Roselli

Título: Modelo locacional dinâmico para tarifas de uso dos sistemas de distribuição

Tese apresentada ao Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Universidade de São Paulo para obtenção de título de Doutor em Ciências.

Área de concentração: Sistemas de Potência.

Aprovado em: 09/10/2020

Banca Examinadora

Prof. Dr. André Luiz Veiga Gimenes (Presidente)
Instituição: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (PEA USP)

Assinatura _____

Prof. Dr. Dorel Soares Ramos
Instituição: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (PEA USP)

Assinatura _____

Prof. Dr. Erik Eduardo Rego
Instituição: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (PRO USP)

Assinatura _____

Dra. Solange Mendes Geraldo Ragazi David
Externo

Assinatura _____

Dra. Elisa Bastos Silva
Externo

Assinatura _____

DEDICATÓRIA

OFEREÇO ESTE TRABALHO

À MINHA ESPOSA HELENA, AOS MEUS FILHOS IGOR E VALENTINA,

PELO APOIO

À MINHA AVÓ FIÚCA (IN MEMORIAM)

POR ENSINAR O VALOR DO CONHECIMENTO

OBRIGADO,

MARCIO ANDREY

AGRADECIMENTOS

Agradecimento ao professor Doutor Miguel Edgar Morales Udaeta, por acreditar na minha proposta de trabalho e lutar comigo por toda jornada.

Agradecimento aos colegas da ANEEL, em especial a Cláudio Elias Carvalho pelo apoio e incentivo, Robson Kuhn Yatsu, Luis Cândido Tomaselli e Diego Luís Brancher pelas relevantes contribuições sobre aspectos práticos da estrutura tarifária.

Meus sinceros agradecimentos ao professor Doutor Luiz Veiga Gimenes, pela forma dedicada e paciente com que me orientou. Em todos os momentos esteve sempre disposto e pronto a ajudar.

A todos os colegas do GEPEA por tornar o ambiente amistoso e pelas valiosas contribuições ao trabalho.

“Para todo problema complexo, existe sempre uma solução simples, elegante e totalmente errada”.

Henry Louis Mencken

RESUMO

ROSELLI, Marcio Andrey. **Modelo locacional dinâmico para tarifas de uso dos sistemas de distribuição.** 2020. 239f. Tese (Doutorado) - Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2020.

As bases teóricas do atual modelo de estrutura tarifária brasileira foram definidas na década de 1980, juntamente com aspectos práticos delineados pelo estágio de desenvolvimento da tecnologia da informação, medição e aquisição de dados da rede de distribuição. Como resultado aplicamos um modelo reduzido, com variáveis exógenas sintetizadas, que resulta em um custo marginal de capacidade médio para toda a área de concessão e análises agregadas. Além da evolução da tecnologia da informação, com a constituição de *big data* da medição, internet das coisas, computação na nuvem, entre outras, observa-se a mudança do próprio paradigma da carga, o consumidor antes passivo agora pode gerar e armazenar sua própria energia, investindo na distribuição. Ainda existe a perspectiva de penetração da recarga de veículos elétricos e aumento da velocidade de comunicação, que tende a tornar a carga mais responsiva ao sinal de preços.

Nessa senda, é necessário novo modelo de estrutura tarifária, compatibilizando-o ao atual estágio de desenvolvimento da tecnologia da informação e novos paradigmas da distribuição. Para tanto, o modelo proposto parte de princípios tarifários para aprimorar o critério de preço de ponta (*peak load pricing*) e da responsabilidade de cada consumidor em sua constituição. Ademais, o modelo proposto é pautado na reduzida intervenção de especialistas no processo de cálculo, devido ao grande volume de dados, velocidade de incremento dos bancos de dados por meio da medição inteligente e sistemas georreferenciados, além da veracidade e valor da informação utilizada no cálculo tarifário.

É definido Modelo Locacional Dinâmico para Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição, com abordagem de custos de longo prazo, utilizando conceitos de limite de operação de equipamentos e de perdas associadas à máxima capacidade. As tarifas locacionais são calculadas para cada uma das cerca de 150 mil unidades consumidoras de área de concessão, para cada hora do dia. Para tanto, é necessário a construção de modelo utilizando Redes Neurais Artificiais, para previsão de carga diária de cada unidade consumidora, tendo como entradas, dados de temperatura, dia

da semana e amostras de curvas de carga. O modelo viabiliza estudos para cenário futuro, que contará com a aquisição em tempo real da carga populacional por meio de centro de medidores inteligentes.

A Tese parte de princípios de aplicação de tarifas, de modo a considerar um modelo de cálculo tarifário robusto, eficiente e que pode ser aplicado em tempo real, compatível com a evolução da comunicação entre consumidores e operação do sistema, além do aumento da responsividade da carga. Ademais, o modelo pode ser utilizado como “laboratório tarifário”, em análises de novas modalidades tarifárias, uma vez que aplica a menor granularidade temporal e locacional. Dessa forma, é capaz de mensurar e ajustar os custos, minimizando a perda de eficiência econômica, ao tempo em que permite o cotejo com a simplicidade, proporcional à suficiência técnica e econômica de cada classe de consumo.

Ao final, utiliza-se o modelo definido para análise de tarifa para a microgeração fotovoltaica e sistemas de armazenamento de energia, aplicadas a todas as unidades consumidoras residenciais da área de concessão objeto do estudo.

O modelo proposto compreende a aplicação em novas tecnologias, ao tempo que visa atender os princípios tarifários, que se mostram multidisciplinares, envolvendo aspectos econômicos, sociais e de engenharia.

Palavras-chave: 1. Tarifas públicas. 2. Distribuição de energia elétrica. 3. Serviço público. 4. Eletricidade

ABSTRACT

ROSELLI, Marcio Andrey. **Dynamic locational model for distribution use of system charges**. 2020. 239f. Thesis (Doctorate) - Department of Energy Engineering and Electrical Automation. University of São Paulo, São Paulo, 2020.

In the 1980s, the theoretical bases of the current Brazilian tariff structure model were defined, alongside practical aspects outlined by the development of information technology, distribution network measurement, and data acquisition. Consequently, a reduced model has been applied, with synthesized exogenous variables, resulting in an average marginal cost capacity for the entire concession area and in aggregate analysis. Furthermore, the evolution of information technology through big data, the Internet of Things (IoT), and cloud computing, among others, has enabled a change in the load paradigm. Previously passive consumers are now able to generate and store their own energy, in addition to investing in a grid. There is also the penetration of chargeable electric vehicles, reduced costs, and increased communication speed, which tends to make the charge more responsive to the price signal.

Thus, it is necessary to design a new tariff structure model, making it compatible with the current stage of information technology development and new grid paradigms. Therefore, the proposed model is based on tariff principles that seek to improve peak load pricing criteria and the responsibility of each consumer in its implementation. Also, specialists have reduced intervention in the calculation process due to the large data volume, incrementing the database speed through intelligent measurement and georeferenced systems, in addition to accuracy of the information and values used in the tariff calculation.

Thus, this Thesis presents a Dynamic Locational Model for distribution use of system charges, with a long-term cost approach, using concepts of equipment operation limits and losses associated with the maximum capacity. The tariff is calculated for every 150,000 consumer units for each hour of the day. Therefore, it is necessary to define a model using Artificial Neural Networks to design a consumer unit-based daily load profile, using temperature data, weekdays, and load profile samples as inputs. The model enables studies for a future scenario, which will include the acquisition of real-time smart meter centers.

The Thesis starts with tariff application principles to consider a robust, efficient and viable tariff calculation model applied in the real-time process, compatible with the evolution of communication between consumers and an increase in load responsiveness. Furthermore, the model can be used as a “tariff laboratory” in the new tariff mode analysis, as it applies the least temporal and locational granularity. Thus, it is able to measure and adjust costs to minimize economic efficiency loss, comparing them with simplicity proportional to the technical and economic sufficiency of each consumption class.

Therefore, a tariff analysis model for photovoltaic microgeneration and energy storage systems is defined, for application in all residential consumer units of each concession area under study.

The proposed model comprises the application in new technologies while aiming to meet multidisciplinary tariff principles, involving economic, social and engineering aspects.

Keywords: 1. Public tariffs. 2. Electric energy distribution. 3. Utilities. 4. Electricity

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Elasticidade demanda preço por faixa de consumo 41
Figura 2 – Modelo de Hopkinson 45
Figura 3 – Modelo de fluxo de carga..... 64
Figura 4 – Diagrama de fluxo de carga de tipologias hipotéticas 65
Figura 5 – Proporção de Fluxo..... 70
Figura 6 – Curva anual típica residencial com microgeração 82
Figura 7 – Curva de carga de sistema de distribuição considerando fontes renováveis..... 83
Figura 8 – Custos de armazenamento de energia 84
Figura 9 – Preços em relação à escala de tempo e volume 86
Figura 10 – Sistema simulado..... 95
Figura 11 – Comparação de custos unitários de curto prazo e de longo prazo 97
Figura 12 – Evolução do preço médio com expansão do sistema..... 98
Figura 13 – Previsão de unidades consumidoras com medidores inteligentes..... 103
Figura 14 – Evolução tecnológica das redes e de modelos de tarifas 104
Figura 15 – Curva de carga (dia útil) e curva de geração fotovoltaica. 108
Figura 16 – Representação da curva de carga de um transformador, para filtragem passa baixa até 8ª harmônica 112
Figura 17 – Espectro de raias de curva de curvas de carga de transformadores 113
Figura 18 – Treinamento da RNA utilizando dados das unidades consumidoras com curva de carga amostral 118
Figura 19 – Extrapolação de curvas de carga diária por unidade consumidora..... 120
Figura 20 – Área de concessão da EEB 121
Figura 21 – Número de consumidores por classe 122
Figura 22 – Consumo de baixa tensão por classe 122
Figura 23 – Distribuição de consumidores MT por faixas de demanda 123
Figura 24 – Distribuição de consumo por faixas de demanda..... 123
Figura 25 – Arquitetura RNA Baixa tensão 127
Figura 26 – Correlação entre dados previstos e reais do conjunto de validação consumidores baixa tensão 128
Figura 27 – Correlação, saída de 12 componentes do espectro de raias Baixa tensão 128
Figura 28 – Performance RNA Baixa tensão 129
Figura 29 – Arquitetura RNA Média tensão..... 130
Figura 30 – Correlação entre dados previstos e reais do conjunto de validação consumidores média tensão 130
Figura 31 – Correlação, saída de 12 componentes do espectro de raias Média tensão..... 131
Figura 32 – Performance RNA Média tensão..... 131
Figura 33 – Curva de carga média por classe de consumo baixa tensão..... 132
Figura 34 – Formas de consideração do período de máxima operação..... 138
Figura 35 – Curvas de carga de dois patamares..... 139
Figura 36 – Relação ponta fora de ponta por k. 141
Figura 37 – Comparação função discreta e contínua da ponta. 142
Figura 38 – Curva de carga diária. Representa a média de 5.000 curvas de carga de transformadores Brasil..... 143
Figura 39 – Distribuição e probabilidade acumulada, real e estimada..... 144
Figura 40 – Probabilidade de ultrapassagem ao longo de 30 anos de operação 146
Figura 41 – Capacidade máxima para cargas variando no tempo..... 148
Figura 42 – Fluxo de carga 151
Figura 43 – Relação entre frequência angular $\boldsymbol{\omega}$ e $\mathbf{2} \cdot \boldsymbol{\omega}$. 157

Figura 44 – Relação soma das variâncias pela variância das somas para dada correlação entre curvas de carga geradas. 158
Figura 45 – Curva energia 5 minutos 160
Figura 46 – Sistema de distribuição simulado. 163
Figura 47 – Trecho de rede elementar 170
Figura 48 – Perdas com parâmetros distribuídos 172
Figura 49 – Perdas com parâmetros distribuídos (média) 174
Figura 50 – Fluxo de cálculo 177
Figura 51 – Fluxo de cálculo 179
Figura 52 – Variância do preço horário sombra considerando restrições da rede. 180
Figura 53 – Perfil do preço horário de energia 181
Figura 54 – Comparação entre as funções horárias de custos 182
Figura 55 – Ponta econômica do sistema de distribuição 185
Figura 56 – Ponta econômica por nível de tensão 186
Figura 57 – Funções de custos 187
Figura 58 – Sensibilidade à definição de máxima 188
Figura 59 – Boxplot das tarifas dos consumidores atendidos em baixa tensão 189
Figura 60 – Boxplot das tarifas dos consumidores atendidos em média tensão 190
Figura 61 – Tarifas médias diárias para unidades consumidoras atendidas em baixa tensão, região de Bragança Paulista (R$/MWh) 191
Figura 62 – Desvio padrão das tarifas de cada unidade consumidora, região de Bragança Paulista (R$/MWh) 192
Figura 63 – Tarifas fora de ponta, região de Bragança Paulista (R$/MWh) 193
Figura 64 – Tarifas de ponta baixa tesão, região de Bragança Paulista (R$/MWh) 194
Figura 65 – Tarifas médias diárias para unidades consumidoras atendidas em média tensão, região de Bragança Paulista (R$/MWh) 195
Figura 66 – Desvio padrão das tarifas horárias para unidades consumidoras atendidas em média tensão, região de Bragança Paulista (R$/MWh) 196
Figura 67 – Tarifas ponta média tesão, região de Bragança Paulista (R$/MWh) 197
Figura 68 – Tarifas fora de ponta média tesão, região de Bragança Paulista (R$/MWh) ... 198
Figura 69 – Curva da microgeração de energia fotovoltaica 199
Figura 70 – Curva da microgeração de energia fotovoltaica 200
Figura 71 – Curva do prosumidor 201
Figura 72 – Relação das tarifas calculadas com microgeração de energia fotovoltaica e sem microgeração de energia fotovoltaica 202
Figura 73 – Relação média de tarifas com e sem microgeração 203
Figura 74 – Curvas típicas de consumidores residenciais 204
Figura 75 – Custos evitados com SAE 206
Figura 76 – BE de 1 MWh injetado na ponta do sistema para tarifa branca 208
Figura 77 – BE de 1 MWh injetado na ponta do sistema para tarifa locacional e dinâmica 209
Figura 78 – Modelo do neurônio 229
Figura 79 – Função sigmoide 230
Figura 80 – Curva de carga do transformador 234
Figura 81 – Curva de carga do transformador, considerando microgeração fotovoltaica ... 237

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 – Tarifas de demanda 44
Tabela 2 – Tarifas de energia 44
Tabela 3 – Aplicação do modelo de Wright 45
Tabela 4 – Exemplo de dados de classe de consumidores 50
Tabela 5 – Modelo de consumo e demanda 50
Tabela 6 – Artigos com abordagem de PMLD 91
Tabela 7 – Parâmetros linhas 96
Tabela 8 – Custo geração 96
Tabela 9 – Restrições das linhas do sistema da Figura 10 96
Tabela 10 – Restrições das linhas do sistema da Figura 10 98
Tabela 11 – Estrutura tarifária por elemento 100
Tabela 12 – Variáveis de entrada da RNA 126
Tabela 13 – Variáveis de saída 126
Tabela 14 – Variância padronizada da curva anual sintetizada 160
Tabela 15 – Comparação de perdas no domínio da frequência e tempo 163
Tabela 16 – Forma de rateio dos componentes de custos 175
Tabela 17 – Receitas RTP 2016 184
Tabela 18 – Tarifa Branca 205
Tabela 19 – Dados de simulações 207
Tabela 20 – Fatores de *krigagem* 232
Tabela 21 – Potências de cargas 234
Tabela 22 – Potências de carga e prosumidor 237

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

μ	Média de Potência
B	Benefício
BE	Benefício Econômico
C	Custo Anual de Demanda do Sistema
C (·)	Custos de Produção.
CAIMI	Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis
$C_c(.)$	Custo de Operação e Manutenção
$C_c(Q)$	Custo de Capacidade para Capacidade Instalada q
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CFURH	Compensação Financeira
C_i	Custo Marginal do Produto ou Serviço i
C_i^G	Custos com Geração
CIMLP	Custo Marginal de Longo Prazo
$CMC_{i,j,h}$	Custo Marginal de Capacidade de Consumidor i, conectado à Rede j no Período h
CME_j	Custo Marginal de Expansão
COSIP	Custeio do Serviço de Iluminação Pública
C_{th}	Capacidade Térmica Equivalente
CVU	Custo Variável Unitário
D	Soma das Pontas Anuais das Classes
DEA	*Data Envelopment Analysis*
DFT	*Discrete Fourier Transform*
DWT	Transformada Discreta de Wavelet
E	Parte Fixa do Custo
EDF	Électricité de France
EEB	Empresa Elétrica Bragantina
EER	Energia de Reserva
ESS	Encargos Serviços de Sistema
f_{pp}	Fator de Perdas de Potência
FPT	Período Fora de Ponta
G	Gastos Totais do Consumidor
GEE	Gases de Efeito Estufa
IDHM	Índice de Desenvolvimento Econômico Municipal

IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia do Brasil
$i_{o\&m}$	Percentual de Custo com o&m
K	Total de Energia Consumida no Ano
k	Carregamento em Relação à Potência Nominal.
MLP	*Multi Layer Perceptron*
MUST	Montante de Uso do Sistema De Transmissão
N	Tamanho da Amostra
N	Tamanho da População
O&M	Operação e Manutenção das Redes
p	Preços
P_i	Preço do Serviço ou Produto i
p_i	Função Inversa da Demanda
P_i^G	Potência Gerada
PIR	Planejamento Integrado de Recursos
PML	Preço Marginal Locacional
PMLD	Preço Marginal Locacional a Nível da Distribuição
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PT	Período de Ponta
Q	Quantidade
q_{fp}	Quantidade Fora da Ponta
q_p	Quantidade na Ponta
QRR	Quota de Reintegração Regulatória
R	Restrição Orçamentária
R	Erro Amostral
RC	Remuneração do Capital
RGR	Reserva Global de Reversão
RNA	Redes Neurais Artificiais
RP	Responsabilidade de Perdas
RPFP	Relação Fora de Ponta e Ponta
$RP_{i,j}$	Responsabilidade de Perdas, de uma rede j pela Carga de Consumidor i
RTA	Reajuste Tarifário Anual
RTE	Revisão Tarifária Extraordinária
R_{th}	Resistência Térmica Equivalente
RTP	Revisão Tarifaria Periódica

SAE	Sistemas de Armazenamento de Energia
TE	Tarifas de Energia
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TUSD	Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição
W	Função de Bem-Estar
WACC	Custo Médio Ponderado de Capital
W_c	Perdas no Cobre
W_f	Perdas no Ferro
X	Montante
$X_i\ (t)$	Consumidores Tipo
$Y_i\ (t)$	Redes Tipo
y_k	Sinal de Saída da RNA
α	Constante de Ramsey
ε_i	Elasticidade Preço Demanda do Produto i
σ	Desvio Padrão da Potência
φ	Função de Ativação
τ	Constante de Tempo Térmica

SUMÁRIO

ÍNDICE DE FIGURAS 13

ÍNDICE DE TABELAS 15

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS 16

SUMÁRIO 19

1. INTRODUÇÃO 22

2. HIPÓTESES, OBJETIVOS E JUSTIFICATIVA 28

2.1 Hipóteses e Justificativa 28

2.2 Objetivos 29

3. POLÍTICA TARIFÁRIA 30

3.1 Princípios da Política Tarifária 30

3.2 Custo da Rede e Valor para os Consumidores 35

3.3 Estrutura de Custos da Rede de Distribuição 42

4. TARIFAS REGULADAS DE ENERGIA ELÉTRICA 53

4.1 Teorias da Regulação 53

4.2 Equilíbrio Econômico e Financeiro 55

4.3 Regulação Econômica 57

4.4 Estrutura Tarifária como Critério de Alocação dos Custos 58
4.4.1 Classificação de Consumidores para Estrutura Tarifária 59
4.4.2 Custo Marginal de Capacidade 60
4.4.3 Descontos Tarifários 71

5. NOVO PARADIGMA PARA AS TARIFAS DE USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO 73

5.1 Novas Funções da Distribuição 73
5.1.1 Equipamentos Inteligentes 78
5.1.2 Tecnologia de Dados e Medidores Inteligentes 79
5.1.3 Microgeração de fontes Renováveis Distribuídas 81
5.1.4 Sistemas de Armazenamento de Energia 83
5.1.5 Recarga de Veículos Elétricos 85

5.2 Tarifas Dinâmicas **85**

5.3 Preço Marginal Locacional no Nível da Distribuição **89**

6. CUSTO MARGINAL LOCACIONAL DA DISTRIBUIÇÃO **92**

6.1 Custos Marginais do Sistema Elétrico de Potência **93**

6.2 Abordagem Locacional de Longo Prazo **99**

7. PREVISÃO DE CURVAS DE CARGA COMO MECANISMO DE EMULAÇÃO DE MEDIDORES INTELIGENTES **102**

7.1 Redes Inteligentes e o novo paradigma para as Tarifas **102**

7.2 Modelo de Representação da Carga **105**
7.2.1 Representação da carga por meio de Clusterização 105
7.2.2 Modelo de Carga para Prosumidores 108
7.2.3 Série Discreta de Fourier – DFT 109
7.2.4 Avaliação dos modelos da carga no domínio da frequência 111

7.3 Previsão de Curvas de Carga **115**

7.4 Estudo de Caso de Previsão de Curvas de Carga **121**
7.4.1 Dados de Clima 124
7.4.2 Cadastro de Consumidores 125
7.4.3 Base de Dados de Saída: Curvas de Carga de Consumidores 126
7.4.4 Resultados 127

8. PROPOSTA DE MODELO DE ESTRUTURA TARIFÁRIA LOCACIONAL DINÂMICO **133**

8.1 Definição de Capacidade Máxima **136**
8.1.1 Avaliação Determinística da Capacidade Máxima 136
8.1.2 Função Estatística de Ultrapassagem 143

8.2 Modelo de Custo de Expansão Vertical por Equivalência Térmica Unitária **147**

8.3 Modelo de Responsabilidade da Expansão por Espectro de Perdas **150**
8.3.1 Coeficiente de Perdas 151
8.3.2 Considerações sobre a Janela de Estimativas de Perdas 159
8.3.3 Simulações de Perdas com cargas no Domínio da Frequência 161
8.3.4 Elasticidade espectro de perdas carga 164
8.3.5 Cálculo da Responsabilidade de Perdas para Geração Distribuída 168

8.4 Algoritmo de Cálculo **174**

9. ESTUDO DE CASO **183**

9.1 Dados das Receitas **183**

9.2 Ponta Econômica do Sistema de Distribuição **185**

9.3 Sensibilidade do Fator de Forma da Função Ultrapassagem 187

9.4 Cálculo de Tarifas Microgranulares de Área de Concessão 190

9.5 Aplicação em Microgeração Fotovoltaica 199

9.6 Aplicação em Sistemas de Armazenamento de Energia 204

10. CONSIDERAÇÕES FINAIS 211

REFERÊNCIAS 216

ANEXO A – REDES NEURAIS ARTIFICIAIS 229

ANEXO B – FATORES DE KRIGAGEM 232

ANEXO C – PROVA DE CONCEITO DO MODELO DE RESPONSABILIDADE DE PERDAS 234

C.1 Aplicação para Unidades Consumidoras 234

C.2 Aplicação para Prosumidores 237

1. INTRODUÇÃO

Quando bens não possuem complementares ou substitutos, tal como a energia elétrica, há a tendência de considerá-los como um direito econômico associado ao controle do Estado. Segundo Zajac (1985), não se concretizando o controle, a sociedade tende a assumir que ocorra injustiça social. Tal característica impõe condições de contorno à modelagem das tarifas de energia elétrica, que vão além de conceitos técnicos e econômicos.

Hardin (1968) em *"The Tragedy of the Commons"* define as soluções técnicas como aquelas baseadas somente nas ciências naturais, sem a necessidade de avaliações éticas ou morais. Sobremaneira no campo da engenharia, é raro admitir que uma solução puramente técnica não seja possível, todavia, é comum utilizar fatores de segurança, que em última instância expressam a ponderação entre o custo e a segurança. Ademais, em projetos de engenharia é comum sopesar custos e efeitos ambientais produzidos pela aplicação de certa tecnologia ou, ainda, por condições de contorno definidas por meio de políticas públicas consubstanciadas em Normas (Constituição, Leis, Decretos, Resoluções etc.).

A maximização da utilidade individual teórica, sem a aplicação de restrições ou condições de contorno, tende a deteriorar a coisa pública, reduzindo a utilidade social. A partilha da energia está restrita a condições de contorno que tendem a variar ao longo do tempo, seguindo aspectos éticos e morais da sociedade. Apelar para a consciência individual não é eficaz, pois trata-se de ação que impele um homem livre a agir contra os seus próprios interesses, tal como o conforto, sobrevivência, status, etc. A maneira mais eficaz é utilizar a coerção ou incentivos, sempre avaliando o *trade off* entre as liberdades individuais e a coisa pública (HARDIM, 1968).

Para o caso dos monopólios, tal como o serviço de distribuição de energia elétrica, a busca da eficiência econômica para a sociedade impõe a substituição do comportamento da empresa, de busca pelo preço de monopólio, pela regra de venda ao custo marginal, denominado de causalidade de custos, ao qual possui um conjunto de soluções viáveis. A primeira condição de contorno para a causalidade de custos é a de que as tarifas devem atender a disposição de pagar dos usuários dos serviços.

Tal critério, passa pelo conceito de justiça na definição de políticas públicas, materializado nas regras de generalidade dos serviços públicos. Com isso, busca evitar a deserção da rede, mantendo a basilar relação entre fornecedor de serviços públicos e respectivos usuários.

Outra condição é a sustentabilidade da empresa, atendendo ao equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de concessão. Considerando os ganhos de escala crescentes, o custo da próxima unidade de capacidade a ser instalada é inferior aos custos médios, ou seja, a venda ao custo marginal entra em conflito com a sustentabilidade da empresa, inviabilizando seu equilíbrio econômico e financeiro.

Aliadas às condições de contorno há as limitações do modelo de cálculo, de forma que fique circunscrito a um limite de parâmetros de caracterização do usuário, visando reduzir custos de faturamento e de caracterização dos consumidores. Embora não determinante para a continuidade do negócio da distribuição de energia elétrica, no Brasil adota-se o critério de isonomia tarifária, que tolhe a aplicação de tarifas diferenciadas para uma mesma classe de consumidores, e por conseguinte a aplicação de tarifas seguindo critérios sociais, econômicos, políticos ou ambientais.

Existem outras condições de contorno dispostas na definição das tarifas, tal como a aplicação de algumas políticas tarifárias, que de forma intuitiva buscam corrigir abstenções ou excessiva simplificação da modelagem técnica. No caso das tarifas de energia elétrica no Brasil, a linha que divide política e execução tarifária é tênue, além de muitas vezes estar em dissonância. Nesse sentido, Di Pietro (2007) define discricionariedade administrativa quando a Lei deixa a cargo da administração selecionar alternativas segundo critérios de razoabilidade, interesse público e justiça. Os atos normativos do Legislativo e Executivo passam a ser vistos em seu aspecto puramente formal, não se observando no caso concreto critérios de justiça. A discricionariedade técnica, conforme Lei do Terceiro Excluído, afirma que qualquer proposição é verdadeira, ou sua negação é verdadeira, o que implica que na aplicação do caso em concreto, se admite apenas uma solução válida: o preço é justo ou não é justo, há boa fé ou não, o consumidor está em condição de vulnerabilidade ou não. Dessa forma, as decisões estariam livres da discricionariedade ou julgamentos, pois se baseiam em critérios técnicos.

As Agências Reguladoras foram criadas para utilizar a discricionariedade técnica, por meio de corpo técnico especializado, com o objetivo de evitar a captura por agentes regulados, celeridade nas decisões, autonomia decisória, e mitigar a discricionariedade do Estado (JUSTEM FILHO, 2000). Essas Agências devem tomar suas decisões baseadas na boa técnica, observando os preceitos da Lei e aos contratos de concessão (GUERRA, 2005).

Dentre os critérios técnicos, os de engenharia estão em um nível elevado de importância. Por seu turno, para a engenharia, as tarifas são instrumento para controle do uso dos sistemas elétricos, com grande impacto no planejamento da expansão, operação e confiabilidade. A engenharia é a base para a partilha dos custos entre consumidores e definição da estrutura tarifária, mas deve ser ponderado seguindo princípios tarifários (MME, 1979).

Importante destacar que mesmo nos casos de liberalização do serviço de distribuição é necessário algum critério para o rateio multisserviço de uma distribuidora. Na definição dos preços dos vários serviços prestados por uma distribuidora (atendimento comercial, atendimento em baixa, média ou alta tensão, confiabilidade relativa à reserva de capacidade, comunicação por meio de medidores inteligentes ou disponibilização para infraestrutura de comunicação, etc.), é necessário o conhecimento dos custos associados a cada produto ou serviço. Um modelo de definição de custos multiproduto ou multisserviço não é útil somente para a definição de tarifas em ambiente regulado, mas para o preço em ambiente concorrencial.

Segundo Maldonado e Gómez (2012) a engenharia não está focada na produção de produtos e serviços, mas no conhecimento aprofundado, na pesquisa e compreensão de fenômenos, assumindo características inerentes a ciência. Tais características se devem ao relacionamento entre disciplinas e entre outras áreas do conhecimento, aumentando significativamente a abrangência da engenharia, com consequente aumento da complexidade dos sistemas.

O conhecimento é uma necessidade das corporações, que vem exigindo uma visão holística que integre os diversos sistemas corporativos, fato que implica na mudança na forma de tratamento de modelos, antes baseados na simplificação por

meio de métodos lineares. Atualmente, na evolução dos sistemas é cada vez mais necessário a modelagem da não linearidade, em um compromisso da engenharia que vai além do produto ou serviço, mas que agrega conhecimento à medida que busca a explicação dos fenômenos, além da simples emulação da realidade por meio de modelos. A modelagem dos sistemas exige a consideração das suas interrelações, em campos antes ignorados pela engenharia.

Dentre os critérios técnicos adotados, um dos que mais impactam os aspectos sociais, econômicos e ambientais, conduzindo soluções completamente diversas, é a definição de granularidade do problema. A granularidade do problema no campo da ciência e da engenharia é utilizada para definir a dimensão dos componentes de um sistema (CAMALIONTE; FONTES, 2011). Para o caso dos sistemas de distribuição de energia elétrica, está relacionada à discriminação dos elementos de rede, no sentido de baixa granularidade para modelos com representação completa de elementos (redes, transformadores, linhas de transmissão, etc), e alta granularidade para modelos em que os elementos são representados de modo agregado ou médio, por meio de técnicas estatísticas, de clusterização ou classificação. Adota-se o termo microgranular na presente Tese, resultante da prefixação micro (muito pequeno), para os casos em que os modelos de carga e tarifas são definidos para cada uma das unidades consumidoras.

Análises de indicadores agregados, podem não servir de parâmetro para regiões, sobremaneira ao se considerar grande heterogeneidade de indicadores no Brasil.

A presente Tese envida em aprimorar o modelo de cálculo tarifário, na busca de redução de sua granularidade, aumentando a precisão de custos calculados e viabilizando análises agregadas por critérios morais ou éticos, considerando aspectos multidisciplinares das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD. Ademais, busca manter conceitos de engenharia, tal como os motivadores físicos para a expansão da rede. Com o aperfeiçoamento do modelo haverá melhor aderência entre os custos e tarifas aplicadas, contribuindo para a eficiência econômica.

Com a maior precisão dos resultados será possível explicitar os subsídios cruzados, contribuindo para a eficiência de políticas públicas. Ademais, será possível a criação de modalidades tarifárias para consumidores com suficiência técnica ou econômica, que estejam dispostos a alterar os hábitos de consumo ou investir em processos e equipamentos que posterguem investimentos no sistema elétrico. O aprimoramento da causalidade de custos e sua mensuração será essencial para o incentivo e compartilhamento dos ganhos de eficiência. Em contrapartida, os custos de implantação são ínfimos, se comparados com o montante das receitas da distribuição de energia elétrica e o fato de que todo o modelo proposto utiliza dados disponíveis no setor elétrico.

A Tese está dividida em 10 capítulos.

O capítulo 2 apresenta as hipóteses, bem como os objetivos e justificativas.

O capítulo 3 apresenta os conceitos de política tarifária, e seus impactos na construção de modelos.

No capítulo 4 é apresentado o método atual de cálculo das tarifas, incluindo os princípios inseridos com a reestruturação do setor elétrico, ocorrido no final da década de 1990, e a complexidade na relação entre iniciativa privada, governo e agências reguladoras. Apresenta os conceitos utilizados atualmente na definição de tarifas reguladas pelo Estado.

No capítulo 5 apresentam-se os novos paradigmas para as tarifas, decorrentes do rápido avanço tecnológico e das alterações entre usuário e prestadores do serviço público, bem como as necessidades de aprimoramentos no modelo tarifário.

O capítulo 6 explora o estado da arte na redução da granularidade dos modelos de preço da energia elétrica e a dicotomia com as tarifas de energia elétrica.

O capítulo 7 apresenta modelo de previsão de curvas de carga diárias de unidades consumidoras como forma de emular a futura aplicação de medidores inteligentes, onde as curvas de carga de consumidores e o conhecimento dos hábitos de consumo estarão disponíveis de modo dinâmico, viabilizando o cálculo de tarifas

em tempo real. O modelo tarifário proposto está alinhado ao ambiente tecnológico atual, ao tempo que permite a emulação no novo paradigma das redes inteligentes.

O capítulo 8 apresenta proposta de aprimoramento da estrutura tarifária visando mitigar os problemas decorrentes do critério único de isonomia tarifária, além de reduzir custos do cálculo tarifário, afetado sobremaneira pelas campanhas de medição. Poucos são os modelos acadêmicos existentes de cálculo tarifário, o que demandou esforço no sentido de construir novos modelos capazes de viabilizar o cálculo microgranular sob égide dos princípios tarifários. Como resultado espera-se obter os custos marginais de capacidade de modo microgranular, com baixo custo computacional, que viabiliza o cálculo dinâmico. No capítulo 9, apresenta-se proposta de utilização dos resultados na construção das tarifas finais, em área de concessão real, com dados empregados no modelo regulatório vigente, além de dois estudos de caso com a inserção de Recursos Energéticos Distribuídos. Por fim, são apresentadas as conclusões e recomendações no capítulo 10.

2. HIPÓTESES, OBJETIVOS E JUSTIFICATIVA

2.1 Hipóteses e Justificativa

A Tese apresenta modelo de cálculo das TUSD, considerando a alocação dos custos entre regiões geográficas e características topológicas da rede, aprimorando o atual modelo aplicado no setor elétrico. O tema tem como linha de pesquisa a Produção, Transporte e Uso da Energia Elétrica, com tópicos de interesse em Aspectos Regulatórios do Setor Energético, considerando aspectos institucionais, econômicos, políticos, sociais e ambientais relacionados à produção e transporte da energia.

O cálculo tarifário aplicado no Brasil considera os custos de longo prazo das redes, segregados por nível de tensão e perfil de carga do usuário, conforme DNAEE (1985). O cálculo atual do custo marginal de curto prazo pelos modelos reduzidos para cada usuário da rede e hora é impraticável, devido à grande quantidade de equipamentos modeláveis e indefinição determinística do comportamento da carga (HANIF *et al.*, 2019). Tal limitação prejudica a causalidade de custos, com ineficiência econômica (ANDREY-ROSELLI; TOMASELLI, 2009).

Na presente Tese é definido modelo para cálculo tarifário por unidade consumidora, para análises estatísticas dos resultados e melhor entendimento da causalidade de custos. Com o modelo desenvolvido, cenários são construídos e selecionado o mais conveniente, com aplicação de tarifas diferenciadas por zonas homogêneas, faixa de tensão e segregação por características do consumidor. A saída do modelo é utilizada da forma mais detalhada. As tarifas e os custos das unidades consumidoras são obtidos em tempo real, e podem ser insumos para modelos agregados, comportando regiões como municípios ou grandes bairros.

O assunto é relevante na medida em que as tarifas atualmente são definidas desconsiderando características regionais, sobremaneira de qualidade do serviço, condições socioeconômicas e suas influências na generalidade dos serviços etc. As TUSD na forma locacional e dinâmica possibilitarão a adequação das necessidades dos usuários aos custos de produção e transporte. A Tese contribui para a definição

de novas políticas tarifárias, compatibilizando as tarifas aos custos e características regionais, promovendo a redução da assimetria tarifária da área de concessão.

2.2 Objetivos

O objetivo da Tese é o de propor Modelo Locacional Dinâmico para Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição, que atenda os princípios tarifários com discriminação dos impactos de cada unidade consumidora nos custos da rede e tarifas, em intervalos de tempo compatíveis com os padrões de medição digital. No processo de proposição do modelo é avaliado o estado da arte da sinalização de preço locacional da distribuição de energia elétrica.

Ademais, é avaliada a viabilidade de aplicação do modelo em caso real, caso base para a estudos de inserção de Recursos Energéticos Distribuídos. Como objetivos específicos, são realizadas simulações da viabilidade de sistemas de armazenamento de energia e de impactos tarifários da microgeração fotovoltaica.

3. POLÍTICA TARIFÁRIA

O Capítulo apresenta conceitos empíricos a serem considerados na aplicação de tarifas, as quais partem de modelos econômicos precisos, mas que foram adaptados pelos valores e expectativas dos usuários, que nortearam a aplicação de tarifas ao longo dos séculos.

3.1 Princípios da Política Tarifária

A política tarifária está relacionada a noções de interesse, conveniência e oportunidade, geralmente consubstanciadas em normas legais e infralegais. Da leitura da política tarifária de cada país se extraem princípios que devem ser seguidos, ou ao menos sopesados no processo de definição das tarifas. Tais princípios se baseiam em aspectos técnicos, sobremaneira das áreas de economia, engenharia e contabilidade, mas invariavelmente estarão sujeitos a condições de justiça social e de evolução tecnológica. O foco do presente item são as políticas aplicadas às TUSD que envolvem a demanda (componente de capacidade).

Novas discussões sobre a política tarifária surgiram recentemente com o avanço dos sistemas e equipamentos elétricos mais inteligentes e conectados, enquanto há uma gama crescente de Recursos Energéticos Distribuídos − RED[1], incluindo geração distribuída por fontes renováveis, armazenamento de energia e uso crescente de veículos elétricos (PASSEY *et al.*, 2017). A mudança social provocada pela tecnologia fomenta o avanço da política tarifária.

O indicativo de mudança da política tarifária no Brasil ocorreu com a Consulta Pública 032/2018 do Ministério de Minas e Energia (MME, 2018). Na Consulta Pública 032/2018, dentre outros temas, foram apresentadas propostas de sinalização

[1] Segundo EPE (2020) *"os Recursos Energéticos Distribuídos (RED) são definidos como tecnologias de geração, armazenamento de energia elétrica e, redução do consumo localizados dentro dos limites da área de uma determinada concessionária de distribuição, normalmente junto a unidades consumidoras, atrás do medidor ("behind-the-meter")".*

locacional para a distribuição. Com a mudança na estrutura das tarifas, haverá a necessidade de sopesar os princípios tarifários.

Em ambientes competitivos, tal como em um supermercado, os preços são independentes da caracterização dos consumidores, tal como renda ou de atributos pessoais. Para as concessões de serviços públicos, a aplicação de tarifas (preços públicos) possui características gerais nem sempre observadas em ambientes competitivos, sendo a mais notável a falta de uniformidade na aplicação dos preços (GARFIELD e LOVEJOY, 1964).

A discriminação das tarifas necessariamente é acompanhada de um processo de classificação do consumidor, geralmente para o setor elétrico em: residencial, comercial, industrial, rural etc. Adicionalmente, podem ocorrer outras classificações do usuário do serviço público de distribuição, conforme descrito em ANEEL (2018).

As tarifas geralmente são diferenciadas entre grupos de consumidores, constituindo a estrutura tarifária do serviço público. Contudo, as tarifas são aplicadas de modo uniforme em um mesmo grupo de consumidores, ou seja, existe certo grau de isonomia. Segundo Munasinghe (1981) para que seja coerente e aplicável a diferenciação tarifária, os serviços públicos de energia devem seguir três condições:

1. Deve existir um monopólio ou um quase monopólio;
2. A demanda total deve ser dividida em mercados, cada qual com diferentes elasticidades preço demanda; e
3. O mercado deve ser insulado, ou seja, a revenda de energia, caso possível, deve ser restrita dentro da mesma classe.

Das condições postas, a mais importante é o monopólio, pois em sentido diverso não é necessário preços totalmente regulados. Ademais, as classes devem se diferenciar por algum critério, sendo o mais relevante a curva de resposta da demanda ao preço.

Os princípios tarifários ou objetivos gerais da política tarifária são construídos de forma empírica, baseados na observação e experiência da regulação. Não se trata de uma ciência exata, pois os princípios invariavelmente entram em conflito, sendo

julgados e arbitrados dentro de seu escopo. Segundo Garfield e Lovejoy (1964), os objetivos gerais da política tarifária são:

1. Propiciar o retorno da receita permitida e sua estabilidade ao longo do ano;
2. Maximizar a utilização dos ativos;
3. Distribuir o custo total do serviço entre as diversas classes de consumidores; e
4. Promover de forma otimizada o desenvolvimento econômico do mercado.

O retorno da receita permitida e sua estabilidade está relacionada ao equilíbrio econômico e financeiro da empresa. Como exemplo de aplicação do requisito da estabilidade de receitas, tem-se a aplicação de bandeiras tarifárias. Além da sinalização de preços ao consumidor, atua como regulador das receitas verificadas das distribuidoras, mitigando os riscos decorrentes de custos com aquisição de energia ao longo do ano. Dessa forma, atua como estabilizador do equilíbrio econômico e financeiro da concessão entre reajustes e revisões tarifárias.

Os outros princípios estão relacionados à eficiência das concessões. Bonbright (1969) define de modo mais abrangente os princípios tarifários:

1. Simplicidade: as tarifas devem ser inteligíveis para o cidadão médio e de aplicação viável;
2. Aceitação pública: sempre que possível a definição das tarifas deve evitar controvérsias, ou seja, deve considerar a opinião pública;
3. Eficiência: tarifas devem promover a eficiência econômica no uso de energia, bem como entre produtos concorrentes e serviços;
4. Estabilidade de tarifas: é desejável que as tarifas não variem de modo significativo ao longo do tempo, contribuindo para previsibilidade econômica dos usuários;
5. Não discriminatórias: as tarifas devem possuir certo grau de equidade entre um mesmo grupo de consumidores com características homogêneas;

6. Manter o equilíbrio econômico e financeiro: visa garantir a sustentabilidade da empresa; e
7. Estabilidade da receita ao longo do ano: a receita das distribuidoras deve ser estável, de modo a evitar desequilíbrios financeiros ao longo do ano.

Bonbright (1969) amplia os princípios propostos por Garfield e Lovejoy (1964), adicionando princípios de publicidade (simplicidade e aceitação pública), estabilidade de tarifas para o consumidor e equidade entre uma mesma classe de consumidores. Os princípios de simplicidade, estabilidade de tarifas e equidade geralmente entram em conflito com o requisito de eficiência, cabendo ao regulador ponderá-los.

Garfield e Lovejoy (1964) entendem que a definição das tarifas sofre grande influência do custo e valor do serviço para cada classe de consumo. Segundo os Autores, sob o aspecto do valor do serviço para o consumidor *"[...] a estrutura tarifária se aproxima mais de uma arte do que de uma ciência exata"*. No mesmo sentido Nash (1933) afirma que *"[...] a estrutura tarifária não é um procedimento puramente matemático ou científico, mas um problema mais amplo, influenciado em grande parte pelos ditames das relações humanas"*.

Picciariello *et al.* (2015) e Dupont *et al.* (2014) discorrem sobre as mudanças na estrutura tarifária decorrentes da inserção de novas tecnologias nas redes de distribuição. Os autores revisitam os princípios tarifários no contexto atual da distribuição, os elencando em três grandes grupos:

1. Princípio de sustentabilidade do negócio:

    - Generalidade dos serviços públicos;
    - Equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de concessão.

2. Princípios de eficiência econômica:

    - Eficiência produtiva: modicidade tarifária;
    - Eficiência alocativa: tarifas segundo o valor dos serviços;
    - Causalidade de custos: tarifas proporcionais aos custos da rede;
    - Equidade: isonomia tarifária dentro de um mesmo grupo de consumidores.

3. Princípios de proteção aos consumidores:

- Transparência: democracia participativa na construção das tarifas;
- Simplicidade: inteligibilidade tarifária;
- Estabilidade: tarifas estáveis ao longo do tempo.

No Brasil, os princípios de sustentabilidade dos negócios são citados na Lei Geral de Concessões[2], sendo requisitos dos contratos de concessão. Dentre os princípios de eficiência econômica, estão elencados na legislação brasileira os princípios da modicidade tarifária e de isonomia tarifária. Apesar de não constar na legislação, se adota por discricionariedade técnica o princípio de causalidade de custos de forma incompleta. Os princípios de eficiência alocativa, simplicidade e estabilidade das tarifas não são formalmente elencadas na legislação brasileira, ou de forma sistemática em ritos processuais.

Mesmo considerando o paradigma atual, existem conflitos entre os princípios, tal como a causalidade de custos e simplicidade, ou isonomia tarifária e o princípio da eficiência (BRANDSTÄTT *et al.*, 2011). Segundo Picciariello *et al.* (2015) a equidade geralmente é aplicada em regiões, devendo o regulador e a política tarifária definir a granularidade das tarifas. Os autores ainda observam, em relação ao princípio de causalidade de custos, que a forma de rateio dos custos relacionados à confiabilidade é subjetiva, por serem de natureza sistêmica.

De modo mais atual e específico para as tarifas de distribuição de energia elétrica Lazar *et al*. (2017) elencam os princípios da estrutura tarifária:

1. <u>Princípios de Eficiência</u>:
   i. O consumo deve ter como contrapartida o pagamento do custo de conexão e seguir a respectiva função de custo[3];
   ii. Benefícios coletivos, como da diversidade, devem ser equitativamente compartilhados;

[2] Lei n° 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.
[3] Dessa forma, a medição e faturamento devem ser aplicadas na forma de custo fixo, pois não estão relacionadas a variável de energia ou demanda, enquanto o transformador diretamente conectado e outras instalações devem refletir os custos em unidades de demanda.

iii. Progressiva redução da granularidade das tarifas;
iv. A tarifa deve considerar os custos marginais de curto e longo prazos;
v. Os consumidores devem pagar pelo quanto e quando usam;
vi. As tarifas variáveis no tempo devem ser úteis como sinalização econômica para cargas com capacidade de alteração do perfil de consumo, tal como alteração do processo produtivo, geração distribuída, armazenamento de energia elétrica e cargas interruptíveis;
vii. Os consumidores que fornecem serviços, postergando investimentos de rede ou melhorando a qualidade do produto e serviço devem ser compensados.

2. Proteção dos Consumidores:
   i. O modelo deve prever várias modalidades tarifárias, sendo pelo menos uma de fácil entendimento e que não exija gerenciamento de carga sofisticado, ademais, deve prever tarifas opcionais, com sinais econômicos mais precisos, exigindo gerenciamento sofisticado por parte do consumidor e maior eficiência da rede; e
   ii. Reanálise periódica da estrutura tarifária com a consolidação de novas tecnologias de rede.

Os autores definem princípios para a estrutura tarifária, considerando as condições de sustentabilidade do negócio. Lazar *et al*. (2017) propõe diretrizes para a estrutura tarifária: reduzir a granularidade das tarifas; que sejam variáveis no tempo, seguindo a causalidade de custos; e conciliar o requisito de simplicidade e eficiência, por meio de modalidades tarifárias com complexidade proporcional à suficiência técnica do consumidor.

3.2 Custo da Rede e Valor para os Consumidores

Segundo Lazar *et al.* (2017) a definição da estrutura tarifária tem o objetivo fundamental de fornecer informações de custo e alinhá-los com os preços, além de

impedir sua discriminação, garantindo tarifas justas dentro e entre classes de consumidores. Ademais, do lado da concessionária, a estrutura tarifária é utilizada para recuperar suas receitas permitidas e apoiar metas regulatórias e políticas.

Para Garfield e Lovejoy (1964) as tarifas devem ser baseadas nos custos, mas devem ser alocados segundo o valor relativo do serviço para cada classe de consumidor. Mas, quais as definições basilares de custo? A tarifa tende a ser o elemento básico do processo de garantia do equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de concessão. Todavia, não basta a sustentabilidade da empresa, mas a busca da eficiência econômica, definido por Nogueira e Cavalcanti (1996):

> [...] eficiência econômica significa que o sistema econômico está maximizando a utilização de seus recursos escassos ou minimizando os custos de suas atividades [...] A teoria econômica mostra que para atingir a eficiência máxima os preços dos bens e serviços sejam estabelecidos iguais aos seus respectivos custos marginais.

Na primeira metade do século passado houve grande debate sobre a aplicação do princípio da eficiência no caso em concreto, sobremodo para as empresas de utilidade pública, tal como serviços de água e esgoto, distribuição de energia elétrica e telecomunicações. A aplicação aos serviços públicos, em que a parcela dos custos fixos é alta, demandava a solução de problema fundamental: como cobrir os custos fixos de produção? Alguns advogavam que os custos fixos deveriam ser cobertos por impostos.

A moderna teoria econômica mostra que certamente o preço aplicado divergirá do preço marginal. O custo marginal deve ser tomado somente como referencial na definição das tarifas. A questão mais importante é montante da divergência (NOGUEIRA; CAVALCANTI, 1996).

Até o final da década de 1960 argumentava-se que em face das características de serviço essencial, não caberia a aplicação de critérios de eficiência econômica como critério fundamental para a avaliação de empresas de serviços públicos. Na década de 1970 há mudança no entendimento, se reconhece que empresas controladas direta ou indiretamente pelo Estado deveriam seguir critérios de eficiência econômica. Todavia, assume-se que deve ser aplicado um critério do tipo segundo melhor, onde a perda de eficiência deve ser aceita para garantir o atendimento a outras premissas definidas pela política tarifária.

Para Nogueira e Cavalcanti (1996), o problema de segundo melhor pode ser definido como: *"[...] determinar regras de preços ótimos para uma empresa de multiprodutos, produzindo em condições de retornos crescentes de escala, ofertando produtos passíveis de exclusão do consumo e tendo de gerar uma receita que lhe permita operar sem déficits".* Cabe às agências reguladoras definir o problema de segundo melhor. Para tanto, não basta a avaliação dos custos, mas a adequação da política tarifária aplicada ao setor de distribuição de energia elétrica.

Os custos imputados ao sistema de distribuição pelos consumidores devem servir de guia para a definição da estrutura tarifária. Esta é a base para a diferenciação de preço: os custos são diferentes para cada classe de consumo.

Na análise de custos inevitavelmente haverá a dificuldade de definição de critérios de rateio. Um exemplo típico é o caso do poste, utilizado para suportar as redes de média tensão, baixa tensão e serviços de telecomunicações. O critério de alocação dos custos do poste utiliza fórmulas e regras com alta carga de julgamento e subjetividade, baseadas na experiência. Na prática, segundo o percentual de uso do poste, no Brasil dois terços dos custos são compartilhados para redes de baixa tensão, e o complemento (um terço) para redes de média tensão (ANEEL, 2006).

Interessante anotar que discussões acaloradas ocorrem devido a modelos matemáticos aplicados à estrutura tarifária. Contudo, para critérios altamente subjetivos como o rateio de ativos com multifunções é comum no Brasil adotar fatores empíricos ou baseados na experiência. Adota-se a taxonomia dos custos do sistema de distribuição de acordo com custos coletivos e custos individuais. Observa-se que grande parte dos custos são coletivos (condominiais) e necessariamente haverá arbitramento para o compartilhamento entre as diferentes classes.

Segundo Garfield e Lovejoy (1964), ao efetuar o rateio seguindo algum critério de custo, é adequado cotejá-lo com a vertente do valor do serviço para o consumidor, ou seja, a tarifa do ponto de vista da carga. Uma forma de aplicação é definir modalidades tarifárias opcionais que considerem, além da atividade fim do consumidor, a condição de suficiência técnica e econômica. Nesse sentido, outra vertente de classificação é o enquadramento elegível em classe de consumidores que investem direta ou indiretamente na postergação da expansão das redes, que

indiquem cargas interruptíveis, ou que gerem energia em períodos de escassez. Para tanto, a mensuração dos custos e a comunicação são fundamentais para a eficiência de um sistema elétrico dinâmico.

A regulação tarifária, em geral, parte de conceitos econômicos de precificação. Contudo, os reguladores acabam por não aplicar os conceitos de eficiência econômica devido a critérios morais ou legais de justiça, equidade ou razoabilidade. Segundo Biggar (2010) geralmente a lei dispõe que as tarifas devam ser justas e razoáveis ou não serem discriminatórias, e como contrapartida parte dos reguladores buscam modelar a justiça e razoabilidade. Segundo o autor, em uma pesquisa realizada em 2001, cerca de 60% dos reguladores responderam que, em um conflito entre justiça e eficiência econômica, a justiça é considerada prioritária.

Os aliados da corrente técnica e de eficiência econômica relutam em aplicar noções de justiça e razoabilidade, por entenderem que estão em conflito ou possuem análise segregada. Os reguladores ao deixarem em segundo plano critérios de eficiência econômica são criticados, por argumentos classificados segundo Biggar (2010):

1. Resposta de Segregação: argumentam que a justiça e a eficiência econômica encontram-se em eixos diversos, não cabendo argumentos técnicos para decisões políticas;
2. Resposta de Assimilação: busca utilizar ferramentas e técnicas para formalizar ou sistematizar o conceito de justiça;
3. Resposta de Conflito: os critérios de eficiência econômica devem prevalecer, e não os seguir reflete ignorância, incompetência ou busca por interesses pessoais; e
4. Resposta de Integração: que busca conciliar conceitos de justiça e equidade como derivados dos conceitos de eficiência econômica.

Nas definições regulatórias, notadamente de tarifas ou receitas das distribuidoras, ocorre um embate entre argumentos aliados à causa da eficiência econômica de um lado e do outro justiça, equidade e razoabilidade. No caso das TUSD as discussões estão calcadas no custo do serviço, sejam custos marginais ou médios, e qual o impacto do consumidor no custo de expansão da rede de distribuição.

Questões de como os subsídios são rateados ficam a cargo dos legisladores, geralmente alijados de questões de eficiência econômica. Para completar o equacionamento da definição tarifária, destaca-se o ativismo judicial, onde magistrados registram os conceitos de justiça tarifária por meio de decisões com impactos tarifários diretos tomados de modo individualizado, entre partes, por consumidor.

No processo de construção das tarifas, procura-se respeitar o equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de concessão, garantindo a continuidade da empresa. Por meio da estrutura tarifária é definido o rateio das receitas requeridas, tema de interesse secundário para as empresas, mas de extrema sensibilidade para os consumidores.

Nesse sentido, a seguir apresentam-se resultados de pesquisas realizados com consumidores, relacionados à estrutura de tarifas e percepção de justiça, organizados por Biggar (2010):

1. Fato 1: a estrutura tarifária será justa se não ocorrerem mudanças bruscas nas tarifas e, caso ocorram, os consumidores sejam avisados com antecedência;
2. Fato 2: aumentos de tarifas baseados em aumentos de custos são tolerados pelos consumidores e considerados justos, o que reforça, em termos de economia comportamental, que os preços sejam baseados em custos;
3. Fato 3: da mesma forma que o Fato 2, reter todos os ganhos com a redução de custos é considerado injusto, mas reter parte dos ganhos é considerado justo;
4. Fato 4: consumidores consideram injusto um aumento de tarifa como incentivo para reduzir a demanda, mas consideram justo conceder descontos para clientes que estejam dispostos a mudar seus hábitos de consumo no sentido de racionalizar o bem ou serviço;
5. Fato 5: de todos os fatos, o considerado mais injusto pelos consumidores é o de explorar alguma condição particular do consumidor para obter lucro, como exemplo, aumentar a tarifa para um consumidor cujo bem é essencial.

Um exemplo notável do Fato 5 é o da aplicação dos preços de *Ramsey*. Na inviabilidade de se aplicar a teoria marginalista pura, em que as tarifas devem ser iguais ao custo marginal de produção, adota-se o ótimo de segundo melhor, onde se maximiza a eficiência econômica com a restrição de operação sem prejuízos às empresas. Segundo Nogueira e Cavalcanti (1996), o problema de segundo melhor proposto por *Ramsey* é dado por (1) e restrições de (2):

$$max\, W(P, R) \tag{1}$$

Sujeito a:

$$R = P \cdot X - C(X) = 0 \tag{2}$$

onde:

W: função de bem-estar;

R: Restrição orçamentária;

P: preços;

X: montante;

C (·): Custos de produção.

Maximizando (1) com restrição (2) chega-se às equações (3) e (4) de preços ótimos, que em tese otimizaria o benefício social.

$$\frac{(p_i - c_i)}{p_i} = \frac{\alpha}{\varepsilon_i} \tag{3}$$

$$p_i = \frac{c_i}{1 - \frac{\alpha}{\varepsilon_i}} \tag{4}$$

onde:

p_i: preço do serviço ou produto i;

c_i; custo marginal do produto ou serviço i;

α: constante de *Ramsey*;

ε_i: elasticidade preço demanda do produto i;

Das equações (3) e (4) observa-se que o sobre-preço será maior na proporção do inverso da elasticidade preço demanda. Desse modo, ao aplicar os preços de *Ramsey*, consumidores com menores elasticidades pagariam um *markup* maior. A Figura 1 apresenta a resposta à demanda obtida por pesquisas em 3 distribuidoras diferentes (ANEEL, 2010).

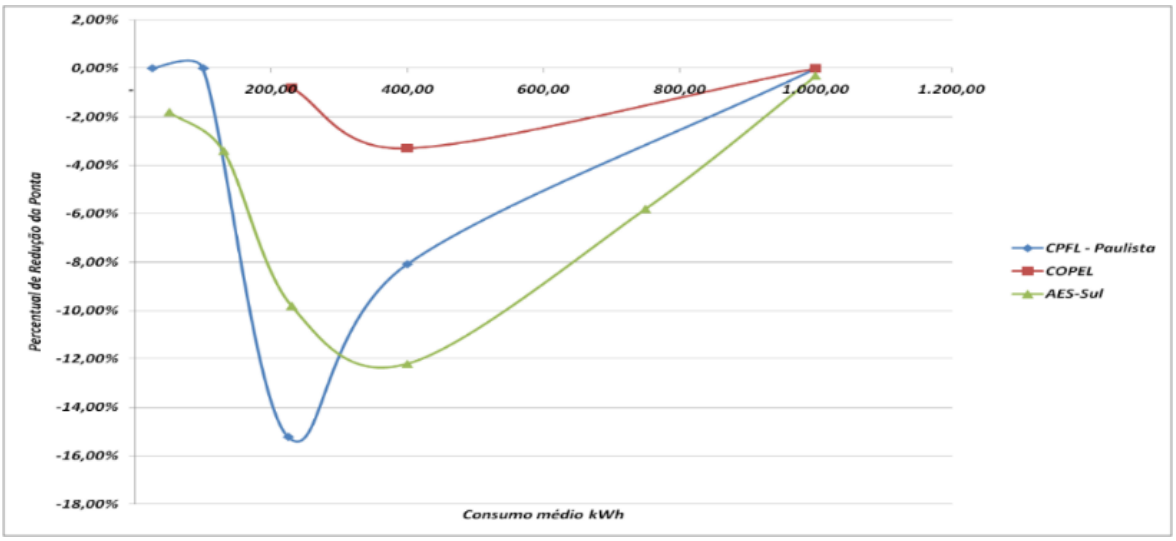

Figura 1 – Elasticidade demanda preço por faixa de consumo
Fonte: ANEEL (2010).

Observa-se que consumidores com baixo consumo não respondem significativamente à variação das tarifas, ou seja, são inelásticos. Segundo ANEEL (2010) *"consumidores com pouco consumo tendem a utilizar proporcionalmente cargas essenciais, enquanto grandes consumidores residenciais tendem a ter maior renda e menor resposta ao sinal de preço"*. Dessa forma, ao aplicar os preços de *Ramsey* consumidores com baixo consumo teriam uma tarifa maior, em sentido

completamente oposto ao que ocorre na prática, onde consumidores classificados como baixa renda possuem tarifas finais menores.

O exemplo apresentado demonstra as dificuldades de se aplicar somente critérios de eficiência econômica em detrimento de critérios de justiça social, equidade e razoabilidade. No caso supra exposto não é justo, equitativo ou razoável aplicar uma tarifa maior aos consumidores classificados como baixa renda. Em serviços públicos é necessário avaliar o valor do bem ou serviço púbico para o consumidor, sob pena de sua exclusão. O valor do serviço inclui a disposição e a capacidade do consumidor em pagar tais custos.

Outro exemplo é o caso de aplicação de tarifas rurais, em que a baixa densidade de carga tende a elevar os custos de atendimento. Uma aplicação das tarifas para a classe rural, observando somente o custo do serviço, pode torná-las inviáveis, sinalizando ao consumidor a busca de alternativas com externalidades negativas, como o uso de geração diesel, o excluindo do mercado, em desrespeito aos requisitos de generalidade dos serviços públicos.

3.3 Estrutura de Custos da Rede de Distribuição

A demanda máxima anual define o tamanho do sistema elétrico de distribuição. O problema essencial é o de como compartilhar os custos conjuntos, ou seja, os custos na forma de condomínio[4]. Segundo Garfield e Lovejoy (1964), do total de ativos das redes de distribuição de energia elétrica são utilizados não mais do que 55% do total de horas disponíveis, tomando como 100% o uso das redes na capacidade nominal com carga constante ao longo do ano. O uso aquém da eficiência máxima se deve aos seguintes fatos:

1. As características de não armazenamento da energia, ou seja, o consumo é instantâneo;
2. A curva de carga é caracterizada por uma considerável variação, com períodos de ponta e ociosos; e

[4] O condomínio se trata do direito exercido por mais de uma pessoa sobre o mesmo bem.

3. Os ativos são disponibilizados não só para atender a capacidade máxima, mas também para contingências e segurança operativa da rede.

Os custos relacionados à energia e capacidade têm diferentes características, comportamentos e origens. Em apertada síntese, os custos com eletricidade podem ser divididos em três componentes, em função do:

1. Número do total de unidades consumidoras;
2. Volume da energia;
3. Capacidade da rede de distribuição e equipamentos associados, que variam segundo a ponta de carga do sistema, ou equipamento.

Nos custos relacionados à unidade consumidora estão o faturamento, atendimento comercial e aqueles relacionados aos equipamentos de medição e ramal de ligação. Ainda que não ocorra o consumo de energia elétrica, tais equipamentos e serviços impactam em custos, ou seja, não estão relacionados às variáveis volumétricas (energia em kWh) ou instantâneas (demanda em kW ou kVA). Dessa forma, a função de custos obedece a um valor fixo, capaz de cobrir os custos de manutenção de equipamentos de uso exclusivo do consumidor e serviços associados ao faturamento e atendimento comercial.

Os custos com energia estão relacionados ao combustível, manutenção e operação. São chamados de custos de *commodities*. No Brasil, após a desverticalização do setor de geração, transmissão e distribuição, a maior parte da energia negociada na distribuição é valorada por custos firmados em contratos de longo prazo. Os custos de demanda estão relacionados aos custos com equipamentos de rede, depreciação e manutenção associados, não estão relacionados aos custos variáveis de curto prazo.

Segundo Garfield e Lovejoy (1964), não existe uma fórmula específica para separação de custos, ou seja, é uma tarefa que necessariamente demanda arbitramento e julgamento. Historicamente as tarifas surgiram na forma de selo, ou seja, o mesmo preço por unidade de energia, com posterior passagem para o preço

por blocos, com preço variando de forma crescente ou decrescente com o volume consumido.

Em 1892 John Hopkinson criou o conceito de tarifas em duas partes para o setor de distribuição de energia elétrica, considerando explicitamente a máxima demanda e o consumo de energia como bases de cálculo independentes para o custo total da fatura de energia elétrica. As tarifas podem ser aplicadas de modo fixo ou em blocos, conforme exemplo apresentado na Tabela 1 e Tabela 2.

