

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

Fábio de Castro Ferraz Zanzini

**ANÁLISE DE PRODUTOS TARIFÁRIOS PARA
DIFERENTES TIPOS DE CONSUMIDORES DE
BAIXA TENSÃO**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção como requisito parcial à obtenção do título de *Mestre em Engenharia de Produção*

Orientador: Prof. Rafael Coradi Leme, Dr.

Itajubá

2013

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

Fábio de Castro Ferraz Zanzini

**ANÁLISE DE PRODUTOS TARIFÁRIOS PA-
RA DIFERENTES TIPOS DE CONSUMIDO-
RES DE BAIXA TENSÃO**

Banca examinadora:

Dr. Sérgio Kinya Fugimoto (Abradee)

Prof. Dr. Pedro Paulo Balestrassi (Unifei)

Prof. Dr. Rafael Coradi Leme (Orientador)

Orientador: Prof. Rafael Coradi Leme, Dr.

Mai de 2013

Itajubá

DEDICATÓRIA

Com carinho a quem sempre me incentivou, dedico este trabalho aos meus pais Marivone de Castro Ferraz Zanzini e Bento Aparicio Zanzini.

AGREDECIMENTOS

“Agradeço todas as dificuldades que enfrentei; não fosse por elas, eu não teria saído do lugar. As facilidades nos impedem de caminhar. Mesmo as críticas nos auxiliam muito.”

Chico Xavier

A toda a minha família, em especial a Flavia, Mônica, Caio, Luizinho, Malu, Rique, Marcia e Ivone por toda a paciência, carinho, compreensão e incentivo.

Ao professor Rafael Leme pela amizade e orientação desse trabalho.

A todos os amigos e em especial ao Rodrigo, Gentil, Amana, Tarcila, Fernando, Julia, Filipi, Rafael, Giuliano, Andre e Pedro por não fazerem nada nesse trabalho.

A todos os professores e funcionários do Instituto de Engenharia de Produção e Gestão (IEPG) da UNIFEI.

Ao Programa de Pró-Engenharias da CAPES, CNPq e à FAPEMIG pelo apoio e incentivo à pesquisa brasileira, em especial a essa.

Resumo

O método adotado neste trabalho se alicerça na investigação de um modelo de tarifas binômias, originalmente projetado para otimizar sistemas de energia elétrica, com mix de geração diversificada. Este modelo de tarifa pode também ser utilizado quando o mix de geração é altamente concentrado sendo que, neste caso, o perfil de carga e de rede assume um papel crucial no estabelecimento de tarifas. Esta abordagem de preços não linear é utilizada na fixação do preço de utilidade pública projetada com o propósito de controlar a demanda de pico e fora de pico. O processo de carga e de rede da caracterização do perfil destina-se a identificar o comportamento de consumo, de modo que é possível identificar os esforços que cada consumidor impõe à rede. No entanto, o elevado nível dos custos de medição se opõe à análise da população de consumidores como um todo, sendo substituída por uma análise de amostras populacionais. Assim, a análise estatística é necessária para análise da eficácia de um produto de nova tarifa. O uso de ferramentas estatísticas, assim como o agrupamento de dados, foi utilizado neste trabalho, sendo que, através do uso da estatística, pode-se modelar o erro do perfil de carga, de modo que a incerteza do comportamento pode ser considerada.

Palavras Chaves: *Cluster*, tarifa de energia elétrica, distribuição de energia elétrica, produto de energia elétrica, tarifa binômica, menu de tarifas.

ABSTRACT

The method adopted in this work is grounded in research of two-part tariff, originally designed to optimize power systems with diverse generation mix. This sample rate also can be used when the generation mix is highly concentrated, and in this case the load profile and network plays a crucial role in establishing rates. This nonlinear pricing approach is used in the pricing of utilities designed for the purpose of controlling peak and off-peak demand. The charging and network profile characterization is intended to identify the consumer behavior being possible to identify the efforts that each consumer requires from the network. However, the high cost of measurement precludes the analysis of the consumer population as a whole, being replaced by a population analysis of samples. Thus, the statistical analysis is required for analyzing the effectiveness of a product of new tariff. As a result, the methodological approach to the understanding and analysis of low-voltage profiles available for different load distribution Brazilian companies in order to identify how many two-part tariff rates can be efficiently developed to enable consumers to understand the effectiveness of different products. Using statistical tools as well as the grouping of data were used in this study, and, through use of statistical modeling can load profile error, so that the uncertainty of the behavior can be considered. The clustering method is used to analyze the insight homogeneous groups and load profile similar to the definition of tariffs, thus avoiding establishing a tariff for each type of possible use.

Key-words: Cluster, electricity tariff, electricity distribution, electricity product, two-part tariff rate, menu of contracts.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Estrutura de pesquisa em simulação	31
Figura 2 – Modelo de rede.....	38
Figura 3 – Tarifa Monômnia: kWh x R\$/kWh.....	42
Figura 4 – Tarifa Binômnia: kWh x R\$/kWh + kW x R\$/kW	43
Figura 5 – Price Cap	45
Figura 6 – Composição da tarifa de fornecimento de energia elétrica	48
Figura 7 - Custos de capital e operacionais associados com diferentes tecnologias de geração 62	
Figura 8 - Fator de Contribuição para Rede	63
Figura 9 - Fator de Contribuição para a Rede Comum	64
Figura 10- Fator de Contribuição para uma rede semi-comum.....	65
Figura 11 - Tarifa binômnia.....	66
Figura 12 - Processo KDD segundo Fayyad	76
Figura 13 - Fluxograma utilizada na análise de eficácia de energia eléctrica de design de produtos de tarifa em duas-partes de usuários de baixa tensão	87
Figura 14 - Custo perfil individual de carga e função de custo linear por partes das empresas ELETROPAULO, Cemig e Ceb.....	90
Figura 15- (a) Exemplo de Perfil de carga, e (b) Perfil de Carga Transformado	91
Figura 16- Intervalo de pagamento dos consumidore da ELETROPAULO	93
Figura 17- Intervalo de pagamento dos consumidores da CEMIG	95
Figura 18 - Intervalo de pagamento dos consumidores da CEB	96

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Composição da tarifa de FORNECIMENTO DE energia ao consumidor.....	16
Tabela 2 - Tarifas do grupo A	20
Tabela 3 - DesContos da tarifa social.....	24
Tabela 4 - Encargos Setoriais	55
Tabela 5- Características empresas de distribuição.....	89
Tabela 6- TARIFAS binomias.....	89

SUMÁRIO

Capítulo 1 – Introdução	11
1.1	Considerações Iniciais..... 11
1.2	O Nível Tarifário..... 13
1.3	A Estrutura Tarifária..... 17
1.3.1	Tarifas do grupo A..... 19
1.3.2	Estrutura tarifária convencional..... 20
1.3.3	Estrutura tarifária horo-sazonal..... 21
1.3.4	Tarifa horo-sazonal azul..... 21
1.3.5	Tarifa horo-sazonal verde..... 22
1.3.6	Tarifas do grupo B..... 23
1.3.7	Tarifa social de baixa renda..... 23
1.3.8	Tarifas diferenciadas por horário..... 24
1.4	Objetivo..... 26
1.5	Contextualização Metodológica..... 27
1.5.1	Considerações iniciais..... 27
1.5.2	Metodologia de pesquisa..... 27
1.5.3	Classificação da pesquisa..... 28
1.5.4	Etapas de uma pesquisa em modelagem e simulação..... 30
1.5.5	Etapas do método a serem desenvolvidas..... 31
Capítulo 2 – Tarifas de energia elétrica	33
2.1	Considerações iniciais..... 33
2.2	Princípios regulatórios para tarifa de distribuição..... 34
2.3	Projeto de tarifas..... 37
2.3.1	Custo do serviço ou regulação da taxa interna de retorno..... 39
2.3.2	Tarifa pelo preço..... 39
2.3.3	Tarifa pelo custo marginal..... 40
2.3.4	<i>Price Cap</i> 44
2.3.5	<i>Revenue Cap</i> 45
2.3.6	<i>Sliding Scale</i> 46
2.3.7	<i>Yardstick Competition</i> 46
2.3.8	Menu de Contratos (<i>Menu of Contracts</i>)..... 47

2.3.9	Modelo Brasileiro	47
2.3.10	<i>Price Cap</i> na regulação da receita.....	48
2.3.11	Custo Marginal de Longo Prazo para Parcela B	49
2.3.12	Leilões e custo médio para Parcela A	51
2.4	Estrutura tarifária.....	52
2.4.1	Alocação de custo	53
2.4.2	Custo marginal.....	57
2.4.3	Custo marginal de capacidade (CMC).....	58
2.4.4	Fator de Carga.....	59
2.4.5	Tarifa Binômias	61
2.4.6	Função de custo	65
Capítulo 3 – Consumidores de energia elétrica		67
3.1	Considerações iniciais	67
3.2	Classificação dos consumidores.....	69
3.3	Caracterização dos consumidores	71
3.4	Técnicas de agrupamento	74
3.4.1	Descoberta do Conhecimento em Bases de Dados - <i>Knowledge Discovery in Databases</i> – (KDD).....	74
3.4.2	O Processo de KDD.....	75
3.4.3	Agrupamento	76
3.4.4	K-means ou K-média	77
3.4.5	Self-organizing Maps (Mapas Auto-Organizáveis) - SOM.....	78
3.5	<i>Waikato Environment for Knowledge Analysis</i> - Weka.....	80
3.5.1	Arquivo ARFF	80
Capítulo 4 – A eficácia da criação tarifaria binômica para usuários de baixa tensão.....		82
4.1	Modelagem do erro do Perfil de Carregamento	82
4.2	Metodologia para a análise baseada em Inferência Estatística	84
Capítulo 5 – Resultados Numéricos.....		88
Capítulo 6 – Conclusão.....		98
Bibliografia.....		100

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

A desregulamentação do mercado de energia elétrica ocorrida durante a década de 90 possibilitou a desverticalização dos segmentos da indústria de energia elétrica: Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização, antes agrupadas, verticalizadas e predominantemente estatais.

No entanto, os setores de geração e comercialização, mesmo sendo considerados ambientes competitivos, requerem regulamentação econômica assim como os setores de transmissão e distribuição, que possuem características de monopólio natural, por serem indústrias de rede, necessitando de regulação técnica e econômica. (FUGIMOTO, 2010)

A Resolução nº 109 de 26 de outubro de 2004, homologada pela ANEEL, determina a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) como responsável pelo Sistema de Medição de Faturamento (SMF) assim como pelo Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE). A medição é feita por medidores de energia que permitem coletar dados de demanda de potência e assim, levantar a curva horária do perfil da demanda, o que configura a curva de carga daquele determinado consumidor.

O processo de Caracterização de Carga tem por finalidade identificar e analisar o comportamento de carga de consumidores e do sistema elétrico, usado para o cálculo dos Custos Marginais da Capacidade do Sistema de Distribuição. Essa caracterização se torna necessária na Distribuição em todos os níveis de tensão existentes e é através do cruzamento das curvas de carga de consumidores com as da rede elétrica que se verifica quais tipos de consumidores

impõem o maiores esforços à rede. No entanto, o alto custo de medição inviabiliza o estudo de todo o universo de consumidores de energia elétrica.

A segmentação ocorrida no mercado de energia elétrica ao redor do mundo permitiu a criação de ofertas tarifárias para grupos específicos de clientes, criando novas oportunidades para os agentes comercializadores e distribuidores, gerando um interesse específico e crescente sobre a classificação de padrões de cargas, especialmente para os agentes comercializadores e distribuidores de energia elétrica. (CHICCO, 2009)

Com o aumento da competitividade, a demanda por informações mais precisas sobre o comportamento de consumo dos usuários para a elaboração de ofertas comerciais desenhadas para a gestão mais eficaz dos ativos da rede e o agrupamento dos padrões de carga elétrica com base na classificação baseado na similaridade do padrão de consumo vem mostrando resultados efetivos (CHICCO, 2010) frente a clássica segmentação dos mercados consumidores, que considera nível de tensão, classe tarifária e segmentos econômicos, sendo utilizada para as projeções de mercado de energia elétrica.

A estrutura tarifária pode ser definida como o conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência ativa, de acordo com a modalidade de fornecimento. As tarifas de energia elétrica variam conforme a opção contratual firmada entre a empresa e a concessionária. Para o seu desenvolvimento, considerando os perfis de consumo de energia por classes, podemos citar estudos como os de Chen; Hwang; Huag, (1997) com o objetivo na classificação de tipos de consumidores; Tsekouras; Hatziargyriou; Dialynsa, (2007) para a classificação do padrão dos dados de carga de consumidores individuais referentes a diferentes períodos do ano e Steele et al., (2012) que propôs a utilização do método proposto por Balasko (1975) com a finalidade de medir a contribuição de uma unidade para a capacidade assegurada, baseando-se no mix de geração brasileiro ser, em sua maioria, geração hidráulica.

A decisão de se criar novos produtos para consumidores de energia elétrica deve ser baseada em uma análise de custo-benefício e os princípios de bem-estar da economia. Neste contexto, esta dissertação analisa os perfis de baixa tensão de carga disponível para diferentes empresas brasileiras de distribuição, a fim de identificar o número de tarifas binômias que podem ser eficientemente projetadas, de forma que, os consumidores possam perceber diferentes produtos e avaliar a efetividade de um menu tarifário para baixa tensão utilizando a formação de uma estrutura tarifária, a clusterização de clientes, ferramentas de simulação e estatísticas.

1.2 O Nível Tarifário

O sistema de distribuição de energia elétrica brasileiro é regulado por regras dispostas em resoluções da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), as quais se orientam pelas diretrizes estabelecidas nas leis aprovadas pelo Congresso Nacional e nos decretos estabelecidos pelo Executivo Federal via Ministério de Minas e Energia, sendo operado por 63 concessionárias agrupadas por critérios regionais e número de consumidores.

Como já observado, antes da desverticalização do setor, não havia separação dos negócios da cadeia produtiva de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Hoje, as distribuidoras são o principal elo entre o setor de energia elétrica e a sociedade, visto que suas instalações recebem das companhias de transmissão a maior parte do suprimento destinado ao abastecimento no país, mesmo com a existência de consumidores livres.

Até meados da década de 90, o regime tarifário que vigorava no setor elétrico brasileiro era o do custo do serviço. Este regime tarifário previa que as tarifas de energia elétrica cobrada dos consumidores deveriam ser capazes de cobrir os custos associados à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, e ainda garantir uma taxa de retorno, previamente fixada, para as empresas concessionárias do setor elétrico. Independentemente de sua eficiência as empresas não lucrativas eram mantidas por aquelas que davam lucro e pelo Governo Federal.

(DIEESE, 2007)

Essa modalidade de tarifa não incentivava as empresas a buscarem eficiência, conforme demonstrado pelo “efeito *Averch-Johnson*”, que ocorre quando uma empresa que maximiza lucros está sujeita a regulação por custo de serviço, isto é, sua taxa de retorno (taxa de desconto que iguala a zero o valor líquido presente de um investimento) é fixa e, portanto, seus lucros são proporcionais à base de capital. Por diversas razões, entre elas a contenção das tarifas para o controle da inflação, a remuneração mínima prevista para as concessionárias não era atingida, gerando um círculo vicioso, com inadimplência entre distribuidoras e geradoras e falta de capacidade econômico-financeira para a realização de novos investimentos. Nesse contexto, surgiu a Lei nº 8.631/1993, que fixa os níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, conforme características específicas de cada área de concessão¹.

Visando preservar o equilíbrio econômico e financeiro das concessionárias, as tarifas estabelecidas tinham que cobrir todas as etapas do processo industrial de geração, transmissão e distribuição acrescidas dos impostos e encargos setoriais. De acordo com a ANEEL, dois princípios eram fundamentais na definição das tarifas: a modicidade tarifária, uma tarifa acessível para todos os cidadãos e o equilíbrio financeiro das empresas, tornando-as viáveis para o recebimento e manutenção dos investimentos.

A nova sistemática de correção das tarifas, substituiu o modelo de regulação tarifária do Custo do Serviço pelo modelo tarifário conhecido como do *Price-cap*. Neste modelo é fixado o valor máximo da tarifa, depois de estabelecida uma premissa de receita requerida por parte de uma determinada concessionária.

Com um alto poder de incentivo, o *Price-cap* não impede que a remuneração do capital varie conforme o desempenho da gestão da empresa. Uma primeira distinção entre o atual modelo tarifário e o modelo anterior se dá pela possibilidade de as empresas aumentarem seus lucros ao longo de um período previamente determinado e a aplicação do Fator X sobre as tarifas com o intuito de compartilhar os ganhos de produtividade esperados. Assim, entre os diferen-

¹ Em 1995 foi aprovada a Lei nº 8.987 que garante o direito a Revisão Tarifária Extraordinária para garantir o equilíbrio econômico-financeiro às concessões de distribuição de energia elétrica.

tes momentos de revisão periódica, ou redefinição do Fator X, a empresa poderá ser beneficiada (ou prejudicada) de acordo com sua produtividade.

Devido as características observadas nos segmentos de transmissão e distribuição de energia elétrica, a alternativa para o incentivo à eficiência consiste na criação de condições para uma competição potencial, que, no caso brasileiro, ocorre aplicando-se a técnica de Análise Comparativa de Desempenho e de Melhores práticas entre as distribuidoras, de acordo com a Resolução ANEEL nº. 414/2010. Dessa forma, os níveis tarifários a serem cobrados é definido através destas técnicas que tem como objetivo avaliar os custos gerais e a receita requerida para distribuir energia numa determinada região, sendo os custos das empresas dividido estruturalmente pela ANEEL em gerenciáveis e não gerenciáveis.

Portanto, a adoção da empresa de referência hipotética para determinar os custos aceitáveis de operação e manutenção das concessionárias, sendo o custo gerenciável denominado como Parcela B, composto pelos serviços de distribuição, manutenção da rede, serviços de atendimento ao cliente, cobrança e a remuneração dos investimentos. O custo não gerenciável é denominado como Parcela A, composto pela energia comprada, serviços de transmissão e encargos setoriais. O capital de giro, utilizado como *input* básico ao modelo, é calculado como uma fração da parcela B. Desta forma, subestima-se o capital de giro necessário pelas distribuidoras. A soma das duas parcelas irá compor a tarifa de energia ao consumidor, de acordo com a (Tabela 1) a seguir.

A definição das parcelas A e B é realizada por meio de dois procedimentos de atualização tarifária:

- Reajuste tarifário anual – processo anual de atualização da receita necessária para prestação do serviço, determinada a partir do Índice de Reajuste Tarifário (IRT), sendo esse, um cálculo simplificado das Parcelas A e B, que é aplicado na atualização das tarifas vigentes;

- Revisão tarifária periódica – ocorre após um período previamente definido no contrato de concessão (geralmente de quatro anos) e busca manter o equilíbrio econômico-financeiro ao longo do contrato, sendo feito a partir de análises na determinação dos valores de cada item que compõe a parcela B. Isso é feito mediante a definição de duas variáveis: a Repactuação da Parcela B e o Fator X.

O primeiro é um índice de correção aplicado às tarifas vigentes e à Parcela B dentro do ciclo tarifário, baseado na definição da parcela de receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes e remuneração adequada sobre investimentos realizados, enquanto o objetivo do segundo é ajustar os valores da Parcela B (custos gerenciáveis) aos ganhos de escala do negócio decorrentes de aumento da eficiência operacional.

TABELA 1 - COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA AO CONSUMIDOR

Custo não gerenciável – Parcela A	Custo gerenciável – Parcela B
Compra de energia	Custos operacionais
Transmissão	Cota de depreciação
Encargos setoriais	Remuneração dos investimentos
Tarifa de Fornecimento de Energia = Parcela A + Parcela B	

Os critérios utilizados pelo regulador para a definição dos custos gerenciáveis são os seguintes:

- 1 Custos da prestação do serviço de distribuição: usa como referência um modelo conhecido como análise comparativa de desempenho entre as distribuidoras que simula os custos de uma firma virtual atendendo, de modo eficiente, a mesma área de concessão da distribuidora em termos de ativos físicos e mercado de energia. Engloba, basicamente, os custos da estrutura administrativa, dos serviços comerciais e da operação e manutenção das instalações.

- 2 Remuneração e depreciação dos ativos vinculados à prestação do serviço de distribuição. As taxas de depreciação e de remuneração do capital são aplicadas sobre as denominadas Base de Remuneração Regulatória (BRR) Bruta e Líquida, respectivamente. Esta base é definida, em linhas gerais, por meio da reavaliação dos ativos pelo valor de reposição (BRR bruta) deduzida da depreciação contábil (BRR líquida).
- 3 O Fator X tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes, estabelecido no momento da revisão tarifária, se mantenha ao longo do ciclo tarifário. É empregado no cálculo tarifário nos reajustes anuais quando o valor da Parcela B é corrigido pelo IGP-M menos o Fator X. Dessa forma, quanto maior o Fator X menor é o reajuste tarifário anual. A abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica busca defini-lo a partir dos ganhos potenciais de produtividade, compatíveis com o nível de crescimento do mercado, do número de unidades consumidoras e da qualidade do serviço, além de promover uma transição dos custos operacionais eficientes. (Fls. 31 da Nota Técnica no 65/2013-SRE/ANEEL, de 20/03/2013).

1.3 A Estrutura Tarifária

A ANEEL define estrutura tarifária como sendo o conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência, de acordo com a modalidade de fornecimento. No Brasil, as tarifas de energia elétrica estão estruturadas em dois grandes grupos de consumidores: “grupo A” e “grupo B”.

A divisão dos consumidores é feita de acordo com a finalidade da unidade consumidora como: residência, comércio, indústria e por nível de tensão no qual é feito o atendimento:

- Alta – acima de 69 kV

- Média – de 1 kv até 69 kV
- Baixa – abaixo de 1 kV

Essa divisão permite que a estrutura tarifária de fornecimento de energia elétrica possa ser desenhada para abranger cada tipo de unidade consumidora classificada pelo nível de tensão de atendimento. Estruturalmente, favoreceu a formação de dois mercados distintos de energia elétrica, o mercado cativo, chamado Ambiente de Contratação Regulado (ACR), onde o consumidor é obrigado a comprar energia das distribuidoras de sua área de concessão e o mercado livre, chamado Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde os consumidores podem escolher o seu fornecedor, acessível atualmente para consumidores com demanda acima de 3.000 kW. Entre 500 kW e 3.000 kW há um mercado especial que só pode comprar energia de fontes incentivadas recebendo desconto de 50% na tarifa de uso da rede, de acordo com a lei Publicada em 15 de junho a Lei nº 11.488 que, dentre outras coisas, estendeu o desconto de 50% na TUSD e TUST aos empreendimentos de geração eólica, de biomassa, pequenas centrais hidrelétricas, solar ou cogeração qualificada, com potência injetada até 30 MW. Esta lei também ratificou a possibilidade de comercialização de energia elétrica de fontes incentivadas por parte de consumidores especiais ou conjunto de consumidores especiais reunidos em comunhão de direito ou de fato cuja carga seja maior ou igual a 500 kW.

Assim, para os consumidores cativos a distribuidora é a responsável pelo fornecimento de energia elétrica incluindo o transporte do produto. Entretanto, devido à possibilidade de escolha de determinados consumidores, chamados de livres, a distribuidora presta apenas o serviço de transporte. Por conseguinte, a tarifa de fornecimento de energia elétrica da distribuidora é segregada em duas: a tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) e a tarifa de energia (TE).

A TUSD é paga tanto pelos consumidores cativos como pelos livres, pelo uso do sistema de distribuição da empresa à qual estão conectados. Enquanto que a TE é cobrada somente dos

consumidores cativos, pois os livres compram energia diretamente das comercializadoras de energia elétrica ou dos agentes de geração.

Custos do serviço de distribuição, perdas de energia, encargos setoriais, remuneração dos investimentos e suas depreciações estão todas englobados na TUSD. A TE, por outro lado, engloba os custos de compra com energia elétrica que inclui também encargos setoriais associados. Para os consumidores cativos atendidos em média e alta tensão, as tarifas de fornecimento de energia elétrica são binômias, cobradas pelo consumo de energia e pela máxima demanda utilizada no período. Há três tipos possíveis de tarifação para os consumidores: a tarifa convencional, tarifa horo-sazonal verde e a tarifa horo-sazonal azul.

As tarifas horo-sazonais apresentam quatro preços diferentes de energia que dependem do horário, na ponta ou fora de ponta do sistema e do período do ano, úmido ou seco, de utilização enquanto a tarifa convencional possui apenas um preço para a energia e outro para a potência. A tarifa horo-sazonal Verde possui apenas um valor maior de tarifa por incorporar o horário de ponta, explícito na tarifa Azul.

Consumidores conectados em média tensão e com demanda contratada inferior a 300 kW podem escolher a melhor, dentre as três, o que depende do fator de carga e do fator de modulação do consumidor. Aqueles atendidos em média tensão e com demanda contratada igual ou superior a 300 kW podem optar por uma das duas tarifas horosazonais, enquanto a alta tensão, obrigatoriamente, devem contratar a tarifa horo-sazonal Azul.

1.3.1 Tarifas do grupo A

Segundo a (ANEEL, 2005), as tarifas do “grupo A” são para consumidores atendidos pela rede de alta tensão, de 2,3 a 230 quilovolts (kV), recebendo denominações com letras e algarismos indicativos da tensão de fornecimento, como segue na Tabela 2:

TABELA 2 - TARIFAS DO GRUPO A

Grupo	Nível de tensão
A1	230 kV ou mais
A2	88 a 138 kV
A3	69 kV
A3a	de 30 a 44 kV
A4	2,3 a 25 kV
AS	sistema subterrâneo

Três modalidades de fornecimento constituem as tarifas do grupo A:

- convencional
- horo-sazonal azul
- horo-sazonal verde

Sendo que a convenção por cores é apenas para facilitar a referência.

1.3.2 Estrutura tarifária convencional

A aplicação de tarifas de consumo e/ou demanda de potência, independentemente das horas de utilização ao longo do dia e períodos do ano é denominada como estrutura tarifária convencional e apresenta um valor para a demanda de potência em R\$/kW (reais por quilowatt) e outro para o consumo de energia em R\$/MWh (reais por megawatt-hora).

O consumidor atendido em alta tensão pode optar pela estrutura tarifária convencional, se atendido em tensão de fornecimento abaixo de 69 kV, sempre que tiver contratado uma demanda inferior a 300 kW.

A opção da tarifa convencional de alta tensão, caracterizada pela cobrança de uma tarifa única de demanda, em R\$/kW, e de uma tarifa de consumo, em R\$/MWh, terá seu limite de enquadramento alterado de 300 quilowatts (kW) de demanda contratada mensal para 150 kW, com prazo de 12 meses para migração. No 4º Ciclo de Revisões Tarifárias, a partir de 2015, será extinta a modalidade convencional. (ANELL, 2011)

1.3.3 Estrutura tarifária horo-sazonal

É caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano. Essa tarifa apresenta como objetivo o racionalização do consumo de energia elétrica ao longo do dia e do ano, motivando o consumidor, pelo valor diferenciado das tarifas, a consumir mais energia elétrica nos horários do dia e nos períodos do ano em que ela for mais barata.

Os postos tarifários são dois períodos estabelecidos sendo que a “ponta” corresponde ao período de maior consumo de energia elétrica, que ocorre entre 18 e 21 horas do dia, com possibilidade para as empresas de distribuição propor outros horários, e apresentam tarifas mais elevadas que o “fora da ponta” compreende as demais horas dos dias úteis e às 24 horas dos sábados, domingos e feriados.

Ao longo do ano são estabelecidos dois períodos denominados “período seco”, quando a incidência de chuvas é menor e possuem tarifas mais elevadas, refletindo o maior custo de produção devido à menor quantidade de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas, provocando a eventual necessidade de complementação da carga por geração térmica, que é mais cara. O “período úmido” ocorre quando o volume de chuvas é maior.

1.3.4 Tarifa horo-sazonal azul

Para a aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica foi criada a tarifa horo-sazonal azul que abrange as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia sendo aplicada às unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado, e com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV.

A tarifa horo-sazonal azul tem a seguinte estrutura:

- Demanda de potência (R\$/kW)
- Um valor para o horário de ponta (P)
- Um valor para o horário fora de ponta (FP)
- Consumo de energia (R\$/MWh)
- Um valor para o horário de ponta em período úmido (PU)
- Um valor para o horário fora de ponta em período úmido (FPU)
- Um valor para o horário de ponta em período seco (PS)
- Um valor para o horário fora de ponta em período seco (FPS)

1.3.5 Tarifa horo-sazonal verde

Estruturada para a aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência, se aplica às unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada igual ou superior a 300 kW, com opção do consumidor pela modalidade azul ou verde.

A tarifa horo-sazonal verde apresenta a seguinte estrutura:

- Demanda de potência (R\$/kW) - valor único
- Consumo de energia (R\$/MWh)

- Um valor para o horário de ponta em período úmido (PU)
- Um valor para o horário fora de ponta em período úmido (FPU)
- Um valor para o horário de ponta em período seco (PS)
- Um valor para o horário fora de ponta em período seco (FPS)

1.3.6 Tarifas do grupo B

Destinam-se às unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 kV e são estabelecidas para as seguintes classes e subclasses de consumo:

B1 Classe residencial e subclasse residencial baixa renda;

B2 Classe rural, abrangendo diversas subclasses, como agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, serviço público de irrigação rural;

B3 Outras classes: industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio;

B4 Classe iluminação pública.

As tarifas do “grupo B” são estabelecidas somente para o componente de consumo de energia, em reais por megawatt-hora, considerando que o custo da demanda de potência está incorporado ao custo do fornecimento de energia em megawatt-hora.