Tabela 1 – Tarifas de demanda

Tarifa	Faixa de Demanda
$2,25 por kW	0 kW < Demanda ≤ 2 kW
$2,00 por kW	2 kW < Demanda ≤ 20 kW
$1,50 por kW	20 kW < Demanda ≤ 100 kW
$1,25 por kW	> 100 kW

Fonte: Garfield e Lovejoy (1964).

Tabela 2 – Tarifas de energia

Tarifa	Base
2,50 ¢/kWh	0 kWh < Demanda ≤ 1.000kWh
2,00 ¢/kWh	1.000 kWh < Demanda ≤ 5.000 kWh
1,60 ¢/kWh	5.000 kWh < Demanda ≤ 10.000 kWh
1,40 ¢/kWh	10.000 kWh < Demanda ≤ 20.000 kWh
1,20 ¢/kWh	20.000 kWh < Demanda ≤ 25.000 kWh
0,90 ¢/kWh	25.000 kWh < Demanda ≤ 45.000 kWh
0,75 ¢/kWh	45.000 kWh < Demanda ≤ 195.000 kWh
0,70 ¢/kWh	> 195.000 kWh

Fonte: Garfield e Lovejoy (1964).

O modelo proposto por Hopkinson era aplicado somente às unidades consumidoras das classes comercial e industrial, de médio e grande porte. Consistia em uma tarifa por blocos decrescentes de capacidade e energia. A Figura 2 apresenta a aplicação das tarifas apresentadas na Tabela 1 e Tabela 2, sintetizado por meio da aplicação de 1.000 curvas de carga de consumidores do Brasil.

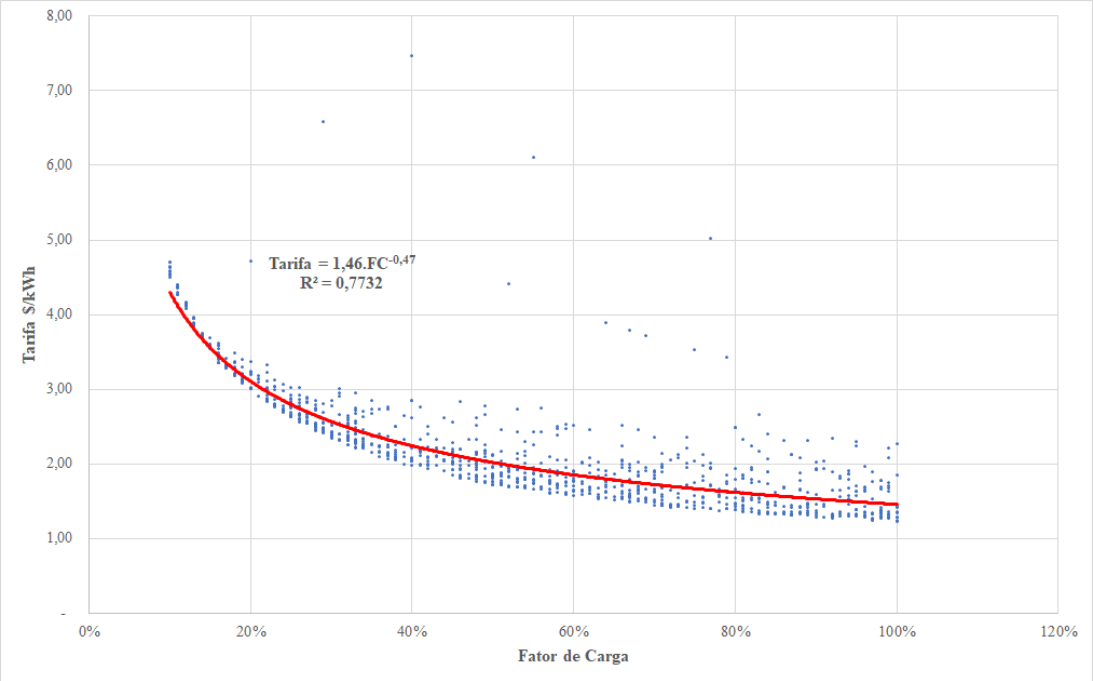

Figura 2 – Modelo de Hopkinson
Fonte: Autor.

Pelo modelo de tarifas proposto por Hopkinson, as unidades consumidoras com maiores fatores de carga apresentam menores custos unitários de energia mais capacidade. Dessa forma, cumpre o objetivo de sinalizar a eficiência das redes para o consumidor.

Posteriormente, Arthur Wright propõe em 1896 um novo modelo tarifário. Da mesma forma que Hopkinson consistia em uma aplicação de tarifa de demanda. Todavia, o preço da energia variava de acordo com o tempo em que a demanda permanecia acima de determinado patamar, resultando em uma energia excedente à demanda contratada (GARFIELD e LOVEJOY, 1964). A Tabela 3 representa exemplo de unidade consumidora para contrato de demanda de D = 6 kW.

Tabela 3 – Aplicação do modelo de Wright

Horas de Uso acima de D [h]	Energia [kWh]	Tarifa ¢/kWh	Custo $
30	30 x 6 = 180	5	9,00
60	60 x 6 = 360	2	7,20
35	35 x 6 = 210	1	2,10
Total			18,30

Fonte: Garfield e Lovejoy (1964).

Wright considerou que aquele consumidor que utiliza a demanda acima de um limiar por mais tempo causa um impacto potencial maior ao sistema de distribuição.

Outra forma de aplicação de tarifas não lineares é por meio da utilização de um custo fixo, denominada de tarifas de Coase, que parte do pressuposto que a tarifa pode ser cobrada pelo custo marginal, mas existe a aplicação de um custo fixo, de modo a garantir a cobertura dos custos totais, conforme Equação (5).

$$G(q) = E + p \cdot q \tag{5}$$

onde:

G: gastos totais do consumidor;

E: parte fixa do custo;

q: quantidade; e

p: preço unitário do bem ou serviço.

Um dos maiores problemas das tarifas de Coase é que onde existem grandes diferenças de custos entre consumidores o modelo provoca a expulsão para os de menor consumo, que contraria o requisito de generalidade dos serviços. Se não houvesse assimetria de informação o regulador poderia definir uma tarifa de duas partes para cada consumidor, resultando na maximização do bem-estar e na cobertura dos custos totais de produção (NOGUEIRA; CAVALCANTI, 1996).

Nesse sentido, em 1900 Henry L. Doherty apresentou a tarifa em três partes, agregando o custo fixo das tarifas de Coase no modelo de Hopkinson, na forma de um custo fixo de conexão aplicado ao consumidor. O modelo foi pouco utilizado à época, pelo fato de a sociedade considerá-lo injusto e discriminatório, uma vez que consumidores poderiam pagar pela energia não consumida. Segundo Garfield e Lovejoy (1964) o modelo de Hopkinson foi mais bem aceito, pois considerava os custos de conexão no primeiro bloco, tal como o modelo de custo de disponibilidade aplicado às unidades consumidoras atendidas em baixa tensão no Brasil.

Em alguns países a tarifa em três partes é aplicada e aceita pela população. Segundo Haapaniemi *et al.* (2017) na Suécia há a cobrança de preço fixo, em função da capacidade do fusível de entrada e uma componente de potência, baseado na média das máximas de 3 meses no período das 7h às 19h. Da mesma forma, na Finlândia é aplicada a cobrança da tarifa em três partes, sendo o custo da potência diferenciado por posto tarifário (APPONEN *et al.* 2017). Como se observa, o conceito de justiça pode variar ao longo do tempo e de acordo com a população.

Os modelos propostos por Hopkinson, Wright e Doherty alocavam toda a contribuição de demanda na ponta, nesse caso poderia existir consumidores em que a participação seria zero, ou seja, para aqueles que utilizam toda a capacidade no período de fora de ponta.

No Brasil recentemente foram observados problemas ao se aplicar o modelo de Hopkinson no sistema de transmissão de energia elétrica. Era aplicada uma tarifa na ponta do sistema, sendo a tarifa no período de fora de ponta considerada zero. Como os custos da transmissão eram repassados para a distribuição com a sinalização do posto tarifário, as unidades consumidoras atendidas pela rede básica ou em alta tensão passaram a acionar a geração própria nos horários de ponta (ANDREY-ROSELLI *et al.*, 2017).

Com o tempo o método de Hopkinson recebeu duras críticas e foi considerado inaplicável. O principal motivo foi a instabilidade nas faturas, podendo apresentar grandes variações pelo deslocamento da ponta em alguns minutos. Dessa forma, era um critério injusto, dado que há consumidores com baixo fator de carga que não pagam o custo de capacidade. Além disso, segundo Garfield e Lovejoy (1964), o modelo não considerava a diversidade do sistema, ou seja, a soma das demandas individuais, sem considerar o horário em que ocorrem, não representa, por si só, a ponta do sistema.

No início da indústria de energia elétrica o padrão proposto por Wright era adequado, principalmente para alguns tipos de cargas, como a iluminação pública, onde se observa uma grande previsibilidade da demanda. Todavia, o método necessitava de uma demanda estável, inadequado para os avanços da indústria da

eletricidade, principalmente do setor industrial em que a demanda varia ao longo do ano e de acordo com características produtivas.

Os modelos de responsabilidade de potência, propostos por Hopkinson, Wright e Doherty foram considerados inadequados, por serem discriminatórios, e não atenderem os princípios de estabilidade tarifária e aceitabilidade pública.

Com o passar do tempo os modelos de responsabilidade de potência foram abandonados, principalmente devido às mudanças nos horários de ponta durante o ano. Não havia estabilidade na aplicação das tarifas, o valor faturado poderia variar substancialmente por questão de minutos. Um consumidor poderia sair da ponta e não pagar o uso da rede de distribuição, ou, em outro sentido, pagar o custo da rede imputado por outros consumidores. Além disso, o modelo considerava a demanda e o horário em que ocorria, mas não a quantidade de energia consumida no período.

Na sequência foi proposto o método da máxima demanda, na qual se desconsidera o período em que a demanda máxima ocorre para cada consumidor, mas é aplicado um fator de diversidade, dado pela razão entre a demanda máxima das curvas de carga das classes totalizadas, e a soma de todas as demandas de cada classe, independentemente do período em que ocorrem. O método considera a demanda máxima de cada classe. Contudo, desconsidera o período em que a máxima ocorre. Possui a vantagem de não variar drasticamente com pequenas mudanças de carga e a desvantagem de não considerar a diversidade existente entre consumidores dentro de uma mesma classe.

Surge então o método do consumidor fantasma desenvolvido por H. W. Hills, um dos primeiros métodos que classificam a capacidade como utilizada e não utilizada. O método do consumidor fantasma parte do pressuposto de que, se a combinação de todas as cargas possui um fator de carga de 100%, os custos com demanda poderiam ser distribuídos de forma equitativa entre todos os consumidores na forma de selo em kWh. Todavia, é certo que o consumidor fantasma não pagaria a sua conta, então os custos com demanda eram rateados entre os outros consumidores. O método do consumidor fantasma possui a principal desvantagem de não considerar o período de uso da energia.

Surge o método da ponta completa proposto por John Oram e H. H. Robinson, que partia do modelo do consumidor fantasma, restringindo aos períodos em que a carga do sistema possui demanda acima da média. O método era aplicado a várias bases de tempo, como horas de ponta ou meses de ponta.

Todavia, podem ocorrer distorções, tal como cargas comerciais registrando a máxima em períodos fora de ponta em dias de semana e no período de ponta em finais de semana. Ademais, o consumidor industrial poderia apresentar pontas em períodos específicos do ano, onde, por ocasião das características de mercado, inviabilizaria o condicionamento dos hábitos de consumo.

Por fim, segundo Garfield e Lovejoy (1964), o modelo de Consumo e Demanda proposto pela *British Electrical* e *Allied Industries Research Association* era baseado na equação (6).

$$C = K \cdot x + D \cdot y \tag{6}$$

onde:

C: custo anual de demanda do sistema;

K: total de energia consumida no ano; e

D: soma das pontas anuais das classes.

Os coeficientes x e y são valores desconhecidos que devem ser calculados, com auxílio da equação (7).

$$\frac{C}{P} = 8.760 \cdot x + y \tag{7}$$

onde: P é ponta anual do sistema; e 8.760 o número de horas no ano.

Resolvendo as equações (6) e (7) obtém-se *x* e *y*, que devem ser sucessivamente aplicados a cada classe de demanda para obter a alocação do custo de demanda. Como exemplo, suponha um custo anual C = R$ 150.000,00, uma ponta anual sistema P = 75 kW e dados de classe de consumidores disposto na Tabela 4.

Tabela 4 – Exemplo de dados de classe de consumidores

Classe	Ponta Anual [kW]	Energia Anual [kWh]
Residencial	30	131.400
Industrial	30	210.240
Comercial	20	105.120
Rural	10	35.040
Sistema	75	481.800

Fonte: Autor.

Aplicando (6), tem-se (8) e (9).

$$150.000 = 481.800 \cdot x + 90 \cdot y \tag{8}$$

$$\frac{150.000}{75} = 2.000 = 8.760 \cdot x + y \tag{9}$$

Resolvendo tem-se *x* = 0,09785 e *y* = 1.142,86. Aplicando nas respectivas classes têm-se os resultados apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 – Modelo de consumo e demanda

Classe	Ponta Anual [kW]	Energia Anual [kWh]	Custo R$	Tarifa R$/kW ano
Residencial	30	131.400	47.143	1.571
Industrial	30	210.240	54.857	1.829
Comercial	20	105.120	33.143	1.657
Rural	10	35.040	14.857	1.486
Sistema	75	481.800	47.143	1.571

Fonte: Autor.

Novamente, o modelo não considera o horário de máxima. Uma alternativa proposta pela própria *British Electrical* e *Allied Industries Research Association*, é a de alocar os custos somente nos períodos com potência máxima do sistema (GARFIELD; LOVEJOY, 1964).

Como se observa, a definição das tarifas envolve critérios que extrapolam conceitos técnicos, por vezes baseados no empirismo e em convenções de justiça, equidade e razoabilidade. Na aplicação de tarifas por áreas de concessão que abrangem estados brasileiros, é comum que municípios com grande disparidade em relação aos indicadores econômicos e sociais, tal como o índice de Desenvolvimento Humano Municipal – IDH-M, tenham a mesma tarifa base aplicada. Dessa forma, a isonomia tarifária não garante a justiça tarifária.

De todo o exposto, Garfield e Lovejoy (1964) apresentam alguns princípios específicos para o compartilhamento da capacidade:

1. Todos os consumidores devem contribuir com os custos de capacidade, o que elimina métodos como os de responsabilidade de potência, em que poderão existir consumidores que não contribuirão com os custos;
2. Quanto maior o impacto na antecipação do investimento, maiores os custos alocados;
3. Um consumidor com fator de carga unitário deve pagar todos os custos de demanda associados;
4. O método de alocação deve proporcionar uma mudança gradual nas tarifas, evitando resultados erráticos com a mudança no período de uso da energia;
5. A alocação dos custos de capacidade dentro de uma mesma classe não deve ser afetada pelos custos de capacidade de outras classes;
6. Os custos de capacidade devem ser alocados em uma proporção maior para os períodos de ponta; e
7. Alocar menores custos com demanda em serviços interruptíveis.

Embora seja um princípio geral, o reflexo dos custos nas tarifas nem sempre é observado. Passey *et al.* (2017) observam que geralmente as faturas não estão relacionadas aos custos de rede, o que resulta em ineficiência e perdas para os

consumidores. A falta de causalidade entre tarifas e custos se deve à crença de que os consumidores não entendem as tarifas, e devido à política tarifária de subsídios cruzados entre diferentes classes de consumidores. Segundo Haapaniemi *et al.* (2017) nos países nórdicos ocorre maior carga no inverno, enquanto a maior parte da geração fotovoltaica ocorre no verão. Dessa forma, a cobrança de tarifa única ao longo do ano é ineficiente.

A falha em sopesar os princípios tarifários incentiva o uso de tarifas volumétricas sem discriminação horária, em benefício da simplicidade e agravo à eficiência das redes de distribuição, uma vez que não indica o custo do uso dos ativos de transporte como função do tempo. Com a inserção de novas tecnologias que permitirão aos consumidores responderem aos preços, também há um crescente interesse de formuladores de políticas e reguladores no desenvolvimento de tarifas mais reflexivas ao custo.

4. TARIFAS REGULADAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Nesse Capítulo apresentam-se os principais conceitos de regulação de interesse do cálculo das tarifas. São apresentadas as diferentes teorias que definem a necessidade de regulação, regras dos contratos de concessão, e atual modelo da estrutura tarifária aplicada ao Brasil, que buscam emular as condições de eficiência do mercado.

4.1 Teorias da Regulação

Existem diversas abordagens que avaliam a necessidade de regulação dos serviços públicos. Dentre as teorias que buscam explicar a necessidade de regulação estão:

- Teoria do interesse público;
- Teoria da captura; e
- Teoria da competição entre grupos de interesse.

Segundo a teoria do interesse público, existem condições em que o mercado opera de forma irregular: mercados monopolistas, externalidades, assimetria de informação e poder de mercado. Destarte, a regulação possui a função de corrigir as falhas de mercado, por meio de regras de conduta, supervisão e fiscalização (DI PIETRO; 2004).

Nesse sentido, segundo Gheventer (2005) pela teoria do interesse público o Estado se assemelha a *"[...] um ditador benevolente – representante perfeito do interesse público, além de perfeito tomador de decisões – remonta a Adam Smith. Com o desenho institucional apropriado, políticas regulatórias sempre serão implementadas em favor da maximização do bem-estar social".*

A teoria da captura surge em contraponto à teoria do interesse público, conforme exposto por Richard Posner (1974)*:*

> Se esta teoria da regulação estivesse correta, encontraremos regulação aplicada principalmente em indústrias altamente concentradas (onde o risco de existir o monopólio é maior) e em indústrias que geram externalidades positivas ou negativas. Não se observa tal fato. Cerca de quinze anos de pesquisa teórica e empírica, conduzida principalmente por economistas, demonstraram que a regulação não é positivamente correlacionada com a presença de externalidades ou com estrutura de mercado monopolista. Poucos, se existir, que estudam a indústria da aviação, por exemplo, acreditam que há alguma peculiaridade intrínseca sobre o mercado de transporte aéreo que exige preços de entrada a ser fixados pelo governo. O mesmo pode ser dito para caminhões, serviço de táxi, corretagem de ações, transporte marítimo, e muitas outras indústrias altamente reguladas. Até mesmo o risco das "falhas de mercado" em áreas tradicionalmente inquestionáveis de regulação como a saúde, a profissão legal, e a segurança de medicamentos e outros produtos estão cada vez mais em declínio.

Conforme proposto pelos defensores da teoria da captura, a regulação é criada pela premissa de necessidade do mercado, todavia, com o tempo a regulação é controlada por grupos empresariais. Viscusi *et al.* (1995) criticam a teoria da captura, sustentando que não é baseada em uma teoria sólida e que não explica a existência de subsídios cruzados entre mercados regulados, que fogem dos interesses dos agentes. Ademais, é comum em mercados regulados que pequenos grupos organizados obtenham lucros maiores do que grandes grupos empresariais.

Segundo Fiani *apud* Joskow e Noll (1981) a teoria da competição entre grupos de interesse considera o processo normativo (como a regulação deve atuar?) e positivo (como a regulação atua?). Cardoso *et al.* (2009) defendem que em última instância o objetivo da regulação é a permanência no poder:

> Os formuladores da teoria veem regulação como produto da relação de diferentes grupos entre si e destes com o Estado. Para eles, a regulação não está imbuída de espírito público, mas sim de competição pelo poder [...] Segundo essa teoria, as pressões são exercidas das mais diversas formas, inclusive financiamentos de campanha eleitoral.

Segundo a teoria da competição entre grupos de interesse, cada ator do processo de regulação busca atender os interesses particulares em detrimento do interesse público.

4.2 Equilíbrio Econômico e Financeiro

Segundo Bandeira de Melo (2004) *"Para o concessionário, a prestação do serviço é um meio através do qual obtém o fim que almeja: o lucro. Reversamente, para o Estado, o lucro que propicia ao concessionário é meio por cuja via busca sua finalidade que é a boa prestação do serviço"*.

A manutenção do equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de concessão está contido no art. 9°, § 4°, da Lei Geral de Concessões (Lei n° 8.987/1995), *in verbis: "Em havendo alteração unilateral do contrato que afete o seu inicial equilíbrio econômico-financeiro, o poder concedente deverá restabelecê-lo, concomitantemente à alteração".* Segundo Justen Filho (2007) a sustentabilidade da empresa é basilar, pois a:

> [...] ausência de garantia contra o imprevisível impossibilitaria à Administração receber propostas com o menor valor possível [...] a Administração apenas obterá as melhores propostas se eliminar a necessidade de o particular agregar a seus custos verbas correspondentes a riscos imprevisíveis ou de consequências incalculáveis. A intangibilidade da equação econômico-financeira é a garantia ofertada pelo Direito ao particular no sentido de que não correrá risco de prejuízo por eventos relacionados com eventos futuros, incertos e excepcionais. A proposta do particular e suas perspectivas de resultados econômicos são protegidas. Mas essa proteção relaciona-se com o interesse público e produz a redução geral dos preços pagos pelo Estado no conjunto global de suas contratações.

Para manter a sustentabilidade da empresa regulada são definidos mecanismos de reajustes e revisões tarifárias, além de regras de repasse dos custos prudentes, ou seja, o valor anual de recursos monetizados necessários para manter o serviço adequado.

A equação econômico-financeira é definida nos contratos de concessão, onde o concessionário reconhece que as tarifas definidas são suficientes para manter sua sustentabilidade, bem como os mecanismos para manter o equilíbrio econômico e financeiro. Dentre os tais mecanismos estão: Revisão Tarifaria Periódica – RTP, realizada de 3 a 5 anos no Brasil, quando são revisados todos os custos prudentes associados à prestação do serviço; Reajuste Tarifário Anual – RTA, realizado todo ano, exceto nos anos em que ocorre a RTP, quando há a atualização dos custos prudentes; e Revisão Tarifária Extraordinária – RTE, aplicada quando ocorre alguma situação imprevisível que provoca o desequilíbrio econômico e financeiro da concessão. Nos reajustes e revisões tarifárias são levantados os custos prudentes da concessionária e as receitas arrecadadas dos consumidores, e assim ajustadas as tarifas.

Os custos prudentes da distribuidora são segregados em Parcela A e B. Para a Parcela A o regulador assume que não é possível o gerenciamento dos custos por parte do concessionário (ROSELLI, 2013). Os custos que compõe a Parcela A podem ser segregados em: encargos setoriais, custos com compra de energia, custos de conexão e de uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição de energia elétrica e receitas irrecuperáveis. Os encargos setoriais são custos instituídos por Leis visando suportar alguma política pública do setor elétrico.

A Parcela B compreende custos diretamente gerenciáveis pelas distribuidoras, composto pelo custo operacional e custo do capital investido na concessão (ANEEL, 2020). Para a definição dos custos prudentes, na construção da Parcela B, adotam-se critérios de *benchmarking*, enquanto para a Parcela A se adota modelo similar ao custo do serviço, ou seja, comprovado os pagamentos o custo será repassado para as tarifas.

4.3 Regulação Econômica

Para a definição das receitas das distribuidoras são utilizados modelos de regulação econômica dentre as quais destacam-se: taxa de retorno, *price cap* e *yardstick competition.*

Na regulação por taxa de retorno é definida uma taxa de retorno sobre os investimentos e custos correntes realizados pelos agentes, baseados na contabilidade da empresa. Na hipótese de a taxa de retorno ser definida acima do mercado haverá sobre investimentos, denominado efeito *Averch-Johnson*. Segundo Lópes, Glachant e Peres (2008) a regulação por taxa de retorno incentiva o capital intensivo, com aumento da capacidade e perda da eficiência econômica.

Um dos benefícios da regulação por taxa de retorno é que, em geral, há a melhoria da qualidade do serviço, conforme argumenta Viljainen *et al.* (2008):

> [...] na regulação por taxa de retorno que as empresas geralmente definem o seu próprio investimento e níveis de qualidade. Nesse caso, existe um forte incentivo para o excesso de investimento, o que não conduz a um ótimo socioeconômico relativo à qualidade e eficiência. Alto nível de qualidade requer elevados custos e elevadas tarifas.

No *price cap* os ganhos de eficiência e produtividade são deduzidos pela subtração do Fator X ao índice econômico aplicado na Parcela B, sempre nos processos de Reajuste Tarifário Anual (BENJÓ, 1999). Em sua concepção, o Fator X baseia-se no desempenho das empresas setoriais, sendo emulador do mercado competitivo.

Na regulação por *yardstick competition*, a regulação de monopólios é determinada por meio da comparação (*benchmarking*) dos custos de empresas similares, utilizando algum modelo matemático. Em geral, os modelos não são capazes de retratar todas as particularidades da empresa regulada, ou segregar os efeitos da sua real ineficiência.

No Brasil os custos de operação e manutenção das distribuidoras seguem a regulação *yardstick competition*, utilizando Análise Envoltória de Dados (*Data Envelopment Analysis – DEA*), enquanto os custos de capital investidos em ativos (subestações, redes, medidores etc.) utilizam variante da regulação por taxa de retorno.

O modelo atual adotado no Brasil proporciona fortes incentivos à redução dos custos de operação e manutenção e sobre investimento nas redes de distribuição, privilegiando investimentos em ativos que reduzam os custos operacionais. Dessa forma, restrições na rede de distribuição, ou baixas margens de reservas operacionais não são de interesse das empresas reguladas, o que fundamenta o uso de custos marginais de longo prazo na definição das tarifas.

4.4 Estrutura Tarifária como Critério de Alocação dos Custos

Segundo Roman (1999) a distribuição de eletricidade compreende duas atividades separadas: rede de distribuição e comercialização de energia. A precificação de distribuição é uma forma de regulação que compreende duas tarefas principais: calcular a remuneração global para a concessionária de distribuição e estabelecer tarifas alocando os custos totais para todos os consumidores.

A primeira etapa de cálculo da remuneração, visando cobrir os custos prudentes, é apresentada nos itens anteriores. A segunda etapa, de definição da estrutura tarifária é descrita a seguir.

Nash (1933) define a estrutura tarifária como a forma de discriminação de tarifas entre aos consumidores. Segundo El Hage, Ferraz e Delgado (2012) *"[...] entende-se por estrutura tarifária o conjunto de regras, métodos e processos que definem, da forma mais objetiva possível, a diferenciação de preços nos diversos produtores e/ou consumidores de um determinado mercado"*. Ainda, segundo os autores, em particular para a distribuição de energia elétrica, a estrutura tarifária pode ser descrita como *"[...] o mecanismo de diferenciação de preços cobrados pelo uso das redes de distribuição aos diferentes tipos de consumidores ou mercados*

existentes em uma área de concessão deste serviço, independentemente da receita requerida da empresa distribuidora".

Segundo DNAEE (1985) a base para a estrutura tarifária é o custo marginal de fornecimento com o objetivo de atribuir a *"[...] cada grupo de consumidores a fração correspondente ao custo do serviço que lhe for prestado"*. Inicialmente, para a definição da estrutura tarifária, é necessário realizar a discriminação dos mercados, por meio da classificação dos consumidores (NASH, 1933).

4.4.1 Classificação de Consumidores para Estrutura Tarifária

Em serviços de transporte de mercadorias o preço varia segundo a densidade do produto, sua fragilidade e pelas distâncias percorridas e horário do transporte (PHILLIPS, 1965).

A discriminação de tarifas de serviços públicos tem início com a gratuidade ou descontos para edificações públicas, hospitais, igrejas e instituições de caridade (DORAU, 1930). Os custos com os subsídios eram compensados pelos consumidores privados, visando manter a receita das empresas. Segundo Dorau (1930), nos Estados Unidos na década de 1920, os reguladores alteram o entendimento e passaram a considerar que as perdas de receitas em serviços públicos decorrentes das gratuidades e descontos deveriam ser arcadas com recursos dos municípios, estados ou federação.

A história da estrutura tarifária no setor de distribuição de energia elétrica é acompanhada da evolução da medição da energia. Uma das primeiras decisões regulatórias em relação à discriminação de preços refere-se à implantação de medidores para apuração do montante de consumo de energia, que deveria ser proporcional ao "custo do carvão para gerá-la" (DORAU, 1930).

Posteriormente, o entendimento evoluiu para a discriminação de preços por classes de consumo. Uma das primeiras classificações para a discriminação de preços por meio da estrutura tarifária ocorreu entre consumidores residenciais, comerciais, pequenas e grandes indústrias. Além disso, em alguns locais era aceitável

a discriminação entre consumidores de mesma classe, principalmente onde não houvesse homogeneidade nas características de consumo, tal como para a classe residencial (NASH, 1933). Com a segregação por classes de consumidores a discriminação tarifária entre unidades consumidoras industriais novas e antigas se mostrou injusta e foi gradualmente abandonada.

Segundo Dorau (1930) um dos objetivos da classificação de consumidores é a redução da pessoalidade na aplicação das tarifas. Era comum a gratuidade das tarifas baseada na profissão do consumidor, tal como a isenção aplicada aos empregados e acionistas das empresas prestadoras dos serviços públicos. Por fim, registra-se a implantação de tarifas por diferenciação horária, em longa hora de utilização e curta hora de utilização, além das tarifas por blocos crescentes.

No Brasil os critérios para a discriminação de preços para a estrutura tarifária partem dos subgrupos tarifários, que classifica os consumidores em função da atividade fim (classe de consumidores) e características de atendimento, considerando a tensão, tecnologia (aéreo ou subterrâneo) e relação contratual entre agentes.

Dessa forma, a diferenciação tarifária ocorre para a baixa tensão (tensão menor do que 2,3 kV) entre: Residencial (B1); Rural (B2); Comercial ou Industrial (B3); e Iluminação Pública (B4). Para o atendimento em alta e média tensão é observada principalmente a tensão do atendimento: A1 (≥ 230 kV); A2 (entre 88 kV e 138 kV); A3 (69 kV); A3a (entre 30 kV e 44 kV); e A4 (entre 2,3 kV e 25 kV). Ademais, na classificação dos subgrupos pode ser considerada a tecnologia, no caso de aplicação para rede subterrânea do AS (<2,3 kV), ou a relação contratual entre agentes, no caso do A0 (conexão de distribuidora na rede básica) (ANEEL, 2018).

4.4.2 Custo Marginal de Capacidade

Definidos os critérios de discriminação dos consumidores e receitas eficientes, é realizado o processo de cálculo dos custos marginais de capacidade e tarifas de aplicação conforme detalhado a seguir.

Em síntese, ao considerar o negócio distribuição como serviço e produto único, sem discriminação de preços por nível de tensão, fator de coincidência unitário e sem subsídios, a tarifa é dada pela simples divisão da receita pela demanda (kW), resultando em um valor unitário em R$/kW adicionado de um valor necessário para remunerar a compra de energia em R$/kWh. Para a distribuição, a definição da estrutura tarifária se torna complexa à medida que suporta a política tarifária, subsídios, contexto da regulação, além de considerar a flutuação das receitas e mercado.

A distribuidora se comporta como uma empresa multisserviço entregando um único produto, a energia. Atinente aos serviços, elenca-se os de menor para o de maior agregação de valor: transporte até a alta tensão, média tensão e baixa tensão. Para o transporte até um consumidor atendido em alta tensão a distribuidora utiliza dos ativos de transmissão, subtransmissão, além de perdas associadas. No final da cadeia de serviço há o consumidor atendido em baixa tensão, que utiliza indiretamente a rede de alta tensão e rede de média tensão, e diretamente a rede de baixa tensão e ramais. Dessa forma, os custos associados ao transporte unitário da energia dos usuários atendidos em baixa tensão são superiores ao custo do consumidor atendido em média tensão, e com maior razão, dos atendidos em alta tensão. Este rateio, entre os usuários atendidos pelos diversos níveis de tensão é denominado de estrutura tarifária vertical.

No Brasil a estrutura tarifária é definida pelo Regulador, concretizado pela publicação das tarifas para cada área de concessão. Todavia, não existe consenso de que a definição das tarifas é tarefa exclusiva do regulador. Segundo Haapaniemi *et al.* (2017) na Finlândia a estrutura tarifária é controlada pelas empresas reguladas, ficando a cargo do regulador a definição das receitas. O mesmo pode ser observado nos Estados Unidos (LAZAR *et al.*, 2017) e Suécia (APPONEN *et al.* 2017). Nesses casos, as regras de cálculo da estrutura tarifária são definidas pela política tarifária e a execução de cálculo e particularidades são realizadas pelas empresas, sob a supervisão do órgão regulador.

A análise se refere a modelo radial e unidirecional, em que a energia flui da transmissão até o consumidor, passando pela rede de distribuição. Como será aprofundado em capítulo posterior, com advento de RED (sistemas de

armazenamento de energia – SAE, recarga de veículos elétricos e microgeração e minigeração distribuída), surge a figura do prosumidor, com características ambíguas, ora se comportando como consumidor, ora injetando energia na rede como produtor. Apesar de ultrapassado, o modelo radial e unidirecional é útil para fins didáticos.

Denomina-se de estrutura tarifária horizontal o modelo em que os custos são distribuídos no tempo. Usuários da distribuição possuem hábitos de consumo que podem ser parcialmente alterados com o devido sinal de preço. Exemplo é o período de uso do chuveiro elétrico, que pode ser alterado para horários de baixo carregamento das redes, em detrimento de perda de conforto do usuário. Cabe ao usuário decidir se sua preferência (tomar banho na ponta de carga) possui uma utilidade maior do que a relação entre as tarifas de ponta e fora de ponta.

Considerando que os preços devem agir como um sinal para os consumidores, é primordial a existência de uma forte relação entre o valor econômico dos recursos futuros e seu preço. Nesse sentido, segundo Steiner (1957) a tarifação ao custo marginal é coerente com o princípio da alocação eficiente dos recursos, pois é uma estimativa de seu valor futuro.

Cada parcela do recurso possui componentes fixos e variáveis, em energia e capacidade, fato que demanda tratamento diferenciado em relação à definição dos custos marginais. Ademais, para promover uma melhor utilização da capacidade, a abordagem da tarifação pelo custo marginal busca uma estrutura de preços que varie segundo os custos futuros das diferentes classes de consumo, períodos do ano e do dia, diferentes níveis de tensão e áreas geográficas.

Em uma segunda etapa de fixação de tarifas, a definição dos custos marginais deve ser adaptada para atender a outros objetivos, entre os quais o equilíbrio econômico e financeiro é o mais importante. Se os preços são fixados iguais aos custos marginais pode ocorrer excedente, ou déficit financeiro devido a custos marginais maiores ou menores do que os custos médios incorridos pelos concessionários.

Existem casos em que a tarifação abaixo do custo marginal deve ser admitida, tais como alternativas que causam externalidades negativas (VARIAN, 2000). Sabe-

se que as redes rurais possuem custos superiores aos das redes urbanas, todavia, a tarifação ao custo marginal poderia incentivar o uso de geradores diesel, aumentando as externalidades negativas ambientais.

Adota-se no Brasil critério de isonomia tarifária, ou seja, as tarifas são definidas por tipo de consumidor, de forma indiferente à localização.

Considerando que as redes das distribuidoras são ativos de uso comum, compartilhados por diversos usuários, é natural que o critério para alocação dos custos seja baseado na proporção de fluxo de carga, ou seja, que os custos sejam alocados com base na proporção que cada usuário utiliza dos ativos de rede. A solução para o problema se torna mais sofisticado ao se considerar as variações da carga ao longo do tempo, incluindo inversões de fluxo para geração, ou ainda cargas variando ao longo do dia, semana e ano.

O modelo de cálculo da estrutura tarifária brasileira foi definido na década de 1980, por meio de convênio entre o Brasil e França (DNAEE, 1994). À época havia limitação de capacidade computacional, de caracterização das curvas de carga por meio de medições e de conhecimento dos parâmetros físicos da rede. Em contraponto, na atualidade discute-se a implantação de um sistema de medidores inteligentes no Brasil com a possibilidade de centros de medição com caracterização em tempo real de unidades consumidoras individuais (KAGAN *et al.*, 2013).

Ademais do avanço da medição, tem-se a melhoria da caracterização da topologia e elementos de rede, geralmente consubstanciadas em bancos de dados, processados por meio de sistemas de georreferenciamento ou *softwares* de fluxo de potência, de modo local ou por meio de infraestrutura em nuvem.

À época não estavam disponíveis em detalhes informações dos elementos da rede e topologia. Ademais, era inviável o uso de simulações de fluxo de potência em sistemas de distribuição de energia elétrica. Nesse cenário, o desafio era de obter as características de operação das redes de distribuição, sem o conhecimento dos dados dos componentes modeláveis, tal como impedância de redes, transformadores, conexões entre barras etc.

Como solução adotou-se o processo de amostragem do perfil de carga das redes e consumidores, por meio de curvas de carga. Embora imprecisa, devido ao erro amostral, era uma das parcas informações disponíveis dos hábitos de consumo. O modelo ainda é adotado, com amostra estratificada geralmente especificada para um erro de 20% com significância de 5%. Posteriormente, é realizado o processo de clusterização, visando sintetizar os dados e reduzir o custo computacional. Como resultado têm-se as tipologias de consumidores e redes. Espera-se que representem as cargas e injeções por nível de tensão, com erro inerente à sintetização de dados. A Figura 3 apresenta o sistema de distribuição como um modelo reduzido, sendo conhecidas somente as injeções e cargas por meio de tipologias.

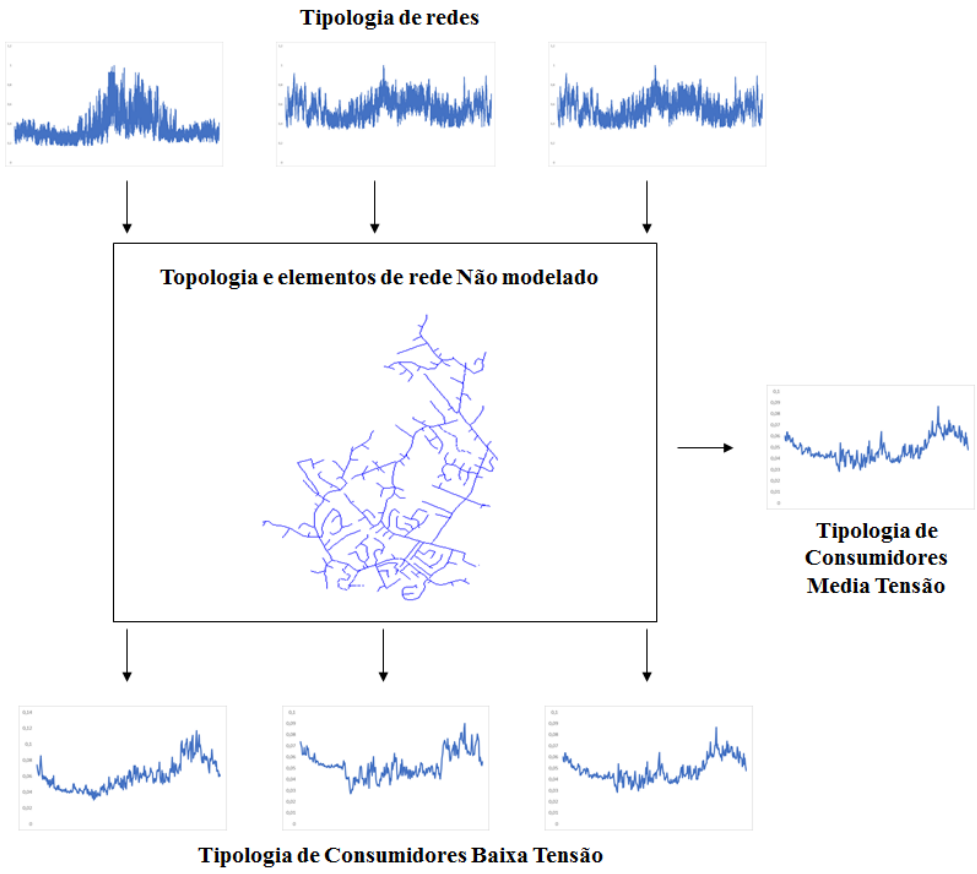

Figura 3 – Modelo de fluxo de carga
Fonte: Autor.

Adicionalmente ao processo de caracterização da carga, ocorre o processo de sintetização dos dados por meio de cálculo dos patamares de carga por meio de

média, convertendo para curvas com integralização de 1 hora, que aumenta sobremaneira a imprecisão dos cálculos (URQUHART; THOMSON, 2015).

Caracterizada a carga por meio de tipologias, busca-se um modelo de composição linear das tipologias de carga na qual é possível reconstruir cada curva de carga de rede (modelo indireto), ou alternativamente um modelo para reconstruir cada tipologia de consumidor por meio da composição linear das tipologias de rede (modelo direto) (DNAEE, 1994). Espera-se que a matriz de relações entre tipologias de carga e rede representem os fluxos de rede.

Na Figura 4 é apresentado um modelo simplificado da rede de distribuição, com a representação da carga, por meio da agregação dos consumidores residenciais, comerciais e industriais na baixa tensão, bem como os consumidores, tomados no exemplo como exclusivamente industriais, na média e alta tensão.

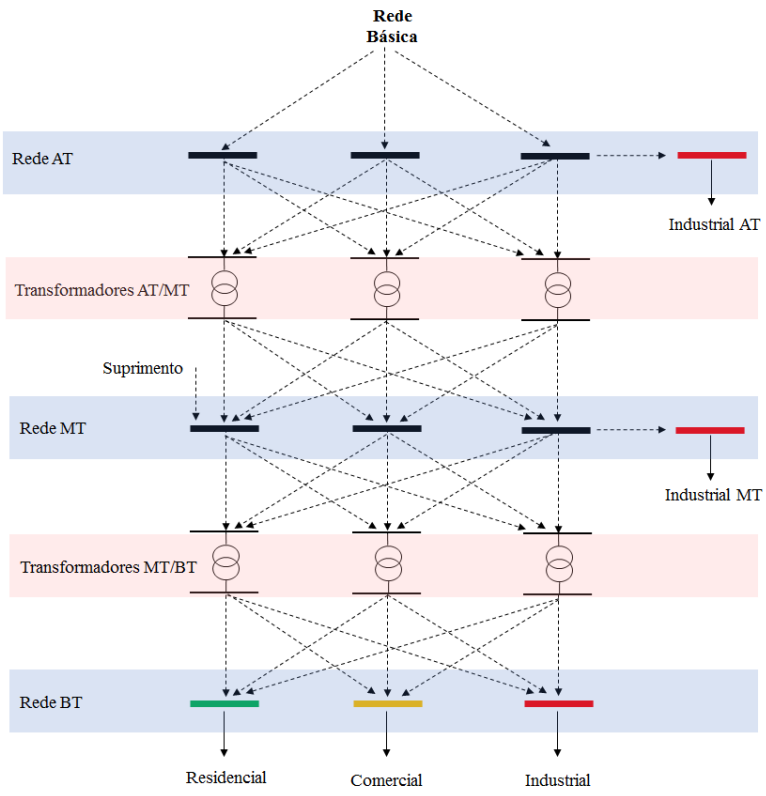

Figura 4 – Diagrama de fluxo de carga de tipologias hipotéticas
Fonte: Autor.

No modelo reduzido apresentado é considerada a real topologia da rede. Caso não exista a conexão física, a ligação entre barras é desconsiderada.

Para os consumidores são obtidas as tipologias de carga descritas no processo anterior. Inexiste um critério uniforme para a definição da granularidade da representação da carga. Como exemplo, a carga da unidade consumidora residencial está representada por uma única tipologia, todavia, poderá ser representada por *n* tipologias[5], reduzindo a granularidade do sistema com maior esforço computacional.

Ademais, na Figura 4 é indicada as injeções, detalhadas a seguir:

- Rede AT: energia injetada em rede de alta tensão (138 kV ou 69 kV), procedentes da Rede Básica (geralmente 230 kV);
- Transformadores AT/MT: injeções em subestações (AT/MT) oriunda de Redes de Alta tensão;
- Rede MT: energia injetada em rede de média tensão, oriundas das Subestações (AT/MT);
- Suprimento: energia de origem de outra distribuidora, geralmente entre redes de média tensão (13,8 kV a 34,5 kV);
- Transformadores MT/BT: injeções em transformadores de distribuição (MT/BT) oriunda de Redes MT; e
- Rede BT: energia injetada em rede BT oriundas de transformadores de distribuição (MT/BT).

O modelo segue o paradigma da década de 1980, onde o sistema era representado de modo radial, com fluxo de carga no sentido da alta tensão para a média tensão, e desta para a baixa tensão. Não eram representadas inversões de fluxo, distante da realidade atual com a presença crescente de geração distribuída.

O diagrama representa as possibilidades de conexão de modo fictício. Dessa forma, resta definir o modelo matemático para solucionar a proporção de energia que flui entre as interligações fictícias (linhas pontilhadas na Figura 4), como representação linear entre curvas de redes e de carga. Ademais, são adotadas as seguintes hipóteses para a simplificação do problema:

1. Para a linearização do modelo desconsideram-se as perdas do sistema, ou seja, a energia total injetada nas redes, será igual à carga dos

[5] Em geral adotam-se cerca de 20 tipologias no processo tarifário.

consumidores mais das transformações;

2. A demanda horária de energia de cada tipologia do consumidor *j* (rede tipo) será atendida pela tipologia de rede *i* (rede tipo), deste modo, a rede tipo *i* terá uma participação π_{ij} no atendimento à demanda do consumidor tipo *j*;
3. A soma das participações de cada rede tipo em certo consumidor tipo será de 100%.

Para atender à primeira hipótese, as curvas de redes tipo e de usuários devem ser corrigidas a fim de representarem o mercado anual do nível de tensão. Dessa forma, pode-se determinar um conjunto de equações que efetua a combinação linear das curvas de carga para compor as redes tipo, conforme Electroperú (1989), tem-se (10).

$$Y_i(t) = \sum_{j \epsilon J} \pi_{ij} \cdot X_j(t) \tag{10}$$

Onde $Y_i(t)$ e $X_i(t)$ representam, respectivamente, as redes tipo e consumidores tipo. Considerando a condição de contorno apresentada em (11).

$$\sum_{j \epsilon J} \pi_{ij} = 1 \tag{11}$$

Para determinar π_{ij} admite-se que não haja solução exata e por consequência aceita-se um erro, *Si(t)*, conforme (12).

$$S_i(t) = Y_i(t) - \sum_{j \epsilon J} \pi_{ij} \cdot X_j(t) \tag{12}$$

Pode-se observar que se trata de um problema de programação quadrática com objetivo de obter a matriz π de relações entre os consumidores tipo e redes tipo. Com uma carga marginal em certo consumidor tipo ocorrerá o incremento de carga nas diversas redes tipo, formando a relação entre expansão marginal das redes por unidade de expansão. Outra interpretação amplamente utilizada por DNAEE (1985), ao se considerar que a soma dos fatores π para dado consumidor tipo é de 100%, é que o resultado é proxy para a probabilidade de associação de certo consumidor tipo à rede tipo.

Devido a critérios de segurança, planejamento e de padrões de capacidade de equipamentos, existe capacidade ociosa no sistema elétrico. Assume-se que a capacidade acima da medida seja necessária à operação do sistema, uma reserva operativa necessária na expansão. Caso contrário, onde há capacidade ociosa, haveria um aumento de carga sem expansão de redes, resultando em custo marginal de expansão nulo. Para a quantificação da expansão das redes adota-se a função de *heaviside*. Para valores acima de 90% da carga máxima, haverá a expansão das redes, e, não estando o período de máxima, não haverá expansão da rede, atribuindo custo zero.

Ademais, aplica-se a probabilidade condicional, que mesmo ocorrendo a expansão em diversas horas, cada rede se expandirá uma única vez. A ocorrência de expansão é equiprovável e, logo, a probabilidade de ocorrer expansão é igual à probabilidade de associação dividida pelo número de horas *m* em que ela ocorre na rede tipo conforme (13):

$$\pi_{ij} = \frac{1}{m} \cdot \pi_{ij}(h) \tag{13}$$

Nas horas em que ocorre a ponta da rede, pode não ser o momento em que ocorre a máxima do consumidor. Para tanto, aplica-se o fator de coincidência *P*, que funciona como um redutor da probabilidade de associação daquele consumidor tipo na hora *h*, obtido por meio da relação demanda na hora *h* sobre a demanda máxima do posto tarifário a que pertence a hora *h*. Adicionalmente, o atendimento deste

consumidor tipo envolve perdas de potência. Para tanto, multiplica-se o resultado da soma dos produtos das probabilidades de associação por um fator de perdas de potência – f_{pp}.

O resultado é conhecido como Responsabilidade de Potência, conforme (14), calculado para cada posto tarifário *u* e agrupamento tarifário relacionado aos subgrupos *k*, que define a estrutura horizontal das tarifas, onde, em síntese são definidos sobremaneira o rateio dos custos ao longo do dia (ANDREY-ROSELLI; TOMASELLI; YATSU, 2009).

$$RP(u,k,j) = (1 + fpp) \cdot \sum_{h \epsilon u} \pi_{h,k,j} \cdot P_{j,h} \tag{14}$$

Uma vez definida a Responsabilidade de Potência de cada consumidor tipo *j* para cada conjunto de redes (subgrupo tarifário), aquela em que se conecta e aquelas a montante, em cada posto tarifário, pode-se determinar o custo marginal de capacidade, igualmente por grupos de redes. Por isso se efetua o produto da Responsabilidade de Potência pelo Custo Marginal de Longo Prazo – CIMLP, repartindo os custos entre os subgrupos tarifários. Atualmente adota-se o modelo do CIMLP que utiliza uma previsão para o longo prazo (5 a 10 anos) das relações incrementais anuais (e não marginais) de investimentos pelo incremento de demanda, que são anualizadas a uma certa taxa de retorno (TURVEY, 1969). Para a previsão dos investimentos o principal insumo é o planejamento da distribuição.

Além da ponderação pelos custos marginais de longo prazo, é importante efetuar uma redução deste custo em função do caminho definido pelo fluxo de carga, ou seja, aquele kW demandado percorre um caminho desde a injeção na rede da distribuidora até o consumidor tipo. Este caminho é definido pela proporção de fluxo e indica o percentual de demanda (no momento de máxima) que circula no nível de tensão em que se conecta o consumidor tipo e naqueles a montante, ilustrado pela Figura 5.

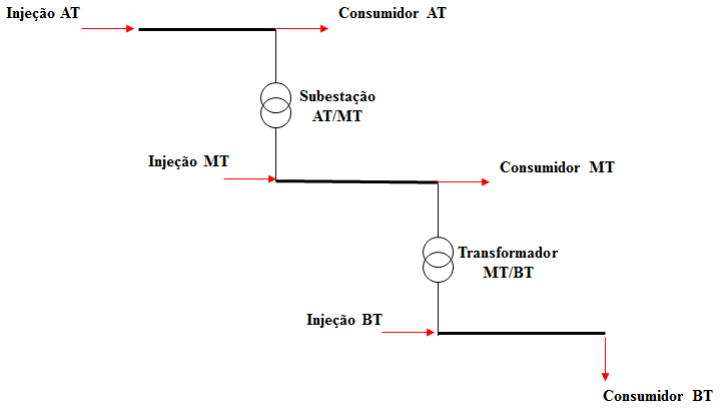

Figura 5 – Proporção de Fluxo
Fonte: Autor.

Assim, o resultado do produto do CIMLP pela responsabilidade de potência é multiplicado pelo valor da proporção de fluxo, obtendo o custo marginal de fornecimento, por grupo de redes tipo, de cada consumidor tipo. A partir destes é possível estabelecer a estrutura tarifária da empresa para cada nível de tensão. O custo marginal de capacidade do consumidor tipo *j* no posto tarifário *u* é dado por (DNAEE, 1994).

$$CMC_j(u) = \sum_{k=L}^{N} f_{k,L} \cdot CIMLP_k \cdot RP(u,k,j) \tag{15}$$

Onde $f_{k,L}$ é a proporção de fluxo entre o nível de tensão *k* e aquele em que se conecta o consumidor tipo. A partir destes custos marginais de capacidade, as receitas obtidas por meio de regulação econômica são rateadas entre os consumidores, e definidas as tarifas aplicadas aos usuários.

Dentre críticas ao modelo destacam-se:

- o modelo é linear, mas as relações entre carga e injeções é não linear, devido às perdas;
- os dados são amostrais e consolidados por meio de tipologias, o que reduz a confiança dos dados;
- o modelo é oneroso, pois utiliza grande quantidade de informação de

campanhas de medição;

- o modelo é sensível aos parâmetros e dados, de modo que são adotadas relações *ad hoc* fixas entre os postos ponta e fora de ponta, o que mitiga os efeitos do complexo cálculo da estrutura tarifária.

Na prática, o modelo deveria assumir critérios estatísticos para o cálculo da responsabilidade de potência, em detrimento da análise determinística. Como fragilidade conceitual da metodologia de cálculo da responsabilidade de potência cita-se a subjetividade do valor limiar de 90% descrito por Santos (2010). Ademais, El Hage, Ferraz e Delgado (2012) relatam erro de especificação do modelo atualmente empregado. Segundo os autores toda a modelagem reduzida da estrutura tarifária, aplicada ao setor de distribuição de energia elétrica, não retrata os modelos físicos não lineares.

Definidos os Custos Marginais de Capacidade as tarifas de aplicação são calculadas conforme Módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (ANEEL, 2011).

4.4.3 Descontos Tarifários

Com a edição da Lei n° 10.438/2002 os recursos para subsidiar os consumidores baixa renda são procedentes de fundo nacional, a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Trata-se de um programa de transferência de renda entre as várias regiões do Brasil. Com o advento da Lei n° 12.212/2010, há aprimoramentos no sentido de melhor classificar as famílias em condição de pobreza energética[6]. As tarifas são aplicadas na forma de blocos de preços crescentes:

- Primeira faixa: para parcela do consumo de energia elétrica inferior ou igual a 30 kWh/mês, é aplicado desconto de 65%;
- Segunda faixa: para parcela do consumo compreendido entre 31 e100 kWh/mês, é aplicado desconto de 40%;

[6] Segundo Mazzone (2020) uma família que compromete mais do que 10% de sua renda com energia estaria em condição de pobreza energética. Uma das principais políticas públicas adotadas é a criação de auxílio financeiros por parte dos governos com o objetivo de aumentar a renda familiar.

- Terceira faixa: para parcela do consumo compreendido entre 101 e 220 kWh/mês, é aplicado desconto de 10%;
- Acima de 220 kWh/mês não existe desconto aplicado.

Segundo a Lei n° 12.212/2010, para fazer jus ao desconto a família dever estar inscrita no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal e ter renda familiar mensal per capita menor ou igual a meio salário-mínimo nacional. O limite de renda é majorado nos casos de membro familiar com enfermidade que demande aparelhos, instrumentos ou equipamentos elétricos. Ademais, tem direito à tarifa social a família que tenha entre seus moradores idosos e pessoas com deficiência em condição de vulnerabilidade econômica. Famílias indígenas e quilombolas possuem isenção do pagamento de energia elétrica até o limite de consumo de 50 kWh/mês.

Além dos descontos para a subclasse baixa renda, o Decreto nº 7.891/ 2013 dispõe em seu artigo Art. 1º § 2º sobre descontos aplicados em outras classes/subclasses de consumo, conforme transcrição a seguir:

> No reajuste ou procedimento ordinário de revisão tarifária [...] a Aneel deverá estabelecer a convergência gradual dos descontos concedidos atualmente, para cada concessionária ou permissionária de distribuição, aos seguintes valores:
> I - Grupo A, classe Rural: dez por cento para a tarifa de uso do sistema de distribuição e para a tarifa de energia das unidades classificadas como rural;
> II - Grupo A, subclasse Cooperativa de Eletrificação Rural: trinta por cento para a tarifa de uso do sistema de distribuição e para a tarifa de energia das unidades classificadas como cooperativas de eletrificação rural;
> III - Grupo A, subclasse Serviço Público de Água, Esgoto e Saneamento: quinze por cento para tarifa de uso do sistema de distribuição e para a tarifa de energia das unidades classificadas como Serviço Público de Água, Esgoto e Saneamento;
> IV - Grupo B, subclasse Serviço Público de Água, Esgoto e Saneamento: quinze por cento sobre a tarifa do subgrupo B3;
> V - Subgrupo B2, classe Rural: trinta por cento sobre a tarifa do subgrupo B1, classe Residencial;
> VI - Subgrupo B2, subclasse Serviço Público de Irrigação: quarenta por cento sobre a tarifa do subgrupo B1, classe Residencial; e
> VII - Subgrupo B2, subclasse Cooperativa de Eletrificação Rural: trinta por cento sobre a tarifa do subgrupo B1, classe Residencial.

Da mesma forma que os subsídios aplicados às subclasses baixa renda os recursos para subsidiar os descontos e subvenções são oriundos da CDE.

5. NOVO PARADIGMA PARA AS TARIFAS DE USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Nesse Capítulo apresentam-se as principais alterações tecnológicas e de políticas públicas que conduzem à necessidade de alteração da estrutura tarifária. Modelos simples, baseados no empirismo são reavaliados, considerando a capacidade de aquisição e processamento de dados e novas definições das funções da distribuição da energia elétrica.

5.1 Novas Funções da Distribuição

Com a inserção dos RED na rede de distribuição o consumidor passa a injetar energia na rede, se tornando um prosumidor, neologismo originado dos termos produtor e consumidor. Dessa forma, os modelos de fluxo unidirecional não representam a realidade, ao menos na análise de curto prazo.

Ademais, tem-se a inserção de veículos elétricos, medição inteligente, equipamentos inteligentes de resposta à demanda, condicionamento de energia, além de interoperabilidade na comunicação e crescimento da capacidade computacional, seja de forma centralizada, distribuída ou em nuvem.

O sistema elétrico passa por rápida mudança, devido a políticas energéticas e avanços tecnológicos, que vem promovendo um sistema mais distribuído, interoperável e com aumento da energia renovável e intermitente, ao tempo em que a grande quantidade de informações explicita as oportunidades de incremento da eficiência dos ativos. Nesse contexto, existem alguns paradigmas a serem alterados: o fluxo de potência na distribuição é unidirecional; a demanda é inelástica e crescerá indefinidamente; e equipamentos são a única forma de reduzir a ponta do sistema (MIT, 2016).

Atualmente, a maioria dos sistemas elétricos de potência não possuem modelos abrangentes e conjuntos de preços eficientes e tarifas reguladas. Como resultado, alguns consumidores estão fazendo investimentos ineficientes e são compensados por serviços prestados ou, em outra senda, investimentos eficientes são tolhidos (MIT, 2016). No Brasil um dos exemplos é a inserção de geração diesel por consumidores atendidos em média tensão, para atender a demanda de ponta na modalidade tarifária verde. Devido a uma distorção entre a relação das tarifas ponta e fora de ponta houve incentivo indevido à geração diesel (ANEEL, 2014).

Estudo realizado pelo MIT (2016) cita como um dos principais problemas a serem combatidos na atualidade os relacionados a questões de granularidade das tarifas, seja sob a ótica da sinalização locacional ou temporal, para a melhoria do sinal de custo da rede.

Os preços e tarifas reguladas para os serviços de eletricidade variam significativamente em diferentes momentos e em diferentes pontos da rede de distribuição de energia. Dessa forma, reduzir progressivamente a granularidade temporal e locacional dos preços e encargos pode gerar um aumento da eficiência. No entanto, esses benefícios devem ser equilibrados com os custos, a complexidade e as preocupações potenciais de implementação (MIT, 2016).

A distribuição de energia elétrica considera modelos tarifários com parâmetros concentrados utilizando a filosofia *top down*, ou seja, consideram que a energia é gerada em locais distintos dos centros de carga, passando por redes de transmissão e subtransmissão, e de forma radial para redes de média tensão e redes de baixa tensão, transpassando os enrolamentos dos transformadores.

A geração distribuída tende a se expandir com a redução de custos da geração fotovoltaica e tecnologias de armazenamento de energia. Dessa forma, o consumidor não é apenas o sorvedouro de energia, mas também fonte, passando a ser dúbia a definição de consumidor ou gerador no âmbito da baixa tensão. Ademais, pelas características de intermitência da geração fotovoltaica, o estado geração/consumo passa a ter características temporais, que tende a ficar mais evidente com o crescimento do armazenamento de energia para redução da ponta do sistema (KOSKELA *et al.*, 2019).

Historicamente, consumidores residenciais e pequenos consumidores comerciais, respondem pouco a sinais de preço por serem inelásticos. Dessa forma, os modelos tarifários tinham foco na simplicidade e equidade, em detrimento da redução do bem-estar dos outros usuários. Todavia, com a inserção de cargas inteligentes[7] e avanço das comunicações, os consumidores se tornam mais responsivos, com a tomada de decisão mais simples e de fácil operacionalização. Atingido o avanço tecnológico, resta a sinalização de preços como mecanismo para a tomada de decisão, reduzindo o tempo de resposta de um sistema dinâmico.

Os consumidores, antes passivos, terão um nível significativo de escolha ao responder aos sinais de preço. Os sinais de preços, tomados como médios ou gerais, deverão considerar as particularidades dos pontos de conexão, características da rede e de variação da carga no tempo. Dessa forma, sinais de preço que reflitam com precisão os custos da prestação de serviços permitirão a competição e complementariedade em um portfólio eficiente de recursos (PÉREZ-ARRIAGA *et al.* 2013).

O relatório técnico do MIT (2016) foca na eficiência econômica do setor elétrico, propondo: discutir os méritos e riscos da inclusão de custos procedentes de políticas tarifárias, e que, em sendo impreterível, se encontre um critério robusto para alocar os custos aos usuários da rede. Ademais, os autores entendem que ratear na forma de selo os encargos decorrentes de políticas públicas e subsídios tarifários não é eficiente, sendo preferível a alocação proporcional à energia, pois entendem que representa melhor a relação entre renda e custo social, ou seja, uma contribuição progressiva com a renda.

A tendência é não tratar todos os consumidores como hipossuficientes técnica e economicamente, tutelados pelo Estado e sem liberdade de opção. No mundo conectado, parte dos consumidores passa a ter estrutura tecnológica para controlar a carga, gerar a energia e controlar a confiabilidade do sistema elétrico. Dessa forma,

[7] Podemos registrar os controles de compressores utilizados na refrigeração (de modo a interromper seu funcionamento em períodos de ponta), a termoacumulação, e recarga programada de veículos elétricos.

princípios como o da simplicidade, equidade e eficiência econômica devem ser ponderados com o da causalidade de custos.

Na redefinição da função das distribuidoras e dos consumidores é necessário novos modelos de engenharia e economia para a distribuição de energia. Enquanto empresas de transmissão gerenciam algumas centenas a dezenas de milhares de linhas, subestações e geradores, as concessionárias de distribuição incorporam centenas de milhares ou milhões de componentes de rede e usuários. A maior complexidade e ordem de grandeza dos componentes modeláveis das redes de distribuição desafia o planejamento e operação das redes. Enquanto na transmissão os investimentos tendem a ser altos e discretos, o que facilita o planejamento de longo prazo, os investimentos em distribuição são menores, mais numerosos e muitas vezes devem ser concluídos em ciclos, o que torna mais difícil dissociá-los da operação.

Essa maior complexidade também é refletida na regulação, que pode exigir mudanças estruturais na forma de remuneração das concessionárias, no sentido de exigir maiores incentivos para a eficiência econômica.

A distribuição passa a ter novas funções, tal como a de centralização de dados, derivados principalmente de medidores inteligentes, fornecendo aos consumidores finais acesso oportuno a dados sobre uso da rede de distribuição. Como agente centralizador de dados as distribuidoras devem processá-los e prover um sistema abrangente de tarifas com sinais suficientemente granulares. Em contrapartida, deve haver uma melhor regulação das concessionárias de distribuição, que incentive a integração de alternativas econômicas aos investimentos em redes convencionais, compensando as empresas pela redução de custos, aumento de eficiência e incentivo à inovação contínua. O relatório do MIT (2016) apresenta algumas sugestões de avanços nos modelos de precificação dos sistemas de distribuição:

1. Criar um sistema de preços e tarifas que reflita os custos do sistema, com a granularidade adequada em relação ao tipo de serviço, localização e tempo;
2. Os benefícios do aumento da granularidade devem ser equilibrados com os custos, a complexidade e os riscos potenciais de implementação;

3. As tarifas não devem ser discriminatórias entre uma mesma classe de consumo, todavia, deve-se criar classificações para diferenciação do preço utilizando características de injeções e consumo da energia;
4. Implementação geral da medição inteligente, que viabilizaria o aprimoramento do preço;
5. Os custos de políticas públicas que não são diretamente afetados por mudanças no consumo de eletricidade devem ser recuperados em função de alguma medida da condição econômica do consumidor;
6. Considerar a ameaça de deserção da rede, por meio do alto valor da energia elétrica e substitutos para o consumidor;
7. Aplicar tarifas que considerem a coincidência da ponta do sistema; e
8. Utilize as tarifas para prover a melhoria distributiva baseadas no custo, tal como ações de redução da ponta dos consumidores baixa renda ou rurais.