1.3.7 Tarifa social de baixa renda

Estabelecida pela lei 10.438/2002 e regulamentada pela ANEEL pelas Resoluções 246/2002; 485/2002; e 253/2007, os descontos na conta de luz vão de 10% a 65% para os consumidores residenciais com consumo mensal inferior a 80 kWh, ou aqueles cujo con-

sumo esteja situado entre 80 e 220 kWh/mês e que comprovem inscrição no Cadastro Único de Programas Sociais do Governo Federal.

A tarifa social de baixa renda sofre descontos escalonados do acordo com o consumo em relação à tarifa da classe residencial (B1), conforme ilustra a Tabela 3 abaixo :

TABELA 3 - DESCONTOS DA TARIFA SOCIAL

Faixa de Consumo	Desconto Tarifário (%)
0 - 30 kWh	65%
31 - 100 kWh	40%
101 - Limite Regional	10%

1.3.8 Tarifas diferenciadas por horário

A ANEEL aprovou a alteração da estrutura tarifária aplicada ao setor de distribuição de energia, após a Audiência Pública 120 de 2010. O novo regulamento prevê a aplicação de tarifas diferenciadas por horário de consumo, oferecendo tarifas mais baratas nos períodos em que o sistema é menos utilizado pelos consumidores, para esta dissertação o focaremos o Grupo B, formado pelos consumidores residencial, rural e demais classes, exceto baixa renda e iluminação pública.

Atualmente, os consumidores do Grupo B pagam uma tarifa única, independente do horário utilizado. A mudança possibilita que cada distribuidora de energia defina um intervalo de três horas, entre as 17h e 22h, em que o consumo de energia elétrica será mais caro. Segundo a ANEEL, a nova sistemática será aplicada a cada distribuidora a partir de sua revisão tarifária, entre 2012 e 2014, modificando padrões vigentes desde a década de 1980.

De segunda a sexta-feira a tarifa será dividida em três partes:

1. Uma tarifa mais barata será empregada na maioria das horas do dia;
2. No horário em que o consumo de energia atinge o pico máximo, no início da noite, a tarifa sofrerá um acréscimo, tornando-a mais cara;
3. Entre esses dois horários será cobrada uma tarifa com valor intermediário.

Nos finais de semana e feriados, a tarifa mais barata será empregada para todas as horas do dia.

Com o objetivo de estimular o consumo em horários em que a tarifa apresenta custos mais baratos para o consumidor, a tarifa branca busca a diminuição do valor da fatura no fim do mês e da necessidade de expansão da rede da distribuidora para atendimento do horário de pico. Sendo opcional, o consumidor que não pretenda modificar seus hábitos de consumo, poderá optar pela tarifa convencional.

Para a implantação da tarifa branca é necessário que os atuais medidores eletromecânicos de energia sejam trocados por medidores eletrônicos, assunto em estudo na ANEEL e abordado na Audiência Pública n. 43/2010, sendo inválida para a iluminação pública e os consumidores de baixa renda.

Outra mudança, válida a partir de janeiro de 2014, é a criação das bandeiras tarifárias verde, amarela e vermelha, e se refletirão em diferença de tarifa para o consumidor:

- A bandeira verde significa custos baixos para gerar a energia;
- A amarela indicará um sinal de atenção, pois os custos de geração estão aumentando;
- A bandeira vermelha indicará que a situação anterior está se agravando e a oferta de energia para atender a demanda dos consumidores ocorre com maiores custos de geração.

A nova metodologia prevê que os agrupamentos B2 rural; B3 demais classes e B4 iluminação pública terão sua relatividade homogeneizada para todas as concessionárias, respeitando as diferenças tarifárias entre as áreas de concessão.

Essa etapa será cumprida ao longo do 3º Ciclo de Revisões Tarifárias e consistirá em convergir o desvio tarifário das subclasses da baixa tensão em relação à tarifa de referência. Em uma segunda etapa, será realizado o cálculo do custo marginal de capacidade de cada subclasse da baixa tensão, que será aplicado com a apresentação da metodologia do 4º Ciclo de Revisões Tarifárias, a partir de 2015.

1.4 Objetivo

O processo de caracterização do perfil da carga da rede destina-se a identificar o comportamento de consumo, de modo que é possível verificar os esforços que cada consumidor impõe à rede. No entanto, o custo elevado de medição se opõe à análise da população de consumidores como um todo, sendo necessário uma análise amostral dos consumidores, tornando a análise estatística necessária para a avaliação da eficácia de um produto de nova tarifa.

A decisão de criar novos produtos deve ser baseada em uma análise de custo-benefício e os princípios de bem-estar da economia segundo Santos et al.,2010. Uma série de artigos no Journal de Econometria intitulado "*Welfare Economics of Peak Load Pricing*" visa discutir, entre outros assuntos, a questão do bem-estar social e eficiência econômica de arranjos novos preços. Aigner (1984), por exemplo, analisa os custos e benefícios da implementação de novas tarifas para as famílias, e conclui que, através da introdução de um sinal da taxa de tempo, os benefícios (redução dos custos de capital, aumento de consumo excedente fora de pico, etc) não podem superar os custos (perda de medição, de ponta excedente do consumidor, etc.). O autor indica, contudo, que os sinais econômicos para os consumidores residenciais podem, em

certas circunstâncias, ser eficazes. Tal possibilidade também é discutido por Newsham e Bowker (2010).

Neste contexto, esta dissertação tem como objetivo analisar, a partir dos dados de consumo disponibilizados pelas empresas de brasileira de distribuição, o número de tarifas binômias que podem ser projetadas de forma eficaz para que os consumidores de baixa tensão percebam diferentes produtos tarifários. Usando ferramentas estatísticas, pode-se modelar o erro do perfil de carga, de modo que a incerteza do comportamento pode ser considerada e para a análise de agrupamento, para discernir os grupos homogêneos de consumidores. Assim, com os consumidores semelhantes agrupados, é possível executar uma regressão linear para definir as tarifas binômias e avaliar a efetividade de um menu tarifário para baixa tensão, utilizando-se da estrutura tarifária, clusterização de clientes, ferramentas de simulação e estatísticas.

1.5 Contextualização Metodológica

1.5.1 Considerações iniciais

Este capítulo apresenta o método de pesquisa quantitativo utilizado nesta dissertação, além da Modelagem e Simulação baseada no modelo de tarifas binômias para o sistema de distribuição com mix de geração altamente concentrado, discutido por Steele Santos et al. (2012).

1.5.2 Metodologia de pesquisa

Segundo Martins (2010), os quatro métodos de pesquisa mais apropriados em engenharia de produção para a condução de uma pesquisa quantitativa são a pesquisa, modelagem e simulação, experimentação e o quase-experimento.

A definição de modelagem e simulação para Chung (2004) é o processo de criar e experimentar um sistema físico através de um modelo matemático computadorizado. Para Bertrand e Fransoo (2002), este método deve ser usado quando se deseja prever o efeito de mudanças no sistema ou avaliar seu desempenho ou comportamento, sendo utilizado na resolução de problemas reais.

Como característica do método, de acordo com Martins (2010), o pesquisador manipula as variáveis e os seus níveis, mas não na realidade. Isto é feito em um modelo de pesquisa, que é uma abstração da realidade. De acordo com Garza-Reyes et al. (2010), o sistema modelado pode ser examinado sob condições controladas e selecionadas, as quais são claramente impraticáveis na maioria dos sistemas reais, e sem o risco para a viabilidade do sistema real que tais experimentos poderiam causar.

1.5.3 Classificação da pesquisa

Este trabalho é uma pesquisa baseada em modelagem quantitativa, segundo a classificação proposta por Bertrand e Fransoo (2002). Esta classificação é atribuída às pesquisas onde modelos de relações causais entre variáveis de controle e variáveis de desempenho são desenvolvidas, analisadas ou testadas e se alteram sobre um domínio específico.

Segundo os autores, as metodologias podem ser classificadas em duas classes sendo elas:

- **Pesquisas Axiomáticas:** obtenção de soluções dentro do modelo definido, produzindo conhecimento sobre o comportamento de certas variáveis e podendo também produzir conhecimento sobre como manipular algumas variáveis no modelo.

- **Pesquisa Empírica:** assegurar a existencia de uma adequação entre o modelo desenvolvido e as observações e ações no sistema real. Neste tipo de pesquisa, os resultados teóricos são aplicados em processos reais.

Em uma classificação mais ampla, Bertrand e Fransoo (2002) classificam as pesquisas axiomáticas e empíricas em descritivas e normativas.

- **Axiomáticas Normativas:** buscam desenvolver políticas, estratégias e ações para melhorar os resultados disponíveis na literatura existente, para encontrar uma solução ótima para um problema recém-definido ou para comparar as diferentes estratégias para lidar com um problema específico;
- **Axiomáticas Descritivas:** visa compreender o processo que foi modelado; estando primariamente, interessada em analisar o modelo, que conduz ao entendimento e explicação das características do mesmo;
- **Empíricas Descritivas:** tem como objetivo criar um modelo que descreva adequadamente as relações causais que podem existir na realidade, levando à compreensão dos processos atuais;
- **Empíricas Normativas:** está interessada, principalmente, no desenvolvimento de políticas, estratégias e ações para melhorar um sistema real.

Esta dissertação tem como objetivo a avaliação de um menu de tarifas que possa ser oferecido para os consumidores de baixa tensão com base no modelo de tarifa binômias para o sistema de distribuição com mix de geração altamente concentrado e assim adequando-se a metodolo-

gia de pesquisa Empírica Normativa, de natureza aplicada pois objetiva gerar conhecimentos para aplicação prática e é dirigida à solução de problemas específicos.

1.5.4 Etapas de uma pesquisa em modelagem e simulação

O método de pesquisa abordado nessa seção é o método mais antigo já proposto para utilização da simulação como método científico: o método proposto por Mitroff *et al.* (1974). Segundo esse modelo, a abordagem inicial usada na pesquisa operacional consiste em quatro fases: conceitualização, modelagem, solução pelo modelo e implementação conforme a Figura 1.

Bertrand e Fransoo (2002), dividem o modelo da seguinte forma:

- 1 **Conceitualização:** o pesquisador elabora o modelo conceitual do problema que está sob análise, toma decisões sobre as variáveis que precisam ser adicionadas ao modelo e define o alcance do problema e do modelo.
- 2 **Modelagem:** o pesquisador constrói o modelo científico, definindo as relações causais entre as variáveis.
- 3 **Solução pelo modelo:** a matemática desempenha um papel fundamental e o modelo científico é resolvido utilizando-se algum método matemático.
- 4 **Implementação:** a solução encontrada é aplicada ao sistema real, após o qual um novo ciclo pode recomeçar.

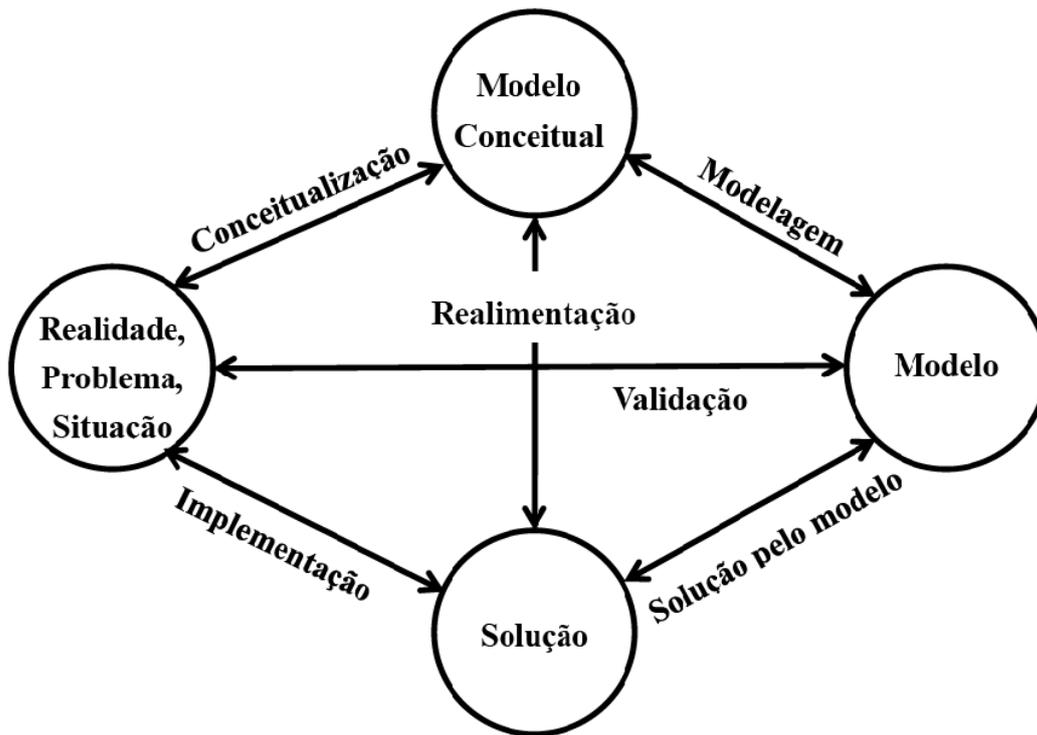


FIGURA 1 - ESTRUTURA DE PESQUISA EM SIMULAÇÃO

Fonte: Adaptado de Mitroff et al. (1974)

Um ciclo de pesquisa pode começar e terminar em qualquer uma das fases do método, desde que o pesquisador esteja consciente das partes específicas do processo de solução que ele conduz e, conseqüentemente, dos resultados que ele pode trazer segundo Mitroff *et al.*, 1974.

1.5.5 Etapas do método a serem desenvolvidas

Para esta dissertação as etapas foram divididas da seguinte forma:

- 1 **Conceitualização:** Contextualização do mercado de energia elétrica brasileira e análise dos princípios regulatórios para as tarifas de distribuição.
- 2 **Modelagem:** Análise da estrutura tarifária existente, definição de custo marginal no sistema elétrico, introdução ao fator de carga e a tarifa binômias.

- 3 **Solução pelo modelo:** Caracterização e classificação dos consumidores de energia elétrica, técnicas de mineração de dados, calcula das tarifas binômias.
- 4 **Implementação:** resultados alcançados com a utilização do método são implementados.

CAPÍTULO 2 – TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 Considerações iniciais

Para as empresas de distribuição, as tarifas são baseadas em premissas reguladas pelo operador, definidas de acordo com o contrato de concessão sendo que, estabelece um preço-teto, com tarifas sendo reajustadas anualmente por RPI-X, o período de regulação varia de três a cinco anos. Por outro lado, os custos regulados são divididos em custos gerenciáveis e repasse de custos, sendo que, no primeiro, todos os custos de distribuição, tais como despesas de capital, operacionais e custos de manutenção estão englobados.