Com a inserção de novas tecnologias que permitam aos clientes responderem aos preços (responsivos) há um crescente interesse dos formuladores de políticas e reguladores no desenvolvimento de tarifas mais reflexivas (PASSEY, *et al.*, 2017). No setor elétrico brasileiro as áreas de concessão são definidas por municípios ou estados. Nos casos de pequenas áreas de concessão as tarifas são mais reflexivas em decorrência da maior homogeneidade. Todavia, para distribuidoras com grandes áreas de concessão a uniformidade de aplicação da tarifa induz a ineficiência alocativa.

Segundo EDSO (2014) um elemento central da transformação dos sistemas de energia em toda a Europa é o aumento acentuado da eletricidade gerada pelas fontes renováveis de energia. Os tipos mais frequentes, fotovoltaica e eólica, exigem condições especiais para sua integração. Surgem problemas para as distribuidoras, em locais com baixa densidade de carga, onde a geração pode exceder o consumo e implicar na exportação de energia. De forma semelhante, a demanda pode aumentar significativamente devido à mudança da matriz energética provocada por bombas de calor, veículos elétricos e novos aparelhos intensivos em energia.

A alteração dos padrões de consumo ou injeção de energia na rede pode ocorrer em reação a um sinal externo (sinal de preço ou comando direto), promovendo

adequação no estado de congestionamento da rede. Para tanto, algumas medidas precisam ser tomadas (EDSO, 2014):

- A regulação deve ser mais ágil em compatibilizar regras com novos paradigmas de mercado;
- Deve-se buscar o real valor da responsividade da carga;
- Cooperação com o operador do sistema é essencial para otimizar o planejamento e operação da rede;
- Padrões de comunicação e segurança cibernética são necessários para uma troca segura de dados entre distribuidoras e operador do sistema;
- Melhoria na tecnologia de medição, automação e de incentivos para a maior responsividade da carga; e
- É necessário incentivar geradores distribuídos a adaptar sua produção de energia com base no uso da rede para permitir maior eficiência dos ativos de distribuição existentes.

Por fim, não é coerente pressupor que unidades consumidoras de uma mesma classe possuem alguma uniformidade, principalmente ao se considerar extensas áreas de concessão com grandes discrepâncias econômicas e sociais. Como exemplo, cita-se consumidores residenciais da área de concessão considerados como de mesma classe, apresentando grandes variações no Índice de Desenvolvimento Econômico Municipal – IDHM.

5.1.1 Equipamentos Inteligentes

Segundo Fischer *et al.* (2017) grande parte dos equipamentos podem ser acionados e desativados de modo inteligente em períodos específicos, tal como a ponta do sistema de distribuição. A modulação pode ocorrer com pequena perda de conforto ou qualidade de vida. Um exemplo são os refrigeradores, onde o compressor atua de modo intermitente. No período de ponta do sistema o ciclo de operação pode ser reduzido ou suprimido, com o aumento controlado da temperatura interna, de modo a manter a conservação dos alimentos durante o período de ponta (ALMENTA *et ali.*, 2015).

Os sinais de preços podem ser desenvolvidos para gerar sinais de controle para os dispositivos eletrônicos que devem surgir no sistema de distribuição. A razão para o uso de informações sobre os preços é que o desenvolvimento de recursos renováveis requer solidez econômica e motivação além do uso inovador de controles eletrônicos (HEYDT *et al.*, 2012). Por exemplo, *nobreaks* inteligentes podem interromper a alimentação da rede em períodos de ponta do sistema, ou de forma automática por meio do sinal dinâmico de preços.

O sistema de condicionamento de ar pode ser programado para flexibilizar a temperatura ambiente para períodos com preço acima de certo limiar, considerando que a condição ambiente ergonomicamente aceita é de temperatura efetiva entre 20°C e 23°C (MTE, 1978). Equipamentos de ar-condicionado inteligentes podem operar no limiar superior da temperatura efetiva, para períodos de ponta.

Com o uso da tecnologia o paradigma da simplicidade tarifária pode ser mantido, independente da hipossuficiência técnica do consumidor, pois o conhecimento ficaria contido nos algoritmos e processos dos equipamentos inteligentes. Para consumidores que utilizam equipamentos inteligentes seriam ofertadas tarifas dinâmicas, variando segundo os custos da rede, em benefício do princípio da causalidade de custos.

Nesse sentido, Zugno (2013) observa que a instalação de equipamentos para controle automático da carga pode diminuir o custo de mudança de hábitos de consumo, mitigando a perda de conforto na modulação da carga.

5.1.2 Tecnologia de Dados e Medidores Inteligentes

Segundo Lazar *et al*. (2017) inovações de redes inteligentes e surgimento de *big data* da distribuição devem ser considerados na estrutura tarifária. Com as distribuidoras assumindo o papel de centralizadoras de informações da rede e consumidores, haverá uma maior compreensão do consumo e melhor capacidade de tomada de decisões sobre produção, armazenamento e consumo eficiente.

Em Helsinque, capital da Finlândia, 99,98% das unidades consumidoras possuem medidores inteligentes, com funções de medição horária de energia, qualidade do serviço e funcionalidades de resposta à demanda. A distribuidora local atende cerca de 375 mil unidades consumidoras, geralmente pequenos consumidores residenciais em apartamentos. Destes, 92,88% utilizam a tarifa geral, seja monômia ou horária, sem controles dinâmicos (APPONEN *et al.*, 2017).

Segundo Saele e Bremdal (2017) é indispensável o avanço nos modelos de tarifas de rede, utilizando o potencial dos medidores inteligentes. Na Noruega os medidores inteligentes possuem os seguintes recursos:

- Armazenam a cada 15 minutos;
- Possibilitam a comunicação com equipamentos externos baseado em padrões abertos;
- São capazes de se comunicar com diversos tipos de medidores (gás, calor, água etc.);
- Armazenam dados de qualidade do serviço;
- Acionamento ou desligamento de cargas dos clientes;
- São capazes de receber e processar informações de TUSD ou de contratos de energia;
- Sinais de sobrecarga ou falhas de aterramento; e
- Possuem medição bidirecional.

Dessa forma, é premente a criação de tarifas inteligentes, a serem compatíveis com os recursos dos medidores inteligentes. O consumidor deve ser chamado a participar do gerenciamento da carga, seja por meio de contratos inteligentes bilaterais, configurados nos medidores inteligentes, ou por meio de sinalização e preço por tarifas reguladas (BRANDSTÄTT *et al.*, 2011).

5.1.3 Microgeração de fontes Renováveis Distribuídas

Com a microgeração de fontes renováveis distribuídas as tradicionais metodologias de alocação de custos devem ser revistas, pelas características dúbias dos usuários da rede, ora operando como consumidor, ora como gerador. Uma das principais características é que o consumidor se torna ativo, passando a fazer investimentos de longo prazo (ABDELMOTTELEB, ROMAN e RENESES, 2016).

Um dos motivadores para a expansão da energia renovável são os menores impactos ambientais e redução de custos. Um exemplo é o governo dinamarquês, que tem a intenção e ser independente em relação aos combustíveis fósseis até 2050. A chave para o futuro da distribuição é a integração de fontes de energia distribuída na rede, enquanto mantém sua segurança operativa (RASMUSSEN; WU; HUANG, 2016).

A inovação em energia renovável resulta em custos de geração eólica e fotovoltaica abaixo dos custos de novas usinas a gás natural na Califórnia, e provavelmente cairá em breve ao nível do custo marginal de curto prazo das usinas existentes (LAZAR *et al.*, 2017). Dessa forma, a evolução tecnológica de fontes renováveis a tornará competitiva frente a outras fontes, e o fato de serem distribuídas impulsionará seu crescimento.

Nos Estados Unidos o Projeto 350 do Senado exige que o regulador implemente um processo de Planejamento Integrado de Recursos – PIR para identificar portfólios ótimos de recursos, visando atingir as metas de redução de Gases de Efeito Estufa – GEE e enfrentar o desafio da integração renovável. A geopolítica energética inclui a geração renovável e distribuída, à medida que reduz os impactos ambientais, torna a matriz mais independente de grandes centros de geração, seja interno ao seu território e proveniente de importações, e pelo próprio esgotamento de outras fontes não renováveis. Ademais, destaca-se que a geração distribuída posterga os investimentos em transporte e geração centralizada.

Com a integração do mercado de energia elétrica entre países ocorre um aumento do custo da energia para consumidores de países que possuem uma grande

capacidade de geração de energia a Custo Variável Unitário baixo, tal como a geração hídrica e nuclear. Finon e Romano (2009) citam casos que comprovam a teoria, como exemplo da geração hidráulica e nuclear dos países nórdicos, França e algumas regiões do Canadá, onde as tarifas aumentaram em decorrência da exportação de energia. A integração energética em países com baixos custos marginais de energia, tende a aumentar esse parâmetro e, assim, viabilizar as fontes renováveis e distribuídas.

A Figura 6 apresenta curva típica residencial com microgeração fotovoltaica. Uma das características da geração distribuída fotovoltaica é a sua intermitência e sazonalidade, a depender do país.

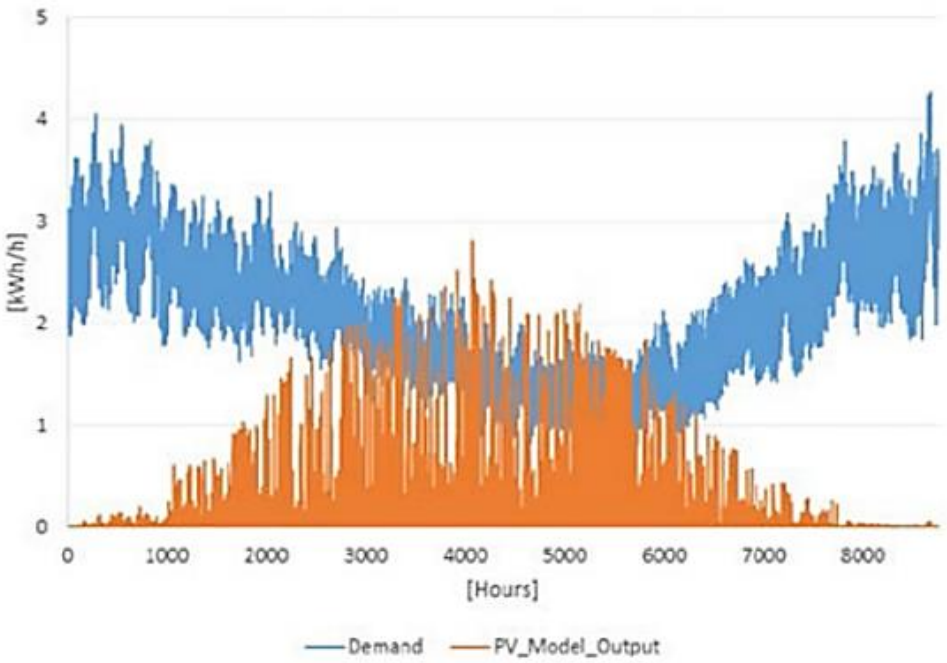

Figura 6 – Curva anual típica residencial com microgeração
Fonte: Saele e Bremdal (2017).

Um dos principais problemas da geração fotovoltaica é que não induz a redução da ponta do sistema, pelo fato de ocorrer na maior parte fora da ponta, conforme Figura 7.

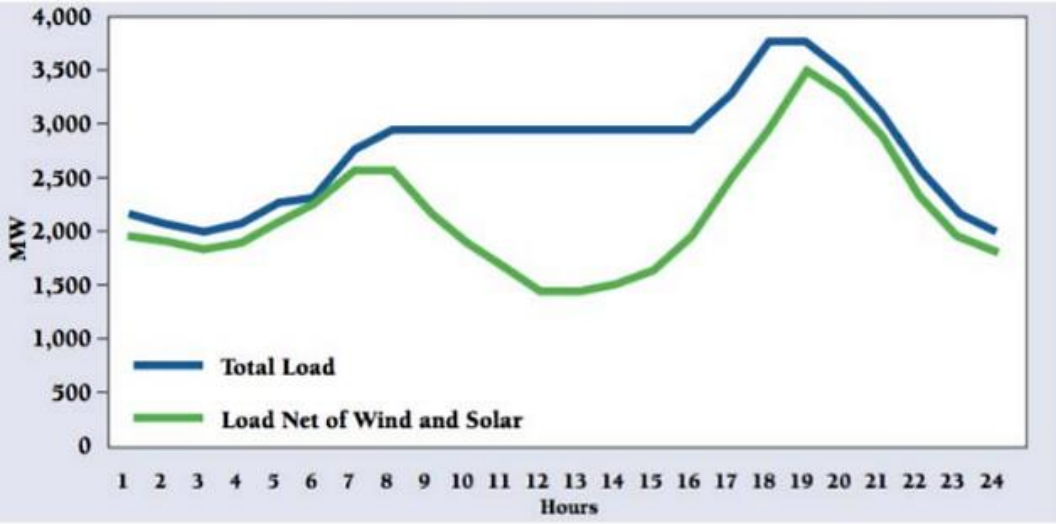

Figura 7 – Curva de carga de sistema de distribuição considerando fontes renováveis
Fonte: Lazar *et al.* (2017).

O problema da divergência entre ponta de carga e de geração será solucionado com a implantação dos sistemas de armazenamento de energia. Todavia, a compatibilização da coincidência entre geração e consumo implicará em custos e benefícios adicionais, que devem estar refletidos nos preços da geração de fontes renováveis distribuídas.

5.1.4 Sistemas de Armazenamento de Energia

As melhorias na tecnologia de armazenamento de eletricidade e de termoacumulação, oferecem uma oportunidade para alterar o paradigma do uso da energia. A Figura 8, apresenta a projeção para a redução de custos com sistemas de armazenamento de energia.

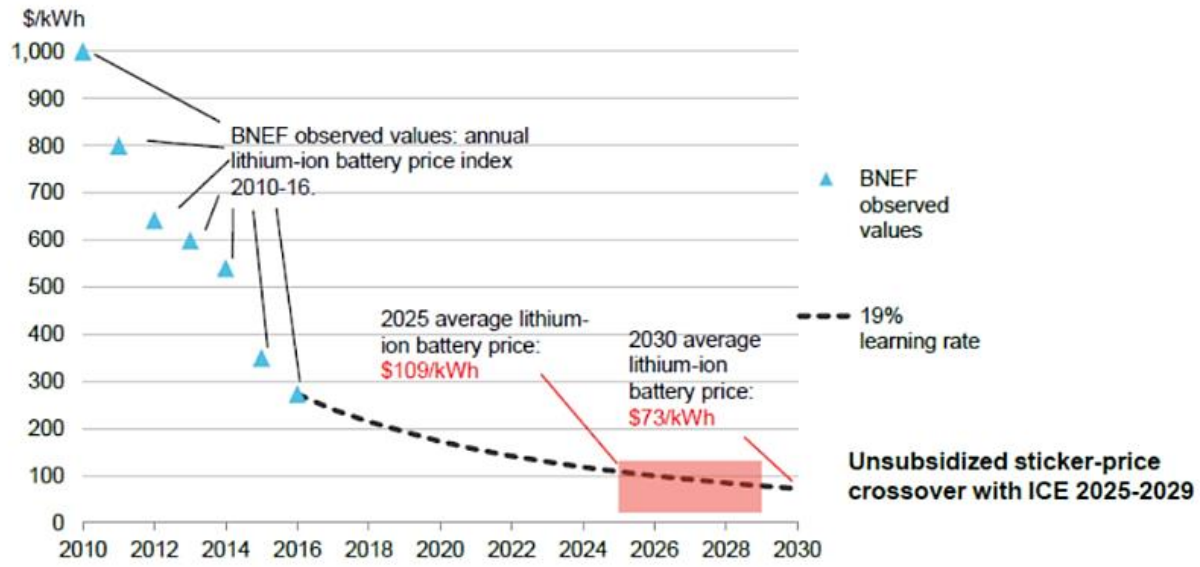

Figura 8 – Custos de armazenamento de energia
Fonte: Lazar *et al.* (2017).

O armazenamento de energia permite a modificação do perfil de carga do consumidor, sem alterar seu nível de conforto. Estudo realizado por Haakana *et ali.* (2016) demonstra que o armazenamento de energia pode ser rentável ao se considerar a injeção em pequenos períodos de carga máxima e aplicação de tarifas horárias específicas para pequenos consumidores. Do mesmo modo, Koskela *et al*. (2019) concluem que os primeiros quilowatts injetados por meio do SAE resultam em alta rentabilidade.

Ao se considerar o modelo de cálculo de tarifas com menor granularidade temporal (granularidade horizontal) e espacial (granularidade vertical) será possível a escolha do período mais vantajoso para recarga do SAE, considerando as características particulares de cada consumidor, tal como o seu perfil de carga e localização.

Os sistemas atuais não utilizam em larga escala o armazenamento de curto prazo de energia elétrica, tendo como exceção, de modo indireto, a termoacumulação e ar comprimido. Todavia, na distribuidora do futuro o armazenamento distribuído em larga escala será utilizado para melhoria do fator de carga (HEYDT *et al.*, 2012).

Dessa forma, com a melhoria da viabilidade econômica do SAE para o aumento do fator de carga, o custo da ponta poderá ser valorado como seu substituto, alterando a forma de cálculo dos custos de capacidade.

5.1.5 Recarga de Veículos Elétricos

A recarga de veículos elétricos pode causar problemas de segurança operativa da rede de distribuição, incluindo seu congestionamento, violação de tensão e desequilíbrio trifásico (ZHAO *et al.* 2019). Segundo Verzijlbergh *et al*. (2014) a elasticidade preço demanda é baixa para as unidades consumidoras atendidas em baixa tensão, com pouca capacidade de alteração de comportamento de carga. A recarga de veículos elétricos possui características diferenciadas. A recarga de veículos elétricos possui grande plasticidade no horário de consumo da energia, o que resulta em alta elasticidade preço. Como resultado, o paradigma da energia como bem essencial de baixa elasticidade é desconstruído.

5.2 Tarifas Dinâmicas

Os preços dinâmicos variam segundo alguma característica do produto ou serviço, de forma ficta por meio da definição de horários de ponta ou segundo a mensuração de alguma variável física. Tem-se o exemplo do turismo, incluindo o setor de hotéis e aviação, onde os preços variam segundo a época do ano, e estão relacionados ao horizonte de planejamento do consumidor. Uma estratégia de preços a ser adotada é a cobrança de custos marginais de curto prazo em épocas de baixa temporada e a recomposição das receitas em épocas de alta temporada.

Os preços dinâmicos podem ser considerados estados de um sistema dinâmico. No caso do sistema elétrico, os custos variam no tempo segundo determinados condicionantes operativos. Dessa forma, para que o sistema opere de

forma dinâmica, é necessário a realimentação de informações sobre o estado das redes e/ou geração. Assim, as redes e medidores inteligentes impulsionariam modelos dinâmicos de preços.

No caso do setor elétrico, geralmente o preço deve variar segundo as restrições da transmissão, distribuição ou geração, ou ainda pelas condições do mercado de energia. Embora grande parte dos modelos teóricos associem o cálculo de preços dinâmicos e locacionais, na prática nem sempre as abordagens ocorrem de modo conjunto. A Figura 9 apresenta as diferentes abordagens de resposta da demanda para a aplicação de tarifas dinâmicas. No modelo brasileiro as tarifas são definidas com vigência de 1 ano (*Year ahead*).

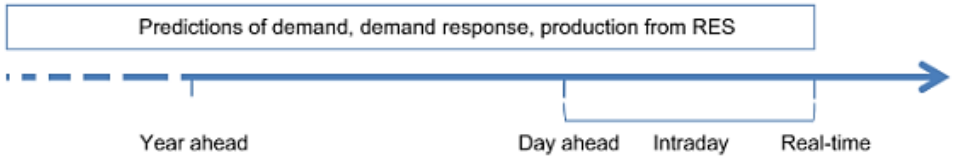

Figura 9 – Preços em relação à escala de tempo e volume
Fonte: Dupont (2014)

Outras abordagens são preços para o dia seguinte (*Day ahead*), previsão de preços durante o dia (*Intraday*) e em tempo real (*Real-time*). Segundo Dupont (2014), a tarifa definida para o período de 1 ano é melhor aceita pela sociedade enquanto se distanciam da causalidade de custos, em sentido diverso, as tarifas em tempo real possuem melhor aderência à causalidade de custos, em detrimento da simplicidade.

O aviso prévio refere-se ao tempo em que o preço é encaminhado ao consumidor, enquanto o bloco de preços se refere ao período em que a tarifa se mantém invariável. Se os custos são enviados com vigência de um ano, maior é o prazo para adaptação, contudo, as tarifas ficarão mais distantes da função de custo. O tempo real contribui para o princípio da causalidade de custos, mas com certa dificuldade de adaptação dos consumidores. Como alternativa os custos podem ser enviados de modo antecipado, como no dia anterior, ou utilizar a automação de equipamentos inteligentes para modulação da carga segundo o sinal de preço.

Atinente à estrutura tarifária horizontal Dupont (2014) observa as modalidades de tarifárias aplicadas pelos operadores da distribuição:

1. Tarifa monômia: tarifa única durante um período, em geral 1 ano;
2. Tarifas horárias: diferentes blocos de preço ao longo do dia, geralmente com fatores fixos durante 1 ano;
3. *Critical Peak Pricing*: aplica-se um preço base, tal como uma tarifa convencional, na qual é adicionado um preço, em geral, com aviso prévio de 1 dia de antecedência e bloco de preço cobrindo várias horas; e
4. Tarifas em Tempo Real: tarifas aplicadas a cada instante, o que exige comunicação permanente do preço para o consumidor.

Como forma de sopesar os princípios da causalidade de custos e da simplicidade, sugere-se a aplicação de tarifas tradicionais, como a monômia e horária, para consumidores com cargas inflexíveis e com hipossuficiência técnica. Para consumidores com cargas flexíveis e com suficiência técnica, tal como grandes consumidores industriais, comerciais ou de serviços públicos, sugere-se a aplicação de tarifas em tempo real (MIT, 2016).

Para consumidores residenciais e pequenos comerciais, hipossuficientes tecnicamente, mas com capacidade de investimento em equipamentos inteligentes, sugere-se a aplicação de tarifas do tipo *Critical Peak Pricing* ou tarifas em tempo real. Segundo MIT (2016) somente a diferenciação tarifária por classes de consumo é inadequada para o novo paradigma da distribuição, cabendo a criação de novas modalidades tarifárias mais responsivas e optativas.

Em relação ao setor industrial, trabalhos realizados por Roos e Lane (1998), David e Lee (1989) e Ahmed *et al.* (2017) demonstram que as tarifas dinâmicas com menor granularidade trazem benefícios maiores para o gerenciamento pelo lado da demanda se comparadas a aplicação de tarifas horárias.

A chave para o sucesso de qualquer tarifa dinâmica é a capacidade dos consumidores em responder de maneira flexível e rápida, e aproveitar suas

potencialidades intrínsecas (DAVID e LEE, 1989). Modelo de tarifas com menor granularidade temporal pode promover a eficiência das redes de distribuição. Como exemplo, os processos industriais em que seja viável estocar utilidades no período fora de ponta, como ar comprimido e termoacumulação, podem promover a melhoria do fator de carga das redes.

Cabe registrar ainda a aplicação de preços dinâmicos utilizando contratos inteligentes, decorrentes de acordos bilaterais entre consumidor e distribuidora. A operacionalização dos acordos ocorre de forma automática com o uso de medidores inteligentes programados com as regras contratuais (BRANDSTÄTT *et al.*, 2011).

Em Illinois, as duas maiores distribuidoras oferecem opções de preços em tempo real para consumidores residenciais. A tarifa inclui um componente de preço que varia em tempo real, segundo os custos obtidos do cálculo locacional de tarifas da transmissão. Os custos de capacidade com transmissão e distribuição não incluídos nos preços de atacado do cálculo locacional são aplicados na forma de selo. Como resultado os clientes residenciais têm uma redução anual nas faturas de US$ 86. Os benefícios são observados por mais de 90% dos clientes residenciais (ZEHTMAYR; KOLATA, 2017).

Zehtmayre e Kolata (2017) observam que a aplicação gradual de tarifas dinâmicas para parte dos consumidores induz a eficiência dos sistemas de transporte de energia, com redução gradual dos custos com ativos ao longo do tempo, e reflexo na redução tarifária.

Segundo Borenstein *et al.* (2002) a precificação em tempo real não necessariamente se aplica a todo momento, mas somente na parcela que excede os contratos de longo prazo realizados pelos consumidores. Uma característica das tarifas dinâmicas é que as modalidades podem ser aplicadas para somente uma parte do mercado contratado. No caso de contratos de longo prazo, pode-se utilizar de sinalização mensal ou semanal de preços, restando aos contratos de curto prazo a sinalização horária.

5.3 Preço Marginal Locacional no Nível da Distribuição

O Preço Marginal Locacional – PML representa o custo para entregar o próximo incremento de energia (MWh) em um barramento, considerando o despacho ótimo e restrições de igualdade e desigualdade do sistema elétrico de potência. Nos modelos de PML aplicados aos sistemas de transmissão as perdas são desprezadas por estarem na ordem de 2-5%, simplificando-o para um problema de programação linear. Quando aplicado à distribuição o modelo é denominado de Preço Marginal Locacional ao Nível da Distribuição – PMLD, tendo como principal diferença a necessidade de tratamento das perdas, por estarem na ordem de 3-7% (STEFFAN; HEYDT, 2012).

Segundo Papavasiliou (2018), o PMLD tem despertado atenção pela inserção de RED, tais como armazenamento de energia, microgeração fotovoltaica (*"rooftop solar"*) e recarga de veículos elétricos.

Nas redes de distribuição a resistividade é maior, se comparada às linhas de transmissão, o que torna o modelo considerando perdas mais adequado, demandando a adaptação dos modelos lineares ou uso de abordagem não linear (HANIF *et al.* 2019). Os modelos mais complexos consideram adicionalmente os custos da energia como função não linear, restrições técnicas de redes, tal como desequilíbrio de fases, limites de tensão e fluxo de reativos. A equação (16) apresenta a função objetivo a ser minimizada, onde C_i^G representa os custos com geração na barra *i* e P_i^G a potência gerada no período de discretização do problema.

$$\min \sum_{t=1}^{N} C_i^G \cdot P_i^G \tag{16}$$

Sujeito a:

$$C_i^G = \varphi \cdot P_i^G + \beta \cdot \left(P_i^G\right)^2 \qquad \forall i_1^N \tag{17}$$

$$\sum_{i=1}^{N} P_i^G = \sum_{i=1}^{N} P_i^C + \sum_{k=1}^{NL} Perdas_k \qquad \forall i_1^N \; e \; \forall k_1^{NL} \qquad (18)$$

$$P_i = P_i^G - P_i^C \qquad \forall i_1^N \qquad (19)$$

$$P_i^{Gmin} \leq P_i^G \leq P_i^{Gmax} \qquad \forall i_1^N \qquad (20)$$

$$f_k \leq Fmax_k \qquad \forall k_1^{NL} \qquad (21)$$

A função objetivo representa a soma dos custos com a geração nas *N* barras de um sistema elétrico. O custo com a geração C_i^G pode ser representado de modo não linear, por meio de aplicação de fatores φ e β nas componentes linear e quadrática da potência gerada P_i^G, conforme equação (17). Com o ajuste dos fatores é possível representar usinas de fontes térmicas e hidráulicas.

A equação (18) representa as restrições de igualdade em que a carga nas barras *N* somadas às perdas nos circuitos *k* ($Perdas_k$) são equivalentes à geração (P_i^C) nas *N* barras do sistema. As perdas são obtidas pela modelagem do fluxo de carga, seja na forma linear ou não linear.

A equação (19) representa a injeção P_i nas *N* barras do sistema. As equações (20) e (21) representam as restrições de limites operativos dos geradores e limite de capacidade dos circuitos f_k, respectivamente.

As equações (17) e (18) demandam adaptações no modelo linear para resolução do despacho ótimo, ou utilizam a representação não linear das equações de fluxo de carga. Ademais, podem ser incluídas restrições de fluxo de reativos, potência aparente nos circuitos e limites de tensão, o que torna viável somente a utilização do fluxo de carga na forma não linear.

Em geral, nos modelos PML são utilizados como restrições somente as equações (19), (20) e (21) e programação linear convencional, tal como o modelo Simplex. Importante destacar que, em não existindo restrições e desprezando as perdas a solução do fluxo de potência ótimo resultará no mesmo PML para todas as barras, inibindo o sinal locacional.

Grandes esforços são despendidos na modelagem de fluxo de potência ótimo, no sentido de tornar o problema mais preciso. A evolução do estado da arte do PMLD é apresentada na Tabela 6, que representa os artigos com abordagem PMLD publicados em jornais e revistas do IEEE – *Institute of Electrical and Electronic Engineers*.

Tabela 6 – Artigos com abordagem de PMLD

Artigo	Número de Barras	Perdas	Tensão	Modelo Trifásico
Zhang *et al.* (2019)	144	X	X	
Wei *et al.* (2019)	13	X	X	X
Rana e Mishra (2019)	19	X		
Zarabie, Das e Faqiri (2019)	37	X	X	
Hanif *et al.* (2019)	33	X	X	
Zhao *et al.* (2019)	123	X	X	
Papavasiliou (2018)	15	X	X	X
Liu, Li e Wu (2018)	34	X	X	X
Hanif *et al.* (2017)	38	X		
Caramanis *et al.* (2016)	800	X		
Huang *et al.* (2015)	29	X		
Li, Wu e Oren (2014)	38	X		
Kraning *et al.* (2013)	30	X		
Hu *et al.* (2010)	24	X		
Sarkar e Khaparde (2009)	4	X		
Sotkiewicz e Vignolo (2006)	9	X		

Fonte: Autor

Um dos problemas do cálculo do PMLD é que a otimização em sistemas reais envolve a modelagem de centenas de milhares de dispositivos, com dezenas a centenas de milhões de variáveis, a qual deve ser processado na ordem de segundos. Além disso, considera-se a complexidade de modelagem de novos elementos, tais como armazenamento de energia, fontes fotovoltaicas, veículos elétricos, fontes intermitentes e cargas interruptíveis (KRANING *et al.* 2013).

Segundo Parhizi e Khodaei (2016) a maioria dessas propostas utilizando PMLD é conceitual e carece de uma análise rigorosa e detalhada das operações do mercado da distribuição. É necessário definir claramente os papéis das diferentes partes envolvidas no sistema de distribuição e investigar mais detalhadamente os processos regulatórios e institucionais envolvidos.

6. CUSTO MARGINAL LOCACIONAL DA DISTRIBUIÇÃO

O consumidor pode ser regulado ou livre. Em sendo livre estará sujeito a preços do mercado de energia. Todavia, a parcela referente ao uso do transporte de energia pela transmissão ou distribuição é caracterizada como monopólio natural, estando sujeita a aplicação de preços públicos ou tarifas.

Nesse ponto, importante destacar a diferença de abordagens apresentadas quando da definição do preço marginal locacional e de tarifas marginais locacionais. A abordagem PMLD é a de custos marginais de curto prazo, enquanto para as tarifas marginais locacionais o foco está nos custos marginais de longo prazo. Ademais, o PMLD considera as restrições do sistema elétrico como intransponíveis.

Contudo, na operação da distribuição é considerado o custo de déficit e aplicação da rejeição de carga. Ademais, na distribuição a gestão das falhas no sistema é inerente à operação, enquanto na operação da transmissão o sistema é projetado para reduzir a probabilidade de falha, conforme observa Andrey-Roselli (2007):

> Os sistemas de distribuição de energia não são planejados para o critério (n-1) e utilizam uma lógica diferente. Tão logo uma falha permanente ocorra, o sistema de proteção retira o alimentador ou parte dele de operação e o restabelecimento da operação fica a cargo da equipe de manutenção, sendo os tempos de restabelecimento regulados pela ANEEL.

Na distribuição a execução do planejamento é operacionalizada no sentido de reduzir os congestionamentos em redes de distribuição de média e baixa tensão, em subestações e transformadores. Ademais, na operação da distribuição é comum admitir a operação em sobrecarga no curto prazo.

Zhao e outros (2019) observam que na aplicação do PMLD adota-se a abordagem de gestão de contingenciamentos por meio da definição de preços de mercado e de resposta do consumidor. Todavia, ressaltam a existência dos métodos regulatórios, que incluem a reconfiguração da rede, acionamento de cargas interruptíveis, sinalização de preço e rejeição de carga.

6.1 Custos Marginais do Sistema Elétrico de Potência

Nos modelos de precificação é comum adotar análise estática em detrimento da análise dinâmica, onde os parâmetros estruturais, tais como costumes, a demanda e tecnologia se alteram ao longo do tempo. Portanto, parâmetros como a forma de utilização da energia, condição de geração distante dos centros de carga, eficiência econômica nos monopólios de redes e crescimento são mantidas constantes (DNAEE, 1985).

Na análise estática, considera-se o enfoque no curto prazo e no longo prazo. No curto prazo a capacidade instalada não se altera, tal como as premissas adotadas nos modelos PMLD. Na análise de longo prazo, além da operação, existem processos contínuos de planejamento e expansão. Segundo Francony (1975) a aplicação dos princípios marginalistas requer na prática que as instalações sejam otimizadas, ou seja, a operação generalizada de congestionamentos de equipamentos que aumentem demasiadamente os custos de curto prazo não é cenário verossímil.

No curto prazo supõe-se que não é possível à distribuidora aumentar sua capacidade para atender uma demanda suplementar, o que implica em utilizar recursos com custos unitários superiores aos empregados, reduzir o nível de confiabilidade do sistema ou realizar o corte de carga em regime normal de operação. Em relação às premissas dos modelos de precificação é oportuna e atual a ponderação de MME (1979):

> O fornecimento de eletricidade é um serviço de interesse geral. Assim, o objetivo principal do setor de energia elétrica é a busca do maior benefício econômico para a coletividade por ele suprida – em outras palavras – atendimento aos consumidores a mínimo custo global.
>
> Para se obter um sistema de produção de energia elétrica a mínimo custo global, é necessário que se tenha instrumentos de cálculo compatíveis, e que o critério seja sistematicamente adotado nos esquemas de planejamento e operação do sistema.

Dessa forma, no longo prazo há novos investimentos em novas instalações visando atender a crescimento horizontal da carga, recapacitação e novo isolamento de redes de distribuição, aumento da capacidade de subestações e transformadores

de distribuição, aumento da capacidade de alimentadores, entre outros. Nesse caso, as instalações estão sendo adaptadas para novos patamares de carga, o que torna todos os insumos variáveis no longo prazo.

Nos modelos de PMLD são aplicados aos custos marginais de curto prazo, refletindo somente a parcela de custos da geração por meio de cálculo de despacho ótimo. Embora as restrições operativas do transporte influenciem no preço da geração, a ineficiência será caracterizada como custos de geração, mesmo que por influência de limitações do sistema de transporte.

Mas, qual a diferença da abordagem? Os preços são aplicados no mercado competitivo, já as tarifas são preços públicos regulados pelo Estado. Dessa forma, em geral, os preços são definidos pelo equilíbrio entre oferta e demanda do mercado, enquanto as tarifas aplicadas ao monopólio da distribuição e transmissão, são reguladas e aplicadas com regras e princípios específicos, conforme já discutido no Capítulo 3. No Brasil maior parte do mercado (cerca de 70%) é regulado, seguindo os princípios tarifários.

Pelo princípio da causalidade de custos, a sociedade é mais bem servida quando os preços refletem os custos incorridos para seu atendimento. Dado que o custo de atendimento da energia é variável ao longo do tempo e do espaço, o custo marginal é o melhor indicador para o custo do fornecimento. O custo marginal representa uma estimativa do custo a incorrer em uma unidade adicional do produto ou serviço. Segundo Steiner (1957) o benefício dado pela utilidade energia elétrica pode ser definida por (22).

$$B = \left[\sum_{i} \int_{0}^{q_i} p_i(x)\, dx\right] - C_c(Q) - C_{O\&M}(q) - C_{O\&M}\left(q_{fp}\right) \tag{22}$$

onde:

p_i: função inversa da demanda;

$C_c(Q)$: custo de capacidade para capacidade instalada Q;

$C_{O\&M}(.)$: custo de operação e manutenção;

q_p: quantidade na ponta;

q_{fp}: quantidade fora da ponta; e

B: benefício dado pela utilidade menos o custo.

Ao se maximizar (22) obtém-se (23) e (24).

$$P_p(q_p) = \frac{\partial C_c(q_p)}{\partial q_p} + \frac{\partial C_o(q_p)}{\partial q_p} \tag{23}$$

$$P_{fp}(q_{fp}) = \frac{\partial C_o(q_{fp})}{\partial q_{fp}} \tag{24}$$

Presume-se que a capacidade instalada seja maior que a demanda máxima registrada em cada posto, ou seja, a expansão deve ocorrer quando $Q = q_p$. No posto ponta o preço deve ser igual ao custo marginal de capacidade mais o custo marginal de operação e manutenção. O preço deve ser igual ao custo marginal de operação e manutenção no período fora de ponta. Visando ilustrar os conceitos de custos de curto e longo prazo utiliza-se o exemplo disponibilizado por Silva (2012), disposto na Figura 10.

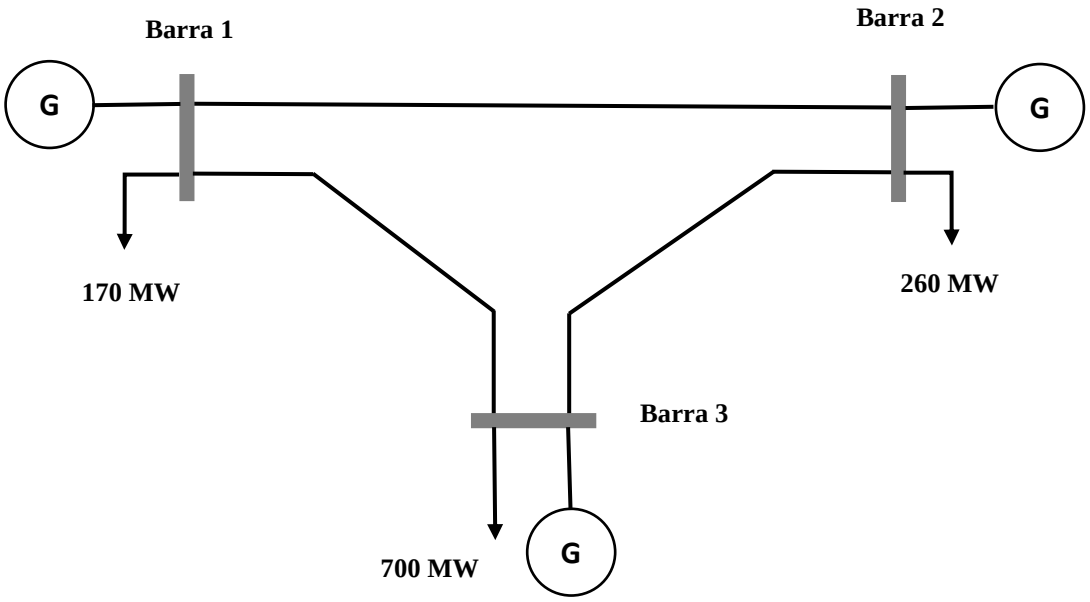

Figura 10 – Sistema simulado
Fonte: Silva (2012)

Trata-se de sistema de 3 barras, com parâmetros apresentados na Tabela 7 e Tabela 8.

Tabela 7 – Parâmetros de linhas de transmissão

Circuito	Reatância (pu)	Capacidade (MW)	Custo Expansão ($/MW)
1–2	0,168	100	12
2–3	0,126	400	10
1–3	0,336	50	5

Fonte: Silva (2012)

Tabela 8 – Custo de geração

Barra	Custo Geração ($/MW)
1	10
2	20
3	40

Fonte: Silva (2012)

Tabela 9 – Restrições das linhas do sistema da Figura 10

Trecho			Total
1–2	2–3	1–3	
100,00	400,00	50,00	550,00
136,58	400,00	93,52	630,10
186,55	400,00	174,93	761,48
254,79	400,00	327,19	981,99
348,00	400,00	612,00	1.360,00
475,31	400,00	1.144,71	2.020,02
649,19	401,00	2.141,13	3.191,31

Fonte: Silva (2012)

Ao realizar o despacho ótimo considerando as restrições da rede, modelo linear, crescimento de carga de 3% ao ano e período de 100 anos têm-se as curvas de curto custos, apresentadas na Figura 11. As condições de restrição das linhas são majoradas, conforme trajetória disposta na Tabela 9, de modo a simular expansões programadas.

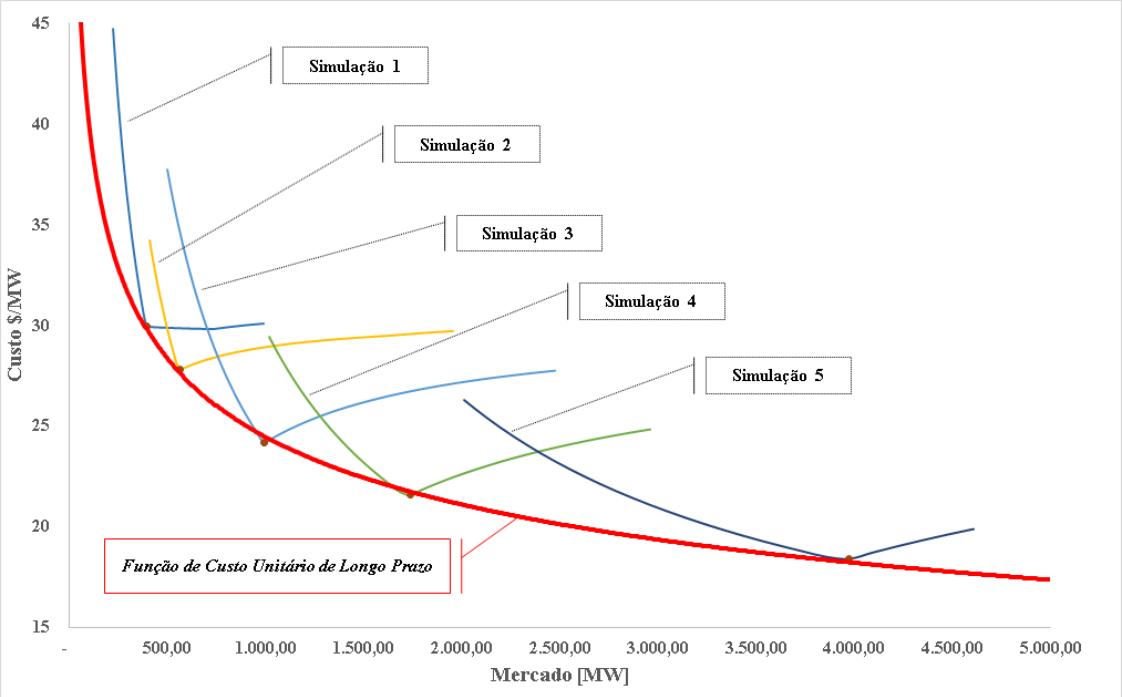

Figura 11 – Comparação de custos unitários de curto prazo e de longo prazo
Fonte: Autor

As simulações de 1 a 5 apresentam as funções de custo marginal de curto prazo, ou Custo Marginal de Operação, considerando que o sistema da Figura 10 é periodicamente expandido. Como se observa da Figura 11 ao se expandir as linhas de transmissão, conforme programação da Tabela 9, a curva de custo de curto prazo reduz. Ainda da Figura 11, a função de custo unitário de longo prazo é dada pelos mínimos de todos os cenários de expansão. A curva é teórica, obtida com a expansão ótima da rede de transmissão.

Na visão de curto prazo não há expansão do sistema, o que resulta em volatilidade nos preços. Na prática, com o crescimento dos custos médios o sistema de transporte deverá ser expandido, se aproximando do custo de longo prazo ou Custo Marginal de Expansão.

Outra característica dos modelos PMLD é a de que, em não havendo restrições da rede e na geração, as tarifas tendem a se igualar, reduzindo o sinal locacional. Explorando ainda o sistema da Figura 10, realiza-se o cálculo das tarifas médias com a programação de expansões apresentada na Tabela 10, com a carga constante. Os resultados apresentados na coluna Custo Médio Energia $/MW, representa o preço do *mix* de energia.

Tabela 10 – Restrições das linhas do sistema da Figura 10

Cenário Expansão	Trecho			Custo Médio Energia $/MW
	1–2	2–3	1–3	
1	100,00	400,00	50,00	25,71
2	136,58	400,00	93,52	24,88
3	186,55	400,00	174,93	23,16
4	254,79	400,00	327,19	19,72
5	348,00	400,00	612,00	11,69
6	475,31	400,00	1144,71	10,00
7	649,19	400,00	2141,13	10,00

Fonte: Autor

Como se observa da Tabela 10 e Figura 12, o custo médio da energia atinge o mínimo no 6º cenário de expansão, quando não existem mais restrições no sistema. Nesse caso, toda a energia é suprida pela geração da barra 1, que possui o mínimo custo global de energia. O exemplo apresentado é uma simplificação para comparação dos paradigmas dos modelos PMLD e de tarifas dos sistemas elétricos. Na prática, não é razoável o despacho de somente a usina de menor custo.

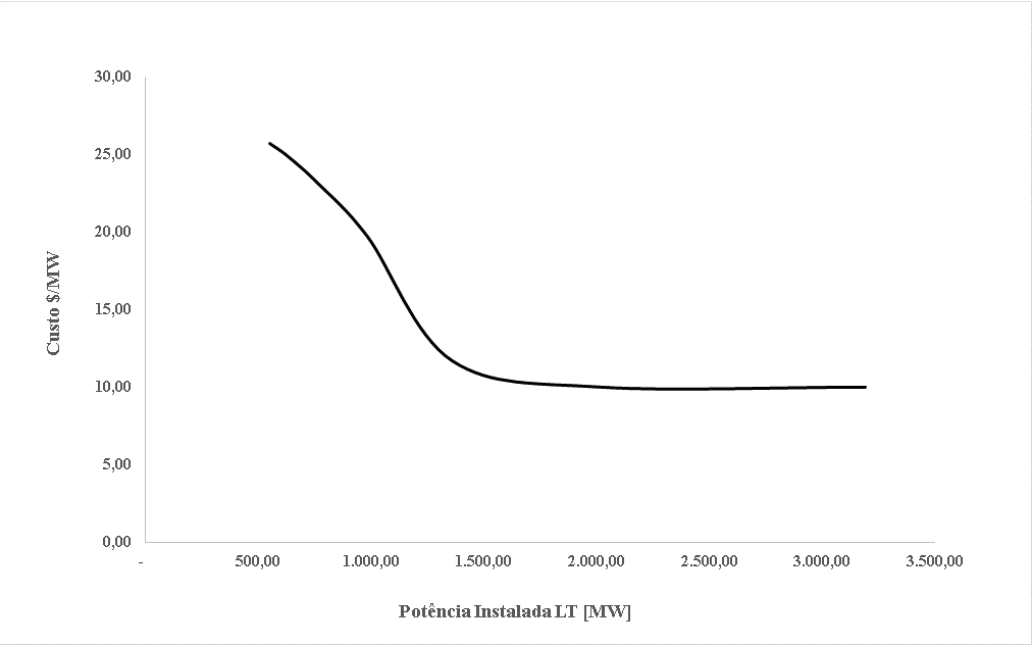

Figura 12 – Evolução do preço médio com expansão do sistema
Fonte: Autor

Caso a regulação determine que novas unidades consumidoras paguem os custos integrais com reforços no sistema elétrico (*Deep Conection*), haverá simplificação no rateio dos custos de expansão. Todavia, Brandstätt *et al.* (2011) relatam o problema "*last straw*" ("gota d'água") na definição das tarifas. Como os reforços do sistema ocorrem de forma discreta, o novo acesso pode ocorrer no limite da nova expansão, obrigando ao consumidor arcar com as despesas de expansão de sua unidade e de unidades futuras. Em outro sentido, o próximo acessante não será onerado com custos de conexão, pois não haverá necessidade de expansão, efeito denominado de carona ("*free rider*").

Dessa forma, é prudente que os custos com a expansão ocorram na forma de tarifas (*Shallow conection*) em detrimento dos custos de conexão.

6.2 Abordagem Locacional de Longo Prazo

Aplicações práticas no campo de tarifas locacionais no âmbito da distribuição são raros. Usualmente, se limitam a estender a metodologia de cálculo nodal da transmissão para redes de alta tensão da distribuição (LIMA *et al.*, 2011) ou utilizar segregação contábil de custos entre regiões (LAZAR *et al.*, 2017). Em contrapartida, a avaliação de tarifas dinâmicas na distribuição é amplamente utilizada, pois as variações da carga ao longo do tempo são mais sensíveis nas redes de baixa e média tensão. No Brasil estão limitadas à aplicação na modalidade horária (*Time of Use* – TOU).

Lazar *et al*. (2017) propõe segregar os custos de rede, em relação a ativos de transporte de energia, redes de distribuição e linhas de transmissão, visando reduzir a granularidade das tarifas locacionais, conforme Tabela 11.

Tabela 11 – Estrutura tarifária por elemento de rede

Categoria	Características	Notas
Capacidade de Geração	Compartilhado com o Sistema	Recuperação por Tarifas Dinâmicas
Operação da Geração	Compartilhado com o Sistema	Recuperação por Tarifas Dinâmicas
Rede Básica	Compartilhado com o Sistema	Recuperação por Tarifas Dinâmicas
Demais Instalações de Distribuição	Compartilhamento Regional Nós	Nodal Recuperação por Tarifas Dinâmicas
Subestações	Compartilhamento Local Nós	Nodal Recuperação por Tarifas Dinâmicas
Circuitos de Distribuição	Compartilhamento Local Nós	Nodal Recuperação por Tarifas Dinâmicas
Transformadores de Distribuição	Multicliente dedicado ou compartilhado	Específico por consumidor R$/kW
Circuitos de Baixa tensão	Multicliente dedicado ou compartilhado	Específico por consumidor R$/kW
Medidores	Consumidor Específico	Porção de custos de medição atribuíveis a Resposta a demanda, Eficiência Energética, redução de perdas
Medição e Faturamento	Consumidor Específico	Faturamento proporcional ao Consumo

Fonte: Lazar *et al.* (2017)

Dessa forma, a simples segregação dos custos por regiões proporciona uma diferenciação na TUSD segundo sua posição geográfica e elétrica do sistema. Na prática, a aplicação da tarifa locacional é dada pela segregação da área de concessão da distribuição por subsistemas, considerando custos específicos de cada região. Como proposto por Lazar *et al.* (2017), no caso de equipamentos de alto padrão, como redes subterrâneas reticuladas, os custos seriam rateados com os consumidores beneficiados, seguindo o princípio da causalidade de custos. Redes com alta densidade de carga ou baixa qualidade do produto e serviço, podem se beneficiar da segregação de custos das redes e equipamentos.

Todavia, é certo que na segregação de custos haverá a necessidade de ponderação dos princípios tarifários, sobremaneira ao se considerar os casos de baixa densidade de carga ou baixa qualidade do serviço e produto, como em redes rurais. Nesses casos, a tarifa pelo custo poderá ser proibitiva, incentivando a deserção da rede.

O problema torna-se mais complexo ao considerar que o custo é variável no tempo. Em síntese, para o cálculo do custo das redes no tempo é necessário considerar as características probabilísticas da carga de consumidores e de equipamentos. Considerando o cenário de completa caracterização da carga por medidores inteligentes, haveria a necessidade de avaliação determinística do impacto da carga fora de ponta na expansão do sistema.

Considerando a curva de carga como conhecida a todo instante, o cálculo pode ser realizado de forma determinística, com adaptações nos modelos de precificação da ponta, conforme detalhado no item 8.1.1. Em outra vertente, ao se considerar como uma tipologia de carga com erros intrínsecos associados ao processo de amostragem, a ponta do sistema deve ser ponderada, de modo a associá-la a probabilidade de ocorrência ao longo do tempo. Dessa forma, a esperança matemática da ponta de equipamentos e subsistemas elétricos de potência restaria alterada, conforme será detalhado no item 8.1.2.

7. PREVISÃO DE CURVAS DE CARGA COMO MECANISMO DE EMULAÇÃO DE MEDIDORES INTELIGENTES

O Capítulo aborda o novo paradigma para o cálculo tarifário, considerando a atual evolução computacional e a iminente evolução dos medidores de energia elétrica. É realizada a modelagem de previsão de curvas de carga e, dessa forma, viabilizar a simulação de tarifas locacionais e dinâmicas de forma determinística.

7.1 Redes Inteligentes e o novo paradigma para as Tarifas

O termo rede inteligente ou *Smart Grid* refere-se à aplicação da tecnologia da informação em sistemas elétricos de potência, visando torná-lo mais eficiente. Dentre os componentes do *Smart Grid*, provavelmente o de maior importância seja o *Smart Meter* (Medidor Inteligente). Com a implantação dos medidores inteligentes em unidades consumidoras e RED, há a possibilidade de comunicação bidirecional (recebe e emite dados), com uma infinidade de aplicações, incluindo o monitoramento em tempo real dos hábitos de consumo por meio de leitura remota em centros de medição[8]. Por sua vez, o conhecimento do hábito de consumo é insumo para o cálculo dinâmico de tarifas, sem a necessidade de estimativa prévia da carga do consumidor.

A Figura 13 apresenta a previsão da evolução da quantidade de medidores inteligentes ao longo do tempo segundo Kagan e outros (2013). Para a previsão consideram-se três cenários: conservador, moderado e acelerado. Como se observa, existe tendência a uma rápida evolução dos medidores inteligentes, que mitigarão os custos com campanhas de medição para caracterização dos hábitos de consumo, além de reduzir o erro amostral para os diferentes períodos do ano.

[8] Centro de medição pode ser definido como uma estrutura física e lógica de gestão das medições e do relacionamento com as áreas da empresa de interesse do processo de medição (KAGAN, 2013).

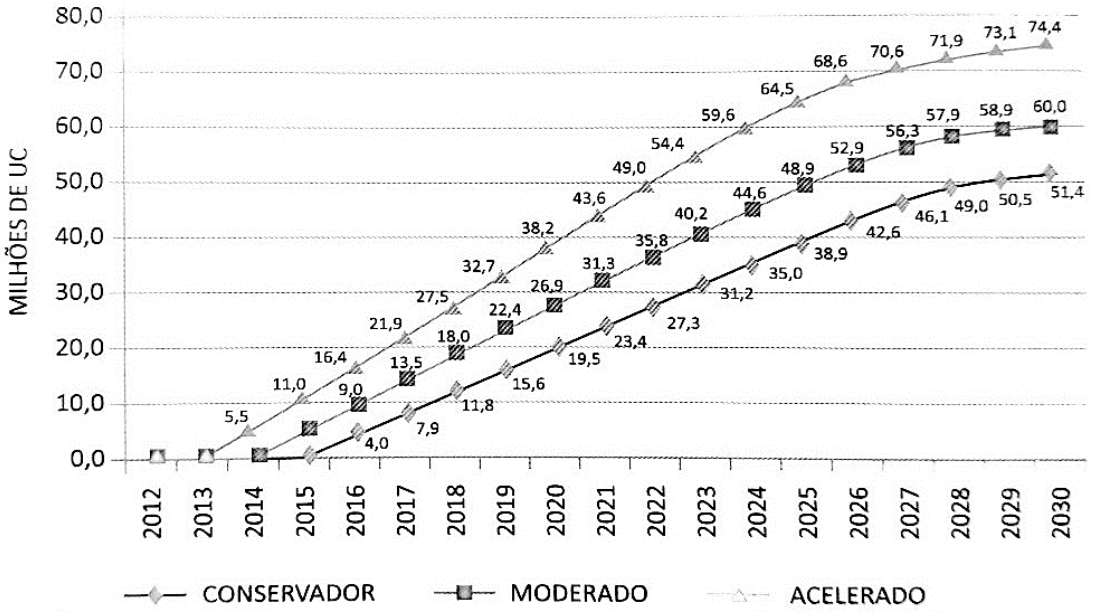

Figura 13 – Previsão de quantidade de unidades consumidoras com medidores inteligentes
Fonte: KAGAN e outros (2013)

Desde a década de 1980 houve substancial alteração na gestão da informação, mudando o paradigma das observações empíricas da teoria da regulação, tal como a assimetria da informação. Hodiernamente, a capacidade de processamento e de armazenamento de dados cresceu exponencialmente, alterando a relação entre principal e agente. A informação era condensada, seguindo a avaliação dos agentes, hoje é possível o acesso direto a banco de dados detalhados, precursora da informação.

A assimetria de informação era sensível, com a envio de informações sob demanda do regulador, ou seja, a busca da informação ocorria de forma passiva sob demanda do principal para o agente. Devido às limitações de comunicação e de processamento a consolidação dos dados em informações era realizada pelo agente, incluindo seu eventual posicionamento crítico. Atualmente, há a tendência de busca ativa da informação, com o principal acessando dados do agente de modo dinâmico, gerando a informação e conhecimento a partir de banco de dados. Os reguladores podem acessar bancos de dados detalhados, em substituição a relatórios consolidados das informações, reduzindo substancialmente interpretações e erros de consolidação, mitigando a assimetria de informação.

Atualmente, é comum em processos de controle regulatório o uso de bancos de dados georreferenciados de ativos e de cadastros de unidades consumidoras, o que possibilita sua associação com as redes, tornando obsoleta a inferência por modelos reduzidos das associações entre de tipologias de carga e rede. Apesar da evolução da caracterização da rede, pouco se evoluiu na caracterização da carga, limitada a dados de campanhas de medidas, específicas para períodos restritos do ano. Entretanto, com a implementação de medidores inteligentes e a atual caracterização dos ativos, viabilizam-se novos modelos tarifários baseados no avanço da tecnologia da informação. A Figura 14 ilustra a mudança de paradigma, com curvas pictóricas da evolução prevista de tecnologias e suas relações.

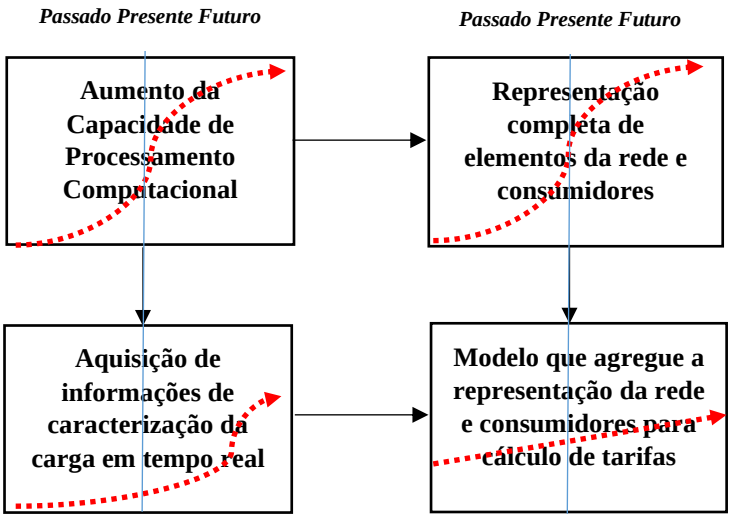

Figura 14 – Evolução tecnológica das redes e de modelos de tarifas
Fonte: Autor

Os modelos tarifários não acompanharam a evolução tecnológica do processamento e armazenamento de informações, ou da representação dos elementos de rede e informações geográficas de ativos e consumidores.

Para viabilizar um estudo de caso sobre modelo tarifário proposto, é utilizada a emulação de aquisição de informações em tempo real de curvas de carga de unidades consumidoras. Para tanto, é utilizado modelo de carga no domínio da frequência por meio da Transformada Discreta de Fourier (*Discrete Fourier Transform – DFT*) e previsão das curvas de carga por meio de Redes Neurais Artificiais – RNA, que se mostrou mais assertivo do que os modelos no domínio do tempo.

7.2 Modelo de Representação da Carga

Nesse item apresenta-se o modelo de representação da carga no domínio da frequência. Em que pese a curva de carga possuir características aleatórias, segue padrões regidos por hábitos de consumidores, as quais se espera que ecoem entre os dias e semanas, além de padrões sazonais representados pela variação da carga ao longo do ano. Atualmente, utilizam-se tipologias de carga e rede elaboradas por meio de processo de clusterização com o intuito de condensar a caracterização da carga.

Parte dos padrões decorrem de aspectos sociais, biológicos e climáticos, além dos culturais refletidos na legislação, tal como a precedência do labor diurno sobre o noturno, o que tende a resultar em complementariedade entre as curvas de carga comercial e industrial em relação à curva de carga residencial.

7.2.1 Representação da carga por meio de Clusterização

É grande o avanço na aquisição, processamento e armazenamento de informações de ativos, elétricos, geográficos e de cadastro de consumidores. Ademais, há a tendência a um acelerado aumento na aquisição das curvas de carga por meio de medidores inteligentes com inferência a hábitos de consumo.

Devido à grande quantidade de informações, é necessário modelo que suporte a representação do comportamento dos consumidores. Uma forma tradicionalmente utilizada é a representação por meio de amostragem de curvas de carga e síntese por meio de clusterização.

No passado era inviável a avaliação da totalidade das curvas de carga amostradas. Dessa forma, nos processos de definição da estrutura tarifária se optou por utilizar as tipologias de carga. As tipologias são curvas de carga padrão utilizadas para representar o comportamento de carga, utilizadas na contabilização do mercado

de energia, previsão de compra pelos comercializadores, cálculo do custo do cliente, gerenciamento da demanda e eficiência energética.

O modelo atualmente adotado no setor elétrico brasileiro parte da caracterização da carga por meio da amostragem de curvas de carga e da definição de tipologias, utilizando alguma técnica de clusterização, ou seja, utiliza exclusivamente as curvas de carga para prever suas tipologias, as quais se espera que representarão a totalidade da amostra com a menor perda de informação possível (DNAEE, 1985). Para o cálculo dos custos marginais dos sistemas de distribuição é necessário caracterizar a carga, que confrontadas com as curvas das redes definem os custos (EL HAGE; FERRAZ; DELGADO, 2012).

A seleção das tipologias de carga, no Brasil, envolve o conhecimento de especialistas, buscando a seleção de curvas com maior impacto na ponta das fronteiras da distribuição com o sistema de transmissão. Inicialmente procede-se à amostragem das curvas de carga. As curvas de carga dos níveis de tensão maiores que 69 kV são tomados na totalidade para o período amostral, os de média tensão, entre 13,8 kV a 34,5 kV, incluindo redes subterrâneas, são amostrados em sete faixas de tensão, enquanto os consumidores em baixa tensão são tomados em 21 classes. Para determinar o tamanho da amostra é utilizada a expressão (25).

$$n = \frac{\left(\frac{2.\sigma}{\mu.R}\right)^2}{1 + \frac{1}{N}\left(\frac{2.\sigma}{\mu.R}\right)^2} \tag{25}$$

Onde R é o erro amostral; n o tamanho da amostra; N o tamanho da população; σ o desvio padrão da potência; e μ a média de potência. Inicialmente o método utiliza a classificação pelo especialista, realizando o agrupamento baseado na experiência.

O método tradicional de *k-means* é amplamente utilizado na definição das tipologias de carga. A distância euclidiana é utilizada como a principal medida de

similaridade entre tipologias e centro do cluster (YU, 1996). No entanto, a distância euclidiana não distingue as formas das curvas de carga com precisão.

Wang *et al.* (2019) utilizam modelo *Iterative Self Organizing Data Analysis Technique* (ISODATA) para clusterização de curvas de carga. Na primeira etapa do modelo é aplicada a clusterização por meio do modelo *k-means*, utilizando dados de curvas de carga e temperatura. Quilumba *et al.* (2015) utilizam o modelo *k-means* para realizar a clusterização com a distância euclidiana, para posterior previsão da curva de carga utilizando RNA. Xiang *et al.* (2020) utilizam o modelo *k-means* aperfeiçoado, utilizando variante da distância euclidiana *Slope-Based Shape*.