Na regulação vigente, o Reajuste Tarifário Anual tem como objetivo restabelecer o poder de compra levando em conta a inflação e a variação de custos da empresa, sendo calculado mediante a aplicação do Índice de Reajuste Tarifário sobre as tarifas homologadas na data de referência anterior, bem como o processo de Revisão Tarifário Periódico tem como principal objetivo analisar, após um período previamente definido no contrato de concessão, o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

As tarifas de energia elétrica tem como base dois componentes principais:

- **Demanda de potência:** medida em kW que corresponde à média da potência elétrica solicitada pelo consumidor à empresa distribuidora, durante um intervalo de tempo especificado sendo faturada pelo maior valor medido durante o período de fornecimento, normalmente de 30 dias.

- **Consumo de energia:** medido em kWh ou MWh e corresponde ao valor acumulado pelo uso da potência elétrica disponibilizada ao consumidor ao longo de um período de consumo, normalmente de 30 dias

As tarifas de demanda de potência são fixadas em R\$/kW enquanto as tarifas de consumo de energia elétrica são fixadas em R\$/MWh e especificadas nas contas de energia elétrica mensais do consumidor em reais por quilowatt-hora.

2.2 Princípios regulatórios para tarifa de distribuição

Projeto de tarifas é uma questão chave para as autoridades reguladoras devido ao fato de que as tarifas são a interface entre as empresas de energia elétrica e consumidores finais. Tarifas adequadamente projetadas são fundamentais para garantir a melhor utilização do sistema a curto prazo e mapear tendências de longo prazo da demanda. As tarifas devem atingir dois objetivos principais:

- Gerar a renda necessária para cobrir todos os custos de fornecimento de eletricidade.
- Enviar sinais econômicos corretos para garantir que cada cliente utilize o serviço da maneira mais eficiente socioeconomicamente.

Existem alguns princípios que devem ser levados em consideração no projeto de tarifas. Alguns destes princípios têm como objetivo estabelecer limites para o que pode e não pode ser feito, respeitando as leis de cada país (BERG E TSCHIRHART, 1988; ARRIGA, 2002), sendo os principais:

- **Sustentabilidade do negócio:** Princípio básico da maioria das regulações e destina-se a garantir que os fornecedores recuperem todos os custos incorridos credenciados na produ-

ção do bem ou serviço regulado. A sustentabilidade pode garantir a viabilidade da indústria sendo determinado em três etapas. (RENESES ET AL., 2010)

- 1 Determinação do nível tarifário, que está diretamente relacionado à forma como cada atividade é regulamentada e seus custos credenciados.
- 2 A concepção da tarifa selecionada e sua capacidade de recuperar esses custos credenciados. Em ambas as fases, este princípio pode colidir com o princípio da eficiência.
- 3 A sustentabilidade do negócio está relacionado a outro princípio regulador: aditividade de custos. Este princípio implica que as tarifas finais devem ser concebidas através da adição de tarifas diferentes, cada um deles ligado ao custo de uma atividade (geração, transmissão, distribuição e comercialização).

- **Eficiência econômica:** Podemos dividir a eficiência econômica em dois tipos de maior interesse:

- 1 Eficiência Produtiva: envolvendo a produção do bem ou serviço no menor custo possível, para um nível pré-definido de qualidade. A eficiência produtiva não é alcançada através do projeto de tarifas, mas através de remuneração eficiente de cada atividade.
- 2 Eficiência alocativa: alocando recursos para a quem os usa melhor ou valoriza-lo mais. Neste caso, em vez de alocar o recurso, um sinal de preço é emitido para incentivar cada consumidor a usar a quantidade de recursos que é mais eficiente para o sistema como um todo. Este sinal deve servir para curto e longo prazo. A maneira de assegurar que a eficiência econômica seja alcançada é conseguida através da utilização da relação custo-causalidade, – atribuindo os custos para quem os origina.

A curto prazo, os custos/preços marginais devem ser utilizados sempre que possível para alcançar este objetivo. Esses preços, com base no princípio do custo-causalidade, dão os sinais certos para a operação de curto prazo do sistema. Entretanto, muitas vezes estes sinais são

conflitantes com o princípio da sustentabilidade, sendo, em alguns casos, desvantajosos, como no caso dos custos marginais de distribuição.

Outros critérios devem ser usados para "completar" as tarifas e assegurar que as receitas correspondam aos custos credenciados. Estes critérios têm de ser coerentes com o mencionado princípio do custo-causalidade. Por fim, se houver quaisquer outros custos que não possam ser atribuídos (como os custos relacionados com a comissão de regulamentação, o operador de sistema e operador do mercado), os critérios de alocação, chamados de "segundo melhor", deve ser aplicada.

- **Equidade ou não discriminação entre os diferentes clientes:** Para aplicar este princípio, é necessário primeiramente definir o que é a discriminação e o que não é uma definição que pode ser normalmente encontrados no sistema jurídico. O consenso geral de opinião sobre a aplicação deste princípio é que as taxas são consideradas não discriminatórias se os consumidores pagam o mesmo valor para usar o mesmo bem ou serviço, independentemente da finalidade para a qual é utilizado e da natureza do consumidor. Isso não contradiz a ideia de custo-causalidade, segundo a qual todos devem ser alocados de acordo com a parte do custo que eles são responsáveis. Na verdade, responder a este princípio tem muito a ver com o grau de informação ao consumidor, que pode ou deve ser utilizado para alocar os custos de serviço. Em termos econômicos, tarifas mais eficiente podem ser projetadas se a função de custo de utilização dos consumidores é conhecida, no entanto, o que implica saber o propósito para o qual o serviço é usado levaria a discriminação entre os diferentes consumidores. Outra atribuição que pode ser discriminatória se for baseada em características dos usuários de baixa tensão (tais como o nível de renda ou a utilização prevista da eletricidade), e não estritamente em dados objetivos externos, ou seja, a capacidade contratada, quantidade de energia consumida ou o padrão de utilização. (ORTEGA ET AL., 2008)
- **Princípios de proteção ao consumidor:** princípios que protegem os interesses dos consumidores:

- 1 Transparência - a metodologia e os resultados de alocações de tarifas devem ser publicados e disponíveis para todos os participantes da rede.
- 2 Simplicidade - a metodologia e os resultados das alocações de tarifas devem ser de fácil entendimento.
- 3 Estabilidade - a estrutura tarifária deve resultar em preços de eletricidade estáveis no curto prazo, com mudanças graduais no longo prazo.

2.3 Projeto de tarifas

Após definição da renda total à ser recuperada pela tarifa de energia elétrica, sendo essas a soma das rendas permitidas para as diferentes atividades envolvidas no fornecimento de eletricidade: principalmente, geração, transmissão, distribuição e comercialização, a segunda etapa é dividir esses custos entre aqueles que os causam.

No projeto de tarifa usado neste trabalho, três características de custos foram consideradas: pico de demanda (kW), consumo de energia (kWh) e número de clientes. Assim, três diferentes cargas serão tratados ao longo do trabalho:

- Carga da demanda - unidades monetárias por kW
- Carga de energia - unidades monetárias por kWh
- Números de clientes – valor fixo

Após a divisão dos custos permitidos para os diferentes usuários da rede, o próximo passo consiste em atribuir-lhes categorias dos diferentes clientes, previamente definidos e fazer o agrupamento dos mesmos. Esta atribuição é efetuada por meio do princípio de custo-causalidade, isto é, tomando em consideração a contribuição específica para os custos de cada uma das atividades que podem ser atribuídos ao consumo de energia e a procura de pico dos diferentes *clusters* de clientes. Finalmente, a estrutura tarifária pode ser calculada, usando o princípio da aditividade das tarifas a fim de obter a tarifa final de energia elétrica.

- **Modelo de rede**

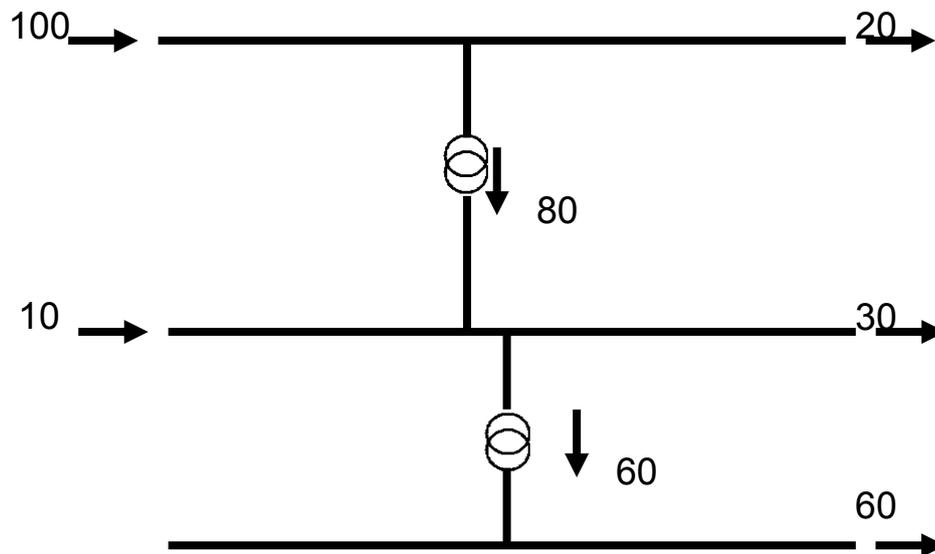


FIGURA 2 – MODELO DE REDE

A definição de um modelo de rede é essencial para a criação de um regime tarifário, segundo Reneses et al., (2010), o modelo deve ser o mais simples possível e com um grau de agregação de modo que as unidades de custo de rede semelhantes sejam agrupados, e nenhuma informação perdida quando uma rede específica é atribuída a uma categoria comum.

- **Perdas de energia**

As perdas de energia elétrica devem ser levadas em consideração de acordo com o modelo de rede e podem ser divididas em duas categorias:

- Perdas técnicas - ligado às perdas que ocorrem no sistema por características físicas dos equipamentos.
- Perdas comerciais - ligado ao furto de energia elétrica, à falta de manutenção dos medidores.

2.3.1 Custo do serviço ou regulação da taxa interna de retorno

A tarifação pelo Custo do Serviço ou regulação da taxa interna de retorno, é o regime tradicionalmente utilizado para a regulação tarifária dos setores de monopólio natural até o início dos anos 80, sendo o método mais empregado na maioria dos países. Esse mecanismo visa garantir, para a firma regulada, preços que remunerem os custos totais e contenham uma margem de lucro que proporcione uma taxa interna de retorno adequada à continuidade da produção dos bens e/ou serviços.

Segundo Viscusi (1995), sua origem é derivada a partir da experiência norte-americana iniciada no final do século passado, com a regulação de monopólios privados de serviço público. Nos demais países não existia tradição de regulação explícita, pois as operadoras dos serviços eram, em sua maioria, de propriedade pública, sendo o lucro de monopólio regulado pelo Estado. Esse método apresenta essencialmente cinco problemas:

- 1 Dimensionamento do capital investido, denominado de base de remuneração dos ativos.
- 2 Determinar a taxa interna de retorno que remunere adequadamente a empresa conforme os investimentos realizados.
- 3 Assimetria de informação, à avaliação das despesas operacionais requer uma boa contabilidade regulatória e um alto conhecimento técnico do processo produtivo do setor regulado
- 4 Necessidade de estimação correta da demanda por parte do regulador, o preço que compense os custos operacionais mais a remuneração do capital investido, culmina por estabelecer, indiretamente, as quantidades vendidas.
- 5 Garantir uma taxa interna de retorno mínima, não induz as empresas à busca da eficiência produtiva.

2.3.2 Tarifa pelo preço

Neste modelo de tarifa é respeitado o preço apresentado na proposta vencedora de uma licitação para outorga da concessão do serviço, sendo preservados os reajustes estabelecidos no edital de licitação ou em contrato de concessão e não está subordinada a taxas de rentabilidade. Sempre que as condições do contrato de concessão forem atendidas, entende-se que o equilíbrio econômico-financeiro da concessão foi mantido.

A estrutura tarifária é aprovada pelo poder concedente, considerando os regulamentos existentes sobre a matéria. Dessa forma, a empresa concessionária propõe estruturas de tarifas diferenciadas em função das características técnicas e dos custos específicos de cada tipo de fornecimento. Os regulamentos podem exigir o emprego de técnicas que utilizem os custos marginais.

2.3.3 Tarifa pelo custo marginal

Sua origem vem da necessidade de encontrar preços que maximizam o bem estar-social e promovam a alocação eficiente dos recursos, transferindo ao consumidor os custos incrementais necessários ao sistema para o seu atendimento. Sua principal motivação é atingir a eficiência econômica, aproveitando a característica multiproduto do setor elétrico. Embora a indústria de energia elétrica tenha um único produto, as características de demanda (tipos, tamanhos e hábitos diferentes dos consumidores) e oferta (produção diferenciada por estações do ano, requerimentos de oferta diferentes por tipo de consumidor entre outros) permitem segmentar a energia produzida em “diversos” produtos.

Dessa forma, as tarifas são diferenciadas de acordo com as categorias de consumidores (residencial, comercial, industrial, rural, etc...) e com outras características do sistema, tais como as estações do ano, os horários de consumo, os níveis de voltagem ou regiões geográficas. Essa tarifa possui como característica básica um nível tarifário igual à média dos custos marginais de cada fornecimento específico e uma estrutura tarifária também diretamente resultante desses custos marginais, ou seja, o custo marginal é o custo requerido para atender a um aumento marginal de carga.

Derivado da teoria microeconômica, a tarifa de custo marginal apresenta duas variantes:

- **Curto prazo** - também denominado custo marginal de operação é o custo de atendimento de uma unidade adicional de demanda, considerando o sistema elétrico existente. Esse critério maximiza o benefício total da sociedade por permitir o acesso de mais pessoas ao sistema, se comparado com um sistema tarifário que levasse em conta também os custos fixos. A tarifa ao custo marginal de curto prazo é geralmente fixada para períodos anuais e reajustada quando ocorrem variações significativas desse custo. Está não é aplicada no mercado brasileiro devido o modo de compra e venda de energia para o ACR ser feito através de leilões.
- **Longo prazo** - ou custo marginal de expansão é o custo de atendimento de uma unidade adicional de demanda, considerando a expansão do sistema e permitindo também a alteração da qualidade do serviço e dos níveis de geração térmica. As tarifas ao custo marginal de longo prazo são geralmente calculadas a partir de custos incrementais associados os planos de expansão específicos. No modelo brasileiro de distribuição, apenas o custo marginal de longo prazo ou custo marginal de capacidade é utilizado.

São três os requisitos básicos que devem ser considerados para a definição de uma estrutura tarifária de custos marginais:

- Definição da potência requerida, em kW, expressa pela taxa do fluxo de energia por unidade de tempo;
- Energia total consumida em kWh;
- Desagregação das diferentes características consideradas na definição da tarifa.

Esse requisitos tornam possível a qualificação e quantificação do comportamento da demanda, permitindo assim, a identificação dos custos marginais de fornecimento. Assim, a partir dos dados sobre a potência requerida, e das características que compõem a demanda é possível modelar as curvas de carga típicas dos consumidores e dos sistema, caracterizar os usos e hábitos de consumo e prever a evolução do comportamento da demanda de acordo com as categorias de consumidores.