A base para o método de clusterização é um indicador com medida de similaridade, podendo ser a distância euclidiana, *Manhattan*, Máxima, *Minkowski*, *Pearson* e *Dynamic Time Warping* (ANEEL, 2012). Escolhido o índice, realiza-se o seguinte procedimento (WU, 2012):

- Seleciona as *k* curvas de carga de forma aleatória, denominadas de sementes;
- Calculam-se as distâncias (J_s) de cada elemento ($x_{i,j}$) em relação as suas sementes ($x_{s,j}$) onde *n* é o número de curvas de carga e *j* o número de pontos que representa a discretização da curva de carga, conforme (26);

$$J_s = \sum_{x=1}^{n-k} \sum_{j=1}^{288} \left(x_{i,j} - x_{s,j}\right)^2 \tag{26}$$

- Agrupa-se o vetor que representa a curva de carga com a menor distância;
- Recalcula-se o centroide da semente; e
- Repete-se o cálculo até que existam *k* sementes;

Ao final as tipologias são ajustadas e agregadas, de modo a formar a curva do sistema, que é comparada a soma das medidas das injeções do sistema, de modo a

validar o processo. No caso brasileiro, não se utilizam variáveis de temperatura no processo de clusterização ou de classificação.

O processo envolve simplificações, adequadas à capacidade computacional dos modelos vigentes na década de 1980. O que se propõe inicialmente é a representação por meio das curvas de carga no domínio da frequência, ou seja, decompostas nas várias componentes da série de Fourier.

7.2.2 Modelo de Carga para Prosumidores

O termo prosumidor é um neologismo, originado dos termos produtor e consumidor. Trata-se de usuários de rede que possuem geração própria, tornando-se simultaneamente consumidores e produtores de energia. Para o prosumidor, a parcela de geração possui maior previsibilidade se comparada a curva de carga. Para o modelo de curvas de carga, pode ser representada por períodos com cargas negativas. A Figura 15 apresenta curva de carga residencial, conjugada com curva de geração fotovoltaica, obtido de Nakabayashi (2015).

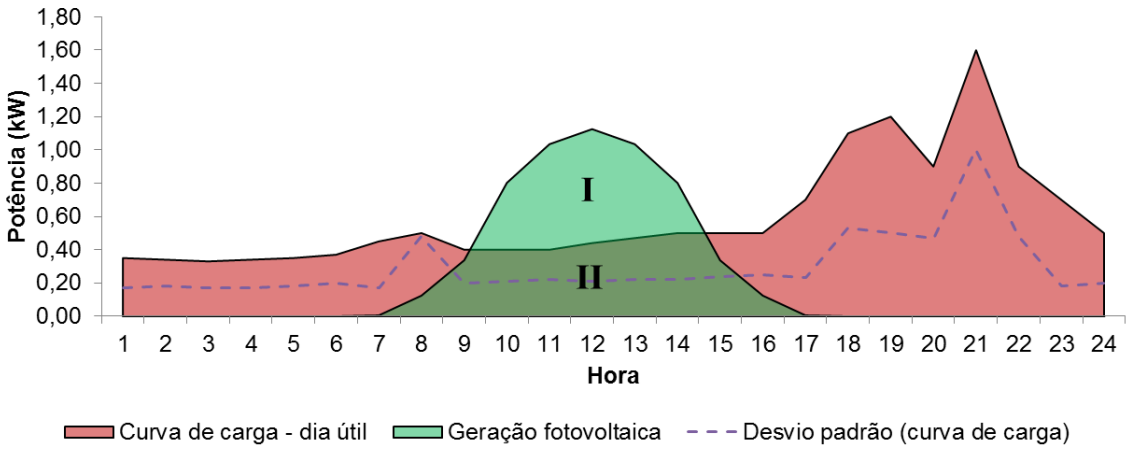

Figura 15 – Curva de carga (dia útil) e curva de geração fotovoltaica.
Fonte: Nakabayashi (2015)

Como se observa da Figura 15, há uma tendência no Brasil de que entre o período de 9h às 15h ocorra uma inversão de fluxo para o prosumidor. Independente do período do dia é certo que o prosumidor utilizará a rede de distribuição, em maior ou menor grau. No limite, a estrutura do ramal e medidor será continuamente utilizada pelo prosumidor, seja nos períodos de consumo ou de injeção de energia na rede.

Hodiernamente, a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, que estabelece as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, não adota uma tarifa específica para injeção do prosumidor, mas segue critério de equivalência para tarifas de consumidores (*net metering*). Tal critério incentiva a microgeração, em detrimento da causalidade de custos.

Geralmente os argumentos adotados a favor da mini ou microgeração levam em consideração avaliações éticas ou morais relacionadas a definição de políticas públicas. Contudo, incentivos sem explicitar o subsídio associado, extrapola a discricionariedade técnica.

Tal opção decorre em parte da falta de modelo que permita a avaliação dos custos imputados pela microgeração, o que dificulta a aplicação de tarifas associadas. Como política pública, uma forma de promover a microgeração é a concessão de maiores incentivos para a aquisição de equipamentos, em substituição aos subsídios tarifários.

Propõe-se na presente Tese a modelagem da carga por Série Discreta de Fourier, que comporta o modelo de prosumidores, operando ora como carga, ora como geração. Dessa forma, unificam-se os modelos de carga, geração e composições relacionadas a variável energia no tempo.

7.2.3 Série Discreta de Fourier – DFT

As curvas de carga (potência ativa) dos sistemas de distribuição decorrem dos hábitos dos consumidores. Todo sinal periódico pode ser representado por uma soma

infinita de funções senoidais, por meio da análise de Fourier. O modelo de decomposição em Série de Fourier se aplica as curvas de carga de redes ou consumidores, cujo padrão supõe que se repita ao longo do tempo (AL–OTAIBI; WILCOX; FLACH, 2016). A principal função da série de Fourier é transformar um sinal periódico no tempo para o domínio a frequência, ou seja, a variável independente passa a ser a frequência em substituição ao tempo. A equação (27) apresenta a série de Fourier.

$$f(t) = \frac{1}{2}a_0 + \sum_{k=1}^{\infty}(a_k \cdot cos(2\pi kt) + b_k \cdot sin\,(2\pi kt)) \tag{27}$$

Onde o termo *t* refere-se ao período da função. Para os estudos da presente Tese, considerando que as curvas de carga são diárias, adota-se o período de 24 horas. O fator *k* representa múltiplos da frequência fundamental. Os coeficientes a_0, b_k e a_k da série de Fourier podem ser obtidos pela equação (28), onde *x(t)* é a função conhecida a ser decomposta.

$$X(F) = \int_{-\infty}^{\infty} x(t)e^{-j\pi Ft}dt \tag{28}$$

A transformada de Fourier é análoga a análise de correlações, onde realiza-se a multiplicação de uma função por um sinal analítico, no caso funções senoidais, e se a função analisada e a função analítica forem similares, o resultado terá um alto coeficiente. Um inconveniente são os limites da integral tendendo ao infinito. Todavia, no mundo real, os dados são coletados de modo finito, por um conversor analógico digital, de modo periódico (TAYLOR, 2012). Dessa forma, a transformada de Fourier é aplicada em dados discretos, sendo conveniente a aplicação da Transformada Discreta de Fourier (DFT – *Discrete Fourier Transformer*), sutilmente diferente da transformada aplicada em funções contínuas. A DFT tem sido utilizada amplamente

em estudos de técnicas de previsão de carga em sistemas elétricos, conforme descrito por Moutter, Bodger e Gough (1986) e Zhong e Tam (2012). Os limites de menos a mais infinito, da equação (28), são substituídos pelos extremos, conforme equação (29).

$$X_k = \sum_{n=0}^{N-1} x_n \, e^{-\frac{j \cdot 2 \cdot \pi \cdot k \cdot n}{N}} \tag{29}$$

Onde: X_k é a k-ésima componente da série de Fourier e x_n é a função a ser convertida para o domínio da frequência. A equação (29) é restrita a *N* inteiro, determinado pela frequência de amostragem e ao número de amostras obtidas *N*. O modelo descrito é limitado, pois é impossível definir a frequência acima do limite de *Nyquist,* ou seja, a frequência de amostragem dividido por 2 (LEE; GIRGIS, 1988). Outra limitação do modelo é a necessidade de as amostras obedecerem a relação dada pela equação (30).

$$N = 2^{\propto} \tag{30}$$

Onde *α* é um número inteiro. O modelo pode ser adaptado para considerar *α* diferente de inteiro, conforme descrito por Bodger, Brooks e Moutter (1987).

7.2.4 Avaliação dos modelos da carga no domínio da frequência

Aplicando a DFT, realiza-se a filtragem de altas frequências das curvas de carga, conforme demostrado pela Figura 16, que apresenta curva de carga típica de

transformador de média tensão, bem como a mesma curva com filtro passa baixa, considerando somente até sua oitava ordem harmônica.

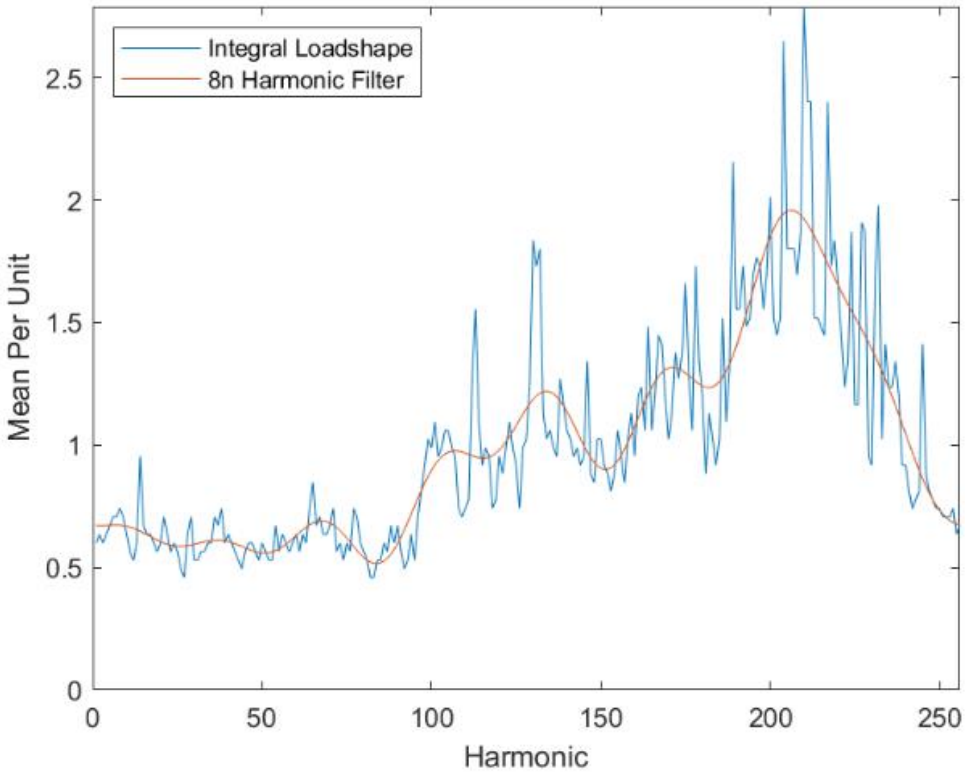

Figura 16 – Representação da curva de carga de um transformador, para filtragem passa baixa até 8ª harmônica
Fonte: Autor

A representação se aproxima das curvas de carga reais à medida que é reconstruída utilizando as maiores ordens harmônicas. Mesmo utilizando todas as ordens harmônicas a precisão da curva estará limitada a frequência de amostragem. Outra forma de realizar a decomposição das curvas de carga é por meio da transformada discreta de Wavelet – DWT, onde Li, Li e Smith (2017) concluem por apresentar os melhores resultados para altas frequências das curvas de carga.

A representação das curvas de carga no domínio da frequência conceitualmente possui vantagens em relação a representação no domínio do tempo, pois no primeiro ocorre como padrão o decaimento dos módulos das ordens harmônicas. Como exemplo da previsibilidade do decaimento, de posse de 15.000 curvas de carga de transformadores de distribuição no Brasil, medidos de forma

amostral no Brasil, normalizados por unidade da componente contínua, é obtido o gráfico *boxplot* da Figura 17.

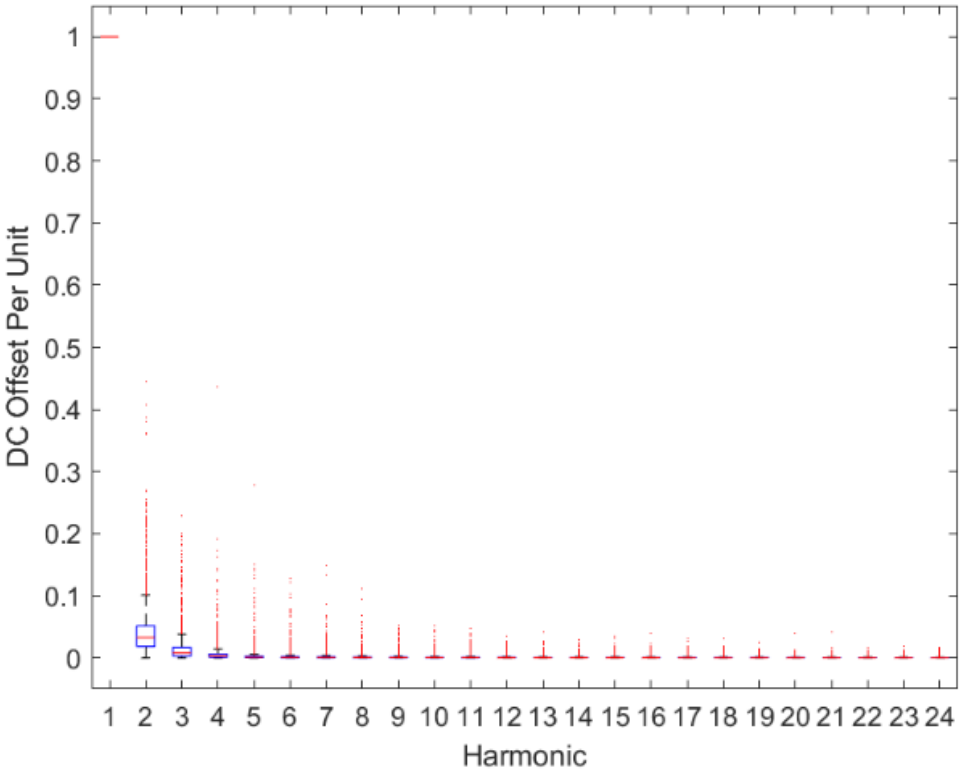

Figura 17 – Espectro de raias de curva de curvas de carga de transformadores
Fonte: Autor

Pode-se observar a redução do módulo de forma inversamente proporcional a ordem harmônica. Para as curvas de carga observa-se que as amplitudes harmônicas decrescem rapidamente conforme já observado por Edminister (1987). Tal característica é desejável, pois pode-se priorizar as componentes em simplificações de modelos de carga. Da Figura 17 observa-se que existe uma menor variância dos dados em relação ao modelo no domínio do tempo. Tal característica demonstra a conveniência de se utilizar a informação no domínio da frequência para o levantamento de padrões em curvas de carga (ZHONG; TAM, 2012).

Mas, qual o motivo da carga ser representada de modo cíclico? Para as cargas comerciais cita-se a Súmula 419 do Supremo Tribunal Federal: *"Os municípios têm competência para regular o horário do comércio local, desde que não infrinjam leis estaduais ou federais válidas".* Como se observa, em regra, os horários do

funcionamento do comércio são ditados pelas legislações municipais, reflexo do costume regional.

O comportamento das cargas residenciais e industriais são influenciados pela biologia humana. Segundo Godinho (2009), *"a prestação do trabalho pode concretizar-se, em princípio, em qualquer fase do dia ou da noite. Contudo, a prestação noturna de trabalho é, obviamente, mais desgastante para o trabalhador, sob o ponto de vista biológico, familiar e até mesmo social"*. Dessa forma, a legislação conferiu restrições ao trabalho noturno ou compensação financeira na forma do adicional noturno. Outro exemplo, em que características sociais, biológicas, culturais e ambientais moldam os hábitos de consumo e estão retratados em regras escritas.

A iluminação pública respeita os ciclos do dia. Normalmente a energia consumida pela iluminação pública não é medida, mas estimada, segundo parâmetros do artigo 24 da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010:

> Art. 24. Para fins de faturamento da energia elétrica destinada à iluminação pública ou à iluminação de vias internas de condomínios, o tempo a ser considerado para consumo diário deve ser de 11 (onze) horas e 52 (cinquenta e dois) minutos, ressalvado o caso de logradouros que necessitem de iluminação permanente, em que o tempo é de 24 (vinte e quatro) horas por dia do período de fornecimento.

Da mesma forma que a iluminação, destaca-se o uso do condicionamento de ar, que obedece a ciclo diários e sazonais do clima.

A representação da carga no domínio da frequência comporta a representação bidirecional da carga, segundo períodos do dia. Como exemplo, a microgeração distribuída local apresentará componente contínua (H_0) reduzida, se comparada a das unidades consumidoras. Se deve ao fato de que o consumo médio mensal ou diário é reduzido em decorrência da proximidade da compensação entre carga e geração. Os geradores de maior capacidade possuirão uma componente contínua (H_0) negativa, pois comportarão somente a injeção de energia. Os modelos descritos nos capítulos seguintes preveem as várias modalidades de geração e cargas.

7.3 Previsão de Curvas de Carga

O método das Redes Neurais Artificiais – RNA têm sido utilizado no planejamento, operação e proteção dos sistemas de potência, principalmente relacionadas a previsão de séries temporais (SRINIVASAN; LIEW; CHANG, 1994). Dentre as aplicações envolvendo séries temporais destaca-se a previsão de carga, fundamental nas atividades de planejamento em todos os segmentos da cadeia produtiva, nos aspectos econômicos, de confiabilidade e eficiência. Nos aspectos econômicos do planejamento, ressalta-se a aplicação de tipologias de curvas de carga na definição das tarifas e receitas em ambiente de mercado regulado, visando otimizar os custos de expansão, operação e mercado de energia.

As RNA buscam emular algumas características do comportamento cerebral, tais como tolerância à falha, robustez, plasticidade e processamento paralelo. Trata-se de método utilizado para resolução de problemas, notadamente os não lineares. Este paradigma surge como alternativa as técnicas convencionais de computação (HAYKIN, 1994).

A maior parte dos trabalhos relacionados à aplicação de RNA na previsão de carga no curto prazo é aplicada em séries de tempo. Como variáveis exógenas dos modelos são utilizadas as curvas de carga passadas associadas às previstas.

Lu, Wu e Vemuri (1993) realizam a previsão de carga de curto prazo de empresa específica, utilizando uma janela de tempo para selecionar os dados de treinamento das RNA. Bakirtzis *et al.* (1996) utilizam RNA aplicada a carga da Grécia como série de tempo, utilizando como variáveis de entrada o histórico de consumo, a temperatura e variável *dummy* para indicar feriados e sazonalidade da carga. Ademais, há trabalhos que realizam a diferenciação sazonal e de feriados, comparando a modelos econométricos tradicionais (ARORA e TAYLOR, 2013).

Marin *et al.* (2002) realizam a previsão de curto prazo para o dia seguinte. Os autores apresentam um modelo que combina uma classificação prévia por meio de Mapas Auto-Organizáveis de *Kohonen* e posterior aplicação de RNA para previsão diária. Hippert e Pedreira (2004) utilizam modelo de previsão de séries de tempo

utilizando RNA, com foco na substituição de modelos de interpolação das temperaturas mínimas e máximas.

Outros parâmetros que afetam a carga de curto prazo são parâmetros meteorológicos como precipitação, velocidade do ar e classe de consumidores (industrial, residencial, rural, comercial etc.) (SINGH, HUSSAIN e BAZAZ; 2017).

Mais recentemente com o avanço dos centros de medição e constituição de *big data* da medição, há tendência à aplicação de modelos de inteligência computacional para a classificação e previsão de carga para o dia seguinte (OPREA e BÂRA; 2019).

Observa-se o crescimento exponencial dos dados disponíveis no setor elétrico, sobremaneira devido a iminente aquisição de dados de medidores inteligentes. As distribuidoras possuem, algumas com histórico desde a década de 1950, dados de cadastro de consumidores, com registro de características básicas das unidades consumidoras: localização geográfica, posição elétrica, sociais, faturamento, consumo de energia etc.

Ademais, somam-se os dados amostrais de curvas de carga, realizados nas Revisões Tarifárias (cada ciclo de 3-5 anos no Brasil), e de dados de clima, por meio de estações meteorológicas automáticas.

Dessa forma, é considerado o estágio atual das bases de dados disponíveis no setor elétrico brasileiro, que não demandam investimentos adicionais na aquisição por parte das distribuidoras: curvas de carga amostrais com a respectiva referência temporal e espacial, dados de clima, e bancos de dados cadastrais, incluindo o faturamento e a energia faturada. Considerando a topologia da rede, a previsão das características de carga dos consumidores, somada às perdas, possibilita a estimativa das curvas de carga dos transformadores de distribuição, alimentadores e subestações.

O objetivo é o de extrapolar os dados de medição de consumidores para determinada região para emular sistema de aquisição em tempo real da carga, ou seja, a futura aplicação de medidores inteligentes. Trabalhos publicados por Al-Otaibi e outros (2016) e Zhang e outros (2015) demonstram a necessidade de métodos de

extração de conhecimento para grandes bases de dados de curvas de carga, resultantes de medidores inteligentes com aquisição em tempo real.

Inicialmente, na escolha das variáveis exógenas, são observadas as características dos consumidores da região estudada. As recentes mudanças nos hábitos de consumo sugerem o aumento do uso do condicionamento de ar, que vem alterando substancialmente as curvas de carga ao longo dos anos no Brasil. Atualmente a ponta do sistema possui uma menor previsibilidade no tempo, sobremaneira ao se reduzir a granularidade da análise da região a ser estudada.

Existem dois tipos básicos de análise matemática relacionada a previsão de carga: qualitativos e quantitativos. Dentre os métodos qualitativos, pode-se citar os modelos de processos e modelos estratégicos (FARUQUI; KUCZMOWSKI; LILIENTHAL, 1990). Para o caso em análise, a aplicação da caracterização de carga para planejamento e sinal de preço, é necessário prever o comportamento de carga da totalidade da população, mesmo que com um maior erro associado. Dessa forma, torna-se inviável a previsão na forma qualitativa, restando a aplicação de métodos quantitativos.

Existem três níveis de previsão de demanda de energia elétrica, incluindo previsões de longo prazo para o planejamento de capacidade da planta, as previsões de médio prazo para agendamento de manutenção da planta, e as previsões de curto prazo para as operações diárias, e a caracterização de carga para definição tarifária, de modo a sinalizar a otimização do sistema (DILHANI; JEENANUNTA, 2016) (HOILES; KRISHNAMURTHY, 2015). Na presente Tese é realizada a caracterização de carga no curto prazo, com o objetivo de fornecer padrões de consumo utilizados para avaliações sistêmicas do setor de distribuição de energia elétrica.

Para a previsão das curvas de cargas diárias, é utilizado modelo de RNA, conforme descrito no Anexo A.

Existem estudos que indicam a relação entre dados de clima e a previsão de curvas de carga, tal como os apresentados por Srinivasan, Liew e Chang (1994), Nazarko e Styczynski (1999) e Zhang *et al.* (2015). Outro fator de grande importância é o período da curva de carga, pois o comportamento varia de acordo com o dia da

semana e período do ano, sendo o fator tempo uma das principais variáveis para a previsão. Ademais, são importantes variáveis de localização da carga e horário de verão (YASUOKA *et al.*; 2004).

Na maior parte dos estudos de previsão e carga, os dados climáticos, apesar de relevantes, não assumem importância equivalente aos dados de vetores de curvas de carga passados (TASRE; GHATE; BEDEKAR, 2012). Todavia, para o caso em análise os dados estão disponíveis somente para a amostra da área de concessão em determinado período. No atual estágio tecnológico não estão disponíveis centros de medição capazes de ofertar curvas individualizadas diárias de consumidores. Dessa forma, considerado que a completa caracterização da curva de carga é o principal insumo para cálculo de tarifas dinâmicas e locacionais, o objetivo é o de extrapolar as curvas de carga amostrais para todas as unidades consumidoras em determinado dia.

Como supra exposto, trabalhos de Apponen *et al.* (2017) e Zhang *et al.* (2015) demostram que a caracterização completa da carga em termos de tempo e espaço já é realidade na Finlândia e Singapura. No Brasil, a evolução dos centros de medição ainda é tímida, todavia, tende a crescer de modo exponencial. Como estratégia para viabilizar estudo prático extrapola-se para toda a população estatística da região de estudo, emulando a disponibilidade das curvas de carga de modo contínuo. A Figura 18 apresenta esquema com a estratégia de treinamento das curvas de carga diárias amostradas. Todas as variáveis estão na mesma data.

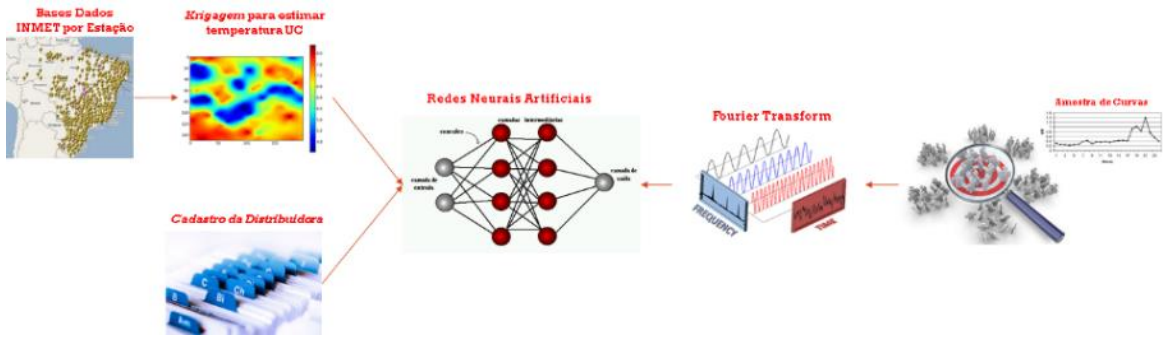

Figura 18 – Treinamento da RNA utilizando dados das unidades consumidoras com curva de carga amostral
Fonte: Autor

Dentre os bancos de dados disponíveis para a previsão de curvas de carga diárias lista-se:

- Clima, obtidos por meio de estações automáticas do Instituto Nacional de Meteorologia do Brasil – INMET;
- Cadastro comercial de consumidores, obtido por meio dos sistemas de medição e de faturamento das distribuidoras; e
- Curvas de carga amostrais, obtidas por meio de campanhas de medição, subsídio para a atual definição da estrutura tarifária.

Com base nos dados de curvas de carga amostrais é identificada a unidade consumidora respectiva, por meio de sua posição georreferenciada e código cadastral, bem como o dia de referência de medição. Para o treinamento, teste e validação do modelo são realizadas as seguintes etapas:

- Seleção dos dados de cadastro comercial de todas as unidades consumidoras amostradas (por meio de seu código), do cadastro comercial: subgrupo tarifário, modalidade tarifária, consumo mensal e demanda contratada;
- Levantamento de dados climáticos das estações automáticas do INMET[9], das imediações da região onde é realiza a amostragem das curvas de carga, composto por dados medidos a cada 3 horas: curva diária de umidade relativa do ar e de temperatura máxima, média e mínima de bulbo seco;
- Seleção dos dados climáticos na data de medição da curva de carga; e
- Processo de Krigagem, com o objetivo de obter uma previsão do clima na unidade consumidora onde é realizada a amostra da curva de carga.

Ao final do processo são definidas como entradas a curva de temperatura prevista da unidade consumidora na data da medição da curva de carga, bem como os dados do cadastro comercial da respectiva unidade consumidora. Como saída do modelo estarão disponíveis as curvas de carga da unidade consumidora.

[9] Solicitados por meio da solicitação Esic 21900.001657/2017-77.

Realizado o treinamento, o modelo é utilizado para extrapolar todas as curvas de carga da área de concessão em determinada data, tomando o cadastro comercial de toda população, e respectivos dados de clima por posição da unidade consumidora. A Figura 19 apresenta a abordagem proposta para extrapolação dos dados.

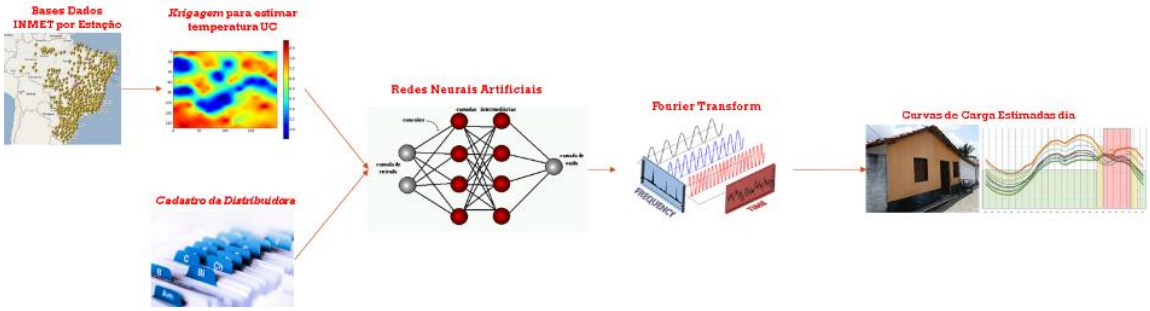

Figura 19 – Extrapolação de curvas de carga diária por unidade consumidora
Fonte: Autor

Propõe-se na presente Tese aplicar as variáveis no domínio da frequência, utilizando a DFT. Dessa forma, as variáveis de clima, medidas no intervalo de 3 horas, e as curvas de carga amostrais, são convertidas para harmônicas de carga com período da fundamental de 24 horas. Adicionalmente, considerando que as medições de dados de clima ocorrem somente nas estações automáticas próximas à área de concessão, é necessário realizar estimativa dos dados de clima especificamente para o ponto de carga de cada unidade consumidora, utilizando processo de Krigagem, detalhado posteriormente.

Dessa forma, estarão disponíveis os dados de clima para cada ponto georreferenciado dos alimentadores que atendem as unidades consumidoras com curvas de carga amostradas. Com o banco de dados das unidades amostradas é definida a arquitetura de RNA, tendo como entradas os dados de clima no domínio da frequência e do cadastro comercial das unidades consumidoras. Para a saída são dispostas as curvas de carga amostrais.

Ao final do treinamento o modelo é aplicado à toda base de unidades consumidoras, obtendo as respectivas estimativas de curvas de carga para determinado dia. Em item posterior será detalhado a abordagem para a seleção de variáveis e configuração da arquitetura da RNA, aplicados a dados reais de área de concessão objeto de estudo de cálculo das TUSD dinâmica e locacional.

7.4 Estudo de Caso de Previsão de Curvas de Carga

Como estudo de caso é utilizada a região de Bragança Paulista – SP, concessionária a Empresa Elétrica Bragantina – EEB, incluindo consumidores residenciais, industriais, rurais, comerciais e serviço público, atendidos em média e baixa tensão. As curvas de carga foram medidas com discretização de 15 minutos, constituindo 96 pontos de integralização diários.

A concessionária foi selecionada devido à qualidade dos dados, aferida pela completude e consistência, por meio do relacionamento das bases de dados disponíveis. Ademais, é avaliado o formato dos bancos de dados (validade) e principalmente se as amostras dos bancos de dados estavam dentro da realidade física (veracidade).

A região de estudo é heterogênea em relação ao Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDH-M). Como exemplo cita-se o município de Santa Bárbara do Monte Verde (MG), com IDH-M de 0,61, e município de Bragança Paulista (SP), com IDH-M de 0,78 (PNUD, 2013). Dessa forma, o estudo de caso poderá ser utilizado para futuras avaliações de assimetria tarifária. A Figura 20 apresenta os municípios abrangidos pela área de concessão.

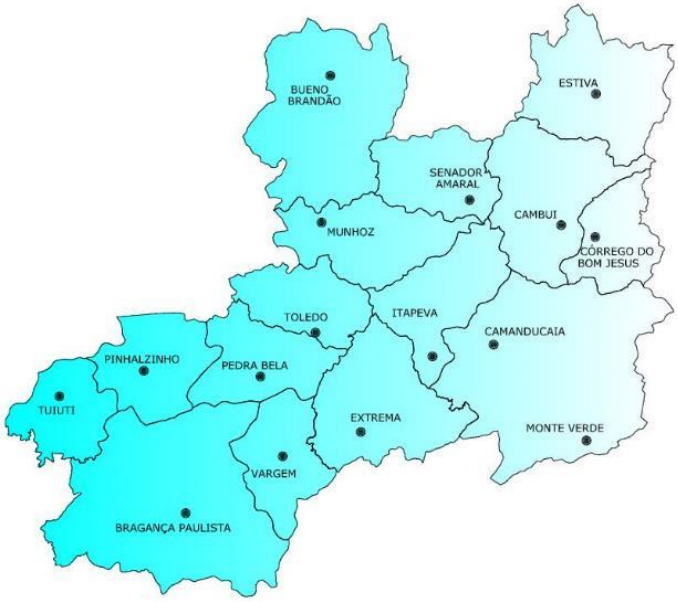

Figura 20 – Área de concessão da EEB
Fonte: EEB (2015)

Segundo EEB (2015) a amostragem das curvas de carga foi finalizada em dezembro de 2015, na ocasião em que contava com 144.714 unidades consumidoras atendidas em baixa tensão. O quantitativo e consumo estavam distribuídos por classe de consumo conforme Figura 21 e Figura 22, respectivamente.

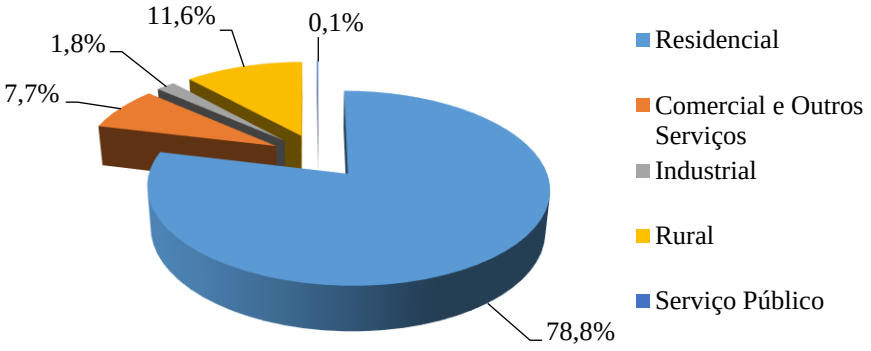

Figura 21 – Número de consumidores por classe
Fonte: EEB (2015)

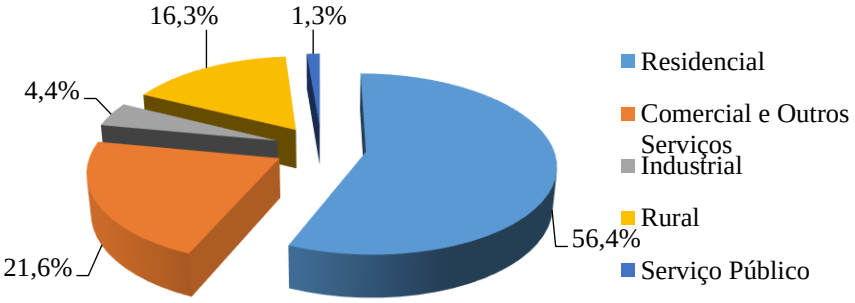

Figura 22 – Consumo de baixa tensão por classe
Fonte: EEB (2015)

No mesmo período a EEB contava com 365 unidades consumidoras atendidas em média tensão, o quantitativo e consumo estavam distribuídos por faixa de demanda contratada, conforme Figura 23 e Figura 24, respectivamente.

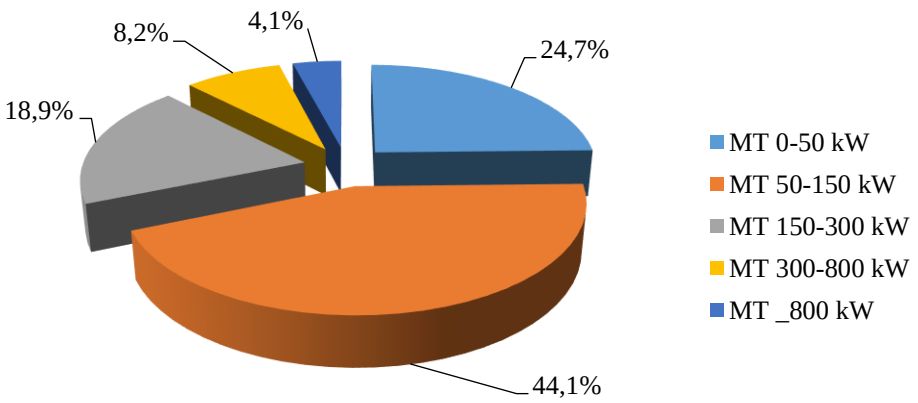

Figura 23 – Distribuição de consumidores MT por faixas de demanda
Fonte: EEB (2015)

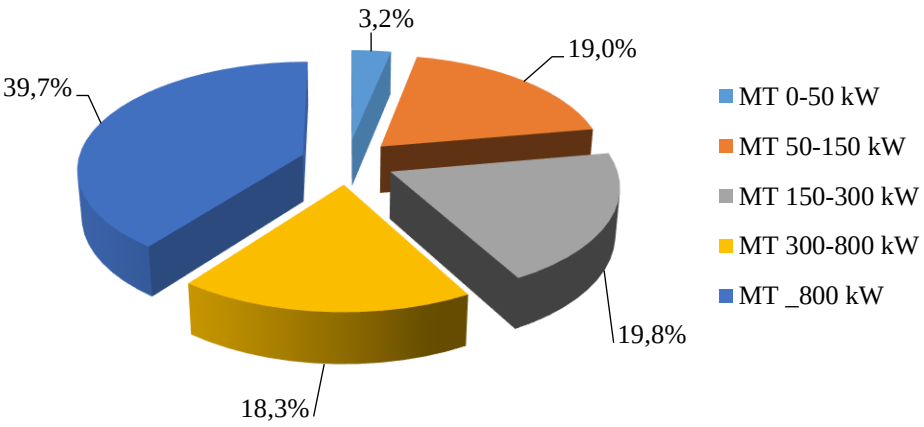

Figura 24 – Distribuição de consumo por faixas de demanda
Fonte: EEB (2015)

As amostras da campanha de medidas abrangem 117 unidades consumidoras atendidas em média tensão, durante um período médio de 27 dias, e 1.152 unidades consumidoras atendidas em baixa tensão, em um período médio de 16 dias. As medições amostrais foram realizadas abrangendo um período de 3 meses, de março a setembro de 2015.

A área de concessão da EEB foi agregada a outras áreas de concessão pela Resolução Autorizativa ANEEL nº 6.318, de 25 de abril de 2017.

7.4.1 Dados de Clima

Para a seleção de variáveis de clima inicialmente são tomados os dados disponíveis nas estações meteorológicas de Monte Verde – MG, Itapira – SP, Caldas – MG e Bragança Paulista – SP para os anos de 2015 a 2017, proveniente de dados do Instituto Nacional de Meteorologia – INMET[10]. Os dados de temperatura e umidade relativa do ar são integralizados a cada 3 horas, estando disponíveis os valores máximos, médios e mínimos para o período, conforme a seguir.

- Temperatura máxima (°C), medido por meio de termômetro de bulbo seco;
- Temperatura média (°C), medido por meio de termômetro de bulbo seco;
- Temperatura mínima (°C), medido por meio de termômetro de bulbo seco;
- Umidade relativa do ar máxima;
- Umidade relativa do ar média; e
- Umidade relativa do ar mínima.

Os dados estão disponíveis somente para a posição das estações automáticas, o que demanda o uso de ferramenta para estimar os dados de clima na posição de cada unidade consumidora. No processo de estimativa da temperatura e unidade em cada alimentador é utilizada a Krigagem Ordinária, baseada na combinação linear de valores medidos dependentes da localização (YAMAMOTO; LANDIM, 2013). O valor estimado Z_0 é uma combinação linear dos valores medidos, conforme (31) e (32).

$$Z_0 = \sum_{\mathrm{i}=1}^{n} \lambda_i . Z_i \tag{31}$$

$$\lambda_i = \frac{1/d_i}{\sum_{\mathrm{i}=1}^{n} \left(1/d_i\right)} \tag{32}$$

[10] Solicitados por meio da solicitação Esic 21900.001657/2017-77.

Onde *n* é o número de valores medidos Z_i, e λ_i são os pesos, dado pelo inverso da distância d_i entre o local da variável a ser estimada (unidade consumidora) e valores medidos (estações automáticas).

As estimativas são realizadas para cada alimentador e extrapoladas para todas as unidades consumidoras, utilizando fatores de Krigagem, conforme Anexo B. Por fim, são avaliadas se as variáveis são estatisticamente redundantes ou de baixa significância estatística. Inicialmente são desconsideradas as variáveis do tipo máxima e mínima por possuírem alta correlação com a média. Posteriormente são descartadas as variáveis de umidade relativa do ar, por possuírem alta correlação com as variáveis de temperatura.

Os dados de temperatura são transformados para o domínio da frequência e aplicados na RNA, em suas componentes real e imaginária. Na sequência é aplicada a seleção de variáveis *backward*, resultando na componente contínua da temperatura (temperatura média diária) e a parte imaginária da 1ª harmônica de temperatura (forma retangular).

7.4.2 Cadastro de Consumidores

São tomadas as variáveis do cadastro comercial da unidade consumidora. Como variável de entrada contínua é selecionado o valor de consumo médio mensal (kWh) e posição georreferenciada de cada unidade consumidora. Para consumidores atendidos em baixa tensão é utilizado como dados de entrada a identificação da classe de consumo (residencial, comercial, industrial, serviço público e rural), enquanto para consumidores atendidos em média tensão adotou-se a modalidade tarifária aplicada (verde, azul ou convencional). Na seleção de variáveis adota-se o modelo *backward* aplicadas a RNA. Todas as variáveis se mostraram relevantes, contribuindo para o resultado do conjunto de validação. A configuração final dos dados de entrada é apresentada na Tabela 12.

Tabela 12 – Variáveis de entrada da RNA

Variável de Entrada da RNA	Tipo
Dia da semana	Classificador
Classe de consumo (baixa tensão) ou modalidade (média tensão)	Classificador
Posição georreferenciada	Contínua
Temperatura média diária	Contínua
1ª harmônica de temperatura, parte imaginária	Contínua
Consumo médio diário de energia	Contínua

Fonte: Autor

Os dados do cadastro comercial são obtidos do processo de cálculo de perdas técnicas, encaminhado pelas distribuidoras durante o período de revisão tarifária periódica, conforme Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Os dados foram obtidos para um dia específico, visando emular banco de dados de centro de medição.

7.4.3 Base de Dados de Saída: Curvas de Carga de Consumidores

As curvas de carga são convertidas para o domínio da frequência utilizando DFT na forma retangular. Posteriormente, são normalizadas pela componente contínua da curva, ou seja, pela potência média. Para as saídas são previstas as componentes até a oitava harmônica, devido à baixa correlação entre os dados de validação para componentes superiores. A configuração final dos dados de saída é apresentada na Tabela 13.

Tabela 13 – Variáveis de saída

Variável de Saída	Tipo
1ª Harmônica eixo X	Contínua
2ª Harmônica eixo X	Contínua
3ª Harmônica eixo X	Contínua
4ª Harmônica eixo X	Contínua
5ª Harmônica eixo X	Contínua
6ª Harmônica eixo X	Contínua
7ª Harmônica eixo X	Contínua
8ª Harmônica eixo X	Contínua
1ª Harmônica eixo Y	Contínua
2ª Harmônica eixo Y	Contínua
3ª Harmônica eixo Y	Contínua
4ª Harmônica eixo Y	Contínua

Variável de Saída	Tipo
5ª Harmônica eixo Y	Contínua
6ª Harmônica eixo Y	Contínua
7ª Harmônica eixo Y	Contínua
8ª Harmônica eixo Y	Contínua

Fonte: Autor

Para ordens maiores do que a 8ª harmônica o modelo perde a eficiência de previsão, conforme demonstrado no item a seguir.

7.4.4 Resultados

Para a definição da arquitetura e treinamento da RNA é utilizado o *software Matlab R2017b Neural Network Toolbox*. Os melhores desempenhos foram apresentados para a configuração da rede com 10 neurônios na camada de entrada e 5 neurônios ocultos, modelo em cascata, com algoritmo *Levenberg-Marquardt backpropagation*, conforme Figura 25.

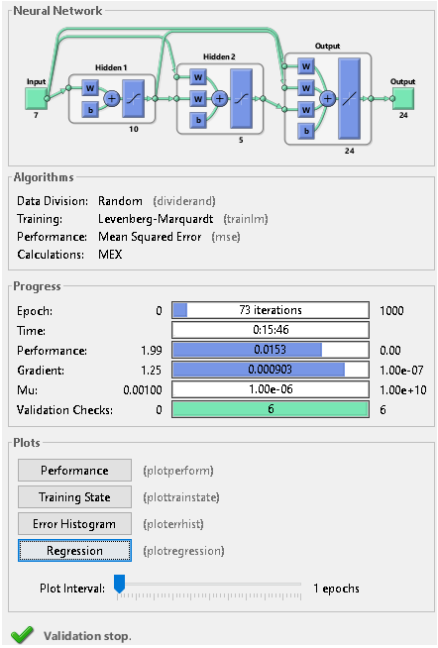

Figura 25 – Arquitetura RNA baixa tensão
Fonte: Autor

A Figura 26 apresenta os resultados da correlação entre os dados de validação previstos e os reais, para cada o módulo das componentes harmônicas de período fundamental de 24 horas.

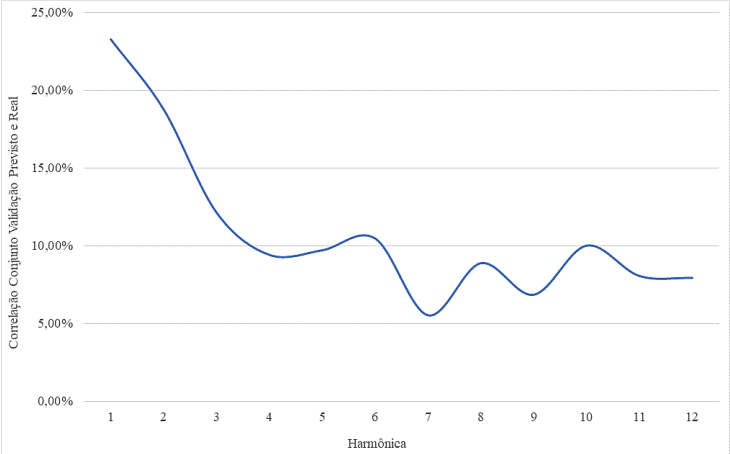

Figura 26 – Correlação entre dados previstos e reais do conjunto de validação consumidores baixa tensão
Fonte: Autor

A Figura 27 apresenta o resultado, tendo como saída as 12 primeiras componentes do espectro de raias, demonstrando o desempenho geral da arquitetura da RNA, com correlação de aproximadamente 40% entre conjunto de variáveis reais e estimadas.

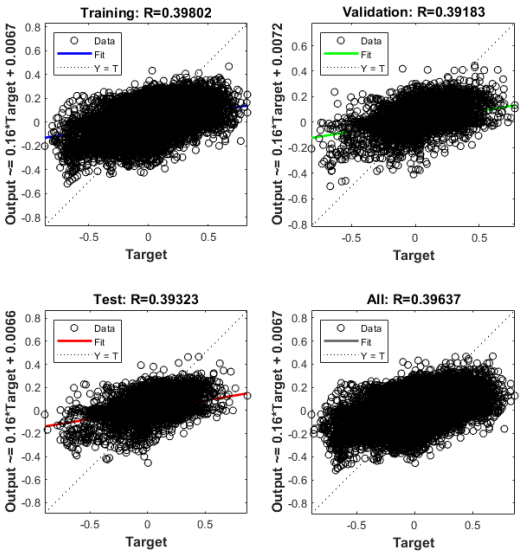

Figura 27 – Correlação, saída de 12 componentes do espectro de raias baixa tensão
Fonte: Autor

Em poucas iterações os conjuntos de treinamento, teste e validação convergem, sem indicativos de efeito *overfitting*, conforme Figura 28.

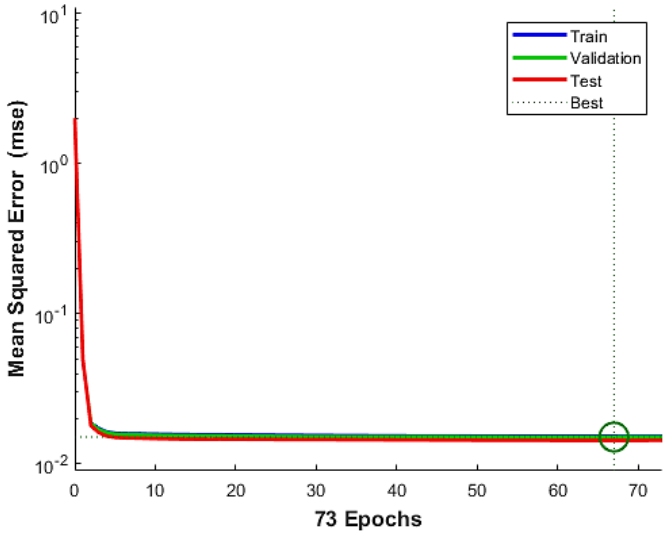

Figura 28 – Performance RNA baixa tensão
Fonte: Autor

Como se observa, o desempenho se reduz para harmônicas de maior ordem, devido a maior aleatoriedade das cargas de alta frequência. No modelo adota-se a previsão até a 8ª harmônica, considerando que o período do ciclo (24/8 horas) comporta a duração regulatória da ponta de aproximadamente 3 horas consecutivas. Para a estimativa das curvas de carga de consumidores atendidos em média tensão os melhores desempenhos são apresentados para rede com 5 neurônios na camada de entrada e 3 ocultos, em cascata, com algoritmo *Levenberg-Marquardt backpropagation*, conforme Figura 29.

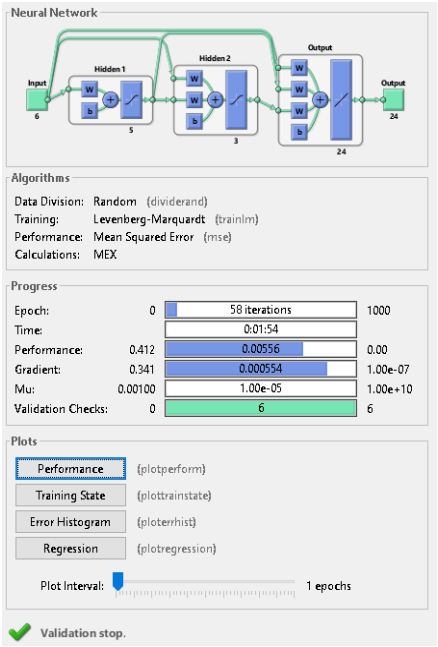

Figura 29 – Arquitetura RNA média tensão
Fonte: Autor

Para consumidores atendidos em média tensão a performance possui desempenho superior à previsão para a baixa tensão, conforme Figura 30.

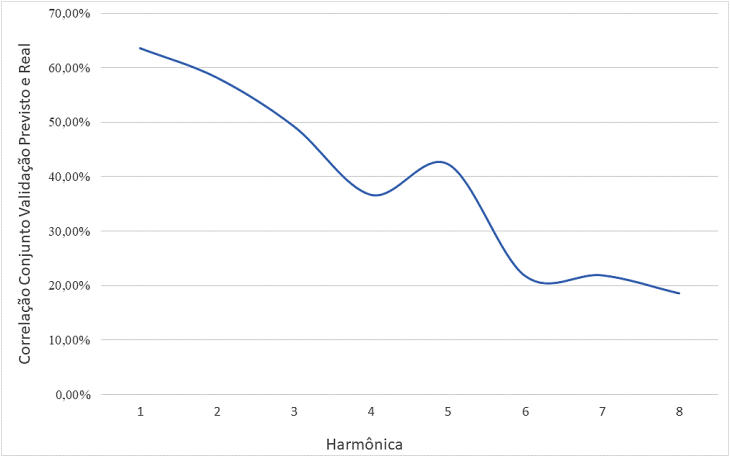

Figura 30 – Correlação entre dados previstos e reais do conjunto de validação consumidores média tensão
Fonte: Autor

A qualidade da previsão é inversamente proporcional à ordem harmônica, considerando a aleatoriedade da carga para altas frequências. A Figura 31 apresenta o resultado da simulação tendo como saída as 12 primeiras componentes do espectro de raias, demonstrando o desempenho geral da arquitetura da RNA da Média tensão, com correlação de aproximadamente 50% entre conjunto de variáveis reais e estimadas.

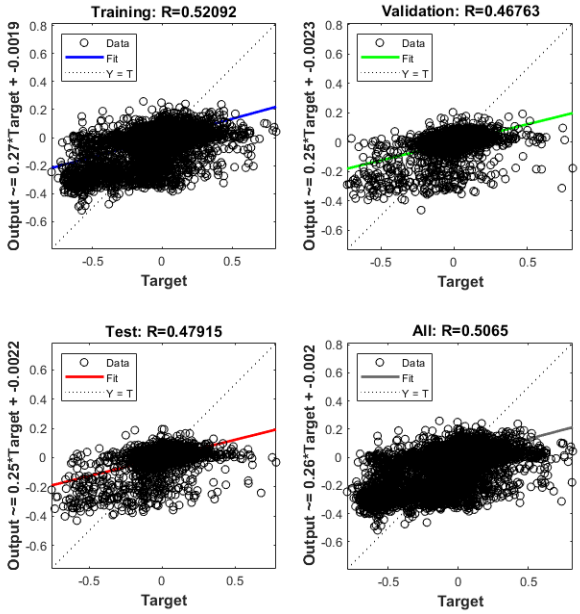

Figura 31 – Correlação, saída de 12 componentes do espectro de raias Média tensão
Fonte: Autor

Em poucas iterações os conjuntos de treinamento, teste e validação convergem, sem indicativos de efeito *overfitting*, conforme Figura 32.

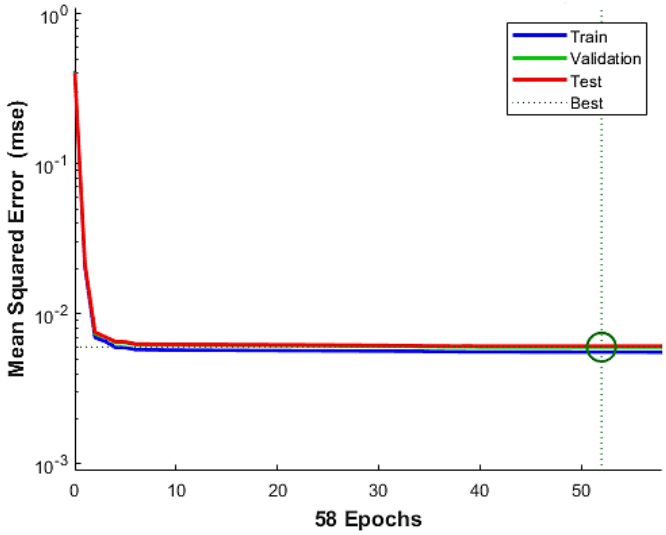

Figura 32 – Performance RNA Média tensão
Fonte: Autor

Ao final, são obtidos os erros de previsão das curvas de carga agregadas, bem como os erros associados. Como validação final é reconstruída a curva de carga de transformadores MT/BT com curvas de carga amostradas, por previsão de curvas de

carga das unidades consumidora conectadas. É observado um erro médio absoluto de 14,15% entre valores previstos e medidos. Com o modelo proposto viabiliza-se a emulação de curvas de carga diárias dos consumidores de área de concessão. A Figura 33 apresenta a curva de carga média ponderada de cada classe de consumidores, obtida com a estimativa por RNA para o dia 12/08/2015.

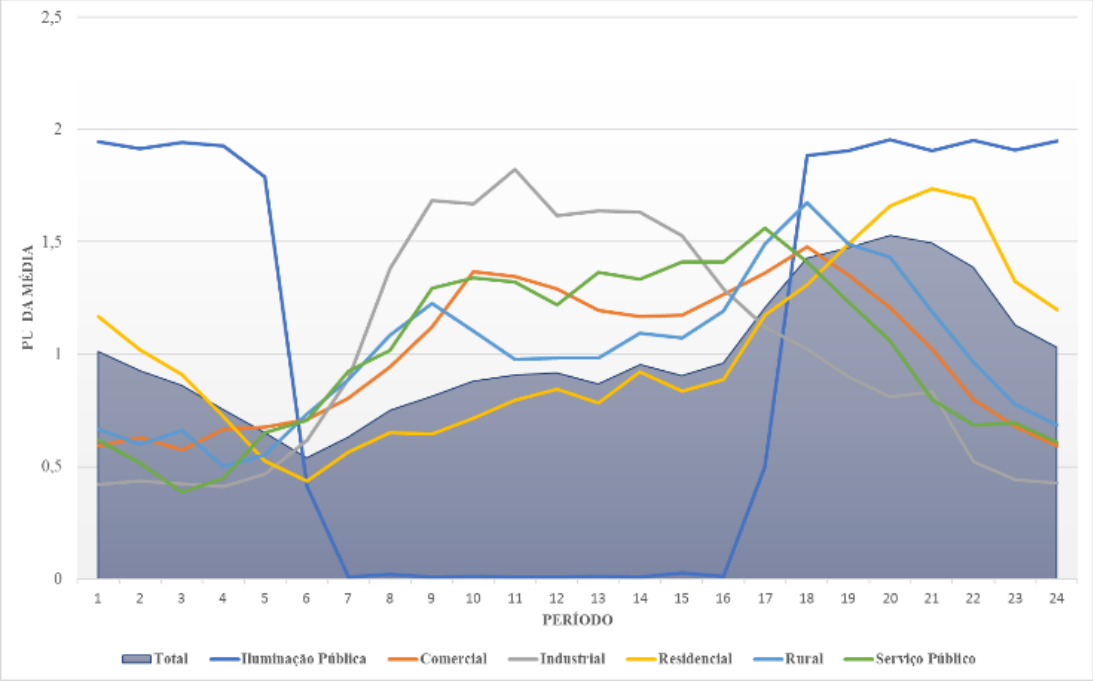

Figura 33 – Curva de carga média por classe de consumo baixa tensão
Fonte: Autor

A principal vantagem da estimativa das curvas de carga no domínio da frequência é a possibilidade de manter a variância da curva prevista, característica útil na definição da responsabilidade de perdas, conforme detalhado nos itens seguintes. Por fim, repisa-se que o objetivo das estimativas das curvas de carga é obter base de dados completa de curvas de carga de unidades consumidoras, a partir da qual é possível o cálculo das tarifas dinâmicas e locacionais de forma microgranular.

8. PROPOSTA DE MODELO DE ESTRUTURA TARIFÁRIA LOCACIONAL DINÂMICO

Na parte inicial da Tese foram expostas as bases conceituais que resultaram no atual modelo de tarifas aplicado ao Brasil, desenvolvido na década de 1980, em conjunto com a consultoria da empresa *Électricité de France* – EDF e Banco Mundial (DNAEE, 1985). Como o setor elétrico era basicamente estatal, questões relacionadas a assimetria de informação não eram críticas no cálculo das tarifas. Com a reestruturação do setor elétrico ocorrida na década de 1990 foram inseridos conceitos de eficiência, inerentes à teoria da regulação.

Critérios supostamente técnicos e livres de discricionariedade eram tidos como invioláveis. Políticas públicas visando o equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de concessão, o serviço público adequado e fomento a eficiência dos serviços eram definidos em meio a grande assimetria de informação. Esta é a mudança de paradigma do setor elétrico: adequar o modelo de cálculo tarifário ao novo ambiente regulado. As adequações foram feitas, o equilíbrio econômico e financeiro da concessionária foi respeitado e critérios de controle para a adequabilidade do serviço foram implementados, mas pouco se evoluiu na política tarifária relacionada ao cálculo da estrutura tarifária. Parte do problema surge devido à distribuição de competências, enquanto caberia a definição de políticas tarifárias pelo Governo, por meio do Ministério de Minas e Energia, caberia a Agência Nacional de Energia Elétrica a execução dos cálculos tarifários baseados na política tarifária definida.

Um dos primeiros problemas observados é que, as condições para o cálculo tarifário, em geral, são atendidas em termos médios, com alta granularidade, critério que é suficiente para áreas de concessões de pequenos municípios, em que existe homogeneidade nas condições ambientais, econômicas, sociais e políticas. Todavia, para grandes áreas de concessão, abrangendo estados, o critério de isonomia resulta em injustiça distributiva.

A proposta é desenvolver modelo de cálculo da estrutura tarifária, adequando-a realidade do novo modelo do setor elétrico brasileiro e as novas tecnologias disponíveis, à maior responsividade da carga, capacidade de investimento dos consumidores em geração distribuída e quebra do paradigma de fluxo unidirecional da rede. Desenvolver a política tarifária passa por desenvolver a estrutura tarifária, por seu turno, aprimorar a estrutura tarifária é avaliar a repartição de recursos na sociedade de forma holística.

Do exposto nos capítulos anteriores, para o desenvolvimento do modelo de estrutura tarifária, alguns critérios são determinantes:

- Causalidade de custos e simplicidade: com redução da granularidade para consumidores responsivos, providos de conhecimento e tecnologia, e aplicação de tarifa geral médias para os restantes, sempre de modo elegível pelo consumidor;
- Utilização do estado atual da tecnologia da informação;
- Redução de custos de cálculo das tarifas;
- Alto desempenho computacional: para resolução do problema de cálculo de forma dinâmica e individualizada;
- Inteligibilidade tarifária: as alterações ao longo do tempo devem ser previsíveis e compreendidas pela sociedade, segundo as características do consumidor de suficiência técnica e econômica.

Ao sopesar os princípios tarifários, é necessário readequar a classificação dos consumidores. Consumidores residenciais não possuem um perfil homogêneo, há aqueles que investem em geração distribuída, e os que estão dispostos a realizar a automação da carga e compartilhar os ganhos da eficiência. Dessa forma, a discriminação tarifária deve ocorrer entre consumidores responsivos e não responsivos. Ademais, para atender os princípios de simplicidade e estabilidade tarifária, deve haver uma tarifa elegível simples, estável, e que reflita da melhor forma os custos da rede.

Em específico, para o conhecimento dos custos marginais com menor granularidade e redução dos custos de cálculo das tarifas propõe-se utilizar para a presente Tese os dados já disponíveis no setor elétrico brasileiro, utilizando com

parcimônia a aquisição de novas informações. A estrutura tarifária dos sistemas de distribuição, é subdividida em estrutura vertical, onde é realizada a alocação por nível de tensão das receitas de forma proporcional aos custos marginais, e estrutura horizontal, em que as receitas do nível são alocadas no tempo, em função da distribuição temporal dos custos marginais.

A premissa base a ser revisitada no modelo atualmente empregado é a de que a expansão de certo elemento do sistema ocorre ao exceder a capacidade nominal do equipamento. Apesar de simples e intuitivo carece de fundamentação para cargas variáveis no tempo.

Hodiernamente, não é razoável adotar modelos de inferência de associações de redes à carga, considerando que toda a rede de distribuição está caracterizada por meio de informações georreferenciadas, seja parâmetros elétricos e interligações entre rede e carga. Não é necessário determinar a “probabilidade de associação entre consumidor tipo j e rede tipo i”, pois a associação já é conhecida pela informação individualizada da conexão com riqueza de detalhes. A base de dados georreferenciada já viabiliza o cálculo determinístico de conexão nominal entre elemento de rede e consumidor.