Os principais tipos de tarifas, inspiradas no princípio do custo marginal, são:

- **Monômias:** definidas apenas com base na energia consumida (tarifa de consumo);

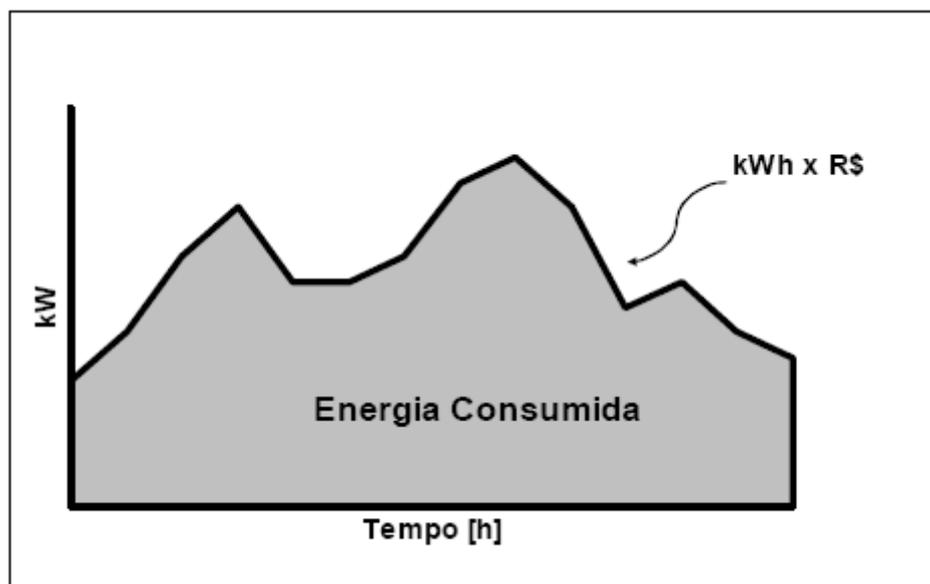


FIGURA 3 – TARIFA MONÔMIA: KWH X R\$/KWH

Fonte: Valter, 2006.

- **Binômias:** aquelas que incorporam dois componentes de faturamento, ou seja, um referente ao consumo de energia (tarifa de consumo) e outro equivalente à demanda de potência requerida no período de utilização de ponta do sistema (tarifa de demanda);

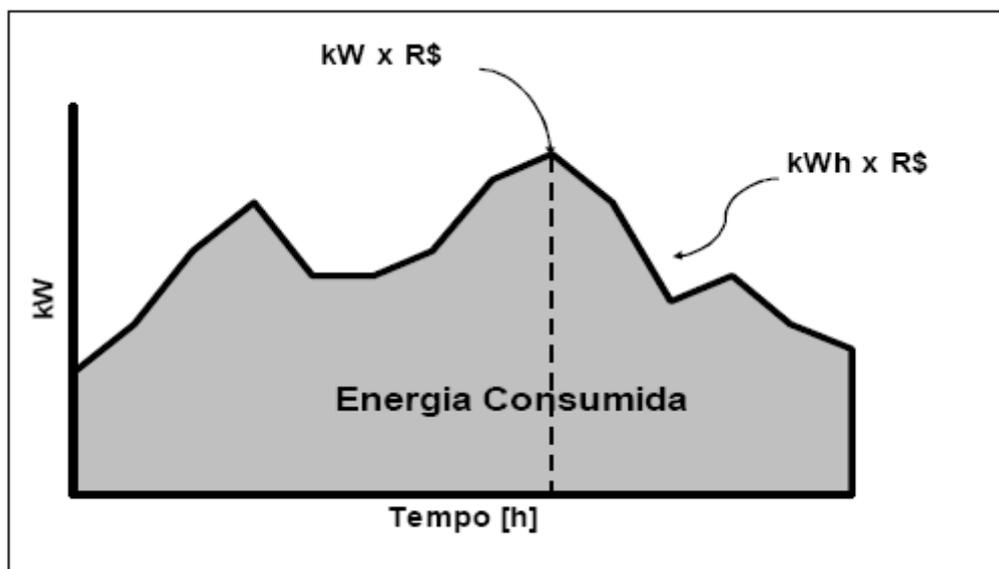


FIGURA 4 – TARIFA BINÔMIA: KWH X R\$/KWH + KW X R\$/KW

Fonte: Valter, 2006

- **Horosazonais:** tarifas diferenciadas para grandes consumidores, de acordo com as horas do dia e/ou as estações do ano;
- **Em blocos:** o preço unitário varia de acordo com o total de kWh consumido, e a tarifa é progressiva no caso de a estrutura conter preços mais reduzidos para os primeiros blocos de consumo, método utilizado para beneficiar consumidores de baixa renda, e *decrecente* no caso em que o preço diminui com o aumento do consumo, incentivando o aproveitamento das economias de escala do sistema;
- **Interruptíveis:** modalidade tarifária em que o consumidor concorda em ser desconectado sempre que existir dificuldade de fornecimento de energia por parte da concessionária;
- **Instantâneas:** aquelas cujos valores apresentam grandes variações em curtos períodos de tempo, normalmente usadas para estimular a utilização de eventuais sobras de energia do sistema e que compõem o mercado *spot* de energia elétrica.

2.3.4 *Price Cap*

O método foi inicialmente proposto por Littlechild (1983) e desde então, várias adaptações já foram feitas na regulação de empresas no Reino Unido e em outros países. Esse método também conhecido como Modelo RPI-X, baseia-se na fixação de um preço teto, para cada ano, definido com base no *Retail Price Index* (RPI) e um fator de eficiência X.

Esse preço tem seu cálculo feito anualmente, usando como base o preço teto do ano anterior ajustado pelo RPI, menos o fator de eficiência X determinado pelo regulador e pode ainda possuir um fator de correção Z, que mede o efeito de eventos exógenos que afetam os custos das empresas.

Segundo Jamison (2000), os benefícios da regulação pelo Price Cap incluem o incentivo para melhorar a eficiência, amortecendo os efeitos das assimetrias de informação de custos entre as empresas e os órgãos reguladores, diminuindo o excesso de investimentos em capital e subsídios cruzados relativos a taxa de regulação de retorno. No entanto, em alguns casos, a qualidade dos serviços e infra-estrutura desenvolvimento têm sofrido sob regulação de price cap. Além disso, é difícil para os legisladores manter compromissos que permitem às empresas manter lucros acima de seu custo de capital.

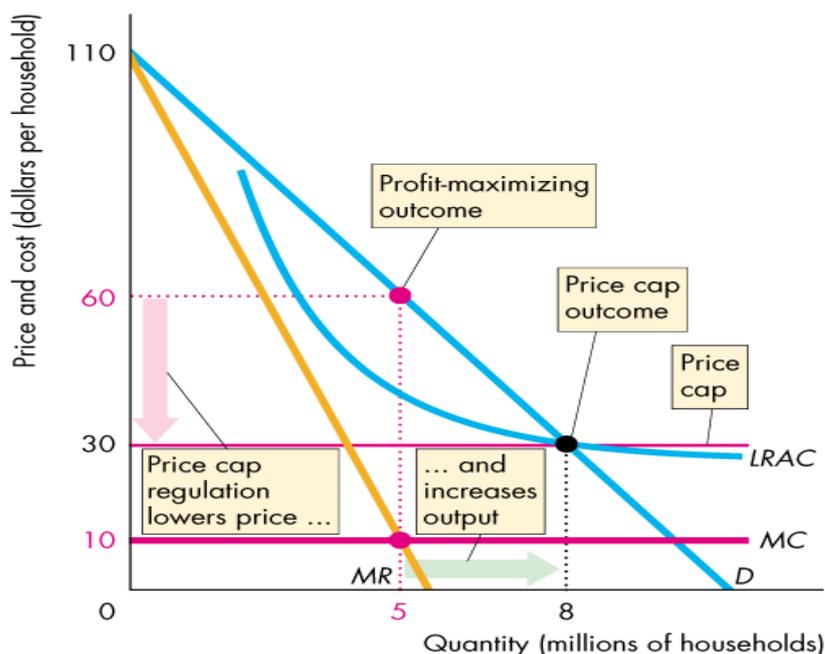


FIGURA 5 – PRICE CAP

Fonte: Parkin, 2010

2.3.5 Revenue Cap

Devido aos incentivos causados pelo *Price Cap* em minimizar o custo médio, eles causam também o incentivo a maximizar as vendas a fim de diluir os custos fixos. Infelizmente, este comportamento muitas vezes vai contra o incentivo de eficiência energética que os reguladores promovem.

O *Revenue Cap* tem sido proposto como substituto do *Price Cap* por motivar tanto a minimização de custos do lado da oferta e demanda como a maximização da eficiência, sem impor um risco muito grande ou induzir comportamentos perversos por parte do utilitário. (STOFT, 1995)

Esse método regula o máximo de receita permitida que uma concessionária pode obter pela prestação do serviço, ficando a cargo do regulador fornecer à concessionária os incentivos

para maximizar seus lucros através da minimização dos custos. Por outro lado, Crew e Kleindorfer (1995) criticam o fato que as empresas sob essa regulação possam definir os preços sempre acima do nível de monopólio.

2.3.6 *Sliding Scale*

Nesse método, a taxa de retorno praticada por cada empresa é comparada com uma taxa de retorno referencial, que se encontra dentro de um intervalo predeterminado buscando assim evitar um aumento excessivo das necessidades de capital, relacionando incentivos com a quantidade de gastos de capital permitidos recompensando às empresas com baixas projeções de despesas de capital como forma de compensar a eficiência nos custos. Com base neste enfoque são apresentadas duas opções as empresas, podendo as mesmas escolher entre:

- Gastos de capital baixo, mas com alto poder de incentivos, permitindo apropriação de significativos benefícios caso se invista menos;
- Gastos de capital alto, mas com poder de incentivo baixo, fornecendo uma recompensa à empresa por investir menos que o permitido.

A taxa de retorno da *Sliding Scale* pode ainda ser combinada com outros métodos de regulação tarifária, principalmente com os métodos de *Price-cap* e *Revenue-cap*. (DEBATE ESTEVES, 2007)

2.3.7 *Yardstick Competition*

Também conhecida como regulação de desempenho, o *Yardstick* é uma forma de regulação através de incentivos estimulando à redução de custos entre as empresas, redução das assimetrias e informação e estimulando maior eficiência econômica. (ARMSTRONG, 1994)

Os padrões de avaliação do desempenho utilizados na avaliação de custos e preços é estabelecido pelo regulador, sendo adotado em comparação entre monopólios regionais operando no mesmo setor e sua remuneração é definida de acordo com o seu desempenho em relação às outras empresas do setor. A preocupação principal neste método é o grau em que as concessionárias podem ser comparadas em seu ambiente de atuação.

2.3.8 Menu de Contratos (*Menu of Contracts*)

Tem como objetivo reduzir a assimetria das informações entre o órgão regulador e a concessionária regulada. Esse método consiste em oferecer opções às empresas reguladas de um menu de planos de incentivos buscando que a empresa revele a informação a respeito de que “tipo” de investidor é. Ao invés de impor a empresa um determinado nível de gastos de capital, se dá a liberdade a empresa para determinar qual das duas opções lhe é mais benéfica e assim, revelando indiretamente o seu “tipo”.

2.3.9 Modelo Brasileiro

A tarifa de fornecimento de energia elétrica engloba todos os valores calculados e expõe claramente cada parcela dos investimentos e operação técnica realizada pelos agentes da cadeia de produção e estrutural.

No período de revisão periódica, efetuada pelo órgão regulador, é quando se determina a composição da tarifa de fornecimento de energia e o fator X sendo deste a função de repassar ao consumidor os ganhos de produtividade estimados da concessionária. O cálculo da receita requerida é proveniente desse mesmo método e é dividido em duas categorias:

- **Não gerenciáveis** - Também conhecido como parcela A, corresponde a aproximadamente a 70% do valor da tarifa, sendo que nele estão embutidos a compra de energia elétrica, os custos de uso do sistema de transmissão, tributos e encargos setoriais.

- **Gerenciáveis** – Ou parcela B, contribui com os outros 30% do valor da tarifa, sendo identificados como aqueles sobre os quais a concessionária tem o controle como os custos operacionais, remuneração do capital e a reposição dos ativos da empresa.

Composição da tarifa de fornecimento de energia elétrica

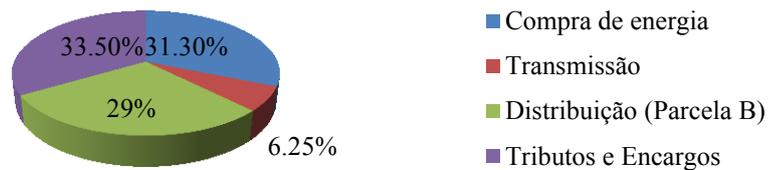


FIGURA 6 – COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Fonte: ANEEL, 2008

2.3.10 *Price Cap* na regulação da receita

A regulação das redes de distribuição de energia elétrica tem seu foco principal voltado para custos operacionais enquanto a regulação de qualidade tem uma abordagem diferente que poucas vezes são relacionadas com a regulação de incentivo. (JOSKOW, 2008)

No mecanismo de *price cap*, o *benchmarking* desempenha uma função fundamental abastecendo o órgão regulador com informações sobre o desempenho da empresa, proporcionando a base para a comparação com outras empresas ou ela mesma. Esse mecanismo amplamente utilizado para regular as redes de eletricidade permite que as empresas lucrem se tiverem um desempenho acima do estabelecido.

A equação (1) abaixo representa o quadro habitual do *price cap*. Cada empresa enfrenta um preço inicial P_0 que é mantido para o período subsequente ajustado apenas a um índice de preços menos um parâmetro de eficiência X . Esta fórmula é repetida para todos os períodos dentro do mesmo intervalo de regulação (geralmente de quatro a cinco anos), então uma revisão dos preços tem lugar, estabelecendo uma nova receita.

$$P1 = P0 \cdot (CPI - X) \quad \text{Equação 1}$$

Sendo $P0$ a receita no antes do reajuste, CPI a taxa de atualização monetária e X o fator que pode ser utilizado para medir qualidade e produtividade da concessionária

Embora o parâmetro X de eficiência ajusta a eficiência ao longo do período regulatório, a eficiência também pode ser promovido no ajuste do preço inicial $P0$. Desta forma, além do problema de estimar o padrão de eficiência, o regulador tem que decidir como traduzi-lo em forma de tarifa. A fixação do preço inicial inclui estimar os custos operacionais, base de ativos, plano de investimento, preço de capital, depreciação, entre outros. Associado a todos estes elementos há a qualidade do serviço e do produto que também estão sujeitas a regulamentação específica.

2.3.11 Custo Marginal de Longo Prazo para Parcela B

Segundo (DRÈZE, 1964), foi através da avaliação dos custos de curto e longo prazo em mercados atendidos por plantas de capacidade rígida que surgiu a base teórica para a estruturação de preços por períodos de tempo pré-determinados. Essas características são atendidas pelos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sendo os custos de longo prazo utilizados no mercado brasileiro para a parcela B na regulamentação das distribuidoras de energia.

Originária dos estudos de (BOITEUX, 1960), a teoria econômica utilizada na diferenciação de preços por horários do dia, meses do ano ou estações climáticas sugere que, se a demanda por determinado produto, por exemplo, a potência elétrica, for cíclica ao longo de um determinado período, por exemplo, o dia, aos consumidores que demandam potência no período em que o sistema é mais solicitado, deve-se aplicar preços proporcionais aos custos marginais de longo prazo, compostos por custos marginais de expansão e custos marginais de operação do sistema. Já aos consumidores que demandam potência no período em que o sistema é menos

solicitado, os preços aplicados devem ser proporcionais aos custos marginais de curto prazo, compostos apenas por custos marginais de operação do sistema.

Desta forma, o custo marginal de longo prazo como o custo marginal total para expandir e operar esta planta é representado pela equação (2):

$$Cmlp = \beta + b \quad \text{Equação 2}$$

Sendo o custo marginal de operação representado por: $Cmlp = b$, sendo:

- Custo marginal de expansão = β .
- Custo marginal de operação = b
- Custo marginal de longo prazo = $Cmlp$

Por conseguinte temos, a metodologia de cálculo das Tarifas de Referência, necessárias para a definição da TUSD e da TE aplicadas a todas as revisões tarifárias de concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. As Tarifas de Referência TUSD FIO B, apuradas no momento da revisão tarifária vão definir os critérios de rateio da receita da Parcela B das distribuidoras, calculadas com base no Custo Marginal de Capacidade – CMC.

As Tarifas de Referência são apuradas para os postos tarifários ponta e fora ponta, sendo o posto intermediário da baixa tensão considerado como fora ponta. O CMC de um consumidor-tipo corresponde ao seu custo marginal na expansão de todos os elementos a montante do seu ponto de conexão, sendo calculado por meio da ponderação do valor do custo marginal de expansão de cada tipo de rede pela forma como o fluxo de potência se distribui pelas redes: proporção de fluxo, forma como os consumidores utilizam as redes da distribuidora e responsabilidade de potência. (ANEEL, 2012)

O CMC é definido pela expressão (3):

$$CMC(u, j) = \sum_{k=B}^{AT-2} CME_x(k) \times \phi(k, k_0) \times RP(u, k, j) \quad \text{Equação 3}$$

Onde:

u : posto tarifário analisado (ponta e fora da ponta);

j : consumidor-tipo;

k : agrupamento;

k_0 : agrupamento de referência;

$CMEx(k)$: custo marginal de expansão do subgrupo tarifário k ;

$\emptyset(k, k_0)$: proporção de fluxo de potência; e

$RP(u, k, j)$: fator de responsabilidade de potência do consumidor-tipo j no agrupamento k , no posto tarifário u .

2.3.12 Leilões e custo médio para Parcela A

A expansão do parque gerador do Setor Elétrico Brasileiro, o mercado de energia está baseado em dois conceitos principais:

- Segregação dos ambientes de contratação, sendo um livre (ACL) e outro regulado (ACR);
- Restrição da liberdade de compra de energia elétrica por parte das concessionárias de serviço público de distribuição, que somente podem atuar no ACR.

Conforme o modelo implementado em 2004, a segregação dos ambientes de contratação e a limitação da liberdade das distribuidoras constituem medidas que servem como base para o fortalecimento do planejamento setorial.

Essa medida gerou uma demanda de projeção de crescimento de mercado e com base no art. 2º, da Lei 10.848 que garante o atendimento à totalidade do mercado das distribuidoras e assim inadmitindo margem de erro das empresas sob o risco de penalização por conta dos órgãos reguladores.

Os custos da aquisição de energia elétrica nos leilões são repassados para a tarifa Parcela A, no total de até 105% do montante de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição sendo os Consumidores Cativos responsáveis pelo pagamento da diferença da energia contratada.

2.4 Estrutura tarifária

A estrutura tarifária tem como objetivo estabelecer os procedimentos gerais a serem aplicados aos componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência, de acordo com a modalidade de fornecimento. No sistema brasileiro, as tarifas estão estruturadas em dois grupos de consumidores:

- Grupo A - são cobrados tanto pela demanda quanto pela energia que consomem (tarifa binômia);
- Grupo B - são cobrados apenas pela energia que consomem (tarifa monômia).

A metodologia do cálculo tarifário estabelece que a estrutura das tarifas deve ser aderente à estrutura dos custos marginais, sendo que, as diferentes tarifas por atividade do setor devem refletir os custos das mesmas e os preços determinados com base na estrutura dos custos marginais.

Os princípios de eficiência, segundo (BITU & BORN, 1993), definem que a metodologia de cálculo de uma tarifa deve respeitar a equidade, justiça, equilíbrio financeiro, simplicidade e estabilidade, sinalizando aos consumidores a direção do mínimo custo e promovendo o uso racional da energia elétrica.

Já no mercado brasileiro, os estudos para a aplicação da teoria de custos marginais na estrutura tarifária do setor elétrico brasileiro começaram em 1977, com um acordo de cooperação entre o DNAEE/Eletróbrás e a *Electricité de France* (EDF). Em decorrência dessa parceria foi implantada no Brasil a metodologia que considera os custos provocados ao sistema pelo aumento da demanda em cada categoria de consumidores e período de consumo.

Devido a necessidade dessa metodologia, gerou-se uma demanda pelo conhecimento do comportamento da carga e dos custos nos diversos níveis do sistema elétrico, sendo a caracterização da carga elaborada com base nos dados de medições amostrais e por isso considera o aspecto probabilístico desses custos no sistema de oferta e demanda.

O fim da equalização tarifária e a utilização do *price-cap* ocorrem a partir de 1993 como base para o estabelecimento das tarifas de fornecimento. Durante o processo de reformulação do setor, o nível das tarifas passaram a ser ajustados de acordo com a área de concessão, porém as relações entre os postos tarifários esperavam por uma nova regulamentação. Em 2001 foi criado o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, e através dos estudos por ele realizado, foi identificada a necessidade de realinhamento das tarifas de fornecimento devido ao subsídio cruzado entre outros assuntos. Foi-se então criado o realimento tarifário, com o intuito da adequação na política tarifária de maneira a não impactar significativamente o consumidor, de forma que ao seu final, todos os tipos de consumidores pagaram o mesmo preço de energia elétrica.

2.4.1 Alocação de custo

Segundo Pérez-Arriaga (2008), estudos apontam que o projeto de tarifas de distribuição de energia elétrica deve considerar uma justa alocação de custos, ou seja, cada consumidor deveria pagar uma fração do custo do serviço podendo ser alcançado de duas maneiras: utilizando a teoria do custo marginal ou o princípio da causalidade custo. Além disso, as tarifas devem ser capazes de gerenciar o consumo e os padrões de geração. A este propósito, é essencial dis-

por de métodos precisos para alocar custos, bem como tarifas alternativas para determinar novos produtos.

A alocação de custos na tarifa de energia elétrica é composta basicamente pela de compra de energia e encargos associados aos diversos tipos de consumidores, proporcionalmente ao consumo de energia elétrica sendo que a própria energia consumida exerce a função de ser o direcionador de custos às diferentes tarifas. Este tipo de alocação é conhecido no setor elétrico, como selo, que consiste de um preço único independente do destino da correspondência, correspondendo ao valor único do produto energia elétrica que pagam os diferentes tipos de consumidores.

É responsabilidade de a ANEEL fixar uma tarifa justa ao consumidor e que estabeleça para a concessionária de distribuição uma receita com a venda de energia elétrica capaz de garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, sendo a tarifa fixada através dos mecanismos de atualização (reajustes anuais e revisões periódicas) e contempla as seguintes parcelas que integram a conta de luz: Energia, Transmissão, Distribuição, Encargos Setoriais e Tributos.

Os Encargos Setoriais descritos na

Tabela 4 abaixo, fazem parte das políticas de Governo para o Setor Elétrico e são todos definidos em Lei, sendo seus valores estabelecidos por Resoluções ou Despachos da ANEEL. A

Tabela 4 a seguir apresenta os valores dos recursos estabelecidos a partir de 2004.

TABELA 4 - ENCARGOS SETORIAIS

Encargos Setoriais	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
	R\$								
	Milhão								
Reserva Global de Reversão – RGR	1.177,2	1.181,8	1.282,3	1.317,0					
Conta de Consumo de Combustível – CCC	3.322,6	3.419,3	4.525,7	2.870,6	3.523,3	3.021,0	5.173,4	5571,7	
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	220,2	270,8	307,1	327,4	358,7	375,3	385,7	464,7	195,9
PROINFA	-	-	385,2	634,5	895,7	1.573	1.816	1.794,3	2.252,7
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	1.455,4	2.044,1	2.283,4	2.469,7	2.483,7	2.841,8	2.960,6	3.313,8	3.722,6
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH	779,6	1.003,7	1.100,0	1.244,3					
Encargos de Serviços do Sistema – ESS	138,7	266,3	311,8	161,6	2.399,8	527,7	1.731,5	1.416,6	
Encargos de Energia de Reserva – EER	-	-	-	-	-	31,7	311,9	321	
Operador Nacional do Sistema - ONS	8,9	9,6	10,2	10,7					

Fonte: ANEEL

A alteração na forma de alocação dos custos referentes aos encargos, em especial da:

- **Reserva Global de Reversão (RGR):** criada pelo Decreto 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, tem a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, para financiamento de fontes alternativas de energia elétrica, para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de potenciais hidráulicos e para desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. As quotas anuais da RGR, conforme estabelece a Resolução 023/1999, são definidas com base em 2,5% do investimento “*pro rata tempore*”, observado o limite de 3,0% das receitas de cada concessionária, constantes das contas “Fornecimento”, “Suprimento”, “Receita de Uso da Rede Elétrica” e “Serviço Taxado” do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia. Conforme o contido no art. 20 da Lei 12.431, de 27/06/2011, a vigência deste encargo, cuja extinção estava prevista para o final do exercício de 2010, foi prorrogada até 2035.
- **P&D (Pesquisa e Desenvolvimento) e Eficiência Energética:** criado pela Lei 9.991, de 24 de julho de 2000, que estabelece que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar anualmente o montante de, no mínimo, 0,75% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética no uso final da energia, conforme determinam as Resoluções Normativas 300/2008 e 316/2008 (até 31 de dezembro de 2015, os percentuais mínimos serão de 0,50%, tanto para pesquisa e desenvolvimento como para programas de eficiência energética).
- **Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE):** instituída pela Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, conforme dispõe o Decreto 2.410/1997. O valor anual da TFSEE é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades para a forma de selo, a ANEEL atribuiu uma receita requerida relativamente maior para os consumidores de alta tensão enquanto os consumidores

conectados em tensões menores passaram a arcar com uma menor parcela do custo regulatório.

Segundo Fugimoto (2010), determinados componentes da TUSD são alocados na forma de “selo”, como o custo de transmissão e encargos setoriais associados. Neste caso, os custos de acesso e uso de transmissão são divididos em função da potência contratada, independentemente do tipo do consumidor ou do nível de tensão em que estiver conectado.

Assim, os componentes da Parcela A (custos de aquisição de energia, custo de transporte e encargos setoriais) são cobrados na forma de selo nas tarifas de energia (TE) e de uso do sistema (TUSD), enquanto a Parcela B da receita requerida, constituída pelos custos de prestação do serviço e remuneração dos investimentos, que correspondem a aproximadamente um terço dos custos da distribuidora, é alocada para os diferentes consumidores de forma proporcional aos custos marginais de expansão calculados para cada tipo de consumidor.

2.4.2 Custo marginal

A definição de custo marginal no sistema elétrico é entendida como o custo necessário para atender a um kW adicional de carga. Em termos matemáticos teríamos então equação (4) :

$$C_m = d c (q) / d q \quad \text{Equação 4}$$

Onde:

- C_m é o custo marginal;
- $c (q)$ é o custo total de atendimento em função do aumento marginal da carga;
- q é a carga atendida.

Segundo Steele (2008), os custos marginais constituem um sinal adequado na orientação do consumo no sentido de uma alocação eficiente dos recursos, de forma que cada unidade consumidora pague pelo custo incorrido pela distribuidora no seu atendimento.

O Conselho Nacional de Política Energética ou CNPE, através das Resoluções nº 1/2004 e nº 9/2008, determinou que o limite máximo de probabilidade de ocorrência de déficits de energia seja de 5% dos cenários hidrológicos e que o planejamento busque a igualdade entre o Custo Marginal de Operação (CMO) e o Custo Marginal de Expansão (CME), buscando estabelecer critérios de segurança energética e econômico. Esses critérios devem ser atendidos ao longo de todos os anos do horizonte de planejamento e em cada subsistema do Sistema Interligado Nacional – SIN.

A definição econômica do CMO é o acréscimo de custo para suprir um aumento unitário da energia consumida, em um dado período de tempo, utilizando o parque gerador instalado (sem expansão).

O CME representa o acréscimo de custo para suprir um aumento unitário na demanda considerando ajustes no programa de obras, considerando a expectativa de custo da expansão do parque de geração de energia elétrica. Considerando a hipótese de expansão ótima e contínua, o CME será o custo do empreendimento obtido da curva de custo de expansão.

2.4.3 Custo marginal de capacidade (CMC)

O CMC de um consumidor-tipo, estabelecido por processo de agrupamento as curvas de cargas típicas, segundo (ANEEL, 2012), corresponde ao seu custo marginal na expansão nos custos de desenvolvimento do sistema, e depende da coincidência da demanda máxima do cliente com a demanda máxima das redes dos diversos segmentos do sistema. Seu cálculo é feito por meio da ponderação do valor do custo marginal de expansão de cada tipo de rede

pela forma como o fluxo de potência se distribui pelas redes e a forma como os consumidores utilizam as redes da distribuidora e é definido pela expressão (5):

$$CMC(u, j) = \sum_{k=B}^{AT-2} CME_x(k) \times \phi(k, k_0) \times RP(u, k, j) \quad \text{Equação 5}$$

onde:

u : posto tarifário analisado (ponta e fora ponta);

J : consumidor-tipo;

k : agrupamento;

k_0 : agrupamento de referência;

$CME_x(k)$: custo marginal de expansão do subgrupo tarifário k ;

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

$RP(u, k, j)$: fator de responsabilidade de potência do consumidor-tipo j no agrupamento k , no posto tarifário u .

A ANEEL utiliza os custos para dois períodos tarifários para cada concessionária, um período de tarifa de ponta: 3 (três) horas consecutivas definidas em função dos horários de maior ou menor carregamento do sistema e o período de tarifa fora de ponta: 21 (vinte e uma) horas não compreendidas no intervalo de tempo do posto tarifário ponta (ANEEL, 2001).