No modelo descrito no item 4.4 não estavam disponíveis parâmetros de redes e capacidade de processamento para simulação do fluxo de carga, estando disponíveis amostras de curvas de carga de redes e consumidores. Hoje, o paradigma é totalmente diverso, a capacidade computacional permite a simulação dos fluxos de carga em sistemas de distribuição, completa representação por meio de sistemas de georreferenciamento e aumento da inserção de medidores inteligentes. Dessa forma, o modelo atual embora engenhoso se tornou obsoleto, considerando os recursos de tecnologia da informação.

8.1 Definição de Capacidade Máxima

A repartição do custo de expansão passa pelo conceito de capacidade máxima do equipamento ou sistema elétrico. As cargas variam ao longo do dia, semana, meses e anos. Para a definição da capacidade máxima existem dois paradigmas: o de curto prazo, que considera a avaliação da ociosidade do equipamento ou sistema elétrico; e a de longo prazo, que pressupõe que a ociosidade é necessária e definida de forma ótima pelo planejamento e operação.

Na definição do modelo de estrutura microgranular é adotado o conceito de longo prazo, por melhor cumprir os requisitos de estabilidade das tarifas e causalidade de custos, além de mitigar efeitos *"free rider"* e "*last straw*".

8.1.1 Avaliação Determinística da Capacidade Máxima

Na avaliação determinística da capacidade máxima de equipamentos ou sistema elétrico adota-se que o perfil de carga não varia ao longo dos anos, sendo determinístico o período do dia em que ocorrerá o limite operativo do sistema elétrico. Nesse paradigma, supõe-se que não atingido um limiar, em geral, como a potência nominal do equipamento ou sistema elétrico, não há expansão, ou seja, não existe impacto nos ativos no longo prazo. Todavia, trata-se de simplificação válida para períodos de ponta bem distintos da demanda fora de ponta, tornando-se dúbia para curvas de carga com alto fator de carga, onde a ponta não se distingue de modo evidente do período fora de ponta. No item 8.3.2 são apresentadas considerações sobre a forma de ajustes do modelo para considerar a sazonalidade da carga.

Como alternativa ao modelo dicotômico do período de ponta e fora de ponta é definido modelo de responsabilidade da carga fora de ponta na expansão do sistema, conceituando a expansão de certo elemento do sistema, sejam: linhas de transmissão, redes de distribuição, subestações, linhas de subtransmissão, transformadores de

distribuição, ramais etc. Inicialmente, parte-se do modelo do transformador, por ser mais completo, para então ser simplificado para a aplicação em redes e ramais.

O conceito de máxima térmica é amplamente utilizado em critérios de especificação de equipamentos na área de acionamento de máquinas elétricas, ou mesmo na operação de redes de transmissão, onde admitem-se sobrecargas, acima do nominal, de 40% para um período de 2 horas, ou de 20% para períodos de 4 horas (ONS, 2014). Em última instância, a capacidade do transformador é dada pelo limite térmico, fixado em função da duração da sobrecarga, considerando a operação adequada da tensão e condições ambientais.

A variação da temperatura de um transformador em relação à temperatura ambiente é função de parâmetros térmicos equivalentes (resistência térmica e capacitância térmica) e suas perdas, conforme circuito térmico equivalente reduzido de (33) (SWIFT *et ali*, 2001):

$$\Delta\theta(t) = R_{th} \cdot (W_0 + k^2 \cdot W_{cc}) \cdot \left(1 - e^{-t/\tau}\right) \tag{33}$$

onde:

τ: Constante de tempo, dependente das características do transformador, equivalente a $\tau = R_{th} \cdot C_{th}$;

R_{th}: Resistência térmica equivalente;

C_{th}: Capacidade térmica equivalente;

W_f: Perdas ferro;

W_c: Perdas cobre; e

k: Carregamento em relação à potência nominal.

A Figura 34 apresenta curva de carga de transformador de distribuição de 75 kVA, além da respectiva curva de perdas e curva de temperatura, modelado pela equação (33), considerando dados constante de tempo de 3h.

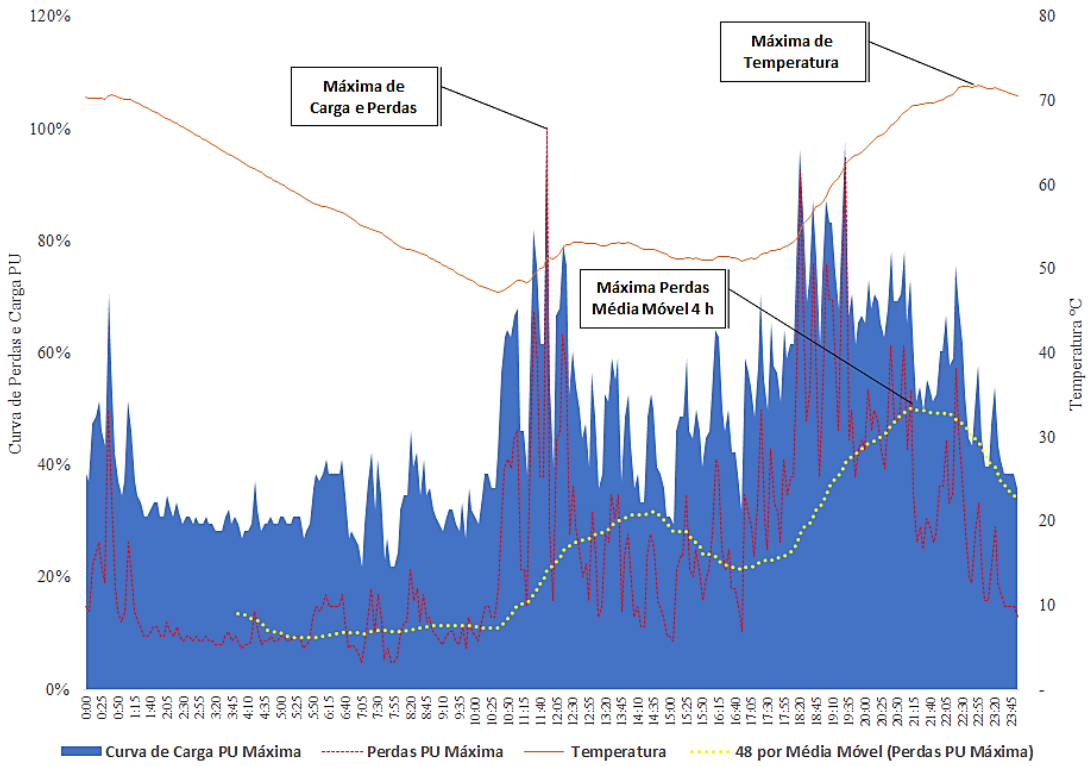

Figura 34 – Formas de consideração do período de máxima operação
Fonte: Autor

O período de integralização da curva de carga é de 5 minutos. Ao realizar a integralização para outro período (15 minutos ou 1hora) o período de ponta pode se alterar, conforme descrito em detalhes por Urquhart e Thomson (2015). Da Figura 34 a máxima carga ou perda ocorre de forma concomitante. Conforme equação (33), devido à constante térmica dos equipamentos, a curva de temperatura é amortecida em relação à curva de potência ou de perdas, ou seja, o período de máxima temperatura sofrerá um atraso em relação à curva de perdas ou de carga, a depender da constante de tempo considerada. Simulações apresentadas por Picanço (2009) aplicada a curva de carga de transformador de 100 kVA operando à temperatura ambiente constante de 34°C, demonstram que ao aplicar curva de carga com máxima de 1,5 p.u. às 19h resultou em uma temperatura máxima interna dos enrolamentos registrada às 20h51min, atraso devido à inércia térmica do transformador de

distribuição. Todavia, trata-se de temperatura do topo do óleo do transformador, útil para a avaliação de envelhecimento. Para avaliação da capacidade é mais adequada a avaliação da temperatura do ponto mais quente.

A abordagem da vida útil do equipamento está relacionada a pontos onde existem perdas concentradas, provocando regiões de altas temperaturas, com constante de tempo da ordem de 10 minutos, diversa da abordagem da transmissão do calor ao meio ambiente, da ordem de 1 a 2 horas para transformadores de distribuição (SUSA, 2005). Dessa forma, ao se considerar a vida útil dos transformadores e redes é adequado considerar a constante de tempo da ordem de minutos, o que resulta em pequeno deslocamento entre o período de máxima e máxima temperatura. Contudo, ocorre impacto significativo na definição de ponta, a depender do perfil de carga.

A carga no período fora de ponta causa um impacto térmico no período de ponta do sistema, com consequente influência em sua capacidade máxima. Como exemplo, suponha duas curvas de carga de dois patamares, nas cores cinza e vermelho, com ponta unitária, conforme Figura 35.

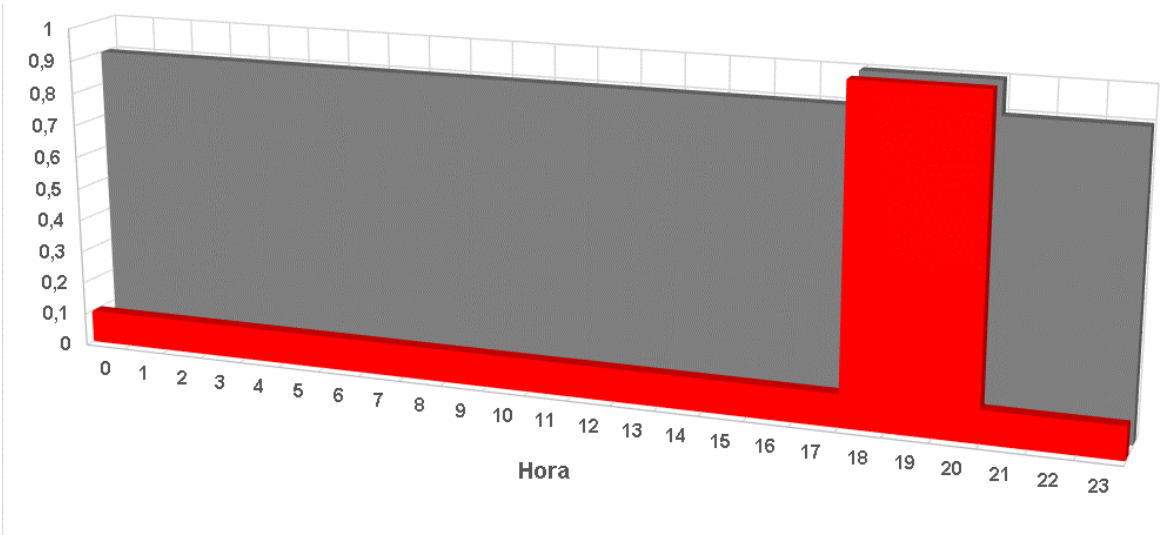

Figura 35 – Curvas de carga de dois patamares
Fonte: Autor

A curva em cinza utiliza mais o sistema no período fora de ponta. Contudo, a abordagem de máxima conduz a conclusão de que os custos para o sistema são idênticos para ambos os perfis de carga, ou seja, utilizam a mesma capacidade do sistema. Explorando o impacto do período fora de ponta na expansão, pela equação (33), a temperatura no início da ponta (18h), considerando que $t \gg \tau$, é dada por (34).

$$\Delta\theta_{FP}(t) = R_{th} \cdot (W_0 + k^2 \cdot W_{cc}) \tag{34}$$

O objetivo é calcular o tempo do período de ponta equivalente para se atingir a condição térmica final do período fora de ponta. Desprezando W_0 por ser invariável à carga e que a ponta é unitária, tem-se (35).

$$R_{th} \cdot W_{cc} \cdot \left(1 - e^{-t_{eq}/\tau}\right) = R_{th} \cdot (k^2 \cdot W_{cc}) \tag{35}$$

O que resulta no tempo equivalente t_{eq} em (36).

$$t_{eq} = -\tau \cdot ln(1 - k^2) \tag{36}$$

O valor de t_{eq} representa o impacto da carga fora de ponta no período de ponta na forma de equivalência em tempo, o que resulta em uma relação Fora de Ponta e Ponta – RFPP disposta na equação (37).

$$RFPP = \frac{-\tau \cdot ln(1 - k^2)}{T_P} \tag{37}$$

Onde T_p é o período de ponta. Para o exemplo da Figura 35, considerando T_p = 3 horas, e τ = 15 minutos, para a dinâmica do ponto mais quente do transformador, variando *k* para fora de ponta e ponta unitária, tem-se a função disposta na Figura 36.

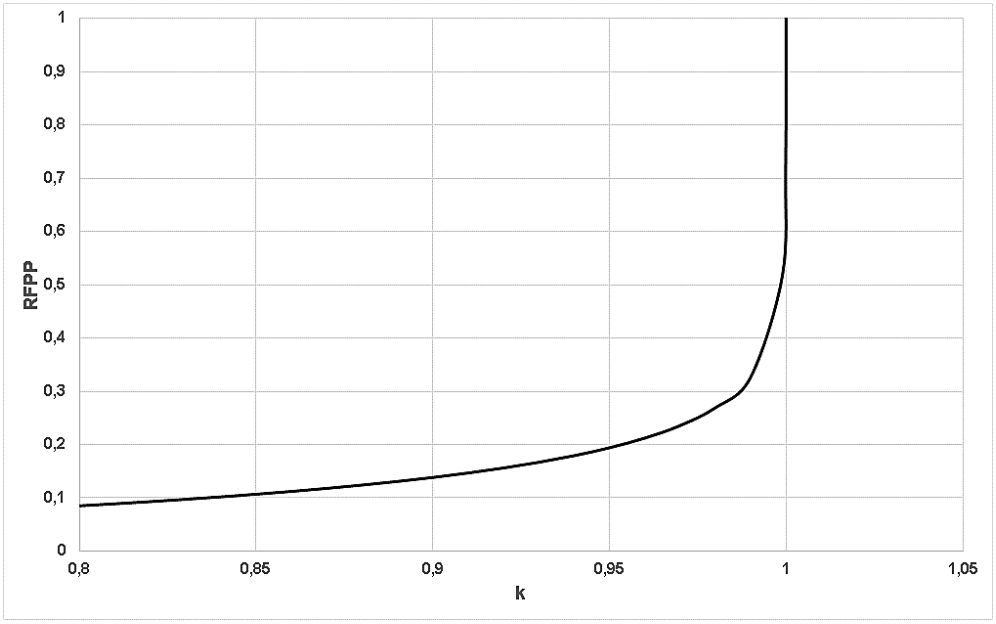

Figura 36 – Relação ponta fora de ponta por k.
Fonte: Autor

Para a aplicação de (37) é necessário tomar a referência unitária no patamar de máxima carga, a ser adotado pelo regulador, como um percentil da distribuição da carga. Como exemplo, as medições maiores que o percentil 90% da distribuição são definidas como ponta do equipamento, e consequentemente *RPFP* = 1, eliminando a necessidade de definição das constantes τ e T_p. Assim, a forma da curva fica condicionada somente à escolha do percentil da distribuição de carga considerada como patamar de máxima.

No exemplo da Figura 35, mesmo considerando a condição determinística da carga, a demanda fora de ponta influenciará a ponta, e consequente expansão do

sistema. Considerando que a constante térmica é baixa para condição de manutenção da máxima capacidade operativa, é razoável supor que as curvas de carga, perdas e temperatura estão em fase, que resulta em uma RFPP significativa para condições de alto fator de carga.

Toda a análise realizada para o transformador é aplicada às subestações. Ademais, as redes de média, redes de baixa tensão e ramais de ligação podem ser modeladas de forma similar ao modelo do transformador, considerando somente as perdas no cobre.

A Figura 37 apresenta curva de carga hipotética (azul), com representação da ponta de forma discreta (vermelho) e a aplicação de (37), que representa a participação da carga na ponta (amarelo).

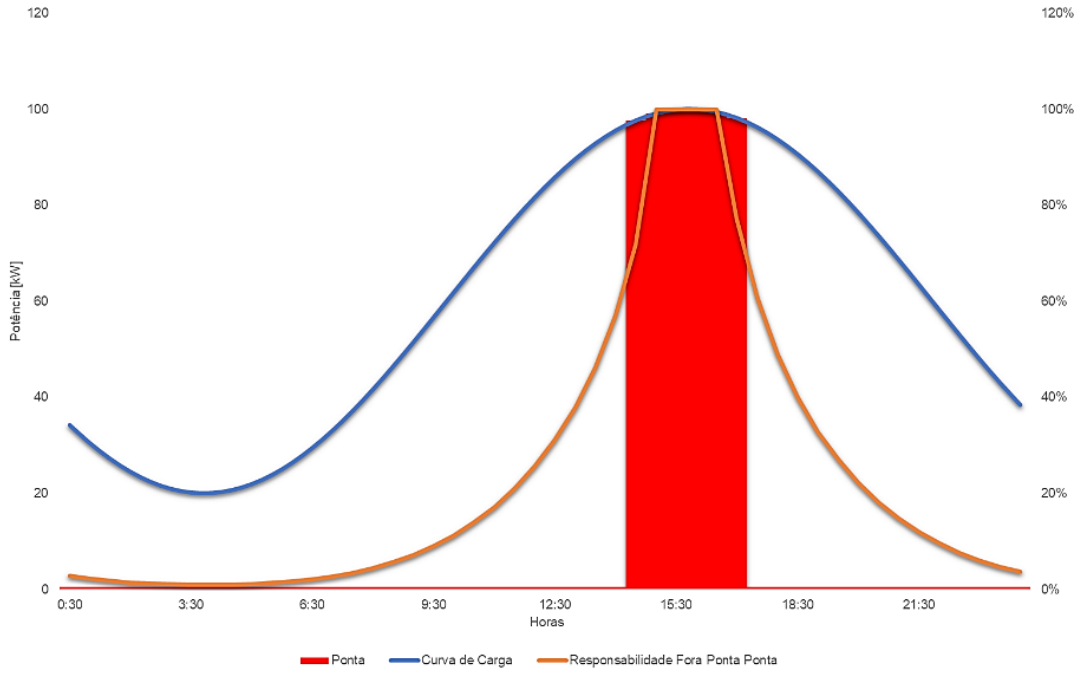

Figura 37 – Comparação função discreta e contínua da ponta.
Fonte: Autor

Mesmo na abordagem determinística da carga, há influência do consumo fora de ponta na expansão do sistema, o que torna inadequado o uso de funções discretas para representação da ponta. Com maior razão, ao se considerar as características aleatórias da carga no longo prazo é certo que a máxima futura ocorrerá em momento incerto, mas com probabilidade de ocorrência associada.

8.1.2 Função Estatística de Ultrapassagem

Além dos efeitos da carga fora de ponta na ponta do sistema, na representação de curvas típicas é importante a análise de probabilidade associada da ponta. Nesse sentido, considere uma função periódica *f(t)* que representa a curva de carga diária de um elemento do sistema de distribuição, normalizado para média unitária, conforme Figura 38.

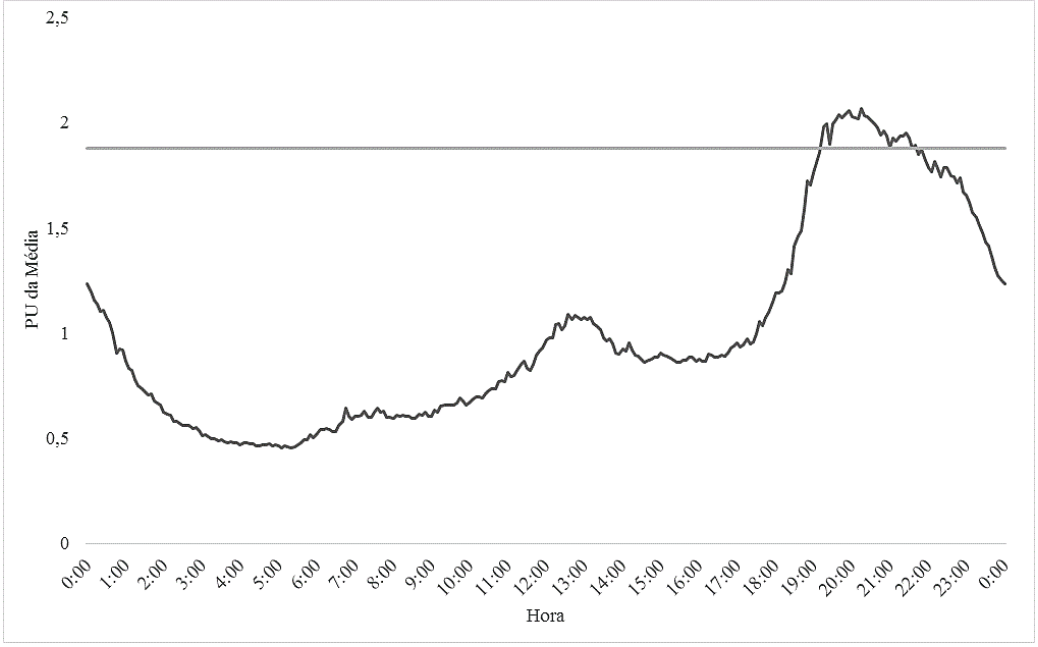

Figura 38 – Curva de carga diária. Representa média de 5.000 curvas de carga de transformadores no Brasil
Fonte: Autor

A derivada da função é a taxa temporal de acréscimo/decréscimo de carga. Em termos discretos, para cada ponto ou patamar da curva de carga *n* tem-se uma taxa de acréscimo ou decréscimo para o ponto *n*+1 da curva de carga, na forma $(P_{n+1} - P_n)/P_n$, onde *P* é a potência registrada. Ao calcular a taxa de crescimento da carga a cada ponto de medição (discretização de 5 minutos) para 5.000 curvas de carga de transformadores, tem-se o histograma e a função acumulada da Figura 39.

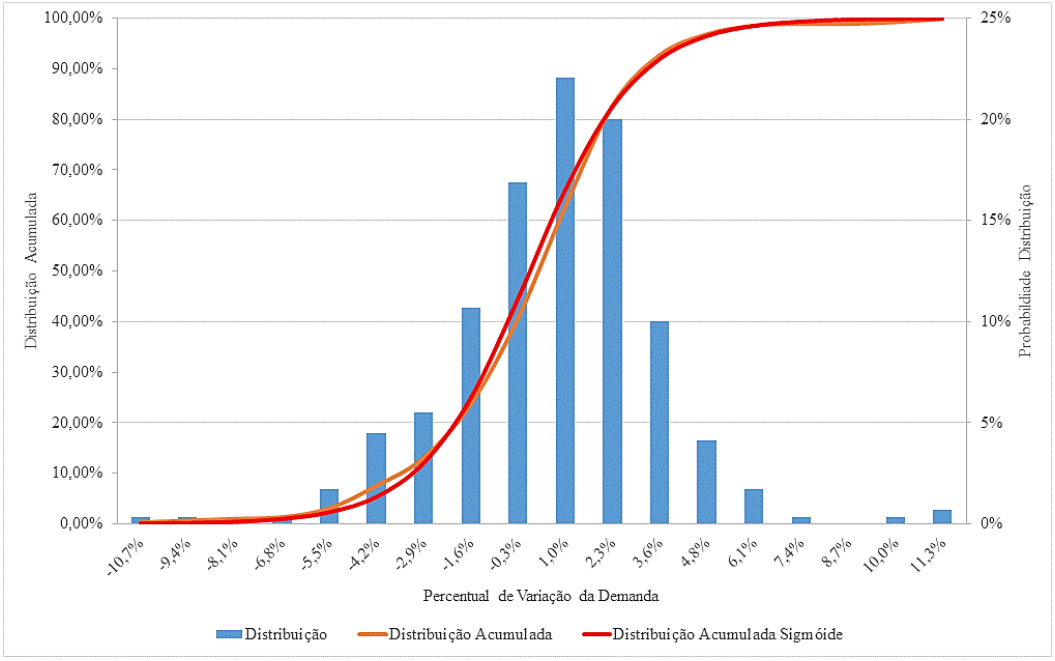

Figura 39 – Distribuição e probabilidade acumulada, real e estimada
Fonte: Autor

A função probabilidade acumulada da taxa de variação da potência $\beta = \partial f(t)/\partial t$ pode ser representada de modo aproximado por uma curva sigmoide conforme equação (38).

$$P(\beta) = \frac{1}{1 + e^{-\lambda \cdot \beta}} \tag{38}$$

Onde λ é o fator de forma da curva sigmoide. Para Figura 39 é obtido o valor de k = 68,48, que minimiza os erros entre a distribuição acumulada real e estimada por meio de curva sigmoide, com correlação linear próxima à unidade com os valores reais (99,95%).

Definida a forma de cálculo da probabilidade acumulada da taxa de variação de potência por meio de (38), é calculada a probabilidade de ultrapassagem. O problema pode ser definido como o cálculo da probabilidade de que no próximo período de integralização a demanda atinja pela primeira vez (em 24 horas) o estado

de máxima, definido como demanda acima de certo limiar *L*. Dessa forma, pode-se calcular a cada instante a probabilidade de a rede estar em estado de máxima, ou de outra forma, o percentual de redes incrementais que são ultrapassadas em uma determinada hora. Contudo, a probabilidade deve ser condicional, os investimentos devem ser realizados no máximo uma única vez no período, conforme (39).

$$P_h(A/B) = \frac{P_h(A \cap B)}{P_h(B)} \tag{39}$$

Onde *A* é o estado de máxima na hora *h* e *B* é o evento de investir uma única vez no período de análise. Assim, aplicando a probabilidade condicional é obtido (40).

$$P_h(A/B) = \frac{P_h(A) \times \prod_{t=1/t\neq h}^{24}(1 - P_t)}{\sum_{h=1}^{24}\left(P_h(A) \times \prod_{t=1/t\neq h}^{24}(1 - P_t)\right)} \tag{40}$$

O numerador representa a probabilidade de somente o valor no posto *h* estar no estado de máxima. O denominador representa a probabilidade de a máxima ocorrer em somente um único posto *h*.

Para cada hora *h*, ou período de integralização, a probabilidade condicional de ultrapassagem é dada pela probabilidade de $P_h(A)$ atingir certo limiar *L*, dado que as outras horas não atingiram *L*, dado pelo produtório $\prod_{t=1/t\neq h}^{24}(1 - P_t)$. O denominador equivale a normalização para probabilidade de 100%, considerando que se admite que ocorrerá expansão uma única vez. Ou seja, o numerador representa a probabilidade de se investir em um posto horário *h* e não investir nos postos horários restantes, que, por sua vez, deve ser normalizado (denominador).

Para o cálculo das probabilidades P_h de (40) as curvas de carga são normalizadas pela máxima, ou seja, *L = 1*, que resulta que em cada integralização da medição a probabilidade de ultrapassagem é dada por (41):

$$P_h = \frac{e^{-\lambda.(1-D(h))}}{1 + e^{-\lambda.(1-D(h))}} \tag{41}$$

Onde $D(h)$ é a demanda integralizada normalizada pela máxima, na hora h.

A Figura 40 apresenta a probabilidade condicional de ultrapassagem para cada hora, em um período de 30 anos para a curva de carga da Figura 38, com taxa de crescimento de carga de 2% ao ano.

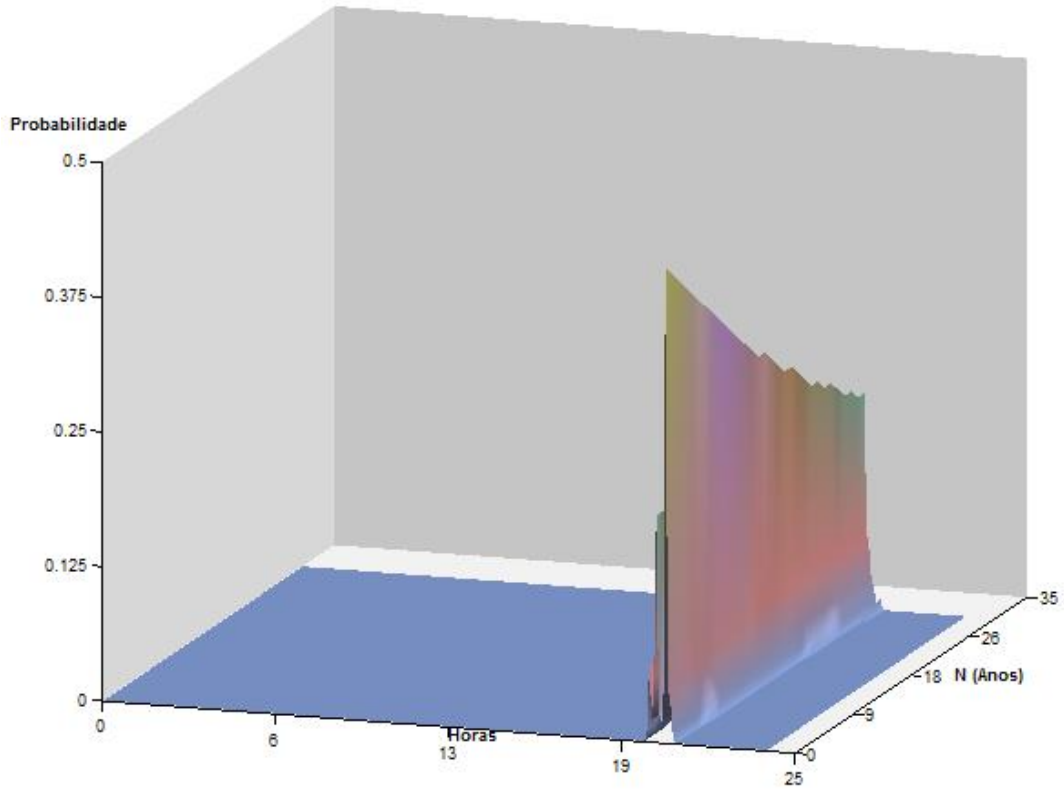

Figura 40 – Probabilidade de ultrapassagem ao longo de 30 anos de operação
Fonte: Autor

Dessa forma, para definir a curva de probabilidade de ultrapassagem, é necessário definir o fator de forma λ e aplicar à curva de carga, o que torna o processo de cálculo rápido e preciso.

No estudo de caso a curva de carga é estimada como determinística, ou seja, é conhecida. Todavia, para modelos considerando uma estimativa média da curva de carga diária ou tipologia é prudente considerar que a máxima ocorrerá com uma probabilidade associada.

A análise estatística demonstra que, na prática, não há dicotomia entre períodos de ponta e fora de ponta. Ao se considerar a carga como uma variável aleatória podemos adotar a avaliação da precificação da ponta de carga da forma determinística, conforme apresentado no item 8.1.1 ou de forma probabilística conforme ora demonstrado.

Para o estudo de caso adota-se exclusivamente a avaliação determinística, conforme apresentado no item 8.1.1. Dessa forma, a curva de carga e o período de ponta para o elemento de rede é supostamente conhecida para determinado dia. De toda forma, em ambas as análises a alocação dos custos não ocorrerá somente para a ponta do sistema. Na modelagem determinística o período definido como fora de ponta terá influência na ponta do sistema. Para a análise estática a ponta é ponderada pela probabilidade de ocorrência, ou seja, adotada como uma esperança matemática.

8.2 Modelo de Custo de Expansão Vertical por Equivalência Térmica Unitária

O período de máxima do equipamento ou sistema de distribuição é fundamental para a definição da estrutura tarifária horizontal, pois impacta na expansão do sistema. A maior parte do custo de expansão do equipamento, constituído pelo CIMLP, em R$/kW, ocorrerá no período de máxima, considerando RFPP. Fora do período de máxima são alocados os custos de perdas, encargos, de operação e manutenção etc. Mas, qual o custo aplicado na máxima do equipamento?

Um critério simples, amplamente utilizando é o de *derating* de equipamentos elétricos devido às perdas adicionais provocadas por harmônicos em redes, ou sob condições ambientais acima das especificadas (KELLEY; EDWARDS,1999). Em

síntese, o objetivo do *derating* de equipamentos é o de manter as perdas nominais em certo patamar, reduzindo a potência nominal de operação.

Suponha a curva de carga da Figura 41. Considere uma carga constante de 100 kW (linha em verde), nesse caso o equipamento é dimensionado para 100 kW, de modo simples, sem ambiguidades. Considere uma carga adicional variável senoidal, de período inferior à constante de tempo do equipamento e módulo de 20 kW (curva em vermelho). Existem vários critérios de dimensionamento da capacidade máxima. Ao considerar a carga instantânea, a máxima é 120 kW. Todavia, ao se considerar a carga integralizada em 1 hora a máxima é 110 kW, ou seja, o período de integralização influencia na avaliação da máxima do equipamento (URQUHART; THOMSON, 2015).

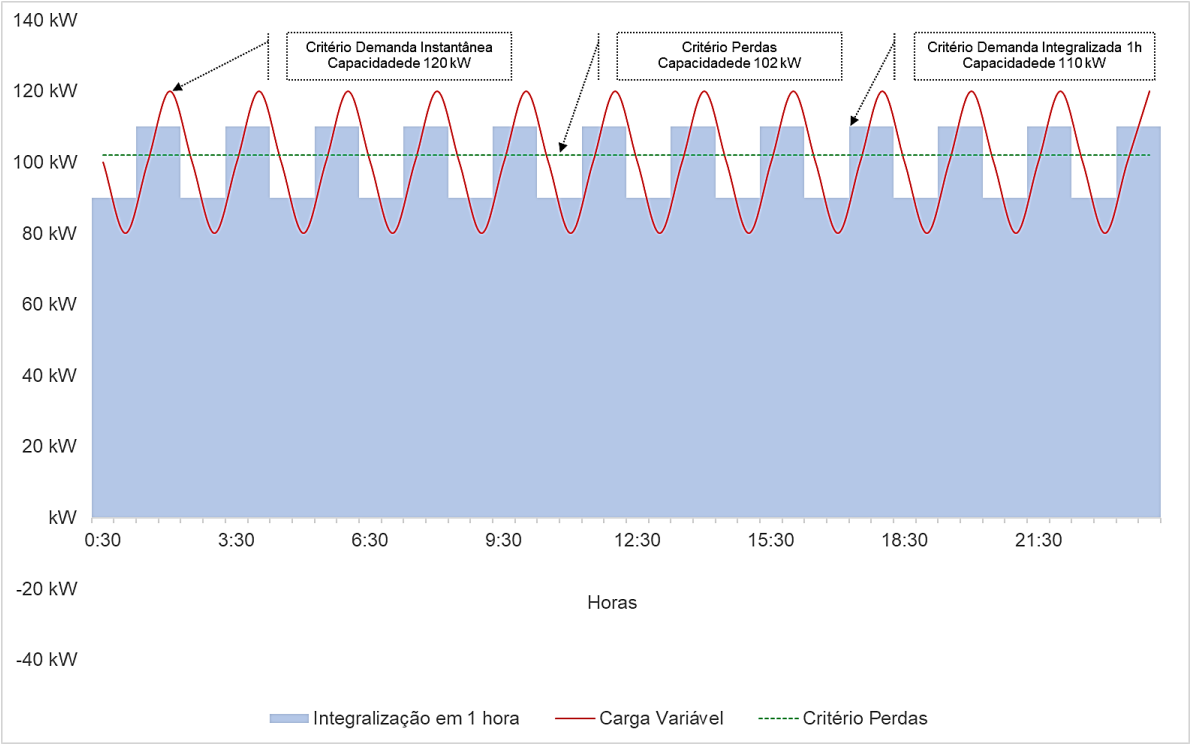

Figura 41 – Capacidade máxima para cargas variando no tempo.
Fonte: Autor

Com adição da carga senoidal de 20 kW, considerando a resistência e tensão do equipamento constantes[11], as perdas são majoradas em 2%. Dessa forma, para

[11] Detalhes de cálculo das perdas serão apresentados nos itens seguintes.

manter as perdas em 1 p.u. deve-se reduzir a componente contínua e senoidal em um fator de $1/\sqrt{(1+0{,}02)} \cong 0{,}99\, p.u.$

De outro modo, poderíamos aumentar a capacidade do equipamento para $\sqrt{1+0{,}02} \cong 1{,}01\, p.u.$, ou seja, ao se utilizar o critério de manutenção das perdas do equipamento, mantendo os critérios térmicos, teríamos um aumento da capacidade do equipamento em 1 kW, suficiente para manter aproximadamente constante sua temperatura.

A análise da Figura 41, tomada para didática do problema, é válida para constante térmica maior do que o período de variação senoidal da carga. Ao se considerar que os períodos de variação da carga são maiores menores do que a constante térmica é necessário ponderar os períodos em que as perdas são mais sensíveis à expansão do sistema, utilizando (37).

Dessa forma, um certo incremento de carga em uma unidade consumidora *i*, conectada a um transformador *j*, irá provocar uma perda adicional no período de máxima. Para manter o sistema nas mesmas condições operacionais é adotada a expansão unitária do equipamento, mantendo a relação raiz de perdas em p.u. constante. Dessa forma, a expansão é, para pequenas variações de perdas, proporcional à metade do aumento de perdas, o que resulta em (42).

$$CMC_{i,\mathrm{j,h}} = CME_j(i_{O\&M}, i_{WACC}) \times \frac{RP_{i,\mathrm{j}}}{2} \tag{42}$$

onde:

$CMC_{i,j,h}$: Custo Marginal de Capacidade de consumidor i, conectado à rede j no período h;

$RP_{i,\mathrm{j}}$: Responsabilidade de Perdas, de uma rede j pela carga de consumidor i;

CME_j: Custo Marginal de Expansão, dado pelo CIMLP, diferenciado pelo tipo de rede (rural, urbano, subterrâneo etc.);

$i_{O\&M}$: Percentual de custo O&M; e

i_{WACC}: Taxa de Retorno dos Ativos;

Resta a definição matemática da Responsabilidade de Perdas, detalhada no item 8.3. Dessa forma, para o levantamento do Custo Marginal de Expansão tem-se os seguintes passos:

- Estimativa das curvas de carga para cada unidade consumidora *i* atendida pela rede *j*;
- Reconstruir a curva de carga da rede *j* por fluxo de carga;
- Aplicar a função (37) na curva de rede e dos consumidores;
- Calcular a Responsabilidade de Perdas do consumidor *i* para a rede *j*; e
- Definir o Custo Marginal de Capacidade por meio de (42);

Para o modelo ora apresentado realiza-se o levantamento do custo de um transformador de distribuição em relação às unidades consumidoras conectadas. O mesmo processo ocorre em relação aos outros nós do sistema, como subestações e redes de média tensão em relação às cargas dos transformadores e consumidores de média tensão, bem como consumidores de alta tensão e curvas das subestações em relação as injeções, e custos associados da Rede Básica.

Os custos marginais de capacidade são utilizados para o rateio das componentes da Parcela B e Parcela A transporte. O rateio das componentes de perdas é realizado por meio da composição da Responsabilidade de Perdas. Para os encargos, conforme proposto por (MIT, 2016) será realizado pela energia, por meio da curva de carga de cada consumidor ou elemento.

8.3 Modelo de Responsabilidade da Expansão por Espectro de Perdas

Para a definição da $RP_{j,i}$, parte-se da posse de toda a caracterização da carga dos consumidores e completo conhecimento da topologia das redes, podendo

reconstruir a curva de carga em todo o sistema de distribuição. Dessa forma, tem-se a base de dados de toda a caracterização das curvas de carga dos consumidores. De posse das curvas de carga calcula-se $RP_{j,i}$.

No presente item é definido modelo para a Responsabilidade de Perdas, considerando a dinâmica de carga, bem como seu aprimoramento para o cálculo no domínio da frequência. O modelo desenvolvido no âmbito da Tese ainda é relevante para a estimativa de perdas reais, considerando a dinâmica da carga ao longo do tempo.

8.3.1 Coeficiente de Perdas

8.3.1.1 Domínio do Tempo

Gustafson, Baylor e Mulnix (1988) apresentam modelo de cálculo de perdas, utilizando do fator de perdas, variável dependente do fator de carga e de parâmetros empíricos. Shenkma (1990) define modelo de cálculo de perdas por meio de parâmetros estatísticos, que sob certas simplificações é função somente da estatística descritiva da carga. Considere o fluxo de potência de fonte para uma carga, conforme Figura 42.

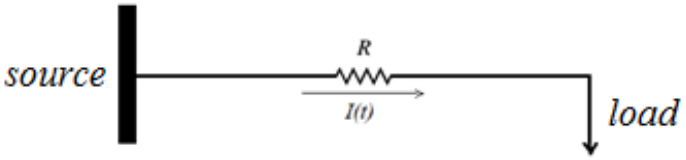

Figura 42 – Fluxo de carga
Fonte: Autor

Tomando as variações de tensão, fator de potência e perdas no ferro desprezíveis, o coeficiente de variação da potência se torna *proxy* para o coeficiente

de variação da corrente. Conforme definido por Queiroz *et al.* (2012), a perda resultante de certa variação de carga ao longo do tempo pode ser obtida de (43).

$$Perdas = Perdas_{flat}.(CV^2 + 1) \tag{43}$$

Segundo (43) as perdas podem ser definidas como a perda hipotética obtida da média da corrente transmitida $I(t)$, componente $Perdas_{flat}$, multiplicada pelo coeficiente de variação ao quadrado da curva de corrente. Em condições nominais e regime permanente, por simplicidade a potência em p.u. equivale à corrente, que conduz ao coeficiente de variação da curva de potência ativa, dada por CV, conforme (44).

$$CV = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{N}\left(P_i - \overline{P}\right)^2}{\overline{P}}} \tag{44}$$

Onde P_i é a potência no período da medição *i*, $\overline{P}$ é a potência média no período e *N* o número total de medições. Ou seja, o coeficiente de variação ao quadrado da curva define a perda de eficiência do sistema, decorrente da forma de utilização da energia ao longo do tempo. A eficiência máxima do sistema elétrico é dada quando o coeficiente de variação for zero, não podendo ser superado, exceto pela mudança nos parâmetros do sistema elétrico, representado pela redução da resistência equivalente. Algumas deduções podem ser obtidas de (43):

- A integralização da curva de carga reduz a perda calculada, pois reduz o coeficiente de variação da curva de potência ativa, conforme já descrito por Urquhart e Thomson (2015);

- As perdas podem ser decompostas em duas parcelas, a primeira devido à quantidade de energia transmitida em certo período e a segunda pela dinâmica da carga;
- O cálculo de perdas (*ceteris paribus*) depende somente da estatística da curva de carga, representado pela média da potência ativa e pelo desvio padrão, na forma do coeficiente de variação da curva, sendo pouco influenciado por variáveis aleatórias, tal como a máxima, ou, ainda, pelo tipo da função distribuição;
- Medidores digitais são limitados ao período de aquisição e integralização dos dados, adicionando erros decorrentes de variações rápidas de carga (BERRISFORD, 1990).

O problema da integralização da curva de carga poderá ser mais bem visualizado com o cálculo das perdas no domínio da frequência, modelo definido de forma inédita no âmbito da Tese.

8.3.1.2 Domínio da Frequência

Este item tem o objetivo de generalizar o modelo de perdas dos sistemas elétricos para uma dada função periódica ao longo do tempo. Considerando a equação (43), o problema consiste em calcular a variância da função cosseno de módulo H, com certa defasagem *α*, conforme (45).

$$Y = H.cos(x - \propto) \tag{45}$$

A variância de *Y* para *n* ciclos, onde *n* é um número inteiro, é dada por (46), conforme Helstrom (1991).

$$VAR(Y) = \frac{1}{n \cdot 2 \cdot \pi} \int_0^{n2\pi} \left(H.cos(x - \propto)\right)^2 dx - E(Y)^2 \tag{46}$$

Considerando que a esperança *E(Y)* é zero para a cossenoide, a variância resulta em (47).

$$VAR(Y) = \frac{H^2}{n \cdot 2 \cdot \pi} \int_0^{n2\pi} cos^2(x - \propto)\, dx \tag{47}$$

Dessa forma, tem-se que a variância é dada por (48).

$$VAR(Y) = H^2.\left(\frac{n2\pi - \propto}{n4\pi} + \frac{sen(n4\pi - 2.\propto))}{n8\pi} - \frac{-\propto}{n4\pi} - \frac{sen(-2.\propto))}{n8\pi}\right) \tag{48}$$

Considerando que o segundo e quarto temo da expressão são equivalentes para *n* inteiro obtém-se (49).

$$VAR(Y) = \frac{H^2}{2} \tag{49}$$

A variância de uma função senoidal é equivalente à metade de sua amplitude ao quadrado, conforme (49), e, ainda, considerando que a soma das variâncias de variáveis aleatórias independentes é equivalente a variância da soma de variáveis aleatórias obtém-se (50).

$$VAR(Y_1 + Y_2 + \cdots + Y_n) = VAR(Y_1) + VAR(Y_2) + \cdots + VAR(Y_n) \quad (50)$$

Considere-se que $H = H_i/H_0$. Nesse caso, H_0 representa componente contínua, o que garante que a média da curva em análise é unitária. De (50) para o caso de uma somatória de cossenos e senos limitados a ciclos inteiros a variância total é dada por (51).

$$VAR(Y_1 + Y_2 + \cdots + Y_n) = \frac{1}{2} \cdot \sum_{i=1}^{N} H_i^2 \quad (51)$$

Dividindo pela componente contínua (52).

$$CV^2(Y_1 + Y_2 + \cdots + Y_n) = \frac{1}{2} \cdot \sum_{i=1}^{N} \left(\frac{H_i}{H_0}\right)^2 \quad (52)$$

Onde H_i é a amplitude da *i* função seno/cosseno. A dedução se torna importante, considerando que com (52) é possível calcular a variância de uma onda periódica pela metade da soma das amplitudes ao quadrado de suas harmônicas de carga. Aplicando (52) em (43) tem-se (53).

$$Perdas = Perdas_{flat} \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot \sum_{i=1}^{N} \left(\frac{H_i}{H_0}\right)^2 + 1\right) \quad (53)$$

Ao se considerar o valor RMS da onda tem-se (54).

$$Perdas = Perdas_{flat}.\left(\sum_{i=1}^{N}\left(\frac{H_i}{H_0}\right)^2 + 1\right) \tag{54}$$

A contribuição de cada componente harmônica na composição das perdas, constituindo o espectro de perdas, é simplesmente dada pela sua amplitude ao quadrado. Definição similar pode ser obtida por meio da identidade de Parseval conforme Agunov, Agunov e Globenco (1997), Manherz (1969) e Feichtinger (1992).

8.3.1.3 Propriedades do Coeficiente de Perdas

Com a expressão (54) é obtida a decomposição das perdas em dado equipamento para cada uma das componentes harmônicas, constituindo o espectro de perdas da curva de carga. Dessa forma, são obtidas as perdas do equipamento e a relação entre a componente harmônica da curva de carga e a perda associada em período definido. Considerando o exposto, suponha 2 curvas de carga (A e B) com primeira componente harmônica, H_{1A} *e* H_{1B}. As componentes que resultarão na perda equivalente são dadas por (55) e (56).

$$H_{1Eq.}{}^2 = (H_{1A} + H_{1B})^2 \tag{55}$$

$$H_{1Eq.} = H_{1A} + H_{1B} \tag{56}$$

De (55) conclui-se que a perda equivalente das várias componentes harmônicas é obtida pela simples soma das componentes individuais elevadas ao quadrado. A propriedade é válida para qualquer componente harmônica. Para o domínio do tempo, as equivalências dos desvios padrão de (57) são válidas somente para variáveis aleatórias independentes.

$$\sigma_{1Eq.}{}^{2} = \sigma_{1A}{}^{2} + \sigma_{1B}{}^{2} \tag{57}$$

No domínio da frequência há independência entre variáveis (funções seno/cosseno de múltiplas frequências), enquanto no domínio do tempo tal propriedade não é observada entre a variância das curvas de carga. A Figura 43 apresenta gráfico de correlação entre uma senoidal de frequência angular ω e $2 \cdot \omega$. Como se observa não existe correlação entre as componentes senoidais.

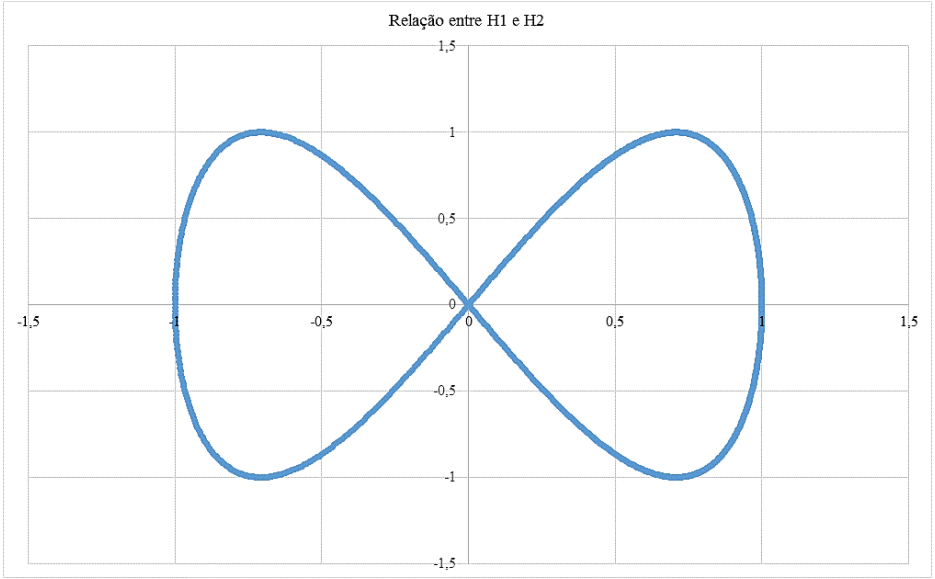

Figura 43 – Relação entre frequência angular $\boldsymbol{\omega}$ e $\mathbf{2} \cdot \boldsymbol{\omega}$.
Fonte: Autor

Em outro sentido, para curvas de carga no domínio do tempo, observa-se que conforme se aumenta a correlação entre as curvas, com consequente incremento da

dependência, a relação entre a soma das variâncias pela variância das somas das curvas de carga tende a se deteriorar, conforme Figura 44.

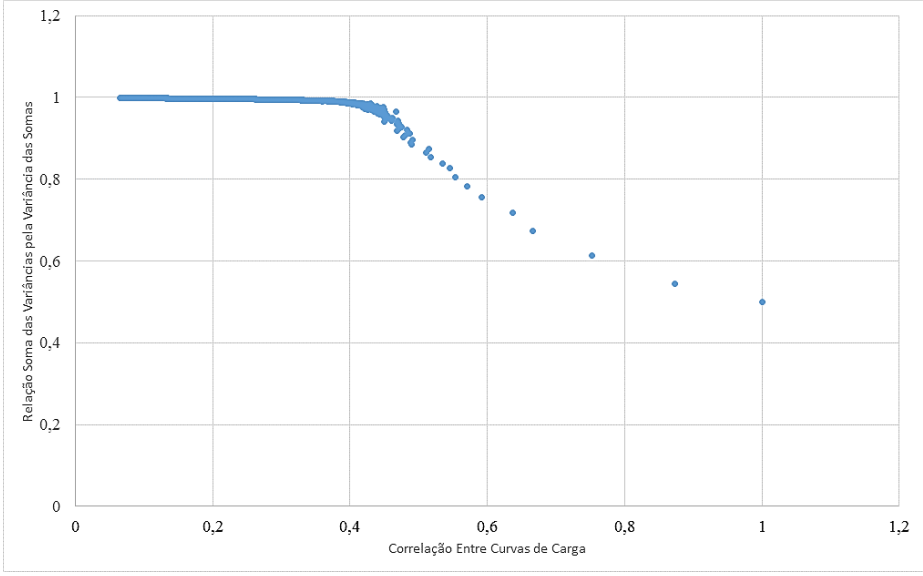

Figura 44 – Relação soma das variâncias pela variância das somas para dada correlação entre curvas de carga geradas.
Fonte: Autor

Considerando que curvas de carga não são independentes, não é possível realizar operações de soma de variâncias de curvas de carga aplicadas a equação (43), realizando operações de cálculo de perdas equivalentes.

Propriedades de soma das componentes de curvas de carga somente podem ser garantidas no domínio da frequência pelo fato das senóides/cossenóides de frequências múltiplas serem independentes, tal como demonstrado na Figura 43. Em síntese, as componentes harmônicas da série de Fourier são em sua gênese independentes, possibilitando operações de cálculo equivalente de perdas, devido a propriedades de aditividade e homogeneidade de funções lineares (EDMINISTER, 1987).

8.3.2 Considerações sobre a Janela de Estimativas de Perdas

Nas simulações de perdas, existem duas vertentes temporais, a diária e a sazonal. A modelagem proposta considera que a curva de carga terá a potência média mantida ao longo das semanas, meses e anos. Tal suposição subestima as perdas comparada a janela de análise maior do que a diária.

Considerando (43), o coeficiente de variação da curva é majorado ao se considerar que, mantendo-se o perfil, a potência média diária varia devido à sazonalidade. Todavia, é possível considerar as contribuições sazonais nas perdas, por meio da equação (58), que decorre das propriedades da variância conforme Helstrom (1991) e apresenta a relação entre a variância e a aplicação de fator *α* na variável X.

$$VAR(\alpha \cdot X) = \alpha^2 \cdot VAR(X) \tag{58}$$

Considerando que o ciclo se repete *N* vezes, com valores diferentes de *α* para cada repetição temos (59), que representa a generalização do coeficiente de perdas – CP, considerando as componentes harmônicas *H*.

$$CP = \sum_{i=1}^{d} H_i^2 \cdot \sum_{\mathrm{j}=1}^{m} H_j^2 \cdot \sum_{\mathrm{j}=1}^{y} H_j^2 \tag{59}$$

Onde a primeira parcela representa as componentes harmônicas de carga com integralização de 5 ou 15 minutos no período de 1 dia; a segunda componente representa as componentes harmônicas de carga com integralização de 1 dia no período de 1 mês; e a terceira componente representa as componentes harmônicas de carga com integralização de 1 mês no período de 1 ano. Ainda, segundo (43), o coeficiente de perdas – CP anual pode ser composto pelo CP diário, mensal e anual.

Como exemplo, tem-se a curva de carga diária com integralização de 5 minutos apresentada na Figura 45.

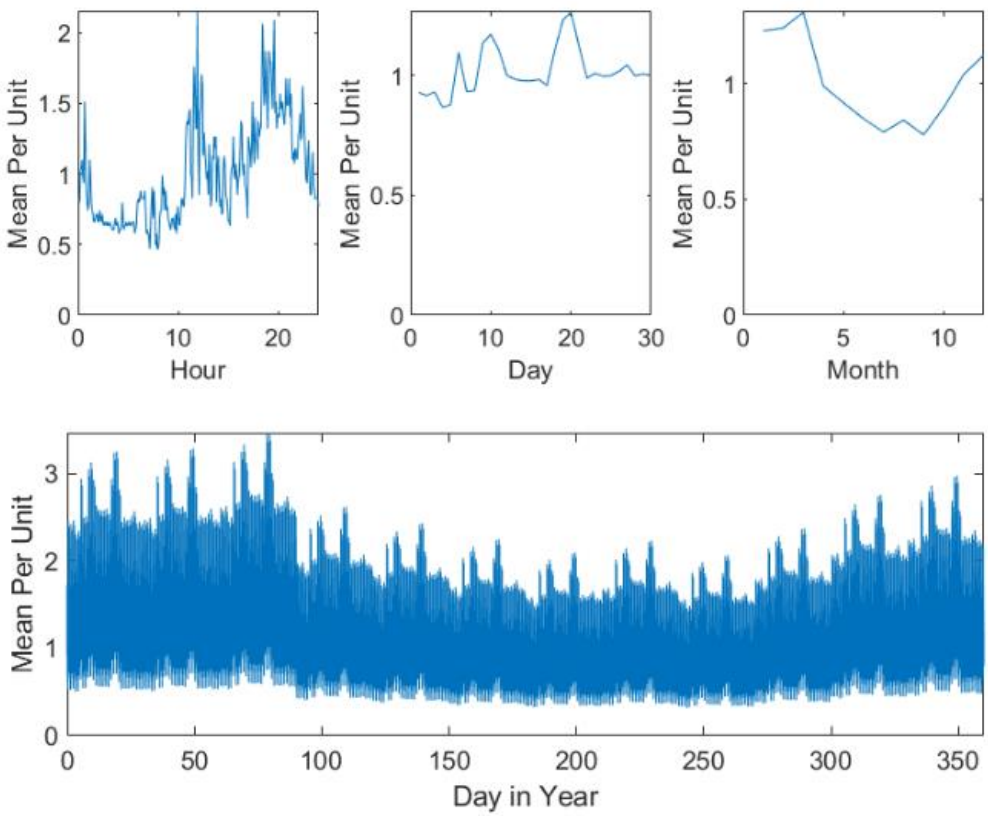

Figura 45 – Curva energia 5 minutos
Fonte: Autor

Portanto, utilizando 3 curvas mostradas na parte superior da Figura 45 e considerando o sinal como periódico, é sintetizada a curva anual, com processamento de 5 minutos (eixo X dia no ano). Quando calculada a variância padronizada, que define o CP de acordo com (43), obtém-se os valores dados na Tabela 14.

Tabela 14 – Variância padronizada da curva anual sintetizada

Período	Variância Padronizada
Diária	0,1243
Mensal	0,0100
Anual	0,0316
Anual sintetizada (5min)	0,1714

Fonte: Autor

A relação entre as variâncias padronizadas é apresentada em (60).

$$CP_S = (1 + 0{,}1243) \cdot (1 + 0{,}0100) \cdot (1 + 0{,}0316) - 1 = 0{,}1714 \qquad (60)$$

Conforme demonstrado na Tabela 14 as perdas são subestimadas em 4,19% ao se desconsiderar as variâncias mensais e anuais. Geralmente desprezadas, as variações sazonais e mensais causam impactos nas perdas dos sistemas elétricos, e podem ser utilizadas para cálculos de variações sazonais das tarifas, calculados na base de tempo anual. Uma forma de considerar a sazonalidade é utilizar as primeiras componentes harmônicas de carga anual e mensal como correção dos valores calculados para a base diária utilizando (59).

8.3.3 Simulações de Perdas com cargas no Domínio da Frequência

A equação (54) demonstra que o cálculo das perdas pode ser realizado mantendo o modelo do circuito elétrico, alterando somente o modelo de carga, considerando cada componente de simulação como uma componente harmônica. Essa propriedade decorre do teorema da superposição e de linearidade de circuitos elétricos (EDMINISTER, 1987). Além disso, ao considerar o modelo no domínio da frequência, as componentes de redes podem ser consideradas constantes, pois o período relativo da fundamental é muito alto, alterando de forma insignificante os modelos de indutância e capacitância dos circuitos. No Brasil, os modelos de indutância e capacitância são calculados para a frequência de 60 Hertz. Para o modelo de carga no domínio da frequência de sua 128ª harmônica, limite da resolução da medição, é de cerca de 680 segundos, para um período do modelo dos elementos de 0,0167 segundos (60 Hz).

Suponha a simulação de perdas para uma curva de carga padronizada com *n* patamares obtidos por meio de medição. As perdas são dadas por (61).

$$CP = \sum_{i=1}^{d} P_i^2 \tag{61}$$

Onde P_i é patamar i da curva de carga padronizada pela potência média. O equivalente para a simulação de perdas no domínio da frequência considerando (29) e (53) é dado por (62).

$$CP = \sum_{i=1}^{n} {X_{A_i}}^2 + {X_{B_j}}^2 \tag{62}$$

O custo computacional para o cálculo das perdas no domínio da frequência, dado por (53), e no domínio do tempo, dado por (43), são equivalentes ao se considerar o limite de *Nyquist*. Todavia, conforme explanado anteriormente, no domínio da frequência o decaimento exponencial das componentes harmônicas é previsível, ou seja, prioriza-se o cálculo para componentes com maior impacto no cálculo de perdas.

Para ilustrar o conceito de cálculo no domínio da frequência, é realizada a simulação das perdas no *software OpenDSS* com modelos de carga no domínio da frequência e domínio do tempo. Para tanto, é resolvido o fluxo de carga da rede de distribuição apresentada na Figura 46, disponibilizada pela *Electric Power Research Institute*[12], incluída na biblioteca do *OpenDSS*, composta por curva de carga anual com integralização de 1 hora, compondo 8.760 pontos.

[12] Obtido no site https://sourceforge.net/projects/electricdss/. Acesso em 01/03/2019.

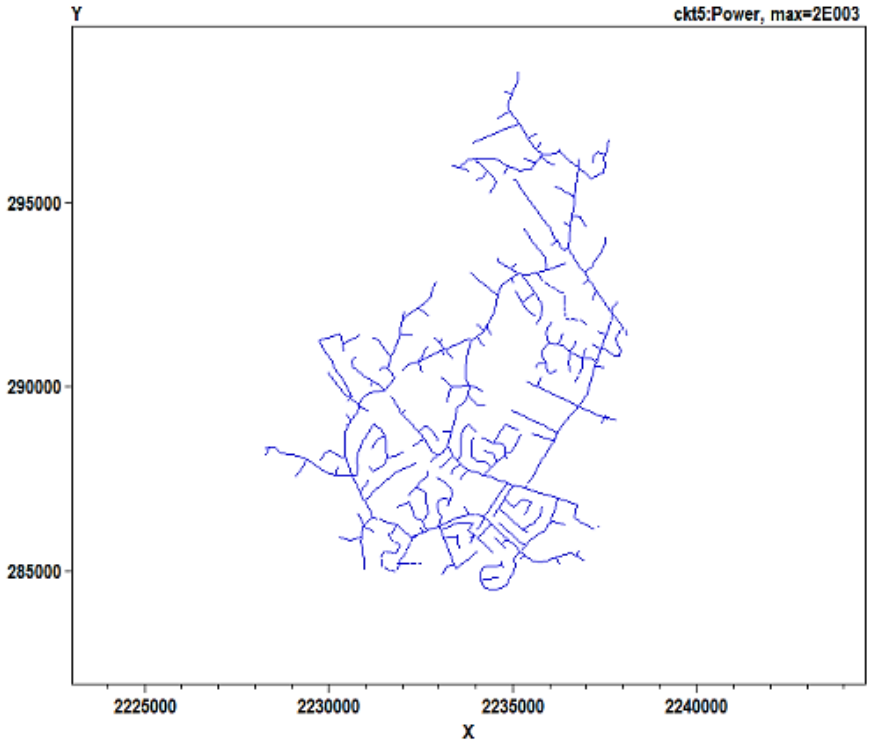

Figura 46 – Sistema de distribuição simulado.
Fonte: OpenDSS (2019).

A Tabela 15 apresenta os resultados das simulações, considerando os modelos realizados com as componentes no domínio do tempo e da frequência. A componente *flat* refere-se à simulação considerando a componente fundamental das curvas de carga no domínio da frequência, enquanto as perdas *wave* consideram as componentes harmônicas diversas.

Tabela 15 – Comparação de perdas no domínio da frequência e tempo

Tipo	**Perdas [MWh]**
Domínio Tempo	316.314
Flat	271.174
Wave	44.661
Total Domínio Frequência	315.835
Diferença %	0,1514%

Fonte: Autor

Observa-se diferença desprezível nas simulações, decorrente do modelo de potência constante e da simplificação inicialmente proposta, de se desprezar as variações de tensão, fator de potência e de elementos de rede. Dessa forma, com o objetivo de reduzir o tempo computacional, a simulação pode conter somente as primeiras componentes harmônicas de carga.

Considerando o exposto anteriormente, as perdas podem ser definidas por duas componentes, a primeira decorrente das características do sistema elétrico, representada por resistência equivalente e energia transitada no sistema ou pela potência média. A primeira componente independe da forma como a energia é consumida ao longo do tempo, ou seja, da curva de carga. A segunda parcela refere-se a perda adicional imputada pela variação da carga, linear as perdas mínimas na condição de fluxo de carga constante. Por sua vez, as componentes de perdas por variação da carga podem ser decompostas por componentes harmônicas da curva de carga. Tal demonstração é a base para o cálculo da Responsabilidade de Perdas.

Inicialmente, é modelada a Responsabilidade de Perdas de transformadores, que servirá de modelo para a definição de redes de baixa e média tensão. Considere uma variação marginal de carga de um certo consumidor *k* atendido por transformador *j*. Ao considerar a carga no domínio da frequência tem-se que uma certa variação marginal de carga do consumidor *k* produzirá uma variação marginal nas componentes harmônicas, por conseguinte, uma variação marginal na respectiva harmônica do transformador *j*.