2.4.4 Fator de Carga

Segundo Ocácio et al. (2002), o custo do kW instalado serve como referência dos investimentos em geração hidrelétrica, sendo utilizado como parâmetro de comparação entre diferentes

aproveitamentos, usualmente, na forma empregada para as usinas do sistema interligado que utilizam um referencial de fator de carga de 50%, apresentando assim uma potência média utilizada a um custo duas vezes maior do que o custo de instalação. Este tipo de sistema apresenta a carga total instalada superior a demanda real a cada instante, mas como apresentam uma grande variedade de fatores de carga, apenas os consumidores em tarifa horo-sazonal são submetidos a condicionantes tarifários.

No entanto, os sistemas isolados apresentam padrões estatísticos utilizados para situações com grande número de eventos, sendo que, quando o suprimento energético é realizado a um consumidor isolado, ou a um grupo de consumidores de um mesmo padrão, a situação deve ser analisada caso a caso. Estas unidades, requerem uma distribuição da carga considerando restrições de horário para determinadas utilizações, desta forma se torna possível eliminar picos de demanda e conseqüentemente uma menor potência instalada, com um melhor fator de carga.

Assim, podemos definir o fator de carga (F) como sendo um índice que demonstra se a energia consumida está sendo utilizada de maneira racional e econômica. Este índice varia entre zero a um, e é obtido pela relação entre a demanda média e a demanda máxima, durante um período definido demonstrado pela equação (6).

$$f(\theta_{T_i}^j) = \frac{\sum_{t \in T_i} P_t^m \cdot x_t^i}{\hat{x}_{T_i}^i \sum_{t \in T_i} P_t^m} \quad \text{Equação 6}$$

onde:

x_t^i consumida carga i no tempo t

$\hat{x}_{T_i}^i$ demanda máxima no período T_i

P_t^m Probabilidade da rede m atender a carga no tempo t

Valendo-se da relação anterior, temos que (7):

$$F = D_{média}/D_{max} \quad \text{Equação 7}$$

Onde a situação ideal seria encontrada na equação (8):

$$D_{média} = D_{máx} = D_c = 1 \quad (\text{independente do número de horas produtivas/dia}). \quad \text{Equação 8}$$

Com o objetivo de medir apenas a eficácia no uso da energia elétrica, usa-se como padrão de comparação a demanda máxima ocorrida neste período sendo que, para medição também da eficiência utiliza-se da demanda contratada como sendo a máxima para qualquer período escolhido.

2.4.5 Tarifa Binômias

A tarifa binômia surgiu em meados do século XX, sugerida por (COASE, 1946). Este mecanismo de tarifação não linear consiste em uma parte fixa, denominado de tarifa de acesso e por uma parte variável, onde o valor por unidade é preferencialmente igual ao custo marginal de produção.

Conforme Daimon (2009), a precificação a custos marginais, quando há economia de escala, não garante o equilíbrio econômico-financeiro, sendo, neste caso, a parcela de acesso da tarifa binômia destinada à reconciliação de receita, trazendo equilíbrio econômico.

Segundo Steele et al. (2012), a utilização desse mecanismo para as tarifas de distribuição no Brasil que possui um mix de geração concentrado, uma vez que Wilson Robert (1993) observou que o capital e custo operacional associado a diferentes tecnologias são inversamente

proporcionais. À medida que aumenta o custo de capital, o custo operacional diminui. $f =$ Custo de capital e $c =$ Custo operacional conforme demonstra a Figura 7.

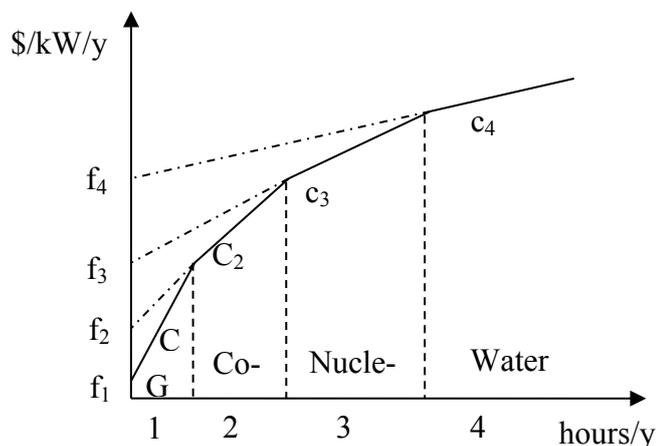


FIGURA 7 - CUSTOS DE CAPITAL E OPERACIONAIS ASSOCIADOS COM DIFERENTES TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO

Fonte: Steele, 2012

No Brasil, o mix de geração é concentrado em energia hidrelétrica. Após analisar diferentes perfis de utilização do sistema, chegou-se a conclusão de que é possível a análise do impacto individual de qualquer carga sobre a carga total do sistema.

Para medir a contribuição de uma unidade para a demanda do sistema foi usado a abordagem proposta pela Balasko (1975) mede a contribuição de j^{th} consumidora para a demanda no intervalo T_i , na equação (6).

Sendo que, x_t^i é a parte do consumidor no momento t , $\hat{x}_{T_i}^i$ é a exigência máxima em T_i , e P_t^m é a probabilidade de uma rede do tipo m ocorra em t .

Desta forma temos que, para apenas uma rede, isto é, uma rede de caso individual, $P_t^m = 100\%$. Assim, $f(\theta_{T_i}^j) = 1$ e o fator de contribuição é representada na Figura 8.

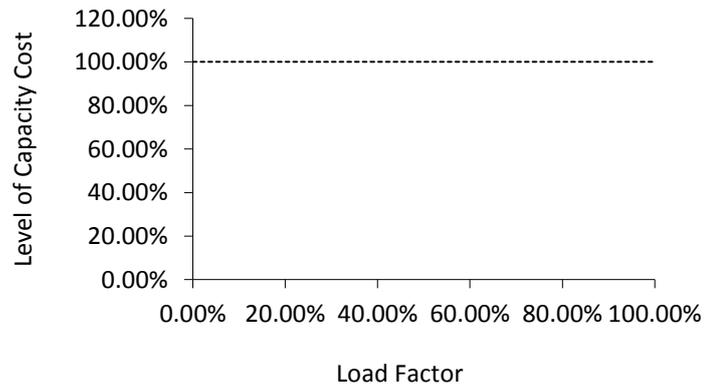


FIGURA 8 - FATOR DE CONTRIBUIÇÃO PARA REDE

Fonte: Steele, 2012

Por outro lado, para uma rede comum, a contribuição de uma unidade consumidora tende para o custo médio $\bar{x}_{T_i}^i$ no intervalo T_i , considerando-se a diversidade de carga. Neste caso (9),

$$f(\theta_{T_i}^j) = \bar{x}_{T_i}^i / \hat{x}_{T_i}^i \quad \text{Equação 9}$$

e o fator de contribuição é representado na Figura 9.

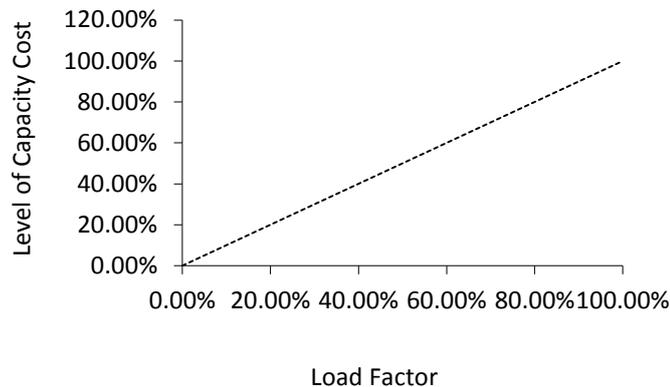


FIGURA 9 - FATOR DE CONTRIBUIÇÃO PARA A REDE COMUM

Fonte: Steele, 2012

Sendo assim, Steele et al. (2012) conclui que a partir da equação (7) e as Figura 8 e Figura 9, para uma taxa de ocupação da unidade, o fator de contribuição do consumidor j^{th} no intervalo T_i é também um. Para um fator de carga nula, o fator de contribuição do consumidor j^{th} no intervalo T_i também é zero. Além disso, em cada rede, a contribuição do consumidor j^{th} para a procura de rede de distribuição no intervalo de T_i é sempre um e para a constante P_t^m em um intervalo T_i , o fator de contribuição do consumidor j^{th} para a procura de rede de distribuição é uma função linear da carga.

Para cenários envolvendo redes individuais e comuns, o fator de contribuição tende a decair com uma diminuição na taxa de ocupação. Isto é, o fator de contribuição tende a decair como movimentos característicos da rede do individual para o comum, mostrando um comportamento não-linear. O fator de contribuição de uma rede semi-comum é ilustrado na Figura 10. Note-se que este comportamento não-linear pode ser modelado, por exemplo, por exponenciais funções não lineares. (STEELE ET AL., 2012)

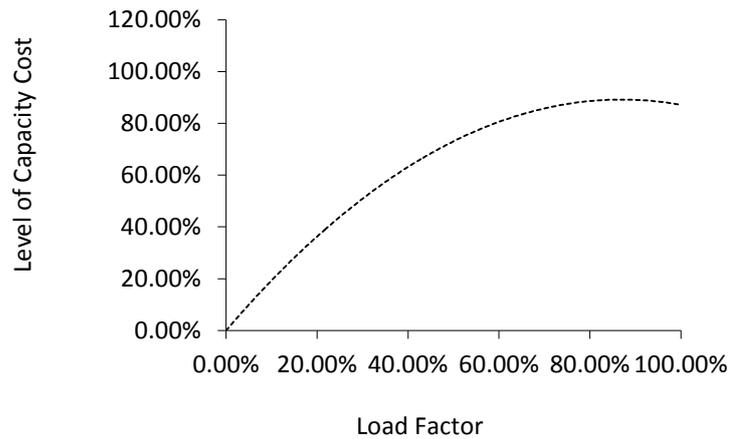


FIGURA 10- FATOR DE CONTRIBUIÇÃO PARA UMA REDE SEMI-COMUM

Fonte: Steele, 2012

Em um sistema real, composto por dezenas de carga e perfis de rede em cada nível de carga, deve-se também levar em consideração a probabilidade π_t de uma determinada carga fornecida por uma determinada rede. Assim o fator de contribuição do consumidor na expansão e custos operacionais do sistema, para cada nível de tensão pode ser obtida pela Equação (10).

$$\sum_{t \in T_i} \pi_t \cdot f(\theta_{T_i}^j) = \sum_{t \in T_i} \pi_t \cdot \frac{\bar{x}_{T_i}^i}{\hat{x}_{T_i}^i} \quad \text{Equação 10}$$

2.4.6 Função de custo

O ajuste linear permite-nos estabelecer uma função de custo parcial linear para cada nível de carga e fatores de carga. Conforme observado por (Balasko, 1975), esta função é composta por um preço fixo e uma taxa incremental para cada faixa de fator de carga considerada.

Esta metodologia garante mais aderência das tarifas em relação a responsabilidade dos encargos na composição dos custos de capacidade para cada nível de tensão. Além disso, as distri-

buidoras podem otimizar seus ativos, estabelecer tarifas para padronizar perfis de carga e é economicamente eficiente, uma vez que a decisão de consumo dos consumidores não afeta a empresa caso o consumidor escolha uma tarifa incompatível com seu perfil de carga.

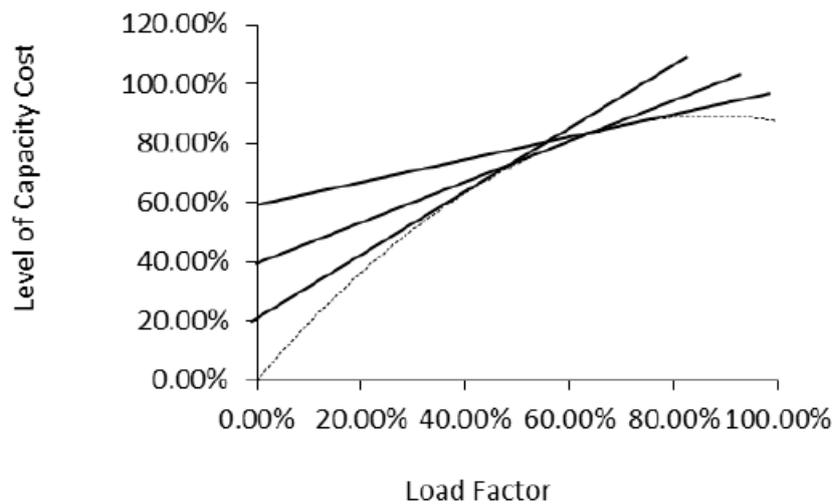


FIGURA 11 - TARIFA BINÔMIA

A tarifa de curta utilização é dada pela maior derivada, enquanto a tarifa de longa utilização é definida pelo menor custo incremental. O menu de tarifa, como pode ser visto, é composta de produtos diferentes, concebidas para diferentes consumidores e assim evitando-se diferentes tarifas para os mesmos padrões de consumo.

CAPÍTULO 3 – CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1 Considerações iniciais

A ANEEL define o consumidor de energia elétrica como sendo qualquer pessoa física ou jurídica que solicite à concessionária o fornecimento de energia elétrica e assuma a responsabilidade pelo pagamento das faturas e demais obrigações fixadas em regulamentos. Hoje o mercado se divide entre consumidores livres, com direito a escolher seu fornecedor, e consumidores cativos, vinculados à concessionária que atende seu endereço.

Assim, como em qualquer contrato, os consumidores tem direitos e deveres assegurados pela ANEEL.

Direitos:

1. Fornecimento de energia elétrica a todos os consumidores com qualidade e continuidade asseguradas;
2. Executar, por sua opção, as obras necessárias ao seu fornecimento, com a devida participação financeira do concessionário;
3. Rever o contrato de fornecimento (consumidores em alta tensão), após implantar medidas de conservação de energia;
4. Ter os equipamentos de medição vistoriados periodicamente pelo concessionário, segundo critérios estabelecidos na legislação metrológica. O consumidor poderá exigir a qualquer

- tempo uma aferição dos medidores;
5. No caso de inexistência de medidores, o faturamento deverá ser feito com base nos valores mínimos faturáveis;
 6. No caso de defeito no medidor, o período máximo de retroação para cobrança dos valores não medidos é de 1 (um) mês.
 7. Ser informado, quando da efetivação do pedido de fornecimento, as opções de faturamento que podem ser exercidas pela unidade consumidora;
 8. As faturas devem conter, informações sobre a qualidade do fornecimento, além de ser possível incluir a cobrança de outros serviços, desde que previamente autorizado pelo consumidor;
 9. Solicitar a entrega da fatura em outro local que não a unidade consumidora, devendo arcar com eventuais custos adicionais;
 10. Disponibilização de 6 (seis) datas de vencimento da fatura, para a escolha do consumidor;
 11. Quando houver pagamento em duplicidade da fatura, o concessionário deverá fazer a devolução até o próximo vencimento;
 12. A multa por atraso está limitada a 2% do valor total da fatura;
 13. No caso de suspensão de fornecimento indevida, o concessionário deverá providenciar a religação, sem qualquer ônus, no prazo máximo de 4 (quatro) horas após o pedido;
 14. Deverá ser informado permanentemente sobre os cuidados especiais para a utilização da energia elétrica, bem como ser cientificado de seus direitos e deveres;
 15. Esta assegurado o ressarcimento por danos ocasionados em virtude do fornecimento de energia elétrica.
 16. Ser avisado com 15 dias de antecedência, no caso de suspensão do fornecimento por falta de pagamento;

17. Os consumidores que façam uso de equipamentos vitais à preservação da vida humana, que dependem de eletricidade, deverão ser avisados sobre interrupções programadas, com antecedência mínima de 5 dias úteis.