8.3.4 Elasticidade espectro de perdas carga

Adaptando a equação (53) para o equipamento transformador, as perdas podem ser segregadas em perdas ferro ($Perdas_{FE}$) e perdas cobre ($Perdas_{CU}$), com $Perdas_{FE}$ considerada constante, invariável à carga, e $Perdas_{CU}$ variável de forma quadrática à carga. Os valores para $Perdas_{FE}$ e $Perdas_{CU}$ são dados nominais de placa de transformadores. Dessa forma, para o transformador *j* a expressão (52) se torna (63).

$$Perdas_j = Perdas_{fe} + Perdas_{CU_flat} + Perdas_{CU_flat}.\left(\frac{1}{2}\sum_{i=1}^{N}\left(\frac{H_i}{H_0}\right)^2\right) \quad (63)$$

Realizando a troca de bases para a da potência nominal do transformador tem-se (64) e (65).

$$Perdas_j = Perdas_{fe_j} + Perdas_{CU_j}.\left(\frac{H_{0,j}}{P_{base,j}}\right)^2\left(1 + \frac{1}{2}\sum_{i=1}^{N}\left(\frac{H_{i,j}}{H_{0,j}}\right)^2\right) \quad (64)$$

$$Perdas_j = Perdas_{fe_j} + \frac{Perdas_{CU_j}}{{P_{base}}^2}.{H_{0,j}}^2 + \frac{Perdas_{CU_j}}{{P_{base}}^2}.\left(\frac{1}{2}\sum_{i=1}^{N}{H_{i,j}}^2\right) \quad (65)$$

Para realizar a operação de derivada do termo do somatório de (65), é considerado que o módulo do vetor $H_{i,j}$ pode ser escrito como somatório de projeções dos vetores $H_{i,j,k}$, aplicando a definição de projeção como produto escalar, resulta em (66), além do escalar (67).

$$H_{i,j} = \sum_{k=1}^{M}\left(H_{i,j,k}.\frac{H_{i,j}.H_{i,j,k}}{|H_{i,j}|.|H_{i,j,k}|}\right) \quad (66)$$

$$H_{0,j} = \sum_{k=1}^{M}\left(H_{0,j,k}.\right) \quad (67)$$

Dessa forma, em termos de cada unidade consumidora obtém-se (68).

$$Perdas_j = Perdas_{fe_j} + \frac{Perdas_{CU_j}}{{P_{base}}^2}.\left(\sum_{k=1}^{M}\left(H_{0,j,k}.\right)\right)^2 + \frac{Perdas_{CU_j}}{{P_{base}}^2}.\left(\frac{1}{2}\sum_{i=1}^{N}\left(\sum_{k=1}^{M}\left(H_{i,j,k}.\frac{H_{i,j}.H_{i,j,k}}{|H_{i,j}|.|H_{i,j,k}|}\right)\right)^2\right) \quad (68)$$

Considere a função *F(t)*$_k$, que representa a curva de carga do consumidor *k*. Calculando o diferencial total de perdas do transformador *j* em relação a curva de carga do consumidor *k*, e que $Perdas_{fe_j}$ por definição é constante em relação à carga, tem-se (69).

$$RP_{j,k} = \frac{\partial Perdas_j}{\partial F(t)_k} = \frac{2.Perdas_{CU_j}}{{P_{base,j}}^2}.H_{0,j}.dH_{0,j,k} + \frac{Perdas_{CU_j}}{{P_{base,j}}^2}.\left(\sum_{i=1}^{N} H_{i,j}.\frac{H_{i,j}.H_{i,j,k}}{|H_{i,j}|.|H_{i,j,k}|}\right)dH_{i,j,k} \quad (69)$$

Considerando (70) obtém-se (71).

$$dH_{i,j,k} = \frac{H_{i,j,k}}{H_{0,j,k}}dH_{o,j,k} \quad (70)$$

$$RP_{j,k} = \frac{\partial Perdas_j}{\partial F(t)_k} = \frac{Perdas_{CU_j}}{{P_{base,j}}^2}.\left(2.H_{0,j} + \sum_{i=1}^{N}\frac{H_{i,j}.H_{i,j,k}}{|H_{0,j,k}|}\right).dH_{o,j,k} \quad (71)$$

O segundo termo de (71) se refere a taxa de perdas devido a forma da curva de carga, que define seu espectro de raias e espectro de perdas, enquanto o vetor *2.H*$_0$ se refere a taxa de perdas devido a energia circulante, indistinta para todas as unidades consumidoras. Ao considerar que todas as curvas de carga são constantes

(*flat*) o somatório de (71) será nulo e a contribuição unitária nas perdas e expansão serão idênticas para todas as unidades consumidoras, análogo ao resultado do método do consumidor fantasma, detalhado no item 3.3. Matematicamente é interessante registrar que o espectro de perdas da curva de carga do consumidor fantasma (fictício) será equivalente à soma dos espectros de perdas dos consumidores atendidos pela rede *j*.

Ademais, observe que o termo $Perdas_{CU}/{P_{base}}^2$ é um fator ou taxa de referência de perdas, que é equivalente a $Perdas_{RE}/{P_{flat}}^2$ onde $Perdas_{RE}$ são as perdas reais, calculadas no ponto de operação do sistema elétrico ou equipamento. Em termos práticos, a definição das perdas para a operação real já está disponível para o cálculo de perdas. Dessa forma, é mais interessante a definição para o ponto de potência de operação real.

Considerando o exposto, a variação relativa de perdas na forma matricial, em p.u. das perdas de operação, é dada por (72).

$$RP_{j,i} = \frac{1}{{P_{base,j}}^2} \cdot \left(\underbrace{\begin{bmatrix} 1/H_{0,1} & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & 1/H_{0,k} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} H_1 . H_{1,1} & \cdots & H_i . H_{i,1} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ H_1 . H_{1,k} & \cdots & H_i . H_{i,k} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix}}_{\textit{Responsabilidade de Perdas Wave}} + \underbrace{2 . H_0 \begin{bmatrix} 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix}}_{\textit{Responsabilidade de Perdas Flat}} \right) \quad (72)$$

As componentes harmônicas da carga são definidas por (73) e (74).

$$\{H_{1,k}, \dots, H_{i,k}\} = \mathcal{F}\{f(C_k(h))\} \quad (73)$$

$$\{H_1, \dots, H_i\} = \mathcal{F}\left\{ f\left(\sum_{j=1}^{k} C_j(h) + P(h) \right) \right\} \quad (74)$$

onde: $\mathcal{F}\{\cdot\}$ é a transformada de Fourier; $f(\cdot)$ é a função da contribuição da carga fora de ponta na ponta; $C_j(h)$ representa as *k* curvas de carga com *h* integralizações; e *P(h)* as perdas associadas a cada período de integralização *h*.

A expressão (72) representa a variação das perdas em relação a perda nominal do sistema analisado, onde perdas *wave* decorre da forma de uso e perdas *flat* a potência média. O resultado cumpre os requisitos de desempenho, por utilizar cálculos escalares e lineares. No item seguinte apresenta-se a forma de consideração das perdas na expansão do sistema elétrico.

As componentes $H_{k,j}$ representam o espectro de perdas do transformador e $H_{0,j}$ a componente contínua do modelo ou, de outra forma, a potência média no período de 24 horas (LEE; GIRGIS, 1988). Sabendo que cada componente do espectro de perdas do transformador é uma composição vetorial do espectro de perdas de cada unidade consumidora, aplicando a derivada vetorial tem-se a expressão que define a *RP*. A componente $H_i \cdot H_{i,k}$ representa o produto vetorial entre a harmônica de carga *i* do transformador *j* em relação do consumidor *k*.

Novamente, o mesmo conceito se aplica as subestações em relação a carga dos transformadores e consumidores de média tensão. P_{base} representa a potência nominal do transformador *j.* A Responsabilidade de Perdas não depende de dados de perdas do transformador, mas somente da forma da curva de carga, sem utilizar pontos extremos como máxima, fator de perdas ou fator de carga.

O Anexo C apresenta prova de conceito da aplicação da equação (72) aplicada a modelo com 3 unidades consumidoras atendidas por transformador e, adicionalmente a unidades de microgeração.

8.3.5 Cálculo da Responsabilidade de Perdas para Geração Distribuída

No item anterior é definida a RP para transformadores representado por parâmetros concentrados. Contudo, é necessário extrapolar o modelo para equipamentos com parâmetros distribuídos, tal como redes de baixa e média tensão.

Na presente Tese é adotado o conceito de condomínio, que por vezes causa conflito entre o princípio de causalidade de custos, simplicidade e condições de contorno decorrentes da ordem social e econômica.

Um exemplo cotidiano, além do setor elétrico, é rateio da taxa de condomínio de um edifício residencial ou comercial, que demanda modelo de definição da taxa, a iniciar pela forma: rateio ou taxa fixa. No rateio, em síntese, os custos são somados e rateados pelo número de apartamentos ou lojas, onde cada unidade paga cotas idênticas, independente o tamanho, número de ocupantes, receita ou fluxo de clientes. Na forma de rateio por taxa fixa, adota-se um critério de diferenciação das quotas. Para apartamentos residenciais adota-se geralmente o tamanho do apartamento. Alguns critérios podem ser discutidos, sob o argumento de que o tamanho da edificação não influencia nos recursos utilizados por cada unidade.

Ademais, um problema análogo ao rateio de custos locacionais em sistemas elétricos, é o do uso do elevador em edificação vertical. A modelagem dos custos do elevador se torna emblemática, pois existe uma nítida diferença no uso de recursos para unidades da edificação localizadas no térreo e na cobertura. O modelo de rateio de custos do elevador gera debates em reuniões condominiais, todavia, geralmente prevalece a cobrança por quotas idênticas.

Da mesma forma, a contribuição para o Custeio do Serviço de Iluminação Pública – COSIP, Art. 149-A da Constituição Federal, trata do caráter de prestação de utilidades inespecíficas, indivisíveis, não podendo ser vinculado ou quantificado a determinado contribuinte.

No caso das tarifas locacionais no setor elétrico, algum critério de definição dos limites de aplicação dos cálculos deve ser adotado. O critério de quantificação dos custos pelo posicionamento elétrico deve ser mitigado pelas limitações geradas pelo próprio planejamento da distribuição, que fixa o ponto de conexão de cada unidade consumidora. Considerando o exposto, são analisados os possíveis impactos de uma conexão marginal de unidades de geração e carga pelo posicionamento e montante em um trecho de rede, comparando o impacto equiprovável locacional com o modelo por parâmetros concentrados.

8.3.5.1 Perdas de Potência para Trecho Elementar

Considere um trecho elementar de rede, com parâmetros distribuídos *R* (Ω/m) e carga distribuída de modo uniforme *i* (A/m), conforme Figura 47.

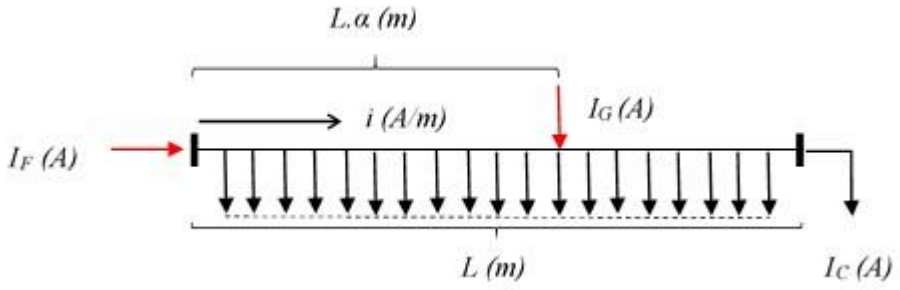

Figura 47 – Trecho de rede elementar
Fonte: Autor

Suponha uma injeção de corrente I_F *(A)* e uma carga final do trecho I_C *(A)*. Inicialmente desconsidere a injeção de uma geração I_G *(A)* em ponto intermediário do trecho, na distância de *α* vezes o comprimento do trecho *L*. Integrando para distância *x*, as Perdas são dadas por (75).

$$Perdas = R \cdot \int_0^L (I_C + L \cdot i - x \cdot i)^2 dx = R \cdot \left(\frac{i^2 \cdot L^3}{3} + i \cdot I_C \cdot L^2 + {I_C}^2 \cdot L \right) \quad (75)$$

Suponha que seja inserida a injeção I_G *(A)*, com I_F *(A)* < I_G *(A)*, ou seja a corrente à esquerda da injeção da geração é inferior a geração. A aplicação da equação (75) a jusante e montante da injeção I_G *(A)* conduz a (76).

$$Perdas = R \cdot \left(\frac{i^2 \cdot L^3 \cdot (1-\propto)^3}{3} + \frac{i^2 \cdot L^3 \cdot \propto^3}{3} + i \cdot \left(I_j - I_G\right) \cdot L^2 \cdot \propto^2 + \left(I_j - I_G\right)^2 \cdot L \cdot \propto \right) \quad (76)$$

Definindo $I_j = (1-\propto) \cdot L \cdot i$ e $\beta = \frac{I_G}{L.i}$, tem-se (77).

$$I_j - I_G = L \cdot i \cdot (1-\propto - \beta) \quad (77)$$

Substituindo (77) em (76) tem-se (78).

$$Perdas = R \cdot \left(\frac{i^2 \cdot L^3 \cdot [(1-\propto)^3 + \propto^3]}{3} + i \cdot \left(L \cdot i \cdot (1-\propto - \beta)\right) \cdot L^2 \cdot \propto^2 + \left(L \cdot i \cdot (1-\propto - \beta)\right)^2 \cdot L \cdot \propto \right) \quad (78)$$

Para $(\propto + \beta) \leq 1$ tem-se (79).

$$Perdas = \frac{R \cdot i^2 \cdot L^3}{3} \cdot [(1-\propto)^3 + (1 - \beta)^3 - (1-\propto - \beta)^3] \quad (79)$$

Em sentido diverso ao se considerar $I_j < I_G$ tem-se $(\propto + \beta) > 1$ obtém-se do mesmo modo (79). A Figura 48 apresenta relação do percentual de perdas variando os parâmetros de proporção da geração distribuída ***β*** e posicionamento no trecho ***α***. A base de perda é dada pelo trecho de mesma carga, sendo toda a energia injetada pela fonte.

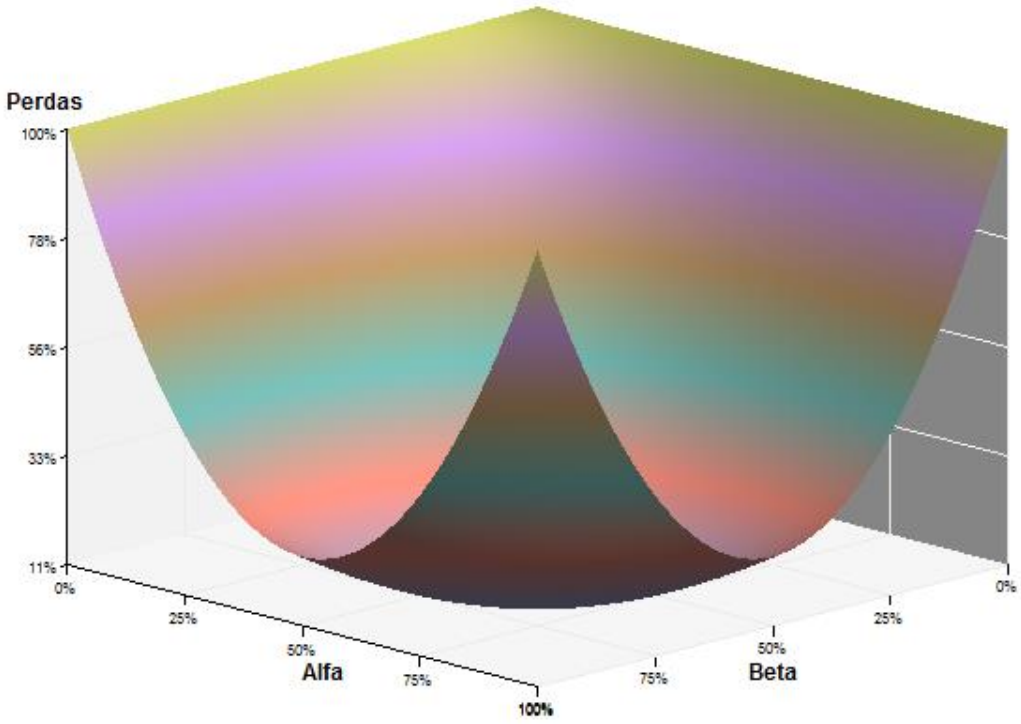

Figura 48 – Perdas com parâmetros distribuídos
Fonte: Autor

O ponto de mínima perda, de 25% da condição de referência, ocorre para $\propto = \beta = 50\%$. Apesar das perdas variarem muito com a posição da geração ou da carga, propõe-se a equalização dos impactos para uma mesma rede, diferenciando os custos somente pelo perfil de carga para um mesmo elemento, excluindo os impactos devido ao posicionamento da carga na rede. Suponha que o valor de *α* seja desconhecido. Calculando a esperança matemática do impacto de perdas de certa unidade de geração temos (80).

$$Perdas = R \cdot \int_0^1 \int_0^L (I_C + L \cdot i - x \cdot i)^2 dx \,.\, d\alpha = \frac{r \cdot i^2 . L^3}{3} . \left[(\beta - 1)^2 + \frac{\beta^2}{2} \right] \qquad (80)$$

No item seguinte é apresentado o impacto de se considerar o modelo de parâmetros concentrados, como aproximação para a esperança matemática do

impacto de perdas de unidade de geração ou carga do modelo por parâmetros distribuídos.

8.3.5.2 Perdas de Potência para Modelo Concentrado de Parâmetros

Considerando as mesmas definições de variáveis da modelagem para parâmetros distribuídos a geração é abatida da carga, o que resulta para parâmetros concentrados (81).

$$Perdas = R.(I_F - I_G)^2 \tag{81}$$

Considerando as definições de β tem-se (82).

$$Perdas = R.{I_F}^2.\left(\frac{1}{1+\beta}\right)^2 \tag{82}$$

Comparando na forma bidimensional as funções médias de percentual de perdas por parâmetros distribuídos (esperança matemática), conforme Figura 48 e (80) contra o modelo por parâmetros concentrados, definido pela equação (82), é obtida a Figura 49.

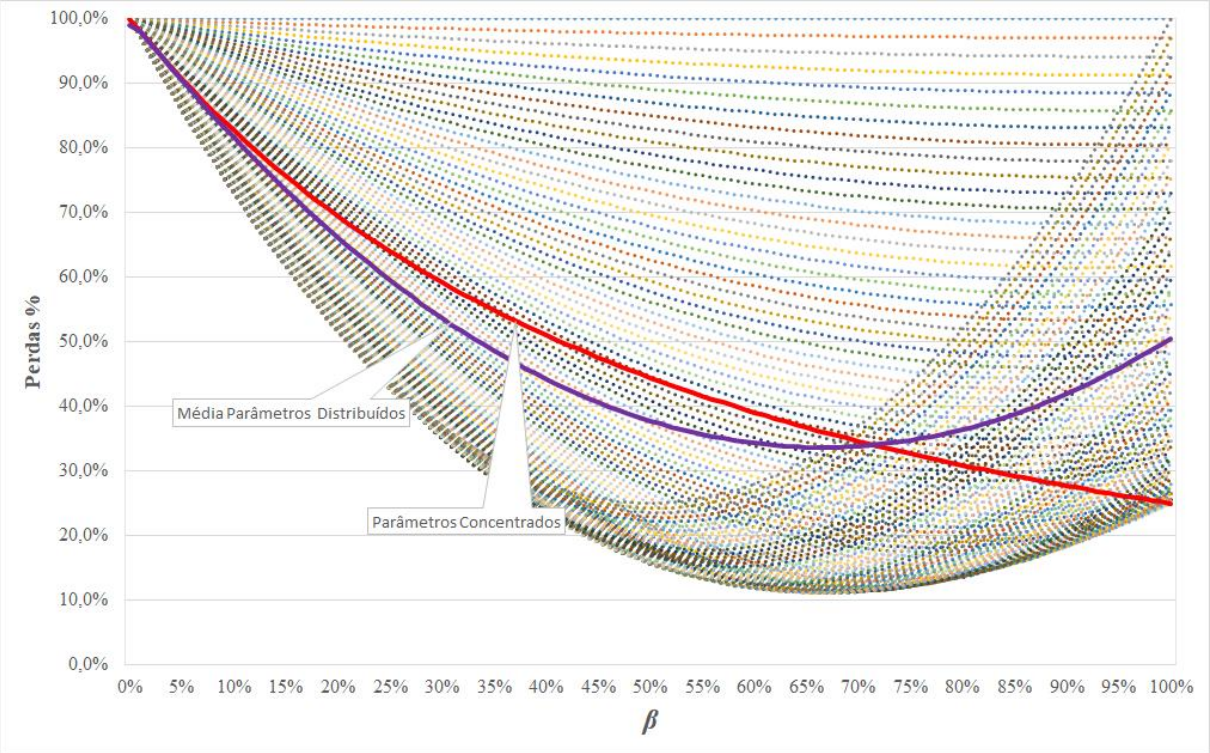

Figura 49 – Perdas com parâmetros distribuídos (média)
Fonte: Autor

O modelo equiprovável por parâmetros distribuídos de (80) é similar ao modelo por parâmetros concentrados de (82) para β menor que 75%. O ponto de inflexão (2/3) coaduna com as conclusões de Willis (2000). Considerando que a posição da geração distribuída é equiprovável, adota-se a média das perdas para os diversos valores de α. Comparando com o modelo de parâmetros concentrados, observa-se da Figura 49 que as diferenças entre as perdas médias por parâmetros distribuídos e parâmetros concentrados não são significativas para geração de até 75% da carga total da rede. Dessa forma, como aproximação para o modelo de tarifas não são incluídas correções para cargas e geração distribuída.

8.4 Algoritmo de Cálculo

Os modelos desenvolvidos no âmbito da Tese constituem um algoritmo a ser implementado para o cálculo no sistema de distribuição. Pelo princípio da causalidade de custos, propõe-se o rateio pelas funções de custos conforme Tabela 16.

Tabela 16 – Forma de rateio dos componentes de custos

Tipo Parcela	Componente	Detalhe	Função de Rateio
Parcela A	Encargos	Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	Energia
		Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	Energia
		Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	Energia
		Compensação financeira – CFURH	Energia
		Encargos Serv. Sist. – ESS e Energ. Reserv. – EER	Energia
		PROINFA	Energia
		P&D e Eficiência Energética	Energia
		Contribuição ONS	Energia
	Transporte	Rede Básica	Capacidade
		Rede Básica Fronteira	Capacidade
		Rede Básica ONS (A2)	Capacidade
		Rede Básica Export. (A2)	Capacidade
		MUST Itaipu	Capacidade
		Transporte de Itaipu	Capacidade
		Conexão	Capacidade
		Uso do sistema de distribuição	Capacidade
	Energia	Custo com Energia	Energia
		Perdas	Perdas
Parcela B	Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	Custos Operacionais (CO)	Capacidade
		Receitas Irrecuperáveis – Encargos Setoriais (Vi)	Capacidade
		Demais Receitas Irrecuperáveis	Capacidade
	Custo Anual dos Ativos (CAA)	Remuneração do Capital (RC)	Capacidade
		Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	Capacidade
		Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	Capacidade
	Fatores de Ajustes	Índice de Produtividade da Parcela B	Capacidade
		Mecanismo de Incentivo à Qualidade	Capacidade

Fonte: Autor

A depender da função de rateio de custos no tempo, adota-se algoritmo, conforme itens seguintes.

8.4.1.1 Capacidade

Para cada nó da rede (rede básica, subestações e transformadores de distribuição) propõe-se utilizar o Custo Incremental Médio de Longo Prazo – CIMLP por tipo de rede: tensão de operação, urbano/rural, número de fases. Dessa forma, para cada nó, os diversos CIMLP são ponderados pela quantidade de ativos, de modo a se obter um custo por região.

De posse do CIMLP ponderado, adota-se o algoritmo seguinte:

1. Cálculo das estimativas das curvas de carga de consumidores/prosumidores no domínio da frequência ou obtenção das curvas de carga por meio de centros de medição inteligente e aplicação de Transformada Discreta de Fourier;
2. Por meio da topologia e parâmetros da rede, obtido de PRODIST (2010), calcula-se o fluxo de carga para cada uma das 8 primeiras componentes harmônicas de carga, de um dia específico, obtendo os parâmetros para outros nós da rede (rede básica, subestações e transformadores de distribuição);
3. Aplica-se a função de ultrapassagem para todos os nós das redes e consumidores;
4. Calcula-se a Responsabilidade de Perdas - RP; e
5. Aplica-se a equação (42);

Devido ao decaimento exponencial das componentes harmônicas da carga e otimização do esforço computacional, adotam-se as 8 primeiras harmônicas, conforme Figura 26 e Figura 30. Dessa forma, são tomadas como aleatórios os efeitos das componentes maiores que a 8ª ordem. O algoritmo é aplicado conforme fluxo da Figura 50.

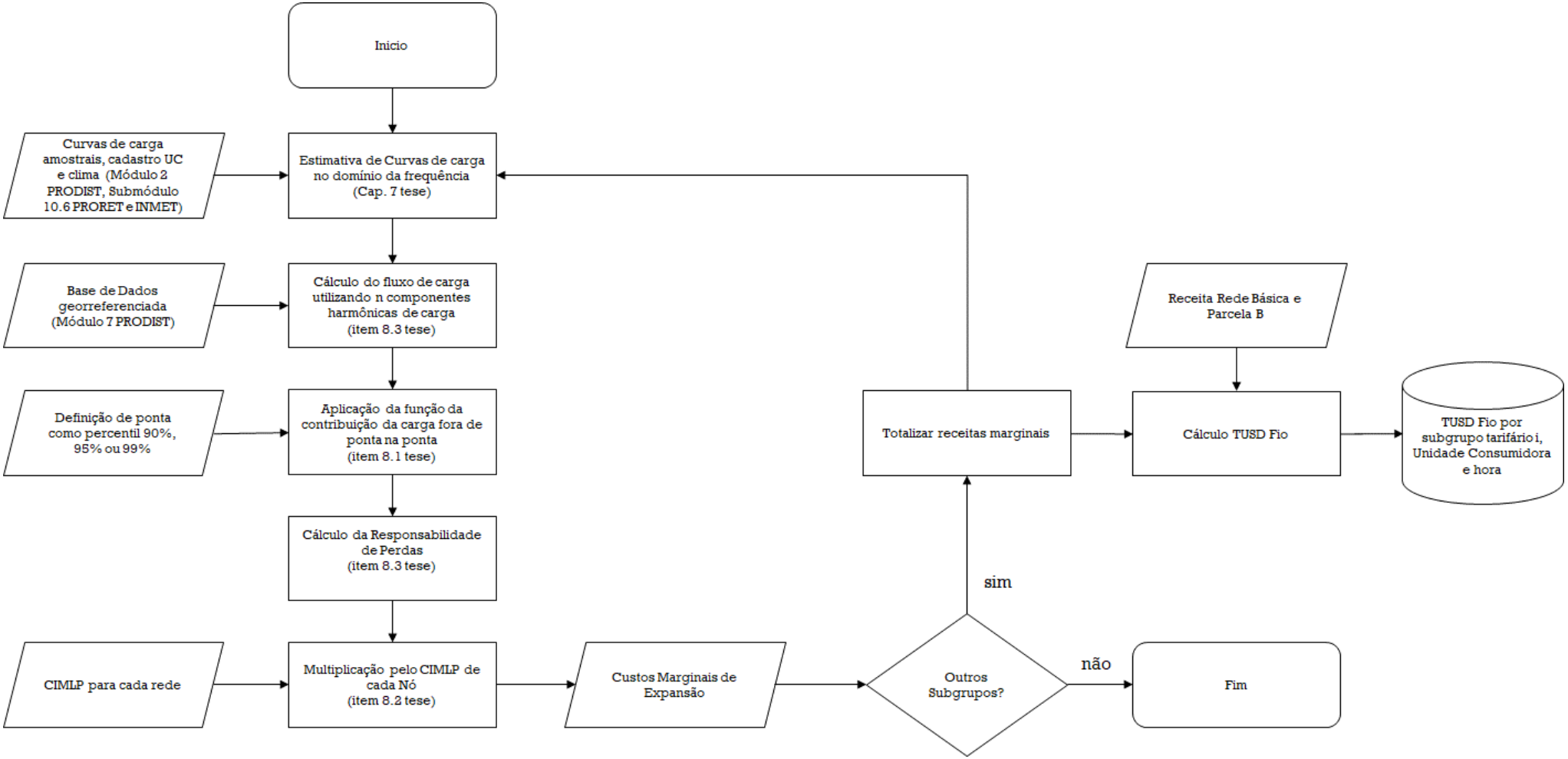

Figura 50 – Fluxo de cálculo
Fonte: Autor

Importa destacar que é dispensável a estimativa das curvas de carga de consumidores atendidos em alta tensão, pois possuem medição com registro de memória de massa e capacidade de comunicação. No mesmo sentido, é observada a evolução da medição dos consumidores atendidos em média tensão.

8.4.1.2 Estrutura Horizontal de Perdas

As perdas de energia podem ser computadas entre a diferença da energia injetada no sistema de distribuição e energia medida em todos os pontos de consumo. Como na prática não existe medição em todos os pontos de consumo, adota-se a energia faturada como aproximação para a energia consumida. O montante total de perdas pode ser segregado em perdas técnicas e perdas não técnicas. As perdas técnicas são decorrentes do processo de transporte, transformação e medição de energia elétrica. As perdas não técnicas são dadas pela diferença entre a energia total e perdas técnicas, que representa a energia não medida ou erros de estimativa, sobremodo decorrente de furtos de energia.

Embora as perdas estejam associadas à energia, pelo princípio da causalidade de custos, é natural que o rateio fosse realizado pela curva de perdas, em substituição à curva de carga. Para o cálculo do rateio de perdas técnicas e não técnicas são realizadas as seguintes etapas:

1. Cálculo das estimativas das curvas de carga de consumidores/prosumidores no domínio da frequência ou obtenção das curvas de carga por meio de centros de medição inteligente e aplicação de DFT;
2. Conhecendo a topologia da rede, calcula-se o fluxo de carga para cada uma das 8 primeiras componentes harmônicas de carga, uma única vez por dia, obtendo os parâmetros para outros nós da rede (rede básica, subestações e transformadores de distribuição);
3. Calcula-se RP, desconsiderando (73) e (74); e
4. Multiplica-se a RP pelas perdas e custo da energia; e
5. Realiza-se o rateio no tempo com base na curva de carga ao quadrado;

O algoritmo é aplicado conforme fluxo da Figura 51.

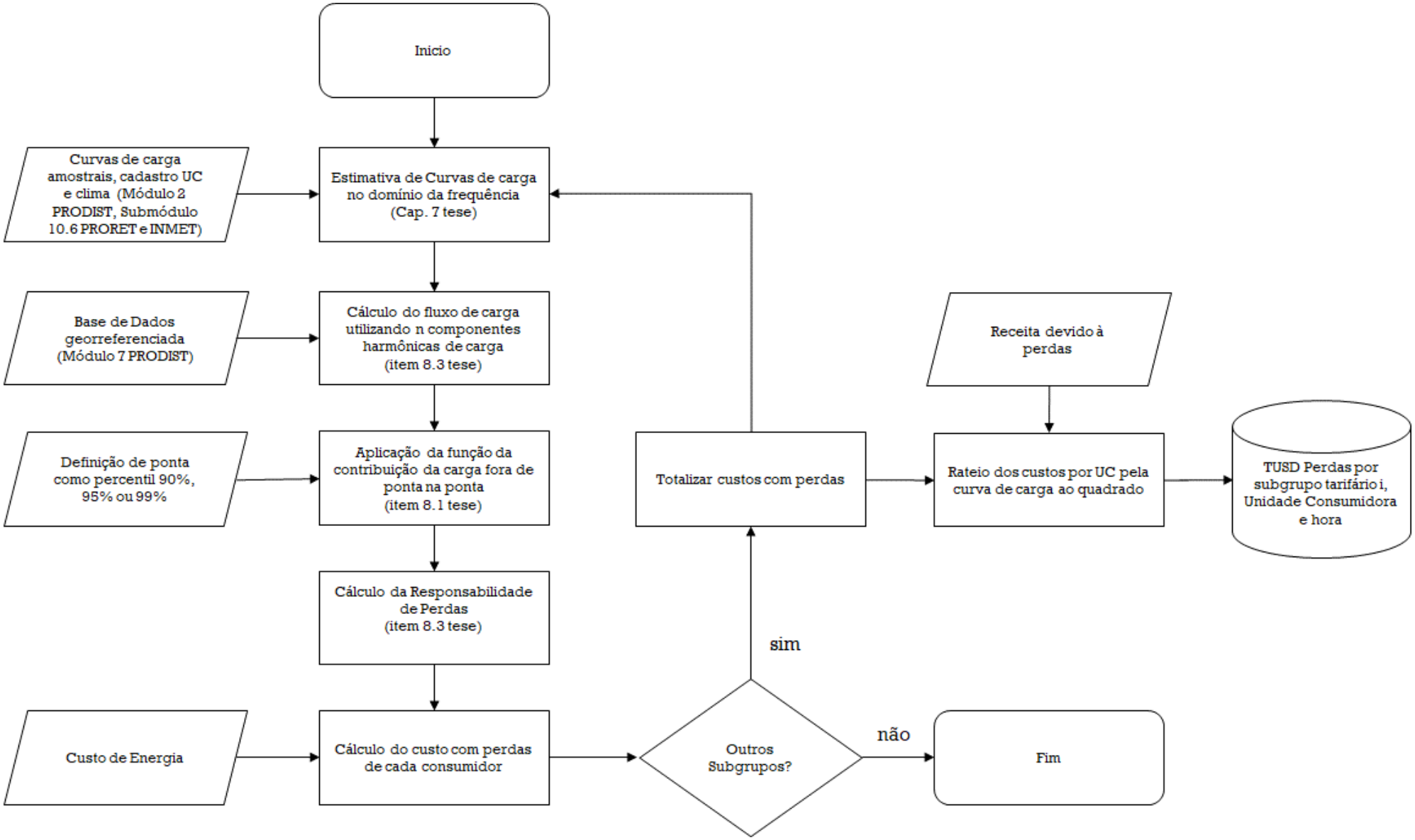

Figura 51 – Fluxo de cálculo
Fonte: Autor

8.4.1.3 Estrutura Horizontal de Energia

Das funções de custo, a da segregação da energia é a mais simples, consistindo em selo para todas as horas, variando segundo o *mix* de compra da distribuidora. Em aprimoramentos futuros o preço da energia poderá ser repassado em períodos mensais, em eventual substituição ao mecanismo de bandeiras tarifárias.

Segundo a Portaria nº 301 do Ministério de Minas e Energia, de 31 de julho de 2019, a partir de 01 de janeiro de 2021 o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD será calculado de forma horária. Desde abril de 2018 até a efetiva implementação o processo será calculado paralelamente para efeitos informativos, sendo denominados de Preço horário "Sombra", com o objetivo de avaliar eventuais impactos do novo modelo de cálculo.

Conforme resultados apresentados em estudo de caso, a variância das tarifas de uso é maior do que a variação dos preços de energia horários. A Figura 52 apresenta o Preço Horário "Sombra" da Região Sudeste com restrições da rede.

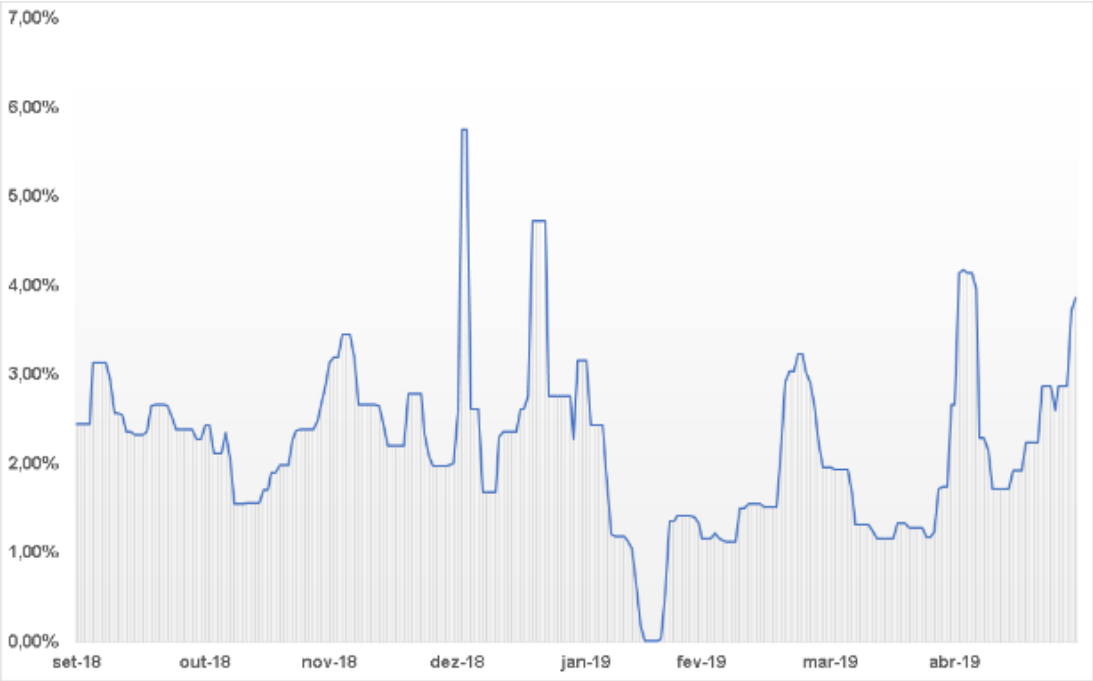

Figura 52 – Variância do preço horário sombra considerando restrições da rede.
Fonte: Autor[13].

[13] Dados Obtidos do site: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/preco_sombra. Acesso em 24/09/2019.

Mesmo considerando o repasse dinâmico do preço horário da energia, não há grande efeito na modulação dos hábitos de consumo, considerando que a variância diária do preço da energia é baixa, da ordem de 3%.

Considerando que a distribuidora tem a função de efetuar o planejamento da área de concessão, incluindo os contratos de longo prazo, é razoável supor que o *mix* de compra da energia não está sujeito de forma significativa aos preços horários. Dessa forma, pelo princípio da causalidade de custos, as tarifas de energia devem ser uma composição dos custos de contratos de longo prazo e parcela referente ao custo de curto prazo, o que mitiga ainda mais a influência do preço horário da energia.

Para o período de 25/09/2018 a 24/09/2019 são tomadas as curvas de preço de energia normalizadas pela média diária, e calculadas para cada hora a mediana e interdecil, apresentado na Figura 53.

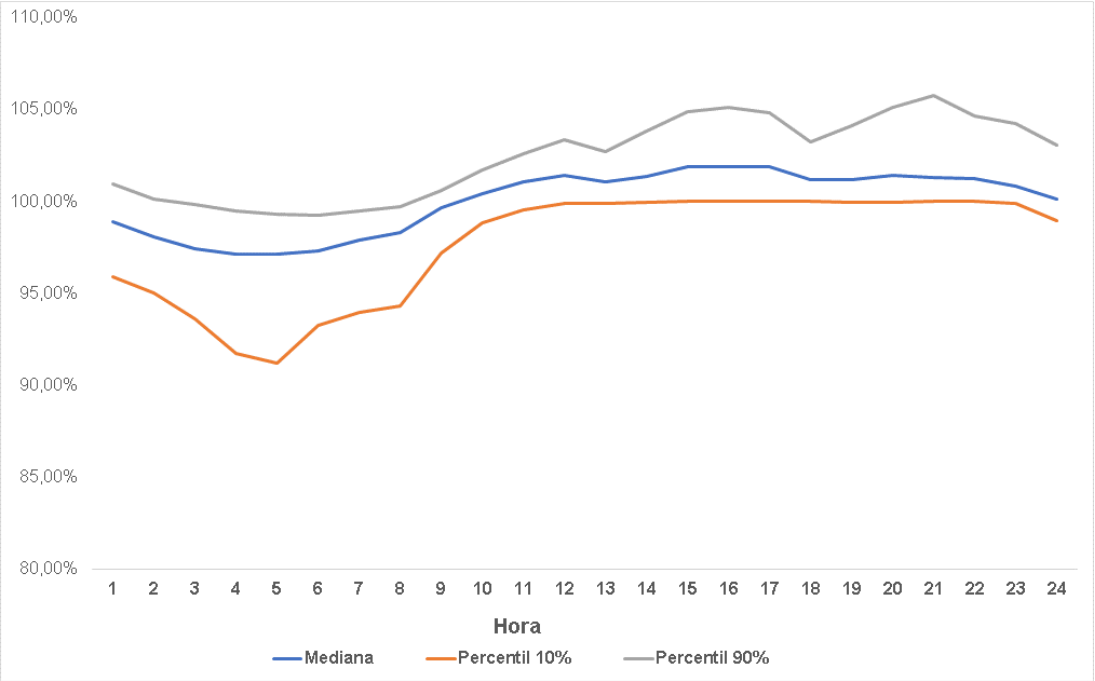

Figura 53 – Perfil do preço horário de energia
Fonte: Autor

Como se observa da Figura 53, as variações de preço ao longo do dia não são significativas, ao se comparar com a curva de custos do fio, como será visto pelo cálculo da TUSD locacional e dinâmica de área de concessão. Por fim, para

sensibilidade dos impactos das curvas de custos, a Figura 54 apresenta as funções horárias de custos para a curva de carga da Figura 38.

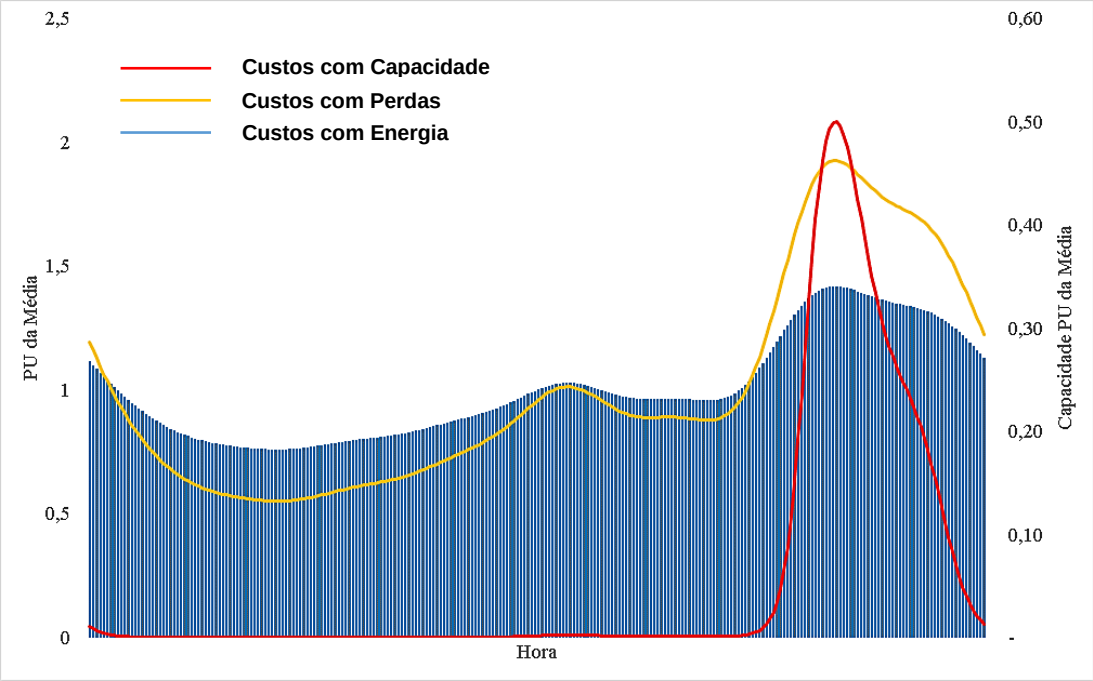

Figura 54 – Comparação entre as funções horárias de custos
Fonte: Autor

Em síntese, a função de custos final é uma ponderação das curvas de custos de capacidade, energia e perdas, com pesos proporcionais ao montante de custos do período de análise. Todavia, a participação de cada consumidor na curva final de custos dependerá de sua Responsabilidade de Perdas, que representa o impacto na forma da função de custos de capacidade. Dessa forma, as tarifas horárias são diferentes, a depender do perfil de consumo, no sentido de onerar as tarifas de consumidores com perfis correlacionados com a curva de carga da rede de atendimento, pois causam maior impacto na ponta.

9. ESTUDO DE CASO

O modelo de previsão de curvas de carga, proposto no Capítulo 7 é aplicado à região de Bragança Paulista – SP. Todos os dados utilizados são obtidos exclusivamente do processo de Revisão Tarifária Periódica – RTP de 2016 da Empresa Elétrica Bragantina – EEB. Os cálculos são realizados para o conjunto populacional das unidades consumidoras atendidas em baixa tensão e média tensão.

As tarifas são calculadas na forma horária utilizando as 8 primeiras harmônicas de carga do dia 12/08/2015. Considerando a natural variação do perfil das curvas de carga ao longo dos dias da semana e meses do ano, o cálculo tarifário constitui um sistema dinâmico.

Todavia, por simplificação, as tarifas são calculadas para o perfil de carga de um dia específico. Os efeitos da sazonalidade podem ser adaptados em trabalhos futuros considerando a mudança da janela de avaliação da máxima capacidade, conforme apresentado no item 8.3.2.

Nesse Capítulo são realizadas análises das tarifas locacionais e dinâmicas, bem como dois estudos de caso para a inserção de microgeração fotovoltaica e sistemas de armazenamento de energia.

9.1 Dados das Receitas

Para as simulações, são utilizados dados de receitas calculadas no processo de RTP, conforme Tabela 17. Detalhes podem ser obtidos de ANEEL (2016).

Tabela 17 – Receitas RTP 2016

Tipo Parcela	Componente	Detalhe	Função de Rateio	Valor
Parcela A	Encargos	Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	Energia	-
		Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	Energia	R$ 363.690,21
		Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	Energia	R$ 61.988.845,72
		Compensação financeira – CFURH	Energia	-
		Encargos Serv. Sist. – ESS e Energ. Reserv. – EER	Energia	R$ 14.203.837,22
		PROINFA	Energia	R$ 9.185.056,43
		P&D e Eficiência Energética	Energia	R$ 2.787.433,40
		Contribuição ONS	Energia	R$ 22.037,16
	Transporte	Rede Básica	Capacidade	R$ 6.489.832,39
		Rede Básica Fronteira	Capacidade	R$ 5.429.849,54
		Rede Básica ONS (A2)	Capacidade	R$ 1.820.666,10
		Rede Básica Export. (A2)	Capacidade	R$ 861.260,32
		MUST Itaipu	Capacidade	R$ 549.210,29
		Transporte de Itaipu	Capacidade	R$ 6.668.525,04
		Conexão	Capacidade	R$ 1.820.666,10
		Uso do sistema de distribuição	Capacidade	R$ 861.260,32
	Energia	Custo com Energia	Energia	R$ 126.010.410,25
		Perdas	Perdas	R$ 14.739.905,02
Parcela B	Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	Custos Operacionais (CO)	Capacidade	R$ 50.554.278,49
		Receitas Irrecuperáveis – Encargos Setoriais (Vi)	Capacidade	R$ 75.794,32
		Demais Receitas Irrecuperáveis	Capacidade	R$ 131.235,09
	Custo Anual dos Ativos (CAA)	Remuneração do Capital (RC)	Capacidade	R$ 18.871.409,61
		Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	Capacidade	R$ 9.002.422,49
		Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	Capacidade	R$ 6.663.838,23
	Fatores de Ajustes	Índice de Produtividade da Parcela B	Capacidade	-R$ 1.030.957,05
		Mecanismo de Incentivo à Qualidade	Capacidade	-R$ 625.858,66

Fonte: ANEEL (2016).

No processo de cálculo das tarifas assume-se que as receitas são definidas em períodos pré-estabelecidos, para então subsidiarem o cálculo Locacional e Dinâmico da TUSD. Nos cálculos não são considerados os componentes financeiros.

9.2 Ponta Econômica do Sistema de Distribuição

A ponta de carga do sistema de distribuição varia ao longo do ano, de acordo com o período de integralização da carga, nível de tensão e da posição elétrica do sistema, o que torna a análise determinística da carga ambígua. Atualmente, a prática demonstra que a ponta é conceituada como a máxima demanda simultânea da fronteira do sistema de distribuição com a rede básica. Trata-se de critério simples, com foco no impacto da carga da distribuição no sistema de transmissão.

Os custos unitários tendem a ser maiores para a rede de baixa tensão, o que imputa maior responsabilidade nos custos de atendimento. Dessa forma, como subproduto do cálculo locacional e dinâmico das tarifas são obtidos os custos horários da distribuidora, o que possibilita identificar o período de maior custo para a rede, considerando todos os componentes de custos. Ao realizar o produto escalar entre a curva tarifária e de carga obtém-se a curva de custos para cada unidade consumidora. Ao totalizar as curvas de custos é obtido o período de máximo custo do sistema, ora denominada de ponta econômica, conforme Figura 55.

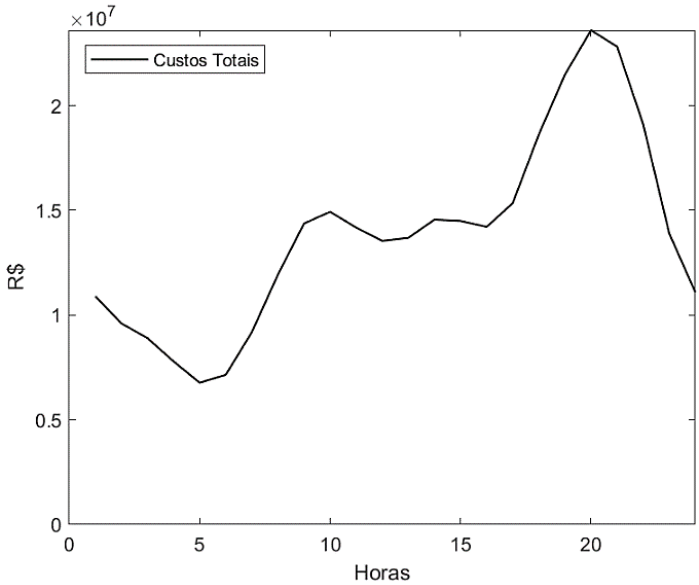

Figura 55 – Ponta econômica do sistema de distribuição
Fonte: Autor

A Figura 56 apresenta a curva de custos horários apresentado na Figura 55 segregado entre média e baixa tensão.

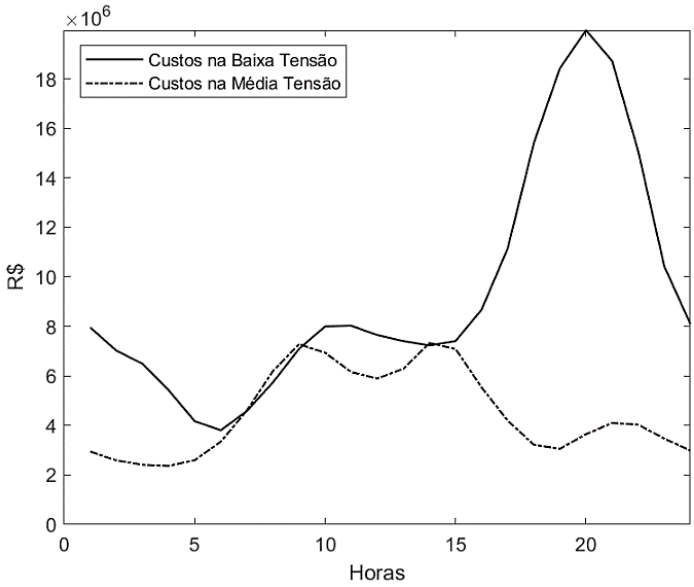

Figura 56 – Ponta econômica por nível de tensão
Fonte: Autor

A ponta para a média tensão ocorre no período entre 9h e 16h, enquanto para a baixa tensão ocorre às 20h. Como os custos unitários para a baixa tensão são maiores do que para a média tensão, prevalece para o caso em análise a ponta da baixa tensão. Dessa forma, a ponta econômica expressa o período em que ocorrem os maiores custos no sistema de distribuição.

Não necessariamente será coincidente com a ponta de carga das fronteiras do sistema de distribuição. Os custos totais apresentados na Figura 55 são decompostos pelas funções de custos de Operação e Manutenção das Redes – O&M, Rede Básica, Perdas e Encargos, conforme Figura 57.

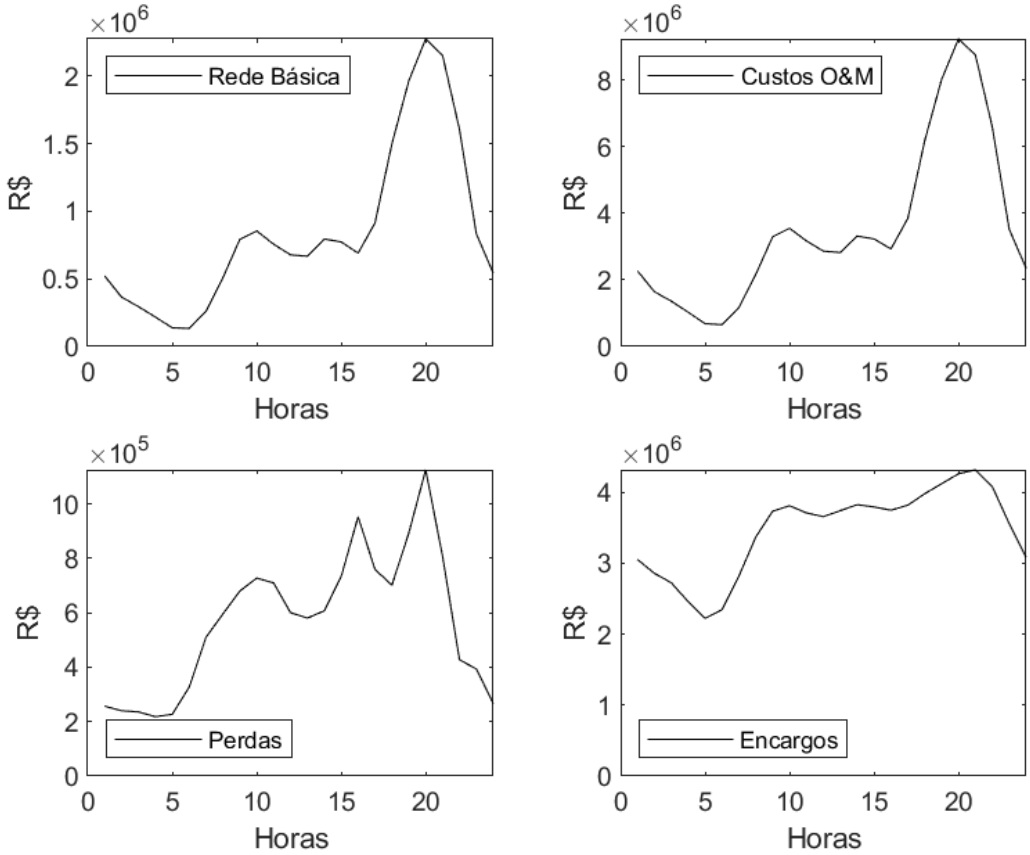

Figura 57 – Funções de custos
Fonte: Autor

Observe que no período de 1 a 6 horas os custos de capacidade imputados ao sistema são baixos, o que é intuitivamente razoável, ao se considerar que raros são as redes em períodos de máxima na madrugada.

9.3 Sensibilidade do Fator de Forma da Função Ultrapassagem

No item 8.1.2 foram apresentados conceitos sobre a função de custos de capacidade, onde (37) representa a função de responsabilidade da carga fora de ponta na ponta do sistema. Todavia, a definição do período de máxima para a curva de carga é critério definido pelo regulador, como percentil 90%, 95% e 99% dos períodos de aquisição e integralização da carga. Dessa forma, para avaliar a

sensibilidade do modelo à definição de máxima da curva de carga são realizadas simulações das curvas de custos, conforme Figura 58.

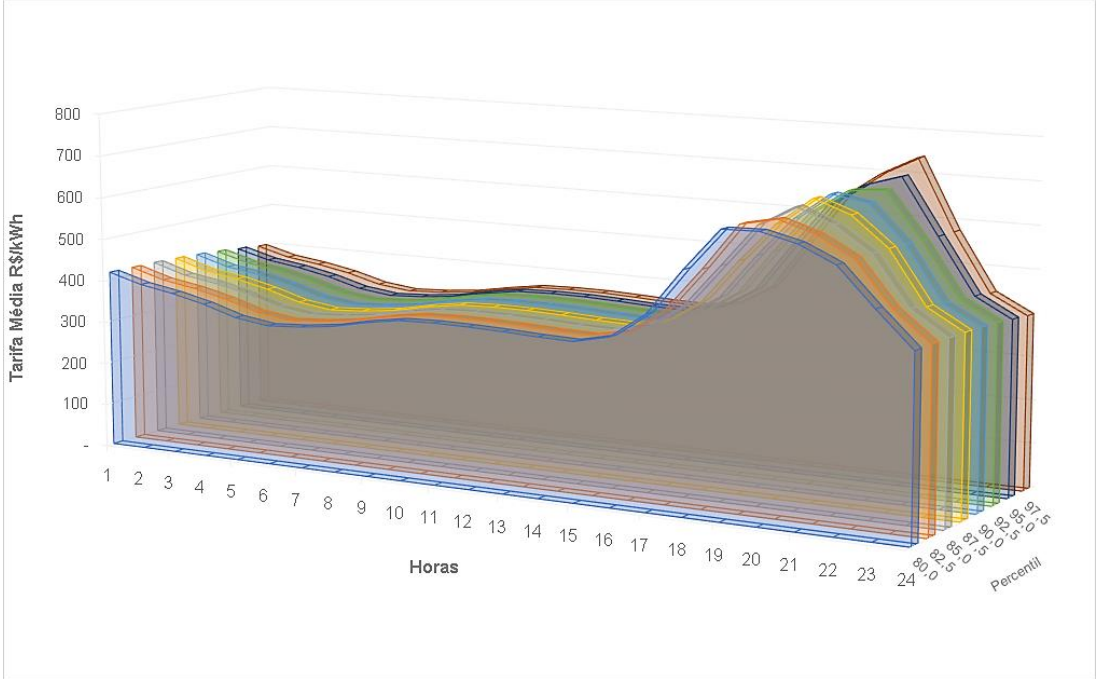

Figura 58 – Sensibilidade à definição de máxima
Fonte: Autor

Ao adotar a máxima como valores acima de certo percentil, variando de 80% até 97,5%, com passos de 2,5%, a que ponta se torna mais evidente para percentis maiores. Todavia, o comportamento tende a ser estável, sendo adotado o valor de percentil 90% para as simulações seguintes.

Destaca-se que os valores apresentados na Figura 58 são médios. A variação entre os diversos consumidores da área de concessão estudada pode ser avaliada pela Figura 59, onde se observa pouca variação para as tarifas no horário fora de ponta, aumentando para períodos de ponta do sistema.

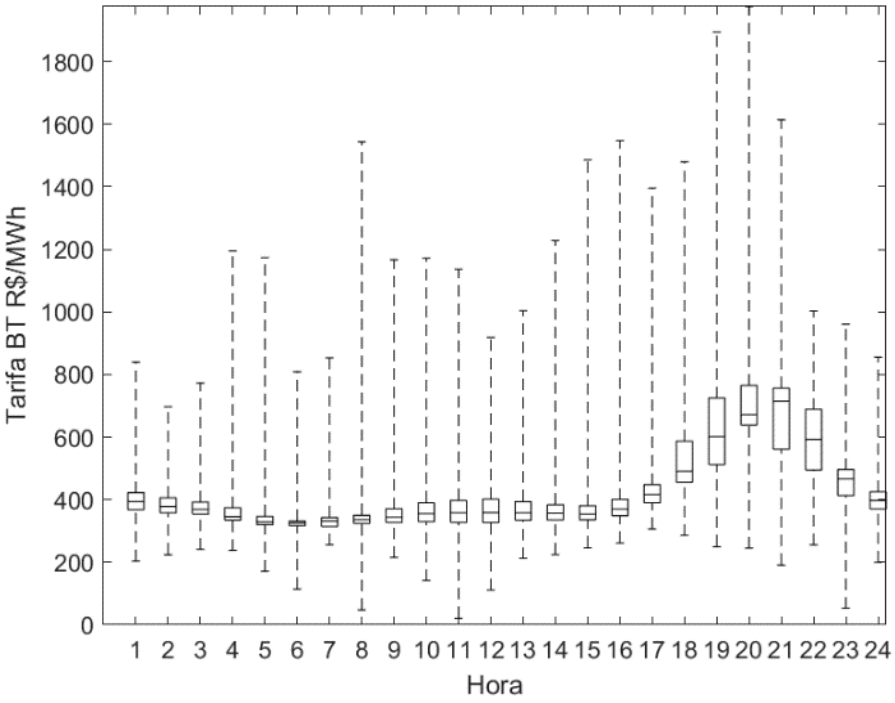

Figura 59 – Boxplot das tarifas dos consumidores atendidos em baixa tensão
Fonte: Autor

Observe da Figura 59 que as variações das tarifas médias para a baixa tensão tendem a ser mais elevadas do que as varações do PLD horário. Para a baixa tensão cerca de 50% do valor pago se refere à TUSD e 50% à Tarifa de Energia. Na composição das curvas apresentadas na Figura 59 e Figura 53, há a tendência de prevalecer a sinalização horária para o fio, sendo parca a sinalização referente à energia.

Da mesma forma que na Figura 59 foram avaliados as variações das tarifas para os consumidores atendidos em média tensão, apresentados na Figura 60.

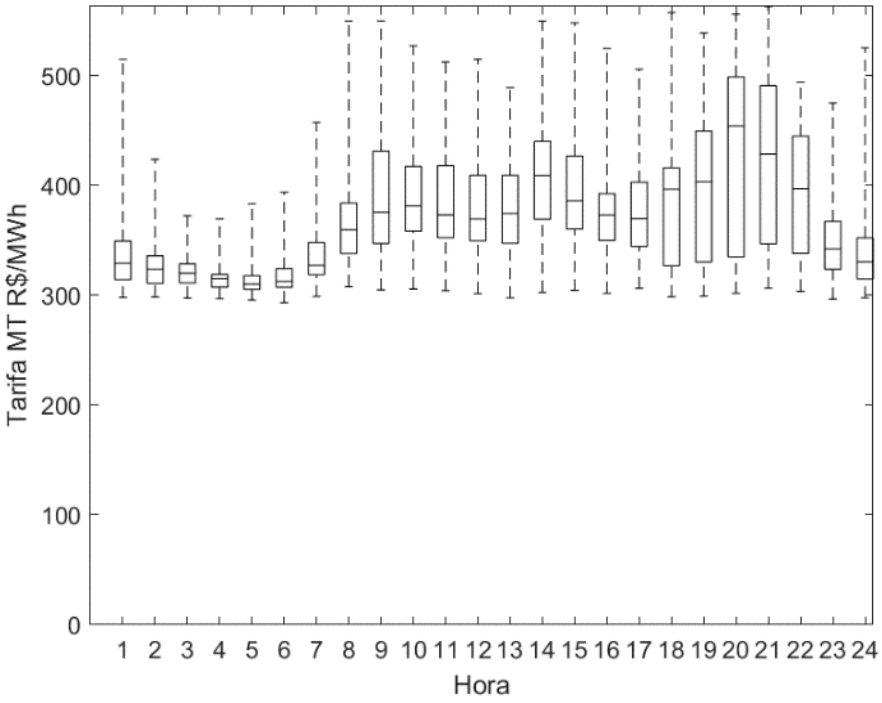

Figura 60 – Boxplot das tarifas dos consumidores atendidos em média tensão
Fonte: Autor

Para o caso da média tensão, os valores das tarifas tendem a ser mais previsíveis, em decorrência de padrão melhor definido das curvas de carga das unidades atendidas, conforme Figura 30.

9.4 Cálculo de Tarifas Microgranulares de Área de Concessão

No item anterior foram avaliadas as tarifas de modo agregado. No presente item são avaliadas, por meio da plotagem em mapa da área de concessão, o comportamento locacional de todas as tarifas calculas. Como as tarifas representam uma função diária, é adequado representá-las por meio das tarifas médias diárias e seu coeficiente de variação, além de tarifas médias no período de ponta e tarifas médias no período fora de ponta. A Figura 61 apresenta as tarifas médias para todos os consumidores atendidos em baixa tensão.

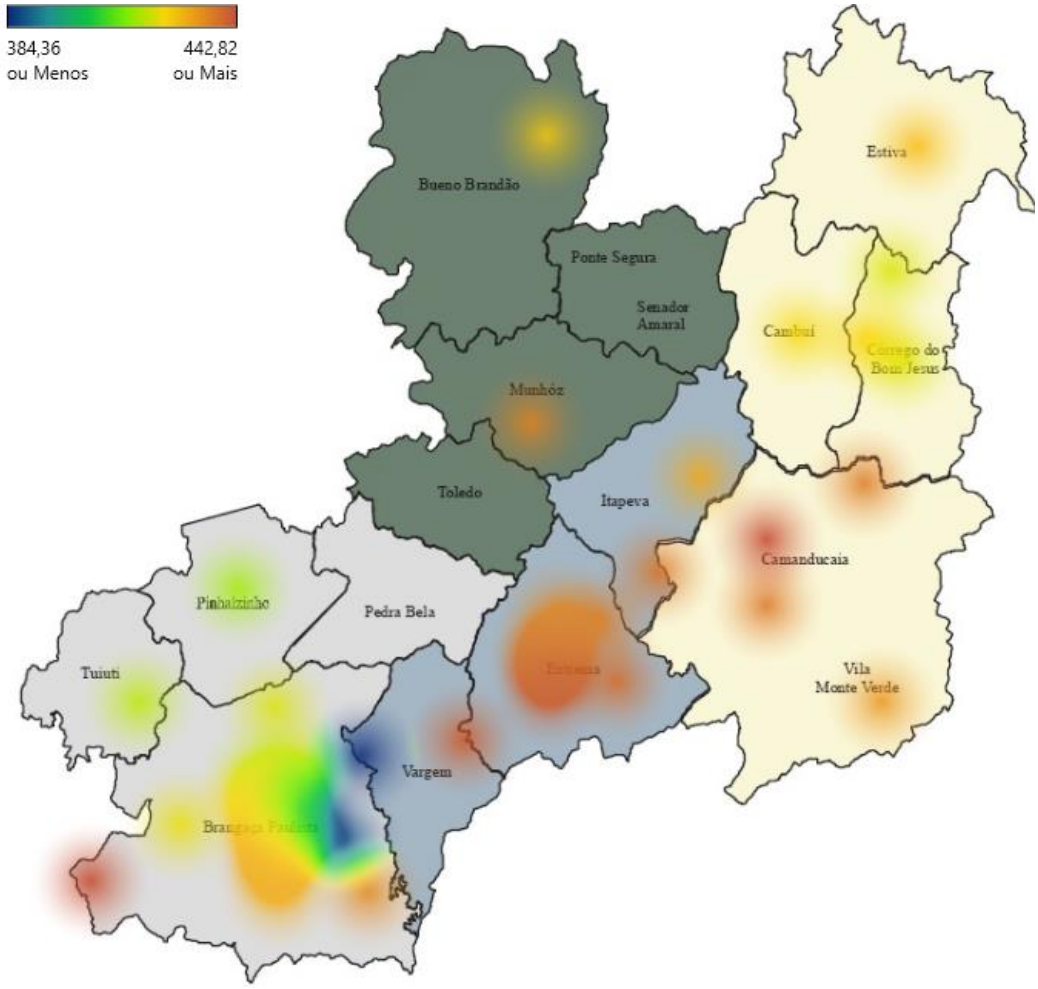

Figura 61 – Tarifas médias diárias para unidades consumidoras atendidas em baixa tensão, região de Bragança Paulista (R$/MWh)
Fonte: Autor

Nos processos tarifários estão disponíveis somente as informações de localização georreferenciada das unidades consumidoras amostradas nas campanhas de medição. Conhecendo o alimentador a que a unidade consumidora amostrada está conectada é calculada a posição média do alimentador, e extrapoladas para todas as unidades atendidas. Dessa forma, as posições indicadas são aproximadas, podendo haver pequenas divergências em relação ao posicionamento das cargas. Para a análise estatística, são calculados os desvios padrões normalizados (Coeficiente de Variação) das tarifas diárias, o que representa a variação da sinalização horária durante o dia. Para a cidade de Bragança Paulista existe menor variação das tarifas.

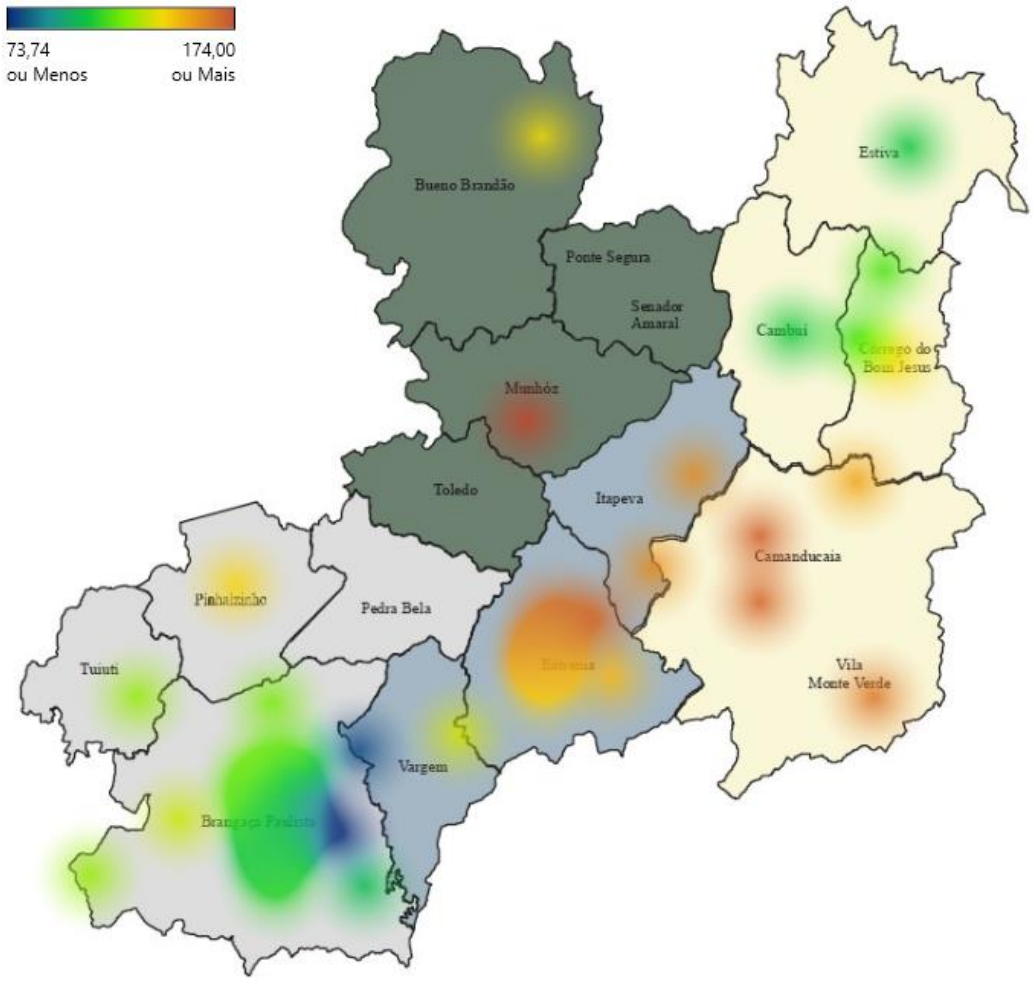

Figura 62 – Desvio padrão das tarifas de cada unidade consumidora, região de Bragança Paulista (R$/MWh)
Fonte: Autor.

Na Figura 63 é apresentada as tarifas fora de ponta, em um total de 21 horas consecutivas.

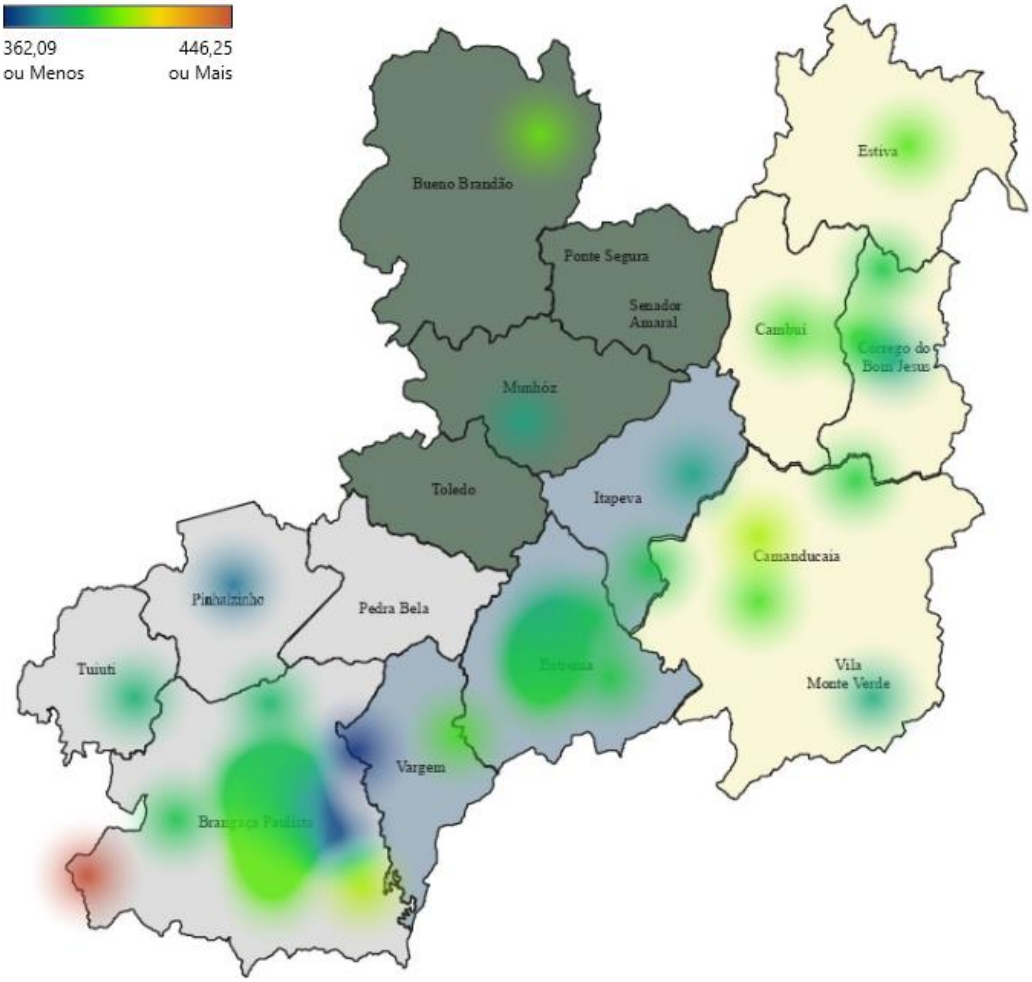

Figura 63 – Tarifas fora de ponta, região de Bragança Paulista (R$/MWh)
Fonte: Autor

As variações de tarifas são maiores para os horários de ponta do sistema, conforme Figura 64. Os limites da escala representam o interdecil das tarifas.

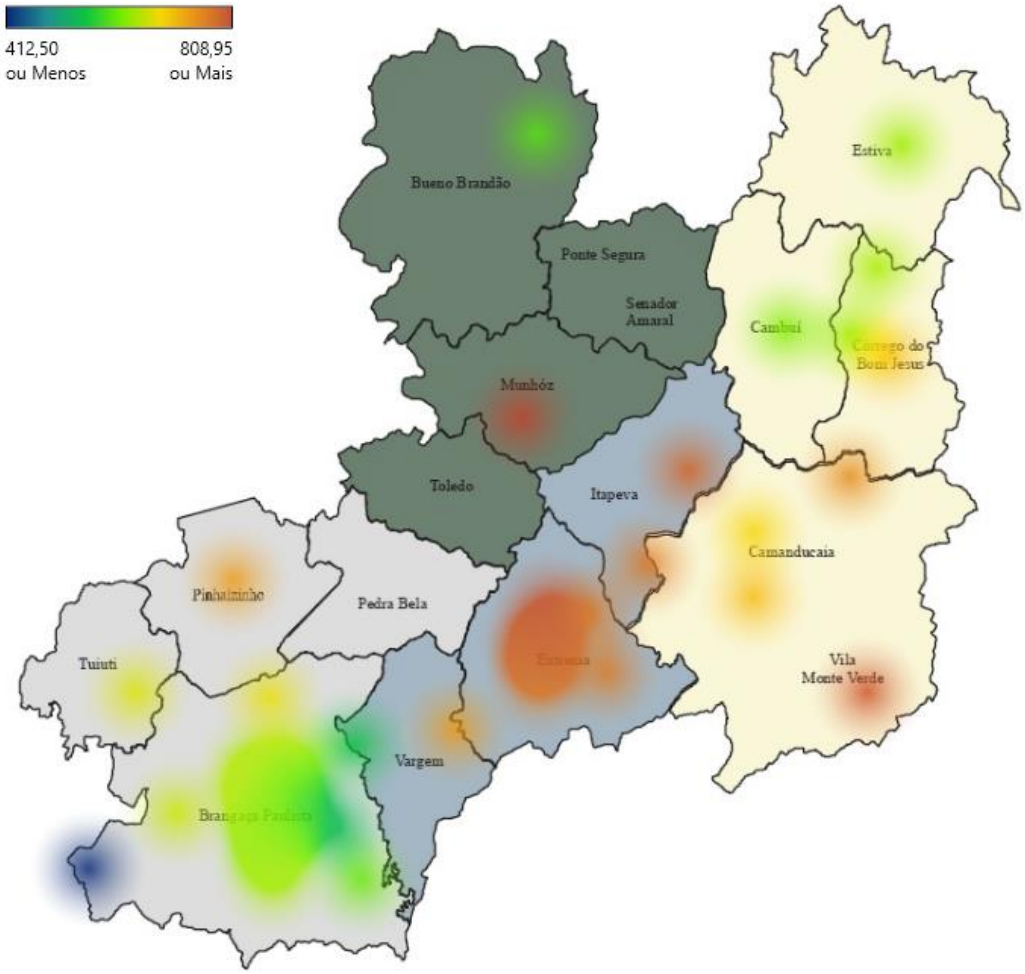

Figura 64 – Tarifas de ponta baixa tesão, região de Bragança Paulista (R$/MWh)
Fonte: Autor

Da Figura 63 e Figura 64 observa-se que as variações ocorrem sobremodo para o período da ponta, em função dos custos de capacidade alocados em maior proporção na ponta de carga. Da mesma forma, procede-se a avaliação para os consumidores atendidos em média tensão. A Figura 65 apresenta as tarifas médias.

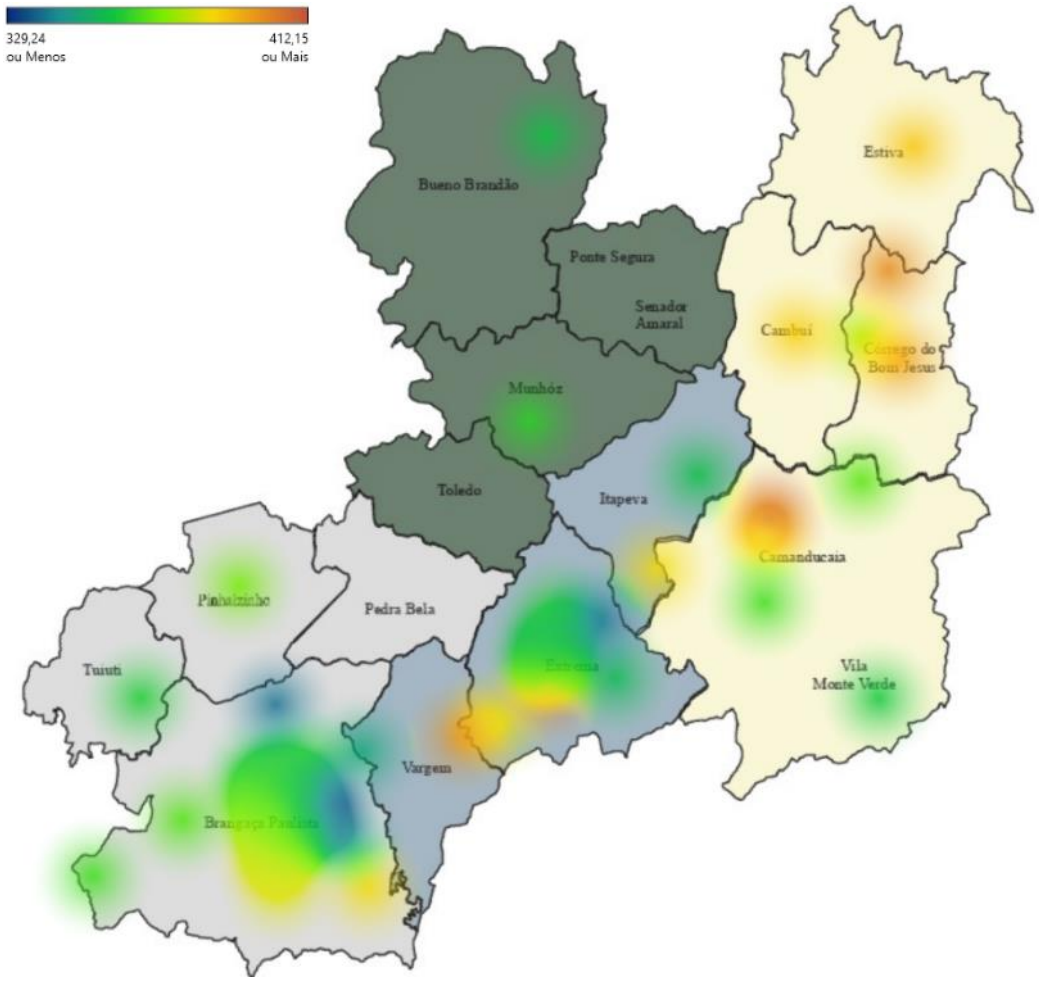

Figura 65 – Tarifas médias diárias para unidades consumidoras atendidas em média tensão, região de Bragança Paulista (R$/MWh)
Fonte: Autor

O desvio padrão para a média tensão tende a ser menor, se comparada ao desvio padrão das tarifas horárias das unidades consumidoras atendidas em baixa tensão.

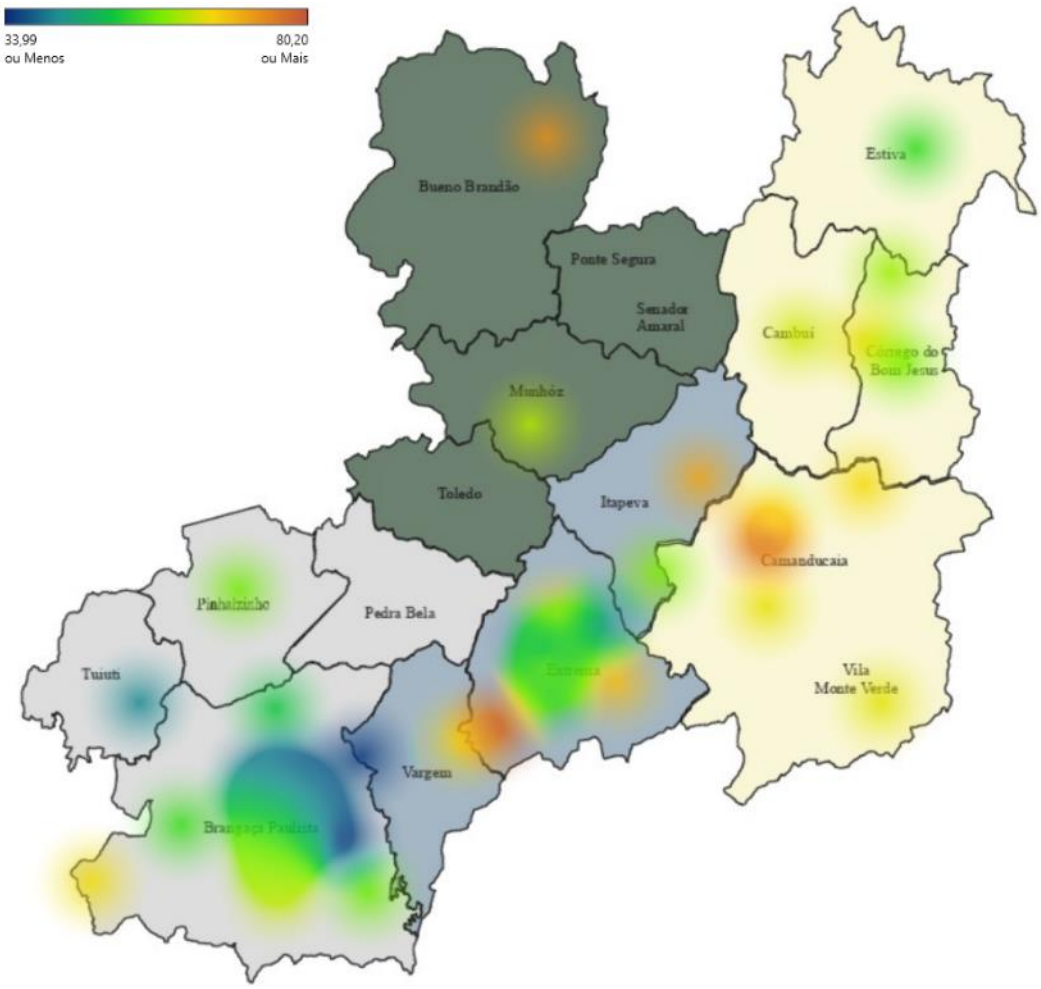

Figura 66 – Desvio padrão das tarifas horárias para unidades consumidoras atendidas em média tensão, região de Bragança Paulista (R$/MWh)
Fonte: Autor

Ao comparar de forma locacional as tarifas de baixa tensão com as de média tensão observa-se que não existe uma relação bem definida, demonstrando a diversidade da ponta no sistema de distribuição. Por fim, a Figura 67 e Figura 68 apresentam as tarifas fora de ponta e ponta, respectivamente para unidades consumidoras atendidas em média tensão.

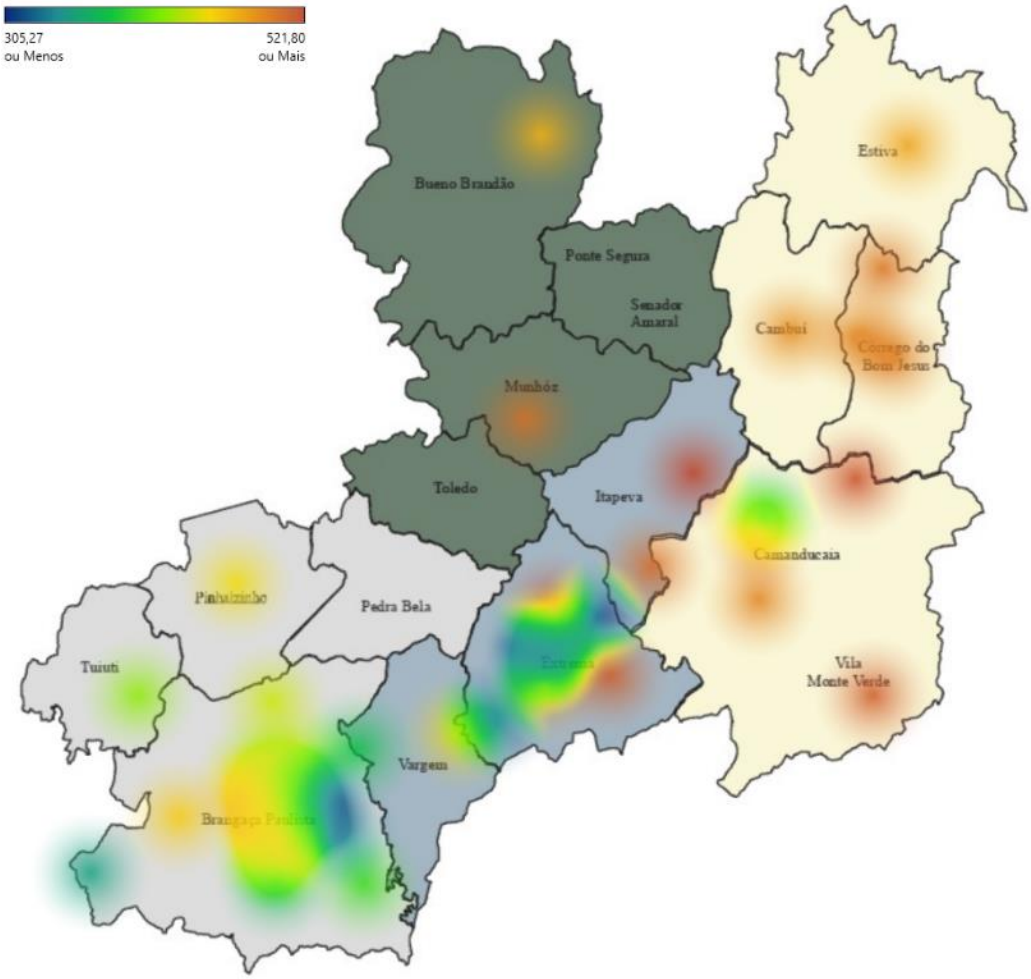

Figura 67 – Tarifas ponta média tesão, região de Bragança Paulista (R$/MWh)
Fonte: Autor

Na região de Minas Gerais, região nordeste da área de concessão, há a tendência de tarifas de ponta maiores, decorrentes dos maiores CIMLP para redes rurais e do perfil de carga.

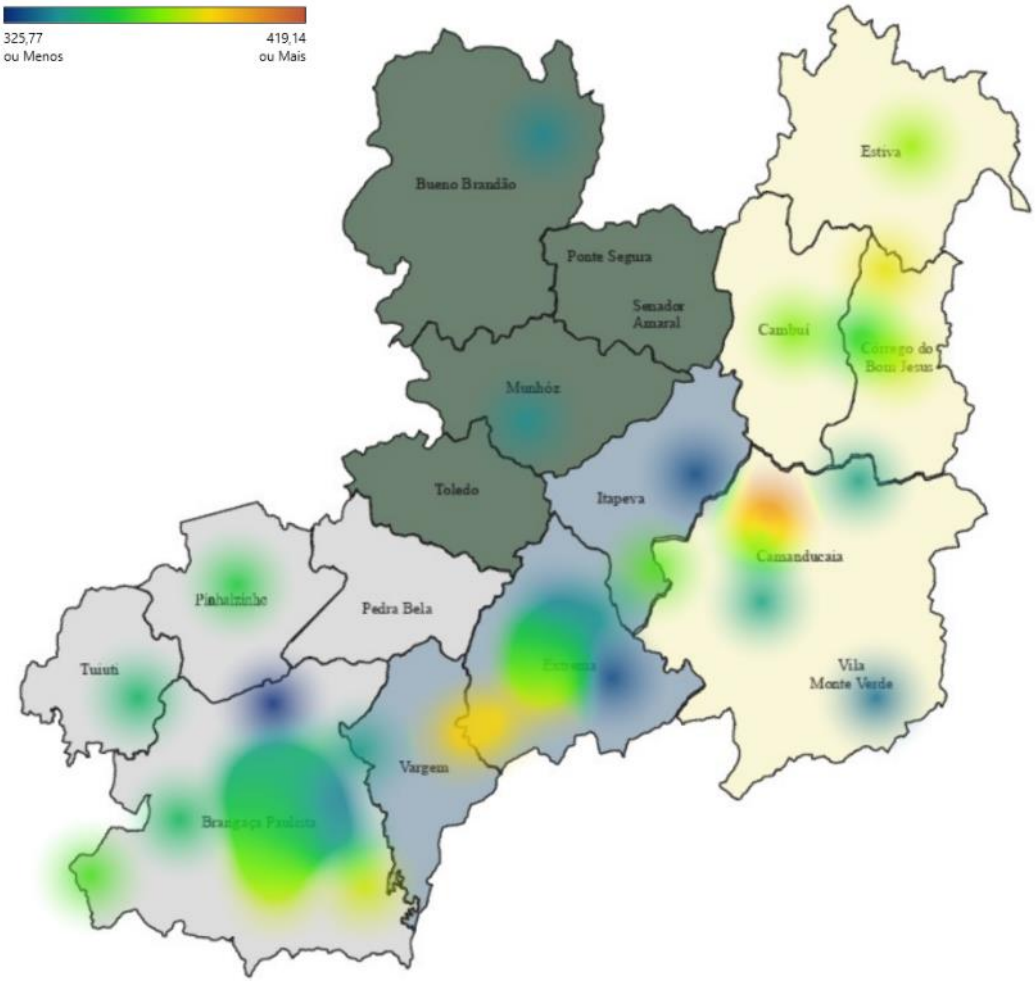

Figura 68 – Tarifas fora de ponta média tesão, região de Bragança Paulista (R$/MWh)
Fonte: Autor.

Como exposto, as tarifas são calculadas para cada unidade consumidora, com período de discretização tarifária limitada à aquisição do sistema de medição. A análise microgranular, de modo individualizado, é útil na avaliação detalhada do comportamento das tarifas para os consumidores.

Apesar de não ser explorada as formas de aplicação das tarifas, requisitos de simplicidade e estabilidade tarifária podem ser flexibilizados para unidades consumidoras com suficiência técnica ou econômica. Sugere-se a aplicação da isonomia entre municípios ou conjuntos de unidades consumidoras utilizados para a definição de critérios de qualidade do serviço.

Dessa forma, dentro de uma área de concessão é aplicável ao menos duas modalidades tarifárias: uma de menor granularidade, em unidades consumidoras

eletivas, em tempo real ou na modalidade *Critical Peak Pricing*; e outra geral, com aplicação de uma tarifa média para todas as unidades consumidoras de um mesmo município ou conjunto de unidades consumidoras.

9.5 Aplicação em Microgeração Fotovoltaica

Para a avaliação do impacto da microgeração fotovoltaica na área de concessão, é realizada a inserção fictícia associada às unidades consumidoras. Para tanto, foram adotadas as curvas de geração na forma da Figura 69, obtidas do sistema de registro da microgeração fotovoltaica das edificações da ANEEL.

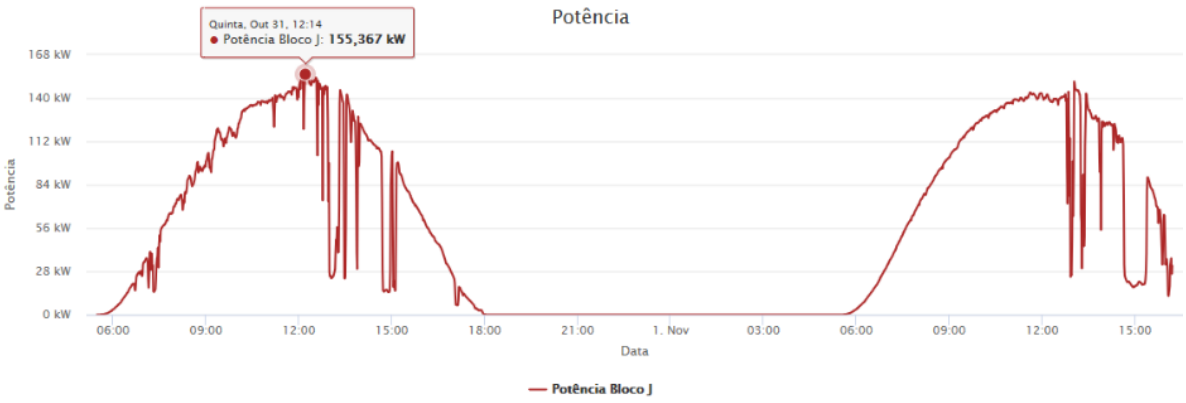

Figura 69 – Curva da microgeração de energia fotovoltaica
Fonte: Dados diários do sistema de microgeração fotovoltaica[14].

Para a obtenção da curva padrão da microgeração fotovoltaica, são tomados os registros do período de 30/09/2018 a 30/09/2019, e realizada a média de cada curva diária, conforme Figura 70.

[14] Dados obtidos do site http://saad.aneel.gov.br/dashboard/entrada. Acesso em 10/10/2019.

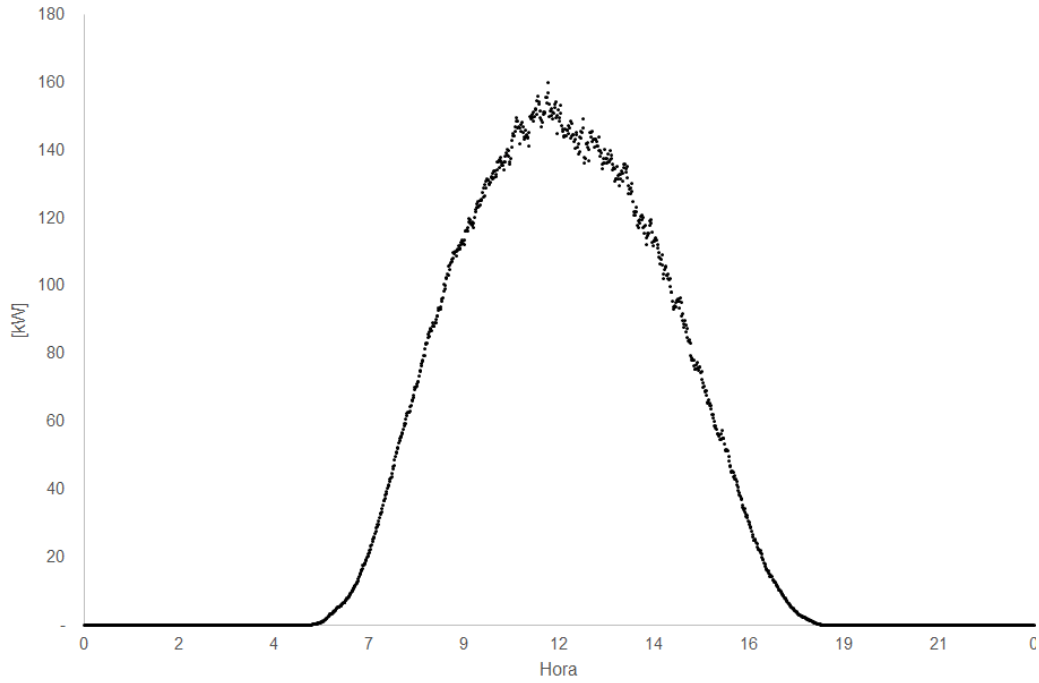

Figura 70 – Curva da microgeração de energia fotovoltaica
Fonte: Dados anuais do sistema de microgeração fotovoltaica[15].

A curva padronizada, com média unitária, é tomada como modelo para a inserção de dados de unidades de microgeração fotovoltaica. O montante de cada unidade de microgeração fotovoltaica é associado a uma carga equivalente de modo a tornar inalterado o consumo em relação ao caso base, representado pelas simulações do item 9.4. Dessa forma, são obtidos os efeitos da estrutura tarifária com a inserção da microgeração, avaliando a alteração do perfil de carga, mantidos as outras variáveis constantes.

Na prática, o crescimento da microgeração na área de concessão tende a ser inferior ao próprio crescimento de carga, ou seja, há baixa probabilidade de perda de mercado real com a inserção da microgeração fotovoltaica. Dessa forma, as simulações têm o objetivo de avaliar o efeito da mudança dos padrões de uso da rede em decorrência da inserção da microgeração, com efeitos na estrutura tarifária.

Para simulações de tarifas da microgeração são necessários modelos que representem de forma verossímil os efeitos da posição no sistema elétrico e que considerem a variação da carga na rede ao longo do tempo. Dessa forma, modelos

[15] Idem.

simplificados, que desconsideram os efeitos locacionais e dinâmicos tendem a falhar na avaliação da inserção de RED, pois muitas vezes são subjetivos e dicotômicos, não mantendo a precisão necessária para a avaliação do impacto econômico do novo paradigma da distribuição.

Inicialmente, é tomado como caso base o cálculo das tarifas com a área de concessão sem unidades de microgeração fotovoltaica, conforme item anterior (9.4). Posteriormente, são inseridas unidades consumidoras por meio de sorteio, com percentual variando de 1% a 10% do total das unidades de baixa tensão, exceto as de iluminação pública. Selecionada a unidade consumidora, é criada uma unidade consumidora fictícia de mesma carga, associada a curva de microgeração que a torne autossuficiente em energia. A Figura 71 apresenta o perfil médio da unidade inserida nas simulações.

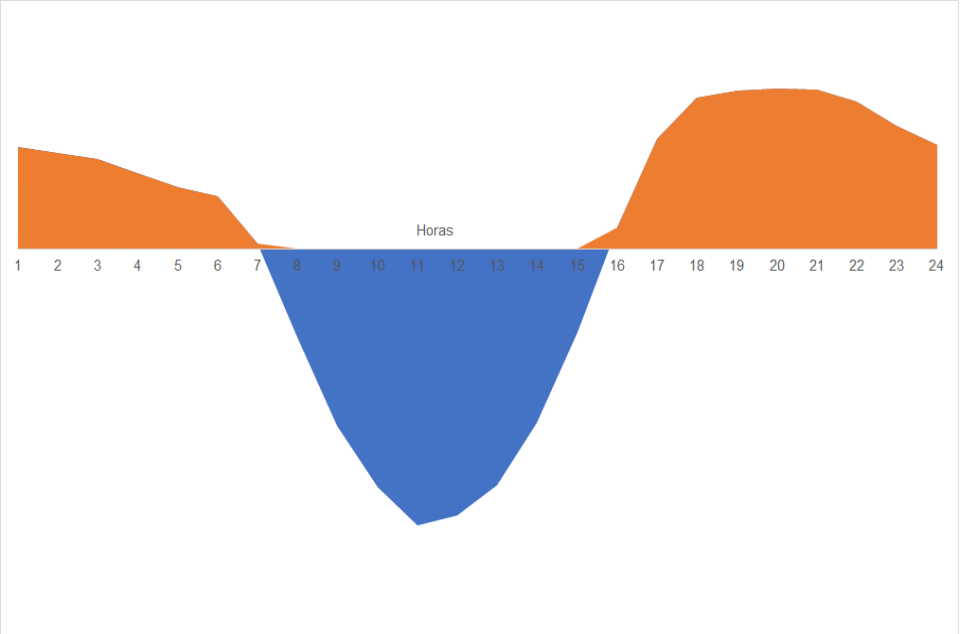

Figura 71 – Curva do prosumidor
Fonte: Autor.

Realizada as simulações com as unidades fictícias, são calculadas as tarifas para todas as unidades consumidoras. Para cada cenário de simulação (1-10% das unidades de microgeração fotovoltaica) é calculada a média horária das tarifas

associadas às unidades de microgeração e as não associadas às unidades de microgeração, resultando na relação entre as tarifas horárias da Figura 72.

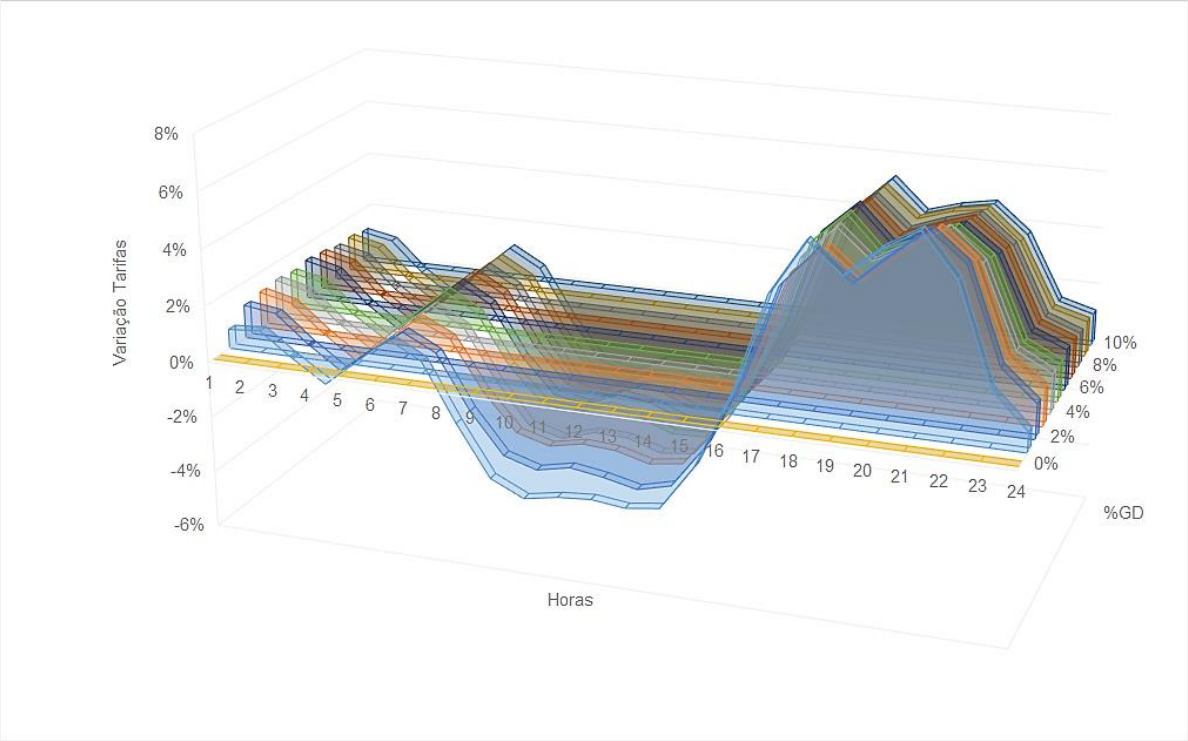

Figura 72 – Relação das tarifas calculadas com microgeração de energia fotovoltaica e sem microgeração de energia fotovoltaica
Fonte: Autor

No período das 9h às 16h há redução das tarifas para as unidades com microgeração fotovoltaica, no período complementar ocorre o aumento da tarifa. É devido ao fato de que a microgeração fotovoltaica tende a reduzir as pontas das redes que ocorrem no período de 9h às 16h, com perfil similar ao industrial e comercial, representadas parcialmente pela curva de carga de média tensão.

Como se observa, os adicionais/descontos horários apresentam pouca variação entre os cenários, com a amostragem realizada e com a variação da penetração da microgeração. Tal fato indica que é viável a aplicação de descontos no período de ponta e adicionais para períodos de ponta de unidades consumidoras com microgeração na aplicação de tarifas horárias.

Como se observa, o modelo proposto pode ser utilizado para simulações de cenários prospectivos, com o objetivo de nortear a aplicação de fatores médios em

tarifas, e destarte, viabilizar a definição de tarifas de microgeração fotovoltaica, aderente ao princípio de causalidade de custos. Nesse sentido, das simulações é possível obter o adicional de custos decorrentes da inserção da microgeração fotovoltaica. Ao dividir o adicional de custos pelo total da energia injetada pelos prosumidores, tem-se o valor médio da tarifa da microgeração fotovoltaica. Ao compará-la à tarifa média do caso base (item 9.4) é obtida uma relação das tarifas aplicadas de modo a manter a causalidade de custos para microgeração fotovoltaica.

A Figura 73 apresenta simulação da inserção de microgeração fotovoltaica para os cenários adotados, comparando com a tarifa média do caso base.

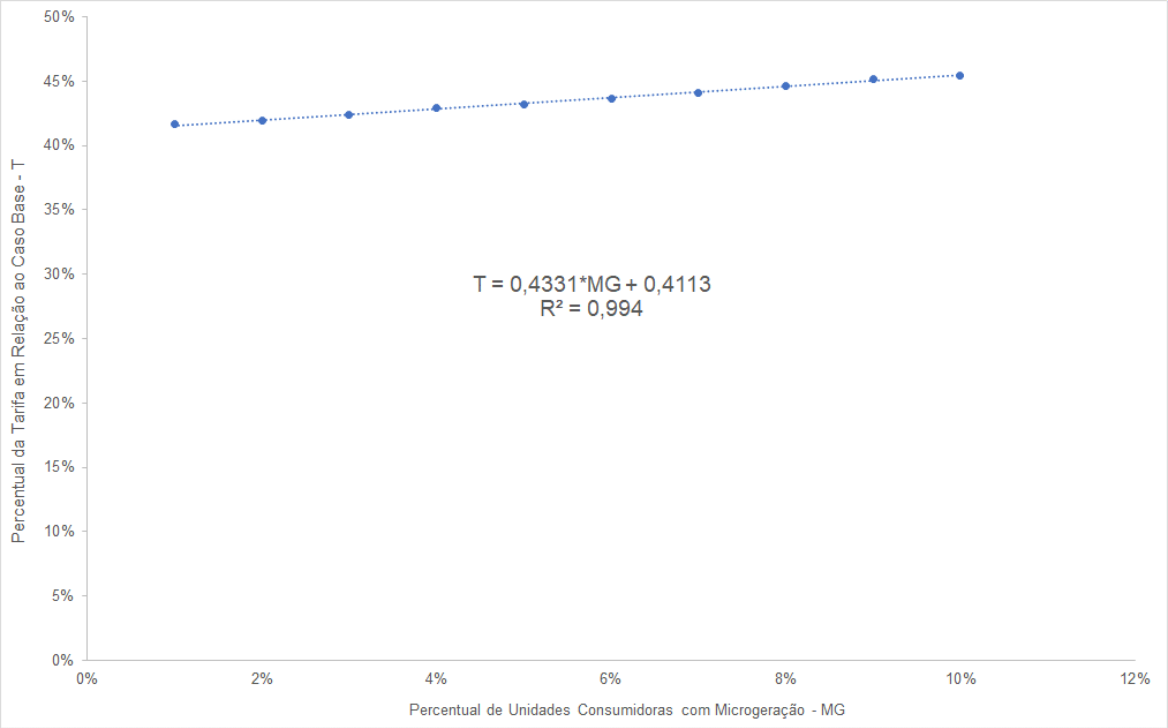

Figura 73 – Relação média de tarifas com e sem microgeração
Fonte: Autor

Dessa forma, uma tarifa da ordem de 40% da tarifa média da baixa tensão (TUSD + TE) ou de cerca de 80% da TUSD, aplicadas à energia injetada de unidades com microgeração fotovoltaica local, neutraliza os efeitos na estrutura tarifária, atendendo ao critério de causalidade de custos aplicadas ao estudo de caso.

Destaca-se que as tarifas aplicadas tendem a ser sensíveis aos custos locacionais da rede e ao perfil de carga do consumidor. Dessa forma, em regiões onde a ponta se aproxima do período da tarde, existe a tendência de redução das tarifas de microgeração fotovoltaica local.

9.6 Aplicação em Sistemas de Armazenamento de Energia

Atualmente não existem modalidades tarifárias para a aplicação específica em SAE. Todavia, é possível aplicar a tarifa branca[16], com 3 postos tarifários, sendo que o posto de menor custo, onde deve ocorrer o carregamento, é composto por 19 horas consecutivas, e os postos de ponta e intermediário, com maiores custos e 5 horas de duração, são os períodos mais propícios para a injeção de energia na rede (ANEEL, 2010). A Figura 74 apresenta os postos tarifários aplicáveis à tarifa branca.

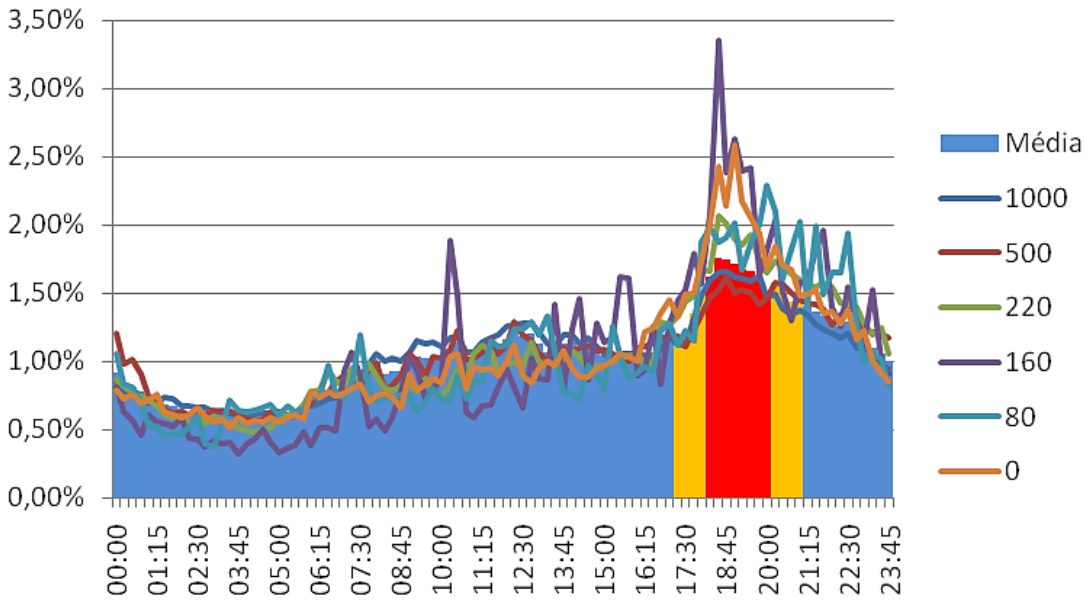

Figura 74 – Curvas típicas de consumidores residenciais
Fonte: ANEEL (2010).

[16] Tarifa Branca é uma tarifa monômia, faturada em R$/kWh, com três postos tarifários, do maior para o menor custo: posto ponta, intermediário e fora de ponta.

A Tabela 18 apresenta os custos por postos tarifários pelo modelo atual, para a região de Bragança Paulista em 2016.

Tabela 18 – Tarifa Branca

Componente	**Tarifas R$/MWh**		
	Ponta	Intermediário	Fora de Ponta
TUSD R$/MWh	498,79	328,37	157,95
TE R$/MWh	382,64	247,81	247,81
Total R$/MWh	881,43	576,18	405,76

Fonte: ANEEL (2016)

Conforme DNAEE (1985) a tarifa amarela foi desenhada para a aplicação de cargas no período da madrugada, em horas de baixa carga, com duração de 8 horas consecutivas, *"[...] a ser aplicada para acumulação de água quente, irrigação, fornos de panificadoras, etc"* (DNAEE, 1985). Adicionalmente, considerando a evolução tecnológica incluem-se como vantajosos para a aplicação de tarifas com diferenciação de custos na madrugada: SAE, acumulação de água gelada para condicionamento de ar e recarga de veículos elétricos.

O armazenamento de energia permite a modificação do perfil de carga do usuário do ponto de vista da rede, sem alterar o nível de conforto do usuário. Estudo realizado por Haakana *et ali.* (2016) demonstra que o armazenamento de energia pode ser rentável ao se considerar a injeção em pequenos períodos de carga máxima e aplicação de tarifas horárias específicas para pequenos consumidores com SAE. Do mesmo modo, Koskela *et ali.* (2019) conclui que os primeiros quilowatts injetados por meio do SAE resultam em alta rentabilidade. O estudo mostra que as tarifas monômias horárias podem incentivar clientes de eletricidade a investir em armazenamento de energia.

Dessa forma, ao se atualizar os modelos propostos na década de 1980, considerando o cálculo de tarifas microgranulares, é possível obter maior precisão, com cálculo de tarifas horárias e locacionais, dando maior liberdade para a escolha

da recarga do SAE, ou mesmo maior discriminação de preços entre as diversas regiões da área de concessão.

Para o SAE, espera-se que o custo do período de armazenamento de energia seja inferior ao custo da injeção da energia na rede. Dessa forma, obtém-se um benefício econômico (BE) decorrente do custo evitado. A Figura 75 apresenta o ciclo de operação do SAE em unidades consumidoras residenciais, bem como a aplicação de tarifas em 2 patamares e em 24 patamares.

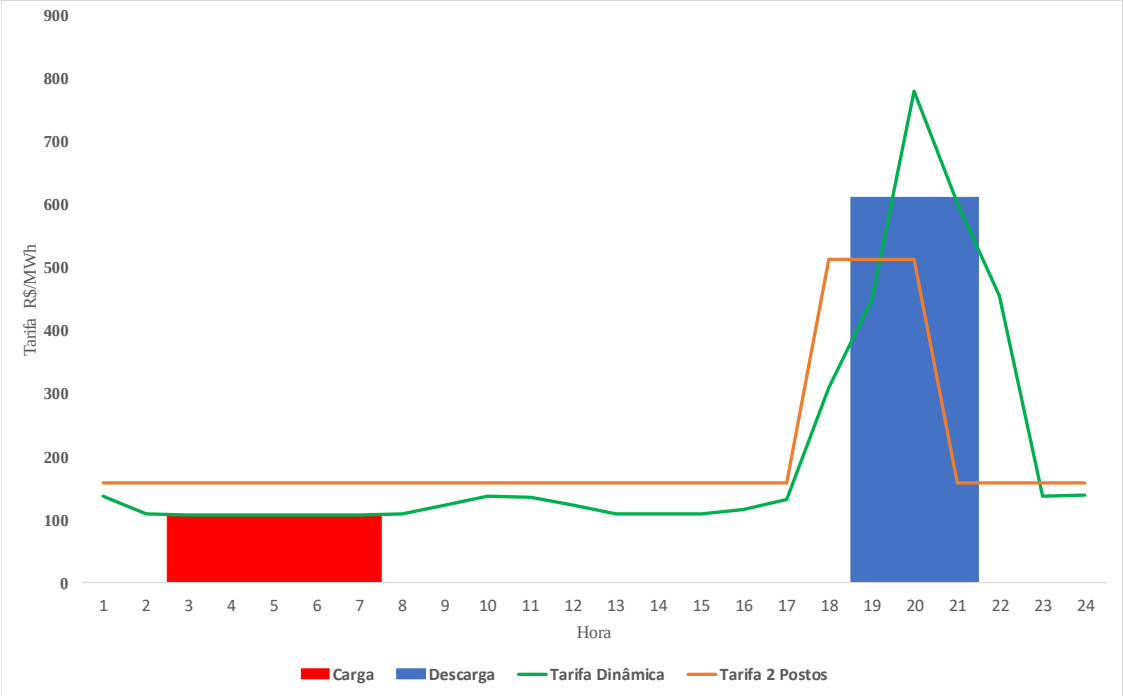

Figura 75 – Custos evitados com SAE
Fonte: Autor

Para a aplicação da tarifa em duas partes, ponta e fora de ponta, o BE é dado pelo carregamento no período fora de ponta – FPT e a descarga no período de ponta – PT. Considerando a eficiência do regime de carga e descarga ε_{in} e ε_{out}, o BE será dado pela relação entre Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e Tarifas de Energia – TE, conforme (83).

$$CE = E \times TUSD_P - \frac{E}{\varepsilon_{in} \times \varepsilon_{out}} \times TUSD_{FP} - E \times TE \times \ (1 - \varepsilon_{in} \times \varepsilon_{out}) \qquad (83)$$

Ao dividir (83) pela energia tem-se o BE para cada kWh injetado na rede, tem-se (84).

$$\frac{CE}{E} = TUSD_P - \frac{TUSD_{FP}}{\varepsilon_{in} \times \varepsilon_{out}} - TE \times \ (1 - \varepsilon_{in} \times \varepsilon_{out}) \qquad (84)$$

A Tabela 19 apresenta demais parâmetros utilizados para as simulações que se seguem.

Tabela 19 – Dados de simulações

Componente	Valor
Tributos Aplicados às tarifas	36,71%
Eficiência Carga	95%
Eficiência Descarga	98%

Fonte: Autor.

Tomando todas as curvas de carga do caso base (item 9.4), e considerando um tempo de carga – TC variável de 1 a 18 horas e tempo de descarga – TD variável de 1 a 6 horas, obtém-se a curva que representa o BE para a aplicação da tarifa branca, conforme Figura 76.

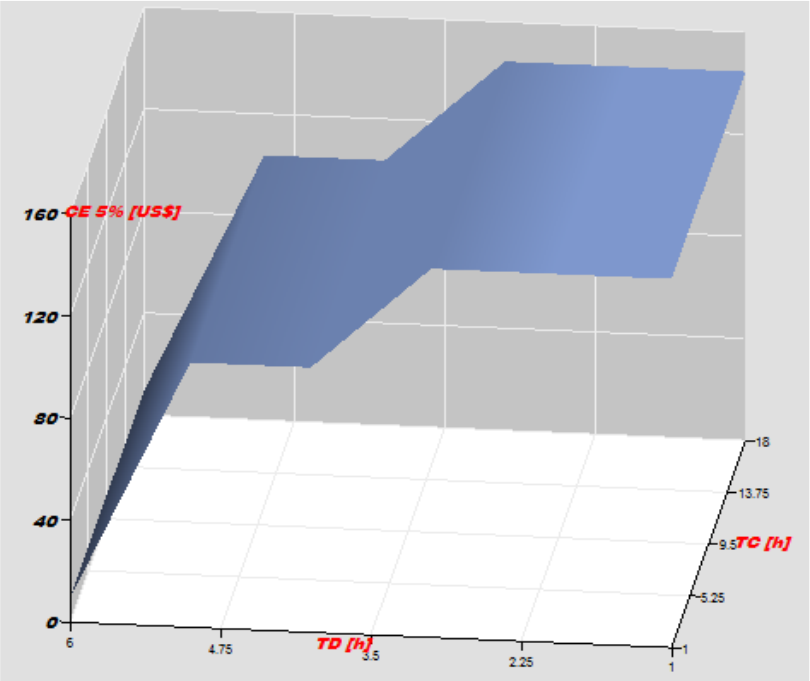

Figura 76 – BE de 1 MWh injetado na ponta do sistema para tarifa branca
Fonte: Autor

A Figura 76 representa o custo evitado com instalação de SAE para a baixa tensão, considerando a aplicação da tarifa branca, com carga em período fora de ponta e descarga (injeção) em período de ponta e intermediário. Considera-se uma única modalidade tarifária para todos os consumidores da classe residencial, a análise de viabilidade é praticamente a mesma para certa unidade de consumo com carregamento no período de menor custo e descarga no período de maior custo. Ao se calcular a tarifa horária para cada uma das unidades residenciais é possível selecionar as com melhores perfis tarifários, ou seja, com grande variância das tarifas horárias.

Dessa forma, considerando as perdas do processo de carregamento/descarregamento desprezíveis, a diferença entre a TUSD máxima e TUSD mínima, é fator determinante para o maior BE. Do mesmo modo que o item anterior, considerando as tarifas microgranulares calculadas no item 9.4, *TC* para as *n* tarifas mais baixas e *TD* para as *m* tarifas mais altas, obtém-se a Figura 77, que representa o universo de 5% das unidades consumidoras com maiores BE.

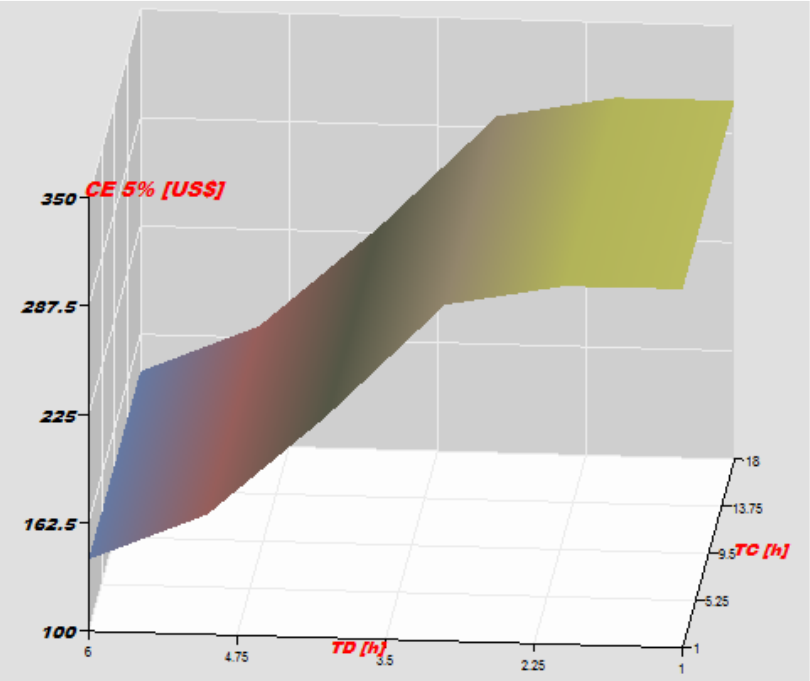

Figura 77 – BE de 1 MWh injetado na ponta do sistema para tarifa microgranular
Fonte: Autor

Quanto menor o tempo de descarga, maior o BE, sendo praticamente indiferente ao tempo para o carregamento. Com a aplicação das tarifas microgranulares o BE máximo passa de USD 144,05 para USD 306,08[17], o que reduz substancialmente o tempo de retorno de investimento do SAE.

O cálculo de tarifas dinâmicas e locacionais é aplicável de forma direta somente em unidades consumidoras com suficiência técnica e econômica. Para o restante das unidades consumidoras o modelo pode ser aplicado de forma indireta, por meio de uma tarifa média por região, seja por bairros, municípios ou por conjuntos de unidades consumidoras. Para o caso de aplicação indireta, de modo agregado, não existe necessidade de as áreas serem geminadas, tal como aplicado para o estudo de caso em SAE (Figura 77).

Até a implantação de centros de medição, o modelo proposto no item 7 ou outros de classificação, tal como o realizado por Zhang (2015), são suficientes para a representação da carga. Dessa forma, o modelo proposto é imediatamente aplicável.

[17] Cotação do dólar de BRL 3,85.

Ademais, o cálculo de tarifas locacionais e dinâmicas tem a função de ser o “laboratório” para o *design* tarifário, onde são avaliados os impactos de aplicações das novas modalidades. Conforme demonstrado, o modelo viabiliza a construção de modalidades tarifárias para RED, bem como para novas classes de consumidores, baseados no seu nível de suficiência técnica e econômica.

A Tese não considera a dinâmica de resposta da carga. Ao se considerar nova modalidade que promova a modulação da carga e eficiência das redes, em um segundo momento é obtida nova resposta da carga. Para o caso em análise ocorre um aumento geral do fator de carga da distribuição, o que resulta em redução futura do custo relativo da ponta, com impactos na viabilidade inicialmente calculada de implantação do SAE.

10. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A construção de tarifas de serviços públicos não é uma ciência exata, estando sujeita ao menos a conhecimentos da área de economia, planejamento, engenharia de custos, contabilidade, direito e observações práticas que vem constituindo a regulação tarifária. Várias teorias desenvolvidas nas áreas de conhecimento avaliadas de forma isolada ou dicotômica tendem a falhar, ou apresentar soluções inviáveis.

O setor elétrico foi concebido da engenharia, baseada na modelagem matemática determinística e observância ao princípio da precaução. Tal lógica foi adequada ao período de expansão do setor elétrico em que a ineficiência se confundia com a expansão da oferta e garantia da confiabilidade. Junto com a eletricidade surge o consumidor, de modelagem complexa, seja do ponto de vista de previsão da carga para planejamento ou sinalização de preço para condicionamento dos hábitos.

Hodiernamente, observa-se maior complexidade dos sistemas elétricos, com a inserção de Recursos Energéticos Distribuídos, redes inteligentes, equipamentos inteligentes etc. Ademais, tem-se um consumidor mais conectado, que deixa de ser hipossuficiente técnica e economicamente e passa a ser detentor de maior conhecimento ou de equipamentos que viabilizam maior eficiência frente aos sistemas elétricos. O consumidor passa a gerar sua energia e armazená-la, reduzindo a dependência da rede, evidenciando os altos custos com confiabilidade do sistema e ineficiência do monopólio.

Cada vez mais o custo da energia e confiabilidade individual se aproxima do custo do monopólio. Nesse sentido, é necessário ponderar os princípios tarifários, dando ênfase ao princípio da causalidade de custos, tolhido pelos princípios de isonomia e simplicidade. Dessa forma, é necessário o uso dos recursos disponíveis para maior eficiência dos sistemas elétricos e seu compartilhamento com a sociedade.

O setor elétrico é caracterizado por custos afundados, que são materializados após profundo estudo de planejamento. Dessa forma, o princípio da causalidade de custos deve observar o planejamento do setor elétrico, o que coaduna com a observância do custo marginal de longo prazo.

Na literatura pesquisada foram avaliados modelos de precificação da energia, considerando os custos com restrições de redes, as quais não atendem aos princípios tarifários, sobremaneira o de causalidade de custos e estabilidade das tarifas. Existem tentativas de aplicação do modelo de cálculo locacional da transmissão na distribuição, que falham em não prever o sinal horário de tarifas. Dessa forma, em caráter inédito a Tese contribuiu para a construção de modelo locacional e dinâmico para a distribuição, aderente aos princípios tarifários e considerando o estado tecnológico e operacional atual da regulação.

Como subproduto, de modo original, é definido o modelo de responsabilidade do consumo fora de ponta na ponta, adaptando o modelo inicialmente proposto por Steiner (1957) para o setor elétrico. Ademais, é definido modelo de cálculo de fluxo de carga no domínio da frequência e de espectro de perdas, que tende a reduzir o esforço computacional e mitigar os efeitos da integralização da carga. Ademais, o modelo proposto de responsabilidade de perdas pode ser adotado no cálculo de impactos marginais de custos de perdas para cada consumidor, sendo o cerne do cálculo de tarifas, e potencialmente útil em estudos de fluxo de carga e cálculo de perdas em sistemas elétricos.

O modelo locacional e dinâmico das TUSD buscou a aplicabilidade. Para ser dinâmico foram definidos modelos que expressam a relação entre impacto da rede e perfil de consumo. O modelo calculado no domínio da frequência, aliado ao uso da função de perdas como índice de capacidade do sistema, tornam o modelo linear, rápido e unívoco, pois independe de cálculos iterativos.

Ao se considerar o modelo locacional e dinâmico tem-se a oportunidade de apurar os custos imputados por cada consumidor ao sistema de distribuição, promovendo sua eficiência econômica. Nesse sentido, o sinal horário segundo a posição geoelétrica da unidade consumidora permite a devida avaliação econômica dos Recursos Energéticos Distribuídos.

Nos estudos de caso, a Tese definiu de forma inovadora a tarifa da microgeração fotovoltaica local, considerando o princípio de causalidade de custos, efeitos físicos e econômicos no sistema, além, de melhor capacidade de avaliação de tarifas para Sistemas de Armazenamento de Energia.

As tarifas dinâmicas e locacionais são aplicáveis de forma direta em unidades consumidoras, com suficiência técnica e econômica, por meio de tarifas em tempo real ou na modalidade *Critical Peak Pricing*. Para as unidades complementares o modelo pode ser aplicado de forma indireta, por tarifa média por bairros, municípios ou conjuntos de unidades consumidoras. Além disso, o modelo pode ser utilizado como um “laboratório” para simulação de novas modalidades tarifárias. De modo prático, é possível a aplicação da tarifa amarela por regiões homogêneas, com diferenciação tarifária na madrugada. Dessa forma, os custos de carregamento do SAE são reduzidos, aumentando seu benefício econômico.

Da mesma forma, é demonstrada a viabilidade de aplicação de tarifas para a microgeração fotovoltaica local, seguindo o princípio da causalidade de custos, de modo objetivo, segregando a avaliação técnica da política tarifária.

Destaca-se que a Tese apresenta o modelo de tarifa microgranular, que viabiliza a análise quantitativa de aplicação do sinal econômico na distribuição. Todavia, para casos de aplicação de tecnologias de modulação de carga é importante, no processo *design* tarifário, realizar estudos de dinâmica da resposta tarifária ou prever sua redefinição periódica, considerando a resposta da carga ao preço. No último caso haverá maior risco à implantação de novas tecnologias, sendo prudente considerar o cenário em que os custos relativos da ponta reduzam ao longo do tempo.

Como recomendações para trabalhos futuros destacam-se:

- Simulação considerando a resposta da carga, utilizando modelos de elasticidade tarifas demanda;
- Cálculo mensal das receitas das distribuidoras, reproduzindo de forma mais fiel à dinâmica de custos;
- Possibilidade de alocação diferenciada dos custos com encargos setoriais, de modo a abstê-lo em regiões de alta complexidade, altas perdas, alta inadimplência, baixa qualidade e baixo IDH-M;
- Uso de sistema de previsão de perfis de carga, por meio de uso de RNA para todo país, o que pode melhor a assertividade do modelo até que sejam implantados os centros de medição inteligente;

- Simulação de sistemas de distribuição malhados utilizando simulação do fluxo de carga no domínio da frequência;
- Consideração da sazonalidade, por meio da inserção de componentes harmônicas mensais ou semanais;
- Considerar modelos de vida útil para refinamento de funções de ultrapassagem de sistemas e equipamentos;
- Desenvolver outros mecanismos de desenho tarifário baseado nas tarifas microgranulares;
- Análises dos efeitos de inserção da microgeração em regiões com altos custos de expansão, tal como áreas rurais ou de difícil acesso;
- Avaliação do impacto da microgeração fotovoltaica nos custos dos submercados Norte de Nordeste; e
- Adequação do regime de regulação econômica para a distribuição, visando prever mecanismos para o compartilhamento da eficiência entre consumidores e distribuidoras.

Ao final do cálculo tarifário o principal resultado são as curvas tarifárias individuais. Todavia, estão disponíveis outras informações de interesse da regulação econômica, tal como a ponta econômica da distribuição e as curvas individuais de custo marginal de capacidade – CMC. Dessa forma, é possível definir o custo marginal da unidade consumidora, tal como a agregação do CMC (sem o ajuste para a receita média), somado ao custo unitário com energia e perdas.

Como sugestão adicional para trabalhos futuros, pode-se definir um limite mínimo de tarifas, baseado no custo marginal da unidade consumidora, a ser aplicado em regiões em condições de vulnerabilidade social, econômica ou de pobreza energética. Dessa forma, haveria um aumento das receitas das concessionárias, ao trazer consumidores para a formalidade.

O modelo locacional e dinâmico de cálculo da TUSD comporta cenário futuro de consolidação da medição inteligente. Ademais, em estado intermediário de evolução o modelo pode ser aplicado por meio de técnicas de inteligência computacional buscando a extrapolação da medição, tal como apresentado no capítulo 7 da Tese. Com o aumento das amostras de medição por meio da evolução

dos medidores inteligentes será possível melhorar a assertividade dos modelos de previsão de curto prazo da carga. Assim, não é necessária a completa implantação de rede de medidores inteligentes e infraestrutura de tecnologia da informação associada para a aplicação do modelo.

O modelo reduzido de cálculo tarifário para toda a área de concessão, com alta granularidade, conduz a assimetria tarifária para grandes áreas de concessões, onde há uma grande heterogeneidade nas condições ambientais, econômicas, sociais e políticas, resultando em injustiça distributiva.

O modelo proposto fornece os instrumentos para a análise tarifária de modo pormenorizado, estatístico, e construção de cenários extrapolativos, mitigando erros no *design* tarifário. Portanto, pode adequar a realidade do novo modelo do setor elétrico brasileiro e as novas tecnologias disponíveis, à maior responsividade da carga, capacidade de investimento dos consumidores em geração distribuída e quebra do paradigma de fluxo unidirecional da rede.

Com a completa representação da rede e carga de forma locacional e dinâmica, abre-se a possibilidade para a criação de novas modalidades tarifárias, com a capacidade de fornecer em tempo real a sinalização de preço para aumento da eficiência do uso das redes. Os ganhos com a eficiência devem ser compartilhados entre as distribuidoras e consumidores optantes, com suficiência técnica e econômica, capazes de investir e participar do planejamento da rede.

REFERÊNCIAS

1. MENCKEN, H. L. Prejudices: second series. 1920. p. 158.

2. ZAJAC, E. Perceived Economic Justice: The Example of Public Utility Regulation. Cost Chapter 7 of Allocation: Methods, Principles, Applications Elsevier Science Publishers B.V, 1985.

3. HARDIN, G. The Tragedy of the Commons. Science, v. 162, n. 3859, p. 1243-1248, 13 de dezembro de 1968.

4. DI PIETRO, M. S. Z. Discricionariedade Técnica e Administrativa. Revista Eletrônica de Direito Administrativo Econômico (REDAE), Salvador, Instituto Brasileiro de Direito Público, n. 9, fevereiro/março/abril, 2007. Disponível em: http://www.direitodoestado.com.br/redae.asp. Acesso em: 06/02/2017.

5. JUSTEN FILHO, M. Parecer elaborado pelo Professor Dr. Marçal Justen Filho, versando sobre recomposição do equilíbrio econômico-financeiro do contrato. ANEEL, Brasília, 2000.

6. GUERRA, S. Controle Judicial dos Atos Regulatórios. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2005.

7. MME. Estudo do Sistema Tarifário Brasileiro de Energia Elétrica com Base nos Custos Marginais. Relatório Técnico Grupo de Trabalho DNAEE Eletrobrás. Março de 1979.

8. MALDONADO, C. E.; GÓMEZ CRUZ, N. A. The complexification of engineering. Complexity, n. 17, p. 8-15, 2012. doi:10.1002/cplx.20395.

9. CAMALIONTE, E. FONTES, A. Inteligência de mercado: conceitos, ferramentas e aplicações. São Paulo: Saint Paul, 2011.

10. DNAEE. Nova Tarifa de Energia Elétrica, Metodologia e Aplicação. 1985.

11. HANIF, S.; ZHANG, K.; HACKL, C. M.; BARATI, M.; GOOI, H. B.; HAMACHER, T. Decomposition and Equilibrium Achieving Distribution Locational Marginal Prices Using Trust-Region Method. IEEE Transactions on Smart Grid, v. 10, n. 3, p. 3269-3281, May 2019.doi: 10.1109/TSG.2018.2822766.

12. ANDREY-ROSELLI, M.; TOMASELLI, L. C. Modelo de cálculo de custos marginais de capacidade dos sistemas de distribuição considerando os custos de transmissão. In: SNPTEE 2009, Anais… Olinda. 2009.

13. EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Energia 2029. Brasília, 2020. Disponível em < https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde >. Acesso em 10/10/2020.

14. PASSEY, R.; HAGHDADI, N.; BRUCE, A.; MACGILL, I. Designing more cost reflective electricity network tariffs with demand charges. Energy Policy, n. 109, p. 642-649, 2017. DOI:10.1016/j.enpol.2017.07.045.

15. MME. Nota Técnica nº 32/2018/SE. Princípios para Reorganização do Setor Elétrico Brasileiro. Disponível em: http://www.mme.gov.br. Acesso em: 04/09/2019.

16. GARFIELD, P. J.; LOVEJOY, W. F. Public utility economics. New Jersey: Prentice Hall, 1964.

17. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). Submódulo 10.6 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET: Informações Periódicas da Distribuição, 2018.

18. MUNASINGHE, M. Principles of modern electricity pricing. Proceedings of the IEEE, v. 69, n. 3, p. 332-348, March 1981. DOI: 10.1109/PROC.1981.11970.

19. BONBRIGHT, J. C. Principles of Public Utility Rates, Col. University Press, New York, 1969.

20. NASH, L. R. Public Utility Rate Structures. New York: McGraw-Hill Book Company, 1933.

21. Picciariello, J. Reneses, P. Frías, L. Söder. Distributed generation and distribution pricing: why do we need new tariff design methodologies? Electric Power Systems Research. vol. 119, pp. 370-376, February 2015. [Online: November 2014].

22. Dupont, B.; De Jonghe, C.; Olmos, L.; Belmans, R. Demand response with locational dynamic pricing to support the integration of renewables. Energy Policy 2014, 6, 344-354.

23. Brandstätt, Christine & Brunekreeft, Gert & Friedrichsen, Nele, 2011. "Locational signals to reduce network investments in smart distribution grids: What works and what not?," Utilities Policy, Elsevier, vol. 19(4), pages 244-254.

24. J Lazar, Linvill C, M Dupuy, J Shipley, and D Brutkoski. 2017. Smart Non-Residential Rate Design – Optimizing Rates for Equity, Integration, and DER Deployment. December 2017. Disponível em: http://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC_Website/Content/Utilities_and_Industries/Energy/Energy_Programs/Electric_Rates/RAP%20CPUC%20Smart%20Non-Residential%20Rate%20Design.pdf. Acesso em 27/08/2019.

25. NOGUEIRA, José Ricardo; CAVALCANTI José Carlos. Determinação de tarifas em empresas de utilidade pública. Revista Brasileira de Economia, Vol. 50, No 3 (1996), pg. 331.

26. ANEEL. Metodologia para estabelecimento de um preço de referência para os contratos de compartilhamento de infra-estrutura. Nota Técnica n° 0027/2006-SRD-SRE/ANEEL. Disponível em http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2007/007/documento/nota_tecnica_n%C2%B0_0027_2006-srd-sre_aneel.pdf. Acesso em 30/12/2019.

27. BIGGAR, DARRYL. “Fairness in Public-Utility Regulation: A Theory.” Agenda: A Journal of Policy Analysis and Reform, vol. 17, no. 1, 2010, pp. 5-29. JSTOR, www.jstor.org/stable/43199612.

28. ANEEL. Sinal Econômico para a Baixa tensão. Nota Técnica nº 362/2010-SRE-SRD/ANEEL. Disponível em http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/120/documento/nota_tecnica_n%C2%BA_362_2010_sre-srd-aneel.pdf. Acesso em 04/09/2019.

29. J. Haapaniemi, J. Haakana, J. Lassila, S. Honkapuro and J. Partanen, "Impacts of different power-based distribution tariffs for customers," in CIRED – Open Access Proceedings Journal, vol. 2017, no. 1, pp. 2775-2778, 10 2017. doi: 10.1049/oap-cired.2017.0858.

30. R. Apponen, P. Heine, J. Lehtinen, M. Lehtonen, K. Lummi and P. Järventausta, "Development of po-wer-based tariff structure for small customers and pathway for this change," in CIRED – Open Access Proceedings Journal, vol. 2017, no. 1, pp. 2692-2695, 10 2017. doi: 10.1049/oap-cired.2017.0701.

31. ANDREY-ROSELLI, Marcio; *et al*. IN: Energia Elétrica e Sustentabilidade 2, 2017, Editora Atena.

32. DI PIETRO, Maria Sylvia Zanella. Direito regulatório: temas polêmicos. [S.l: s.n.], 2004.

33. GHEVENTER, Alexandre. Autonomia versus controle: origem do novo marco regulatório antirtruste na América Latina e seus efeitos sobre a democracia. Belo Horizonte: Editora UFMG; Rio de Janeiro, 2005.

34. Richard A. Posner. Theories of Economic Regulation. The Bell Journal of Economics and Management Science, Vol. 5, n. 2. (Autumn, 1974).

35. VISCUSI, W.; VERNON, J. & HARRINGTON, J. Economics of Regulation and Antitrust. Cambridge, Mass: The MIT Press, 1995.

36. JOSKOW, Paul L.; NOLL, Roger C. Regulation in theory and practice: an overview. In: FROMM, Gary. Studies in public regulation. Cambridge, Mass.: The MIT Press, 1981.

37. CARDOSO, Ricardo Lopes; SARAVIA, Enrique; TENORIO, Fernando Guilherme and SILVA, Marcelo Adriano. Regulação da contabilidade: teorias e análise da convergência dos padrões contábeis brasileiros aos IFRS. Rev. Adm. Pública [online]. 2009, vol.43, n.4, p. 773-799. ISSN 0034-7612.

38. MELO, Celso Antônio Bandeira. Curso de Direito Administrativo. 17ª ed. São Paulo: Malheiros, 2004.

39. BRASIL. Lei n°. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L8987compilada.htm. Acesso em: 29/09/2019.

40. JUSTEN FILHO, Marçal. O direito das agências reguladoras. São Paulo: Dialética, 2007.

41. ROSELLI, Marcio Andrey. Intervenção do Poder Legislativo nos contratos de concessão de energia elétrica: o caso do custo de disponibilidade. 2013. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Direito) - Centro Universitário de Brasília.

42. ANEEL. Avaliação inicial dos efeitos da pandemia do COVID-19 no setor elétrico brasileiro, com apresentação de propostas a serem avaliadas, de curto e médio prazo, para o enfrentamento. Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL. Disponível em < https://www.aneel.gov.br/documents/656877/0/NT.pdf/901e12ed-ea7d-91a7-c805-e27b2508a2ce >. Acesso em 10/10/2020.

43. R. Lopez, J. M. Glachant and Y. Perez. A framework for quality regulation in electricity distribution. 2008 5th International Conference on the European Electricity Market, Lisboa, 2008, pp. 1-8. doi: 10.1109/EEM.2008.4579107.

44. VILJAINEN, S. [et alii]. Regulation of electricity distribution business. In. Finland: Lappeenranta University of Technology [online]. Disponível na internet via https://pdfs.semanticscholar.org/bbe5/5164e5c8693bc10b9574ee15c5abb76091e2.pdf (Consultado em 14/02/2017).

45. BENJÓ, Isaac. Fundamentos de Economia da Regulação. Rio de Janeiro: Thex Editora, 1999.

46. J. Roman, T. Gomez, A. Munoz and J. Peco, "Regulation of distribution network business," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 14, no. 2, pp. 662-669, April 1999. doi: 10.1109/61.754115.

47. PHILLIPS, Charles E. The Economics of regulation. Homewood, Richard D. Irwin, 1965.

48. DORAU, Herbert Benjamin. Materials for the study of public utility economics. New York. 1930. 975 pp.

49. STEINER, P. O., 1957, Peak Loads and Efficient Pricing, Quarterly Journal of Economics, 71, pp. 572-587.

50. VARIAN, Hal R. Microeconomia: princípios básicos. 5ª ed. Rio de Janeiro: Campus, 2000.

51. DNAEE. Programa de Revisão Tarifária. 1994.

52. KAGAN, N., et al, Redes Elétricas Inteligentes no Brasil: Análise de Custos e Benefícios de um Plano Nacional de Implantação. P&D ANEEL, 2013.

53. Z. Yu, "A temperature match based optimization method for daily load prediction considering DLC effect," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no. 2, pp. 728-733, May 1996, doi: 10.1109/59.496146.

54. Y. Wang, Q. Chen, T. Hong and C. Kang, "Review of Smart Meter Data Analytics: Applications, Methodologies, and Challenges," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 10, no. 3, pp. 3125-3148, May 2019, doi: 10.1109/TSG.2018.2818167.

55. F. L. Quilumba, W. Lee, H. Huang, D. Y. Wang and R. L. Szabados, "Using Smart Meter Data to Improve the Accuracy of Intraday Load Forecasting Considering Customer Behavior Similarities," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 6, no. 2, pp. 911-918, March 2015, doi: 10.1109/TSG.2014.2364233.

56. Y. Xiang et al., "Slope-Based Shape Cluster Method for Smart Metering Load Profiles," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 11, no. 2, pp. 1809-1811, March 2020, doi: 10.1109/TSG.2020.2965801.

57. J. Wu, Advances in K-means clustering: a data mining thinking. Springer Science & Business Media, 2012.

58. A. J. Urquhart and M. Thomson, "Impacts of Demand Data Time Resolution on Estimates of Distribution System Energy Losses," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 30, no. 3, pp. 1483-1491, May 2015. doi: 10.1109/TPWRS.2014.2349157.

59. ELECTROPERÚ. Nueva tarifa de energia electrica. Lima: Comision de Taridas Electricas: 1989.

60. ROSELLI, Marcio Andrey, TOMASELLI, Luís Cândido, YATSU, Robson Kuhn. Tarifas Diferenciadas Aplicadas às Unidades Consumidoras de Baixa tensão. SEPEF – Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico. São Paulo: 2009.

61. TURVEY, Ralph. "Marginal Cost." The Economic Journal 79, no. 314 (1969): 282-99. doi:10.2307/2230169.

62. SANTOS, P. E. S. Tarifas de Energia: Estrutura Tarifária. 1. ed. Rio de Janeiro: Interciência Editora. 2010.

63. ANEEL. Módulo 7 - Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica, 2011.

64. EL HAGE, Fábio S.; FERRAZ, Lucas P.C.; DELGADO, Marco P. A Estrutura Tarifária de Energia Elétrica: Teoria e aplicação. Rio de Janeiro: Synergia, 2012.

65. Antonella Mazzone, Thermal comfort and cooling strategies in the Brazilian Amazon. An assessment of the concept of fuel poverty in tropical climates., Energy Policy, Volume 139, 2020, 111256, ISSN 0301-4215, https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111256.

66. ANEEL. Aprimoramento da metodologia de estrutura tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Nota Técnica n° 0065/2014-SRD/SRE/ANEEL. Obtido do site: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/048/documento/nt_0065_srd-sre-aneel.pdf. Acesso em 30/12/2019.

67. MIT. Utility of the Future report. MIT, 2016. Obtido do site: https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/12/Utility-of-the-Future-Full-Report.pdf.

68. J. KOSKELA, K. Lummi, A. Mutanen, A. Rautiainen and P. Järventausta, "Utilization of Electrical Energy Storage With Power-Based Distribution Tariffs in Households," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 34, no. 3, pp. 1693-1702, May 2019. doi: 10.1109/TPWRS.2018.2879612.

69. PÉREZ-ARRIAGA, I.J. 2013. Regulation of the Power Sector, Power Systems. London, United Kingdom: Springer. doi:10.1007/978-1-4471-5034-3.

70. EDSO, “Flexibility: The role of DSOs in tomorrow’s electricity market”, 2014. Obtido em https://www.edsoforsmartgrids.eu/wp-content/uploads/public/EDSO-views-on-Flexibility-FINAL-May-5th-2014.pdf. Acesso em 03/09/2019.

71. D. Fischer et al., "Modeling the Effects of Variable Tariffs on Domestic Electric Load Profiles by Use of Occupant Behavior Submodels," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 8, no. 6, pp. 2685-2693, Nov. 2017.doi: 10.1109/TSG.2016.2544141.

72. M. M. Almenta, J. Morrow, R. Best, B. Fox and A. Foley, "An aggregated fridge-freezer peak shaving and valley filling control strategy for enhanced grid operations," *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Denver, CO, 2015, pp. 1-5. doi: 10.1109/PESGM.2015.7285851.

73. G. T. Heydt et al., "Pricing and Control in the Next Generation Power Distribution System," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 3, no. 2, pp. 907-914, June 2012. doi: 10.1109/TSG.2012.2192298.

74. MTE. NR – 17 Ergonomia. Portaria 3.214/1978 do Ministério do Trabalho e Emprego.

75. M. Zugno, J. M. Morales, P. Pinson, and H. Madsen, “A bilevel model for electricity retailers’ participation in a demand response market environment,” Energy Econ. , vol. 36, pp. 182-197, Mar. 2013.

76. H. Saele and B. A. Bremdal, "Economic evaluation of the grid tariff for households with solar power installed," in CIRED – Open Access Proceedings Journal, vol. 2017, no. 1, pp. 2707-2710, 10 2017. doi: 10.1049/oap-cired.2017.0556.

77. Abdelmotteleb, T. G. S. Roman and J. Reneses, "Distribution network cost allocation using a locational and temporal cost reflective methodology," 2016 Power Systems Computation Conference (PSCC), Genoa, 2016, pp. 1-7. doi: 10.1109/PSCC.2016.7540878.

78. T. B. Rasmussen, Q. Wu and S. Huang, "Real time emulation of dynamic tariff for congestion management in distribution networks," 2016 Asian Conference on Energy, Power and Transportation Electrification (ACEPT), Singapore, 2016, pp. 1-6. doi: 10.1109/ACEPT.2016.7811518.

79. Finon, D.; Romano, E. “Electricity market integration Redistribution effect versus resource reallocation”. Energy Policy 37 (2009) pp. 2977-2985.

80. HAAKANA J., TIKKA V., TUUNANEN J., BELONOGOVA N., LASSILA J.and PARTANEN, Power-based tariffs boosting customer-side energy storages J.,"CIRED Workshop 2016, Helsinki, 2016, pp. 1-4. doi: 10.1049/cp.2016.0789.

81. J. Zhao, Y. Wang, G. Song, P. Li, C. Wang and J. Wu, "Congestion Management Method of Low-Voltage Active Distribution Networks Based on Distribution Locational Marginal Price," in IEEE Access, vol. 7, pp. 32240-32255, 2019. doi: 10.1109/ACCESS.2019.2903210.

82. R. A. Verzijlbergh, L. J. De Vries and Z. Lukszo, "Renewable Energy Sources and Responsive Demand. Do We Need Congestion Management in the Distribution Grid?," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 29, no. 5, pp. 2119-2128, Sept. 2014. doi: 10.1109/TPWRS.2014.2300941.

83. J. G. Roos and I. E. Lane, "Industrial power demand response analysis for one-part real-time pricing," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 13, no. 1, pp. 159-164, Feb. 1998. doi: 10.1109/59.651628.

84. K. David and Y. -. Lee, "Dynamic tariffs: theory of utility-consumer interaction," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 4, no. 3, pp. 904-911, Aug. 1989.doi: 10.1109/59.32578.

85. M. S. Ahmed, F. e. Bendary and H. M. M. Moustafa, "Comparative study between: time of use and real-time pricing using fuzzy technique," in CIRED – Open Access Proceedings Journal, vol. 2017, no. 1, pp. 2641-2644, 10 2017. doi: 10.1049/oap-cired.2017.0425.

86. Jeff Zehtmayr and David Kolata, “The Costs and Benefits of Real –Time Pricing ,” Illinois Citizens Utility Board, 2017, https://citizensutilityboard.org/wp-content/uploads/2017/11/20171114_FinalRealTimePricingWhitepaper.pdf.

87. S. Borenstein, M. Jaske, and A. Rosenfeld, “Dynamic pricing, advanced metering and demand response in electricity markets,” Center Study Energy Markets, Univ. California Energy Inst., Berkeley, CA, USA, Tech. Rep. 105, Oct. 2002.

88. N. Steffan and G. T. Heydt, "Quadratic programming and related techniques for the calculation of locational marginal prices in distribution systems," 2012 North American Power Symposium (NAPS), Champaign, IL, 2012, pp. 1-6. doi: 10.1109/NAPS.2012.6336310.

89. K. Zhang, S. Hanif, C. M. Hackl and T. Hamacher, "A Framework for Multi-regional Real-time Pricing in Distribution Grids," in IEEE Transactions on Smart Grid. doi: 10.1109/TSG.2019.2911996.

90. J. Wei, Y. Zhang, F. Sahriatzadeh and A. K. Srivastava, "DLMP using three-phase current injection OPF with renewables and demand response," in IET Renewable Power Generation, vol. 13, no. 7, pp. 1160-1167, 20 5 2019. doi: 10.1049/iet-rpg.2018.6019.

91. R. Rana and S. Mishra, "Day-Ahead Scheduling of Electric Vehicles for Overloading Management in Active Distribution System via Web-Based Application," in IEEE Systems Journal, vol. 13, no. 3, pp. 3422-3432, Sept. 2019. doi: 10.1109/JSYST.2018.2851618.

92. A. K. Zarabie, S. Das and M. N. Faqiry, "Fairness-Regularized DLMP-Based Bilevel Transactive Energy Mechanism in Distribution Systems," in IEEE Transactions on Smart Grid. doi: 10.1109/TSG.2019.2895527.

93. PAPAVASILIOU, "Analysis of Distribution Locational Marginal Prices," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 9, no. 5, pp. 4872–4882, Sept. 2018. doi: 10.1109/TSG.2017.2673860.

94. Y. Liu, J. Li and L. Wu, "Distribution System Restructuring: Distribution LMP via Unbalanced ACOPF," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 9, no. 5, pp. 4038-4048, Sept. 2018. doi: 10.1109/TSG.2016.2647692.

95. S. Hanif, H. B. Gooi, T. Massier, T. Hamacher and T. Reindl, "Distributed Congestion Management of Distribution Grids Under Robust Flexible Buildings Operations," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 32, no. 6, pp. 4600-4613, Nov. 2017. doi: 10.1109/TPWRS.2017.2660065.

96. M. Caramanis, E. Ntakou, W. W. Hogan, A. Chakrabortty and J. Schoene, "Co-Optimization of Power and Reserves in Dynamic T&D Power Markets With Nondispatchable Renewable Generation and Distributed Energy Resources," in Proceedings of the IEEE, vol. 104, no. 4, pp. 807-836, April 2016. doi: 10.1109/JPROC.2016.2520758.

97. S. Huang, Q. Wu, S. S. Oren, R. Li and Z. Liu, "Distribution Locational Marginal Pricing Through Quadratic Programming for Congestion Management in Distribution Networks," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 30, no. 4, pp. 2170-2178, July 2015. doi: 10.1109/TPWRS.2014.2359977.

98. R. Li, Q. Wu and S. S. Oren, "Distribution Locational Marginal Pricing for Optimal Electric Vehicle Charging Management," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 29, no. 1, pp. 203-211, Jan. 2014. doi: 10.1109/TPWRS.2013.2278952.

99. M. Kraning, E. Chu, J. Lavaei, and S. Boyd, “Dynamic network energy management via proximal message passing,” Found. Trends Optim., vol. 1, no. 2, pp. 73-126, 2013.

100. Z. Hu, H. Cheng, Z. Yan and F. Li, "An Iterative LMP Calculation Method Considering Loss Distributions," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 25, no. 3, pp. 1469-1477, Aug. 2010. doi: 10.1109/TPWRS.2010.2041799.

101. V. Sarkar and S. A. Khaparde, "DCOPF-Based Marginal Loss Pricing With Enhanced Power Flow Accuracy by Using Matrix Loss Distribution," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 24, no. 3, pp. 1435-1445, Aug. 2009. doi: 10.1109/TPWRS.2009.2021205.

102. P. M. Sotkiewicz and J. M. Vignolo, "Nodal pricing for distribution networks: efficient pricing for efficiency enhancing DG," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 21, no. 2, pp. 1013-1014, May 2006. doi: 10.1109/TPWRS.2006.873006.

103. S. Parhizi and A. Khodaei, "Interdependency of transmission and distribution pricing," 2016 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), Minneapolis, MN, 2016, pp. 1-5. doi: 10.1109/ISGT.2016.7781275.

104. ROSELLI, M. A. Correção da saturação de transformadores de corrente via redes neurais artificiais e seus efeitos na proteção de distância. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Rio de Janeiro (RJ), 2007.

105. Francony, M., and J. D. Levi, "Amortissement et Tarification', Colloque Unipede (Madrid, 1975).

106. SILVA, E. L., “Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica”, Edição do Autor, 2ª Edição – 2012.

107. ANEEL. Relatório Final de Procedimentos para realização de campanhas de medidas. 2012.

108. NAKABAYASHI, R. Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Viabilidade Econômica. Nota Técnica IEE USP LSF. 2015. Obtido no site:

<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/mifoto.pdf>, acesso em 13.02.2018.

109. R. Al-Otaibi, N. Jin, T. Wilcox and P. Flach, "Feature Construction and Calibration for Clustering Daily Load Curves from Smart-Meter Data," in IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 12, no. 2, pp. 645-654, April 2016. doi: 10.1109/TII.2016.2528819.

110. Fred Taylor, "Introduction to Digital Signal Processing," in Digital Filters: Principles and Applications with MATLAB, IEEE, 2012, pp. doi: 10.1002/9781118141151.ch1.

111. S. P. Moutter, P. S. Bodger and P. T. Gough, "Spectral decomposition and extrapolation of variations in electricity loading," in IEE Proceedings C – Generation, Transmission and Distribution, vol. 133, no. 5, pp. 247-255, July 1986. doi: 10.1049/ip-c.1986.0036.

112. S. Zhong and K. Tam, "A Frequency Domain Approach to Characterize and Analyze Load Profiles," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 27, no. 2, pp. 857-865, May 2012. doi: 10.1109/TPWRS.2011.2170592.

113. L. Lee and A. A. Girgis, "Application of DFT and FFT algorithms to spectral analysis of power system load variation," [1988] Proceedings. The Twentieth Southeastern Symposium on System Theory, Charlotte, NC, USA, 1988, pp. 26-29. doi: 10.1109/SSST.1988.17009.

114. R. Li, F. Li and N. D. Smith, "Load Characterization and Low-Order Approximation for Smart Metering Data in the Spectral Domain," in IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 13, no. 3, pp. 976-984, June 2017. doi: 10.1109/TII.2016.2638319.

115. EDMINISTER, Joseph, Electric Circuits, McGraw-Hill, 1987.

116. DELGADO, Maurício Godinho. Curso de Direito do Trabalho. São Paulo: LTr, 2010.

117. Srinivasan, D.; Liew, A.C.; Chang, C.S., "Forecasting daily load curves using a hybrid fuzzy-neural approach," in Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings, vol.141, no.6, pp.561-567, Nov 1994.

118. C. -. Lu, H. -. Wu and S. Vemuri, "Neural network based short term load forecasting," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 8, no. 1, pp. 336-342, Feb. 1993, doi: 10.1109/59.221223.

119. A. G. Bakirtzis, V. Petridis, S. J. Kiartzis, M. C. Alexiadis and A. H. Maissis, "A neural network short term load forecasting model for the Greek power system," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no. 2, pp. 858-863, May 1996, doi: 10.1109/59.496166.

120. F. J. Marin, F. Garcia-Lagos, G. Joya and F. Sandoval, "Global model for short-term load forecasting using artificial neural networks," in IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, vol. 149, no. 2, pp. 121-125, March 2002, doi: 10.1049/ip-gtd:20020224.

121. H. S. Hippert and C. E. Pedreira, "Estimating temperature profiles for short-term load forecasting: neural networks compared to linear models," in IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, vol. 151, no. 4, pp. 543-547, 11 July 2004, doi: 10.1049/ip-gtd:20040491.

122. S. Arora and J. W. Taylor, "Short-Term Forecasting of Anomalous Load Using Rule-Based Triple Seasonal Methods," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, no. 3, pp. 3235-3242, Aug. 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2252929.

123. S. Singh, S. Hussain and M. A. Bazaz, "Short term load forecasting using artificial neural network," 2017 Fourth International Conference on Image Information Processing (ICIIP), Shimla, 2017, pp. 1-5, doi: 10.1109/ICIIP.2017.8313703.

124. S. Oprea and A. Bâra, "Machine Learning Algorithms for Short-Term Load Forecast in Residential Buildings Using Smart Meters, Sensors and Big Data Solutions," in IEEE Access, vol. 7, pp. 177874-177889, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2958383.

125. P. Zhang, X. Wu, X. Wang and S. Bi, "Short-term load forecasting based on big data technologies," in CSEE Journal of Power and Energy Systems, vol. 1, no. 3, pp. 59-67, Sept. 2015. doi: 10.17775/CSEEJPES.2015.00036.

126. Faruqui, T. Kuczmowski, P. Lilienthal. "Demand forecasting methodologies: an overview for electric utilities Energy", 15 (1990), pp. 285-296.

127. M. H. M. R. S. Dilhani and C. Jeenanunta, "Daily electric load forecasting: Case of Thailand," 2016 7th International Conference of Information and Communication Technology for Embedded Systems (IC-ICTES), Bangkok, 2016, pp. 25-29.doi:10.1109/ICTEmSys.2016.7467116.

128. W. Hoiles and V. Krishnamurthy, "Nonparametric Demand Forecasting and Detection of Energy Aware Consumers," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 6, no. 2, pp. 695-704, March 2015. doi: 10.1109/TSG.2014.2376291.

129. S. Haykin. "Neural Networks: A Comprehensive Foundation", 1st edition. Upper Saddle River, NJ : Prentice Hall , 1994.

130. T Nazarko, J.; Styczynski, Z.A., "Application of statistical and neural approaches to the daily load profiles modelling in power distribution systems," in Transmission and Distribution Conference, 1999 IEEE, vol.1, no., pp.320-325 vol.1, 11-16 Apr 1999.

131. Yasuoka, J.; Souza, R.A., Jr.; Jardini, Jose A.; Castro, R.; Prado, F.A.A.; Brittes, Liliana M.V.; Cruz, Andre L.P.; Schmidt, Hernan P., "Impact of exogenous variables on estimated values of demand and energy", in Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2004 IEEE/PES , vol., no., pp.344-348, 8-11 Nov. 2004.

132. Tasre, M.B.; Ghate, V.N.; Bedekar, P.P., "Hourly load forecasting using Artificial Neural Network for a small area," in Advances in Engineering, Science and Management (ICAESM), 2012 International Conference on , vol., no., pp.379-385, 30-31 March 2012.

133. PNUD. ALTAS DO DESENVOLVIMENTO HUMANO. Disponível em: < http://www.atlasbrasil.org.br/2013/>. Acesso em 20/10/2019.

134. EEB. “Relatório Técnico de Caracterização da Carga para levantamento das curvas típicas do 4° Ciclo de Revisão Tarifária”. Novembro de 2015. Processo ANEEL n° 48581.001273/2016-00.

135. Yamamoto JK, Landim PMB. Geoestatística: conceitos e aplicações. São Paulo: Editora Oficina de Letras; 2013.

136. ONS. Nota Técnica do ONS NT 038/2014 – Ensaio de Elevação de Temperatura de Transformadores em Sobrecarga.

137. SWIFT G., MOLINSKI T. S. and LEHN W., A fundamental approach to transformer thermal modeling. I. Theory and equivalent circuit, in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 16, no. 2, pp. 171-175, April 2001. doi: 10.1109/61.915478.

138. PICANÇO. A. F. Desenvolvimento de Uma Metodologia para a Aplicação de Transformadores Eficientes com Base nos Perfis de Carregamento. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Itajubá, Agosto, 2009.

139. D. Susa, "Dynamic Thermal Modelling of Power Transformers," PhD, Department of Electrical and Communications Engineering, Helsinki University of Technology, Helsinki, 2005.

140. KELLEY W., EDWARDS S. W., RHODE J. P. and BARAN M. E., Transformer derating for harmonic currents: a wide-band measurement approach for energized transformers, in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 35, no. 6, pp. 1450-1457, Nov.-Dec. 1999. doi: 10.1109/28.806061.

141. M. W. Gustafson, J. S. Baylor and S. S. Mulnix, "The equivalent hours loss factor revisited (power systems)," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 3, no. 4, pp. 1502-1508, Nov. 1988. doi: 10.1109/59.192959.

142. A. L. Shenkman, "Energy loss computation by using statistical techniques," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 5, no. 1, pp. 254-258, Jan. 1990. doi: 10.1109/61.107281.

143. L. M. O. Queiroz, M. A. Roselli, C. Cavellucci and C. Lyra, "Energy Losses Estimation in Power Distribution Systems," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 27, no. 4, pp. 1879-1887, Nov. 2012. doi: 10.1109/TPWRS.2012.2188107.

144. A. J. Berrisford, "Statistical maximum demand measurement," Sixth International Conference on Metering Apparatus and Tariffs for Electricity Supply 1990, Manchester, UK, 1990, pp. 52-56.

145. HELSTROM, Carl W. Probability and Stochastic Processes for Engineers, 2a edição, Macmilan: 1991.

146. H. L. Willis, "Analytical methods and rules of thumb for modeling DG-distribution interaction," 2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134), Seattle, WA, 2000, pp. 1643-1644 vol. 3, doi: 10.1109/PESS.2000.868774.

147. ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição. Brasília, 2010. Disponível em: < https://www.aneel.gov.br/modulo-7>. Acesso em: 10 nov. 2020.

148. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). Quarta Revisão Tarifária Periódica da Distribuidora Bragantina S/A. Nota Técnica n° 125/2016-SGT/ANEEL, de 28 de abril de 2016. Obtido do site < http://www2.aneel.gov.br/cedoc/nreh20162074.pdf >. Acesso em: 01/01/2019.

149. H. V. Agunov, A. V. Agunov and I. G. Globenco, "Energy balance in electric circuits with nonsinusoidal voltage and current," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, no. 4, pp. 1507-1510, Nov. 1997. doi: 10.1109/59.627849.

150. R. K. Manherz, "New energy theorems in Fourier transform theory," in Proceedings of the IEEE, vol. 57, no. 5, pp. 826-827, May 1969. doi: 10.1109/PROC.1969.7101.

151. H. G. Feichtinger, "Parseval's relationship for nonuniform samples of signals with several variables," in IEEE Transactions on Signal Processing, vol. 40, no. 5, pp. 1262-1263, May 1992. doi: 10.1109/78.134489.

ANEXO A – Redes Neurais Artificiais

As Redes Neurais Artificiais (RNA) foram inspiradas no neurônio biológico, motivado pelas características de plasticidade, robustez, confiabilidade, e processamento paralelo. Segundo Haykin (1994), as RNA surgem como alternativa a modelos convencionais não-lineares. A Figura 78 apresenta o modelo de um neurônio, base para o projeto de RNA.

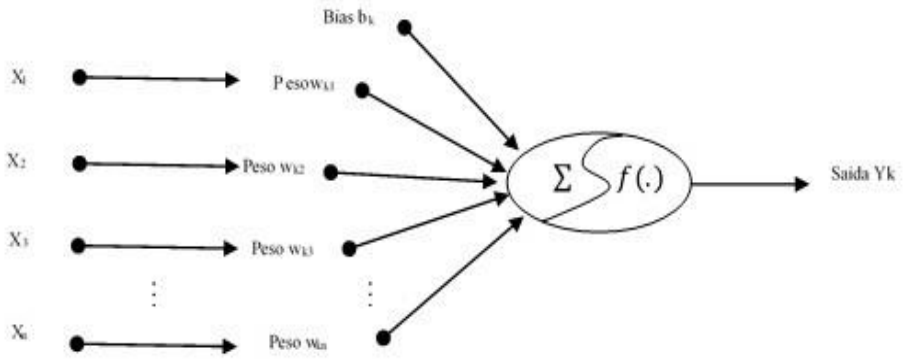

Figura 78 – Modelo do neurônio
Fonte: Autor

O modelo da Figura 78 é denominado de *perceptron*, onde existe uma camada de sinais de entrada, o neurônio que realiza o processamento dos sinais e o sinal de saída. A camada, onde são coletados os sinais de entradas ($x_1, x_2, ..., x_i$), são análogos aos impulsos nervosos que atingem os dendritos do neurônio.

Cada entrada *i* é conectada ao neurônio *k*, por meio de um peso vinculado de cada sinapse, definido como w_{kj}, onde o índice *k* refere-se ao neurônio e *j* refere-se ao sinal de entrada, que pode ser oriunda da saída de outro neurônio. Posteriormente, o sinal é somado, resultando em um processo de combinação linear dos sinais de entrada (HAYKIN, 1994). No modelo da Figura 78 existe uma entrada de sinal unitário denominado bias, com o objetivo de alterar a entrada média da função de ativação. O objetivo do bias é tornar o sistema não linear, de modo que existira um sinal de saída,

mesmo que não haja sinais de entrada.

Até então o modelo é análogo a regressão linear múltipla com intercepto. O modelo se diferencia da combinação linear, quando uma função de ativação $\varphi(\cdot)$ é aplicada para restringir a amplitude da saída do neurônio. Dentre as funções de ativação pode-se utilizar da função de limiar, linear por partes, sigmoide e tangente hiperbólica. A Figura 79 apresenta a função sigmoide, uma das principais utilizadas como função e ativação.

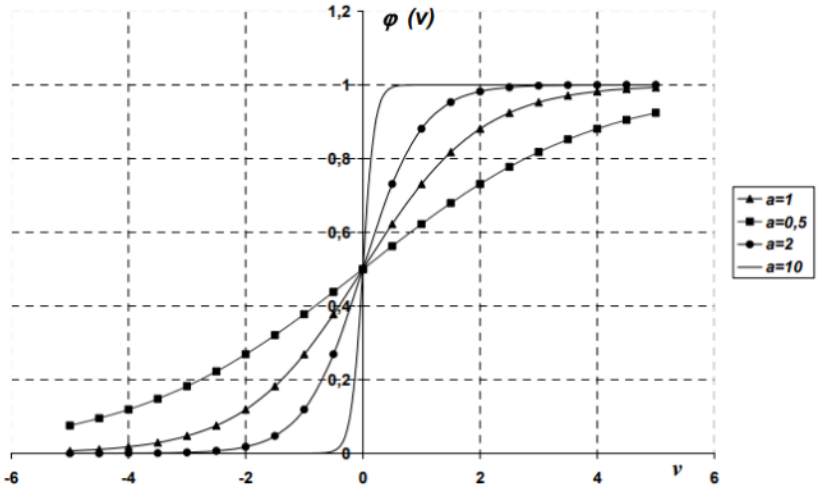

Figura 79 – Função sigmoide
Fonte: Autor

Como se observa da Figura 79 a sigmoide pode assumir várias formas, a depender do parâmetro a adotado, sendo similar a função tangente hiperbólica. Ao se adotar um alto valor para *a*, obtém-se a função limiar. Matematicamente tem-se (85), (86) e (87).

$$u_k = \sum_{j=1}^{m} w_{kj}.x_j \tag{85}$$

$$v_k = u_k + b_k \tag{86}$$

$$y_k = \varphi(v_k) \tag{87}$$

onde:

φ, é a função de ativação e

y_k é o sinal de saída.

Para ser aplicável é necessário que os neurônios sejam submetidos a um processo de treinamento, onde cada sinal de entrada os pesos são ajustados.

No processo de treinamento de uma RNA existes conceitos importantes:

- Algoritmo de treinamento, trata do conjunto de procedimentos de busca iterativa utilizado para ajustar os pesos das RNA;
- Número de épocas, refere-se à recorrência de vezes que os sinais de entrada e saída são apresentados às RNA para atualização dos pesos;
- Taxa de aprendizado, controla a velocidade de alterações dos pesos, evitando divergências nas iterações.

O algoritmo de treinamento mais utilizado para redes *MLP – Multi Layer Perceptron* é o algoritmo *back-propagation*, que utiliza do aprendizado supervisionado, onde são apresentados os sinais de entrada e saída às RNA (HAYKIN, 1994). Por meio do algoritmo *back-propagation* inicialmente é selecionado de modo aleatório os pesos da rede, ou utilizados pesos de processo previamente definido. Em seguida na etapa *forward*, os sinais de entrada são apresentados em conjunto com os sinais verificados de saída, para que então, na etapa *backward*, os pesos de cada conexão sejam atualizados baseado nas diferenças verificadas, realizando de modo recursivo por todas as camadas e pesos da RNA.

ANEXO B – Fatores de Krigagem

Tabela 20 – Fatores de *krigagem*

Código do Alimentador	Posição		Distância do Alimentador à Estação [KM]				Fatores Krigagem			
	X	Y	BP	MV	I	C	BP	MV	I	C
ÁGUAS-CL	-22,9082	-46,5198	11,80	49,08	62,17	111,00	90%	55%	34%	11%
AKROS34	-22,8789	-46,3604	28,45	32,54	68,88	106,87	50%	76%	17%	7%
ARCOR34	-22,9457	-46,5536	8,32	53,09	64,41	115,61	96%	53%	36%	11%
ARVIM	-22,6080	-46,1132	64,13	29,10	74,26	81,58	14%	78%	12%	10%
BBRAND34	-22,6697	-46,3330	42,15	36,57	56,16	83,73	32%	62%	26%	12%
BOMRET	-22,9574	-46,4862	15,34	46,59	68,62	116,05	85%	62%	28%	10%
BUENO34	-22,4710	-46,3196	60,22	51,86	50,30	61,83	21%	36%	38%	25%
CAMANDUC	-22,7504	-46,1394	54,32	15,81	77,87	95,88	7%	94%	4%	3%
CAMBUI2	-22,6120	-46,0583	68,65	27,80	79,79	84,08	12%	81%	10%	9%
CAMBUI34	-22,5969	-46,0560	69,72	29,46	79,58	82,64	12%	79%	11%	10%
CAMBUI34A	-22,5969	-46,0560	69,72	29,46	79,58	82,64	12%	79%	11%	10%
CAMPONO	-22,9475	-46,6193	2,47	59,76	62,20	117,01	100%	46%	42%	12%
CENTRO	-22,9622	-46,5394	10,25	52,02	66,67	117,21	93%	55%	34%	11%
CONGON2	-22,5647	-46,0369	73,32	33,02	80,67	80,24	13%	75%	13%	13%
CORREGO2	-22,6271	-46,0279	70,52	26,12	83,25	86,89	10%	84%	8%	8%
CRUZEIRO	-22,9389	-46,5461	8,95	52,21	64,03	114,74	95%	53%	36%	11%
ESTIVA34	-22,4785	-46,0163	80,68	42,69	81,40	72,86	15%	62%	17%	21%
EXCILL	-22,8583	-46,3304	31,96	29,41	69,31	104,69	40%	79%	14%	6%
EXTR-AUX	-22,8583	-46,3304	31,96	29,41	69,31	104,69	40%	79%	14%	6%
EXTREMA	-22,8561	-46,3171	33,34	28,06	70,10	104,52	36%	81%	13%	6%
FERNAODI	-22,9942	-46,5395	11,99	52,90	69,93	120,73	92%	57%	32%	11%
FRU-A1	-22,8583	-46,3304	31,96	29,41	69,31	104,69	40%	79%	14%	6%
FRU-A2	-22,8583	-46,3304	31,96	29,41	69,31	104,69	40%	79%	14%	6%
FRU-A3	-22,8583	-46,3304	31,96	29,41	69,31	104,69	40%	79%	14%	6%
FRU-A7	-22,8583	-46,3304	31,96	29,41	69,31	104,69	40%	79%	14%	6%
FRUM34	-22,8583	-46,3304	31,96	29,41	69,31	104,69	40%	79%	14%	6%
FUNDI-34	-22,8583	-46,3304	31,96	29,41	69,31	104,69	40%	79%	14%	6%
GRANASA	-22,8362	-46,3156	34,10	28,04	68,70	102,33	35%	81%	13%	6%
GUARIPOC	-22,9000	-46,4711	16,88	44,03	63,90	109,56	81%	61%	29%	10%
IMIGRANT	-22,9238	-46,5406	9,47	51,40	62,75	112,99	94%	53%	36%	11%
INDUSTRI	-22,9324	-46,5621	7,25	53,72	62,70	114,28	97%	51%	38%	11%
ITAPE-RU	-22,7071	-46,1938	51,32	23,09	70,69	89,87	15%	85%	9%	6%
ITAPUA	-22,7958	-46,1395	52,67	12,27	80,39	100,76	5%	96%	2%	1%
JAGUARI	-22,7729	-46,2281	44,96	21,34	71,38	96,38	17%	88%	8%	4%
JD-PALME	-22,8668	-46,5423	11,57	51,12	57,03	106,76	91%	49%	40%	11%
JUNCAL	-22,8033	-46,3098	35,93	28,06	66,72	98,72	33%	80%	14%	6%
LAJES	-22,8252	-46,3212	33,94	28,76	67,44	101,07	36%	79%	14%	6%
LAVAPES	-22,9501	-46,5418	9,61	52,00	65,35	115,91	94%	55%	35%	11%
MTOS-34	-22,7373	-46,1346	55,33	16,69	77,62	94,61	8%	93%	4%	3%
MVERDE34	-22,8627	-46,0451	60,65	0,21	92,54	110,63	0%	100%	0%	0%

Código do Alimentador	Posição		Distância do Alimentador à Estação [KM]				Fatores Krigagem			
	X	Y	BP	MV	I	C	BP	MV	I	C
NOSSO-TE	-22,9136	-46,5550	8,15	52,73	61,10	112,11	96%	51%	38%	11%
PANASON	-22,8583	-46,3304	31,96	29,41	69,31	104,69	40%	79%	14%	6%
PARALELO	-22,5969	-46,0560	69,72	29,46	79,58	82,64	12%	79%	11%	10%
PASSA-TR	-22,8626	-46,6535	7,69	62,52	52,14	108,64	96%	36%	52%	12%
PENHA	-22,9464	-46,5215	11,56	49,87	65,87	115,23	91%	57%	33%	11%
PESSEGUE	-22,8081	-46,2763	38,92	24,61	69,70	99,57	25%	84%	11%	5%
PINHAL34	-22,7843	-46,5721	17,25	54,87	47,53	98,26	79%	38%	50%	12%
RESERVA	-22,9457	-46,5536	8,32	53,09	64,41	115,61	96%	53%	36%	11%
S15-AUX	-22,9411	-46,5185	11,78	49,46	65,48	114,60	91%	57%	32%	11%
S52-AUX1	-22,5969	-46,0560	69,72	29,46	79,58	82,64	12%	79%	11%	10%
S52-AUX2	-22,5969	-46,0560	69,72	29,46	79,58	82,64	12%	79%	11%	10%
SALTO	-22,8488	-46,2624	38,98	22,49	73,69	104,24	23%	88%	8%	4%
SAO-MAT	-22,7116	-46,0594	63,55	16,76	83,39	94,30	6%	93%	4%	3%
SENADOR2	-22,5969	-46,0560	69,72	29,46	79,58	82,64	12%	79%	11%	10%
SFRANCIS	-22,9944	-46,4661	18,55	45,74	73,22	119,99	80%	65%	25%	9%
STALUZIA	-22,9696	-46,5489	9,70	53,15	67,04	118,17	94%	55%	34%	11%
TABOAO	-22,9741	-46,5361	11,09	52,00	68,01	118,47	93%	56%	33%	11%
TQMOIN	-22,9363	-46,5219	11,39	49,71	64,85	114,12	91%	56%	33%	11%
TYCOII	-22,9362	-46,5038	13,23	47,89	65,69	113,90	88%	59%	31%	10%
UNIMINAS	-22,7373	-46,1346	55,33	16,69	77,62	94,61	8%	93%	4%	3%
VAPAREC	-22,9564	-46,5328	10,68	51,23	66,37	116,48	93%	56%	33%	11%
VARGEM	-22,8890	-46,3877	25,50	35,41	67,92	107,96	58%	72%	20%	8%
VBIANCHI	-22,9368	-46,5339	10,16	50,94	64,35	114,34	93%	55%	34%	11%
VILA-MOT	-22,9866	-46,6929	8,88	67,96	64,59	123,01	96%	41%	46%	13%
YANES	-22,8371	-46,3185	33,78	28,33	68,54	102,40	36%	80%	14%	6%

Fonte: Autor

Legenda:

- BP: Bragança Paulista, código A744
- MV: Monte Verde, código A 509
- I: Itapira, código A739
- C: Caldas, código A 530

ANEXO C – Prova de Conceito do modelo de Responsabilidade de Perdas

C.1 Aplicação para Unidades Consumidoras

Considere um transformador com os seguintes dados: potência de 75 kVA, Perdas Vazio de 320 W e perda Total de 1.580 W. As perdas no cobre são de 1.260 W e as no ferro de 320 W. O transformador atende diretamente consumidores Residenciais e Comerciais, com consumo de 720 kWh, 600 kWh e 480 kWh diários, respectivamente. O fator de potência para os consumidores é de unitário e o período será de 24 horas (frequência angular $\omega=2.\pi.t/24$). A Tabela 21 apresenta as funções das curvas de carga dos consumidores.

Tabela 21 – Potências de cargas

Carga	Potência [kW]
1	30 + 20.sen (ω + 5.π/6)
2	25 + 6.sen (2.ω + π) + 3.sen (3.ω)
3	20 + 5.sen (ω) + 2.sen (4.ω + π)

Fonte: Autor

Considere que o transformador possui um custo de R$ 75.000 instalado, com custos de operação e manutenção de 3% ao ano e taxa de remuneração de 10% ao ano. A curva de carga do transformador pode ser visualizada na Figura 80.

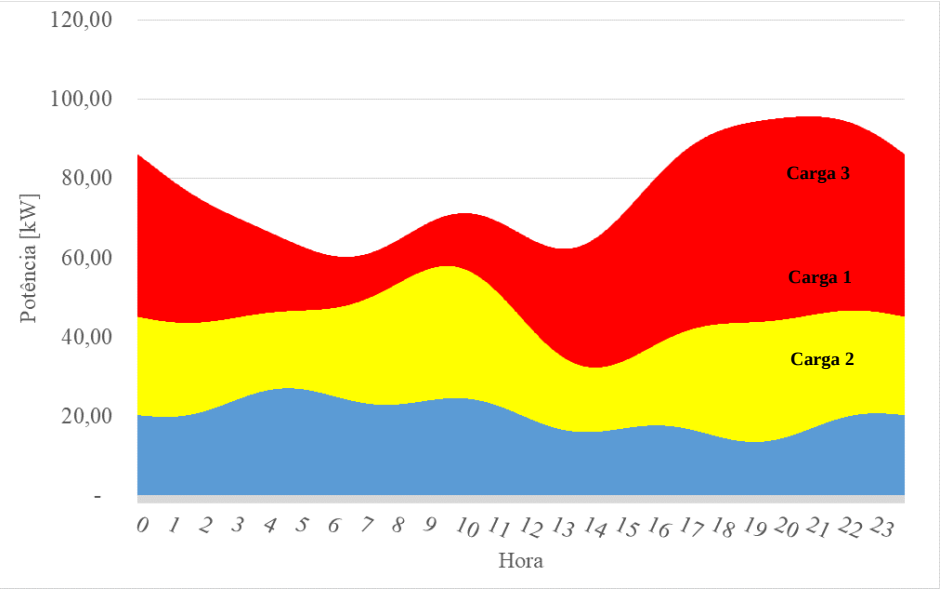

Figura 80 – Curva de carga do transformador
Fonte: Autor

Convertendo para as funções seno para forma complexa retangular, conforme (88).

$$A.\cos\left({}^{\pi}/_{2} - \propto\right) + j.\mathrm{A.sen}\left({}^{\pi}/_{2} - \alpha\right) \tag{88}$$

Tem-se a matriz que relaciona as componentes harmônicas (Coluna) aos consumidores (Linha), conforme (89).

$$\begin{bmatrix} 10 + 17{,}32.j & 0 & -5.j \\ 0 & 6.j & 0 \\ 0 & -3.j & 0 \\ 0 & 0 & 2.j \end{bmatrix} \tag{89}$$

Bem como o vetor que representa as componentes harmônicas do transformador (90).

$$[10 + 12{,}32.j \quad 6.j \quad -3.j \quad 2.j] \tag{90}$$

Aplicando o produto escalar entre (89) e (90) tem-se (91).

$$RP_j = \frac{1}{75^2}\left(\begin{bmatrix} \frac{1}{30} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{25} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{20} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 10 \times 10 + 12{,}32 \times 17{,}32 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 6 \times 6 & -3 \times (-3) & 0 \\ 10 \times 0 + (-5) \times 12{,}32 & 0 & 0 & 2 \times 2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 2 \times 75 \\ 2 \times 75 \\ 2 \times 75 \end{bmatrix}\right) \tag{91}$$

Resolvendo (91) tem-se que a responsabilidade de perdas será dada por (92).

$$RP_j = \begin{bmatrix} 0{,}186\% \\ 0{,}032\% \\ -0{,}051\% \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 2{,}667\% \\ 2{,}667\% \\ 2{,}667\% \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2{,}852\% \\ 2{,}699\% \\ 2{,}615\% \end{bmatrix} \tag{92}$$

O Custo Marginal de Capacidade será dado por (93).

$$CMC = R\$\ 75.000 \times (3\% + 10\%) \times \begin{bmatrix} 2{,}852\% \\ 2{,}699\% \\ 2{,}615\% \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 278{,}11 \\ 263{,}12 \\ 255{,}01 \end{bmatrix} R\$/kWano \tag{93}$$

C.2 Aplicação para Prosumidores

Considere o transformador detalhado anteriormente, atendendo diretamente consumidores Residenciais e Comerciais, com consumo de 480 kWh, 240 kWh e 480 kWh diários, respectivamente, adicionalmente atende prosumidor com consumo de 120 kWh e geração de 120 kWh. O fator de potência para os consumidores e prosumidor é de unitário e o período será de 24 horas (frequência angular $\omega=2.\pi.t/24$). A Tabela 22 apresenta as funções das curvas de carga dos consumidores e prosumidor.

Tabela 22 – Potências de carga e prosumidor

Carga	Tipo	Potência [kW]
1	Consumidor	20 + 15.sen (ω + π)
2	Consumidor	10 + 6.sen (2.ω + π) + 3.sen (3.ω)
3	Consumidor	20 + 5.sen (ω) + 2.sen (4.ω + π)
4	Microgeração Fonte	-5 - 3,175 sen (ω - π/2) -1,015. sen (3.ω - π/2)
5	Microgeração Carga	5 + 5.sen (ω + π)

Fonte: Autor

Considere que o transformador com os mesmos custos do exemplo anterior. A curva de carga do transformador pode ser visualizada na Figura 81.

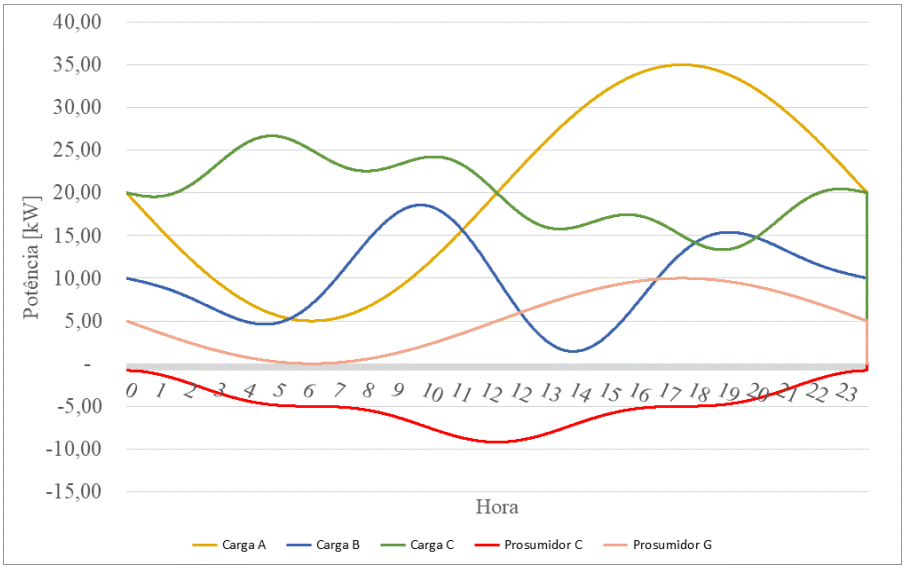

Figura 81 – Curva de carga do transformador, considerando microgeração fotovoltaica
Fonte: Autor

A modelagem anterior não possui a limitação de sentido de fluxos de energia, representados pela componente H_0, podendo ser positiva ou negativa. Ademais, a modelagem ora proposta não possui a limitação para componentes harmônicas. Dessa forma, o modelo pode ser aplicado a prosumidores. Tem-se a matriz que relaciona as componentes harmônicas (Coluna) aos consumidores (Linha), conforme (94).

$$\begin{bmatrix} 15.j & 0 & -5.j & 3{,}175 & 5.j \\ 0 & 6.j & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -3.j & 0 & 1{,}015 & 0 \\ 0 & 0 & 2.j & 0 & 0 \end{bmatrix} \tag{94}$$

Bem como o vetor que representa as componentes harmônicas do transformador (95).

$$[3{,}175 + 15.\mathrm{j} \quad 6.j \quad 1{,}015 - 3.j \quad 2.j] \tag{95}$$

Aplicando o produto escalar entre (94)e (95) tem-se (96).

$$RP_j = \frac{1}{50^2}\left(\begin{bmatrix} \frac{1}{20} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{10} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{20} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{5} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{5} \end{bmatrix} . \begin{bmatrix} 15\times 5 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 6\times 6 & -3\times(-3) & 0 \\ -5\times 15 & 0 & 0 & 2\times 2 \\ 0 & 0 & 1{,}015\times 1{,}015 & 0 \\ 5\times 15 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{2}{50} \\ \frac{2}{50} \\ \frac{2}{50} \end{bmatrix}\right) \tag{96}$$

Resolvendo (96) tem-se que a responsabilidade de perdas será dada por (97).

$$RP_j = \begin{bmatrix} 0{,}450\% \\ 0{,}180\% \\ -0{,}142\% \\ -0{,}089\% \\ 0{,}600\% \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 4{,}000\% \\ 4{,}000\% \\ 4{,}000\% \\ 4{,}000\% \\ 4{,}000\% \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 4{,}450\% \\ 4{,}180\% \\ 3{,}858\% \\ 3{,}911\% \\ 4{,}600\% \end{bmatrix} \tag{97}$$

O Custo Marginal de Capacidade será dado por (98).

$$CMC = R\$\ 75.000 \times (3\% + 10\%) \times \begin{bmatrix} 4{,}450\% \\ 4{,}180\% \\ 3{,}858\% \\ 3{,}911\% \\ 4{,}600\% \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 433{,}88 \\ 407{,}55 \\ 376{,}16 \\ 381{,}33 \\ 448{,}50 \end{bmatrix} R\$/kWano \tag{98}$$

Para a microgeração tem-se um cálculo ponderado pela tarifa da componente de geração e de carga.