Deveres:

1. Observar as normas técnicas dos órgãos oficiais, do concessionário, da ABNT; com especial atenção aos aspectos de segurança;
2. Instalar em local adequado e de fácil acesso, os dispositivos necessários para a colocação do medidor e equipamentos de proteção;
3. Manter sob sua guarda, na condição depositário fiel e gratuito, os equipamentos de medição do concessionário;
4. As instalações elétrica internas da unidade consumidora que estiverem em desacordo com as normas deverão ser reformadas ou substituídas;
5. Declarar toda a carga elétrica que será utilizada na unidade consumidora;
6. Celebrar contrato de fornecimento ou de adesão com o concessionário;
7. Informar ao concessionário a atividade que será desenvolvida na unidade consumidora;
8. Fazer os pagamentos correspondentes aos serviços prestados pelo fornecimento da energia.

3.2 Classificação dos consumidores

A classificação dos consumidores é feita pelo nível de tensão em que são atendidos sendo que, de acordo com a Classificação Geral de Consumidores e Respectivas Condições de Ligação “**Art 2º** Para fins de análise de custo do serviço e fixação de tarifas, as classes de consumidores de que trata o art. 177, Capítulo VII, Título IV, do Decreto nº 41.019, de 26 de feve-

reiros de 1957, deverão ser grupadas da seguinte forma”: (Retificado no D.O de 29.05.1968, seção 1, p. 4.353)

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

Os consumidores atendidos em baixa tensão, em geral 127 ou 220 volts são, para efeito de aplicação das tarifas de energia elétrica, identificados por classes e subclasses de consumo sendo elas:

Residencial – na qual se enquadram, também, os consumidores residenciais de baixa renda cuja tarifa é estabelecida de acordo com critérios específicos;

Industrial – na qual se enquadram as unidades consumidoras que desenvolvem atividade industrial, inclusive o transporte de matéria prima, insumo ou produto resultante do seu processamento;

Comercial, Serviços e Outras Atividades – na qual se enquadram os serviços de transporte, comunicação e telecomunicação e outros afins;

Rural – na qual se enquadram as atividades de agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, coletividade rural e serviço público de irrigação rural;

Poder Público – na qual se enquadram as atividades dos Poderes Públicos: Federal, Estadual ou Distrital e Municipal;

Iluminação Pública – na qual se enquadra a iluminação de ruas, praças, jardins, estradas e outros logradouros de domínio público de uso comum e livre acesso, de responsabilidade de pessoa jurídica de direito público;

Serviço Público – na qual se enquadram os serviços de água, esgoto e saneamento;

Consumo Próprio – que se refere ao fornecimento destinado ao consumo de energia elétrica da própria empresa de distribuição.

Esses consumidores são classificados como grupo B e são divididos em sub-grupos, de acordo com a atividade do consumidor. Os consumidores residenciais, por exemplo, são classificados como B1, os rurais como B2, etc.

Já o grupo A é composto por consumidores atendidos em alta tensão, como indústrias, shopping centers e alguns edifícios comerciais. Esse grupo é subdividido de acordo com a tensão de atendimento, como mostrado abaixo:

- **A1** para o nível de tensão de 230 kV ou mais;
- **A2** para o nível de tensão de 88 a 138 kV;
- **A3** para o nível de tensão de 69 kV;
- **A3a** para o nível de tensão de 30 a 44 kV;
- **A4** para o nível de tensão de 2,3 a 25 kV;
- **AS** para sistema subterrâneo.

3.3 Caracterização dos consumidores

Para as empresas responsáveis pela distribuição e comercialização da energia elétrica, a caracterização dos consumidores constitui uma importante ferramenta para os cálculos de previsão e para o conhecimento do comportamento de consumo de seus clientes.

O foco deste trabalho é nos consumidores de baixa tensão e, como já apresentado, existem diversos perfis que se encaixam nesta categoria. Devido a sua diversidade, é natural que apresentem os mais variados tipos de perfil de consumo.

Apesar das constantes modificações efetuadas pela ANEEL, no sentido de transmitir ao consumidor a percepção dos reflexos decorrentes da maneira como se utiliza a eletricidade (como por exemplo a aprovação da tarifa branca), o sistema tarifário brasileiro foi baseado nas dificuldades vividas na época do sistema tarifário único ou convencional. Sem a diferenciação de preços, conforme as horas do dia e os períodos do ano, os consumidores tornaram-se indiferentes ao uso da energia elétrica ao longo do dia ou do ano. O reflexo desta liberdade de opção por parte dos consumidores reflete-se no hábito de consumo, sendo que este, se dá de acordo com às características dos mercados regionais e por consequência, refletindo-se nas curvas de carga que acabam por apresentar um comportamento peculiar, de acordo com o horário, o dia e o mês do ano. Assim, determinados horários apresentam um maior carregamento das redes de distribuição, conhecidos como horário de pico, onerando a concessionária pela necessidade de ampliação do sistema para atender a carga nesse horário.

Segundo Bitu e Born (1993), a caracterização da carga é definida pela identificação, qualificação e quantificação do comportamento da demanda sendo o último feito através de três grupos de atividades:

- Obtenção dos dados;
- Análise da carga;
- Previsão do comportamento.

A caracterização do perfil típico de consumo tem seu início com a operação de leitura e medição da potência consumida. Uma das dificuldades deste processo para clientes de baixa tensão se dá devido a pouca presença de aparelhos de leitura em tempo real, conhecidos como medidores eletrônicos ou inteligentes, ainda em processo de implantação no Brasil, limitando assim, a disponibilidade de dados para estudo sendo a obtenção dos valores de potência consumida normalmente obtida através da realização de campanhas de medição.

O conhecimento dos hábitos de consumo dos diferentes tipos de consumidores permite um planejamento mais eficiente por parte das empresas de distribuição, tendo assim, melhores condições para satisfazer as pretensões energéticas de seus consumidores e colaborando para a estruturação e melhorias da estrutura tarifária. A gestão da informação sobre os consumidores, reflete a necessidade de adquirir e tratar dados que permitam construir uma base de conhecimento consistente, que possibilite a definição de tarifas relativas à utilização da rede.

Porém, a modelagem da curva de carga desses consumidores é um trabalho complexo devido as variáveis que a influenciam, das quais podemos citar como exemplo: tipo de consumidor; hábitos de consumo para os consumidores residenciais; dias da semana; período do ano; temperatura entre outras, além da grande variabilidade dos hábitos de consumo e os estilos de vida.

Atualmente, durante as revisões tarifárias do sistema elétrica, é empregada a teoria de amostragem associada a técnicas de análise de dados para a obtenção das informações dos consumidores e, com base nesses dados são calculadas as tipologias de carga que representam cada cliente através da caracterização da carga. Esse processo busca identificar e analisar o comportamento de carga de consumidores e do sistema elétrico, sendo também utilizado para o cálculo dos Custos Marginais da Capacidade do Sistema de Distribuição sendo, indispensável em todos os níveis de tensão por identificar quais os tipos de consumidores que impõem os maiores esforços à rede.

O agrupamento dos padrões de carga elétrica com base na classificação baseado na similaridade do padrão de consumo vem mostrando resultados efetivos (CHICCO, 2010) frente a clássica segmentação dos mercados consumidores, que considera nível de tensão, classe tarifária e segmentos econômicos, sendo utilizada para as projeções de mercado de energia elétrica. Outros estudos que utilizam de técnicas de inteligência artificial como forma de obter resultados mais precisos são Heunis e Herman (2002), Falcão e Henriques (2001) e Pessanha, Laurencel e Souza (2004).

3.4 Técnicas de agrupamento

O particionamento das curvas de carga e o seu agrupamento dos consumidores em classes de consumo para formar grupos tarifários com base no perfil de carga individual, em função da semelhança do comportamento possibilita agregar os consumidores que impõem custos similares ao sistema. Existem diversas formas de agrupamento de acordo com certas características, para esse trabalho o faremos de acordo com o perfil de carga.

3.4.1 Descoberta do Conhecimento em Bases de Dados - *Knowledge Discovery in Databases* – (KDD)

A evolução da computação possibilitou um aumento na capacidade de processamento e armazenamento de dados e a necessidade de armazenar e tratar dados de fontes diversas é um desafio crescente no setor elétrico (WEHENKEL, 1998).

Segundo Fayyad et al. (1996), o termo *knowledge discovery in databases* (KDD) começou a ser utilizado na área da inteligência artificial no final da década de 80 e denomina todo o processo de descobrir conhecimento armazenado num conjunto de dados através de processos de descoberta de novas correlações, padrões e tendências significativas. Estes processos baseiam-se em tecnologias de reconhecimento utilizando padrões e técnicas estatísticas e matemáticas.

Herden (2007) ressalta que freqüentemente o termo KDD é conhecido de maneira popular como Mineração de Dados e, na maioria das vezes, sem distinção alguma entre eles. Apesar de que a essência da descoberta de conhecimento está na extração de dados úteis através dos algoritmos de mineração, alguns autores consideram a mineração de dados como um dos passos do processo KDD,

O *Data mining* ou Mineração de dados é uma das técnicas utilizadas para a realização de KDD e refere-se a investigação e criação de conhecimento, processos, algoritmos e mecanismos de recuperação de conhecimento (FAYYAD ET AL., 1996). Através de sua aplicação é possível a transformação de dados em informação relevantes em processos de tomada de decisões. O conhecimento do perfil do cliente se tornou mais que um diferencial, hoje ele representa uma fonte de informação básica para a melhora da capacidade e qualidade dos serviços prestados.

Técnicas de mineração de dados têm sido utilizados na indústria de energia elétrica para diversas tarefas. Podemos citar como exemplos: Model-based analysis of protection system performance. (S. BELL, 1998), Dynamic shape modeling of consumers' daily load based on data mining (LIANMEI ZHANG, 2005) e Application of data mining to customer profile analysis in the power electric industry. (M. KITAYAMA, 2002). O agrupamento de curvas de carga de energia elétrica podem ser abordadas de formas diferentes e com diferentes tipo de dados, algoritmos como *k-means*, agrupamento hierárquico e mapas auto-organizáveis de Kohonen (*SOM – Self-organizing map*) entre outros métodos estatísticos e de redes neurais.

3.4.2 O Processo de KDD

O processo de descoberta do conhecimento (KDD) é um conjunto de atividades contínuas que compartilham o conhecimento descoberto, a partir de bases de dados. Esse conjunto é composto de etapas:

- **Seleção dos dados:** abrange a criação e definição de uma amostra de dados aos quais irá ser aplicado todo o processo de Data Mining e definir quais os clientes alvo das campanhas de medição, quais os parâmetros a medir e recolher, etc;
- **Pré-processamento dos dados:** inicia-se a partir do conhecimento do domínio da aplicação, assim como dos objetivos a serem atingidos. A partir daí é realizada a preparação dos dados aplicação de operações básicas como a remoção de problemas nos

dados, detecção e correspondente estimação de registos em falta, redução da dimensão dos dados e normalização dos dados;

- **Data Mining:** é escolhido e aplicado o algoritmo de *Data Mining* para descobrir padrões e relações de interesse nos dados, tais como regressão, classificação, redes neurais, *clustering*, etc.
- **Interpretação:** é feita a validação, comprovando-se que o conhecimento e conclusões encontradas são válidas e suficientemente satisfatórias.

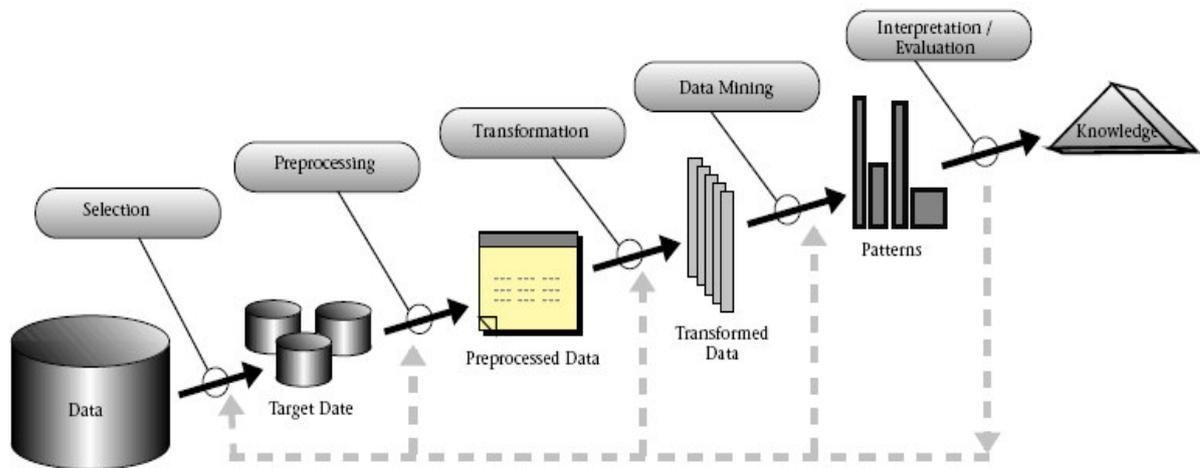


FIGURA 12 - PROCESSO KDD SEGUNDO FAYYAD

Fonte: Fayyad et al. (1996)

3.4.3 Agrupamento

Segundo (JAIN ET AL., 1999), agrupamento é a classificação não-supervisionada de dados, formando agrupamentos ou clusters. Ela representa uma das principais etapas de processos de análise de dados, denominada análise de *clusters*, sendo essa a organização de um conjunto de padrões em grupos, de acordo com alguma medida de similaridade. A clusterização pode ser dividida em classificação não-supervisionada e classificação supervisionada.

A classificação de objetos ou fenômenos é feita pela escolha das características que os descrevem para diferenciá-los entre si e os métodos de classificação se dividem basicamente em duas categorias:

- classificação supervisionada: o classificador orienta sua busca de classes a partir de amostras de treinamento feitas anteriormente com as classes de interesse da cena;
- classificação não-supervisionada: não há qualquer conhecimento prévio do classificador sobre os atributos das classes pertinentes a cena.

O agrupamento mostra-se como uma ferramenta útil para a análise de dados em muitas situações diferentes, podendo ser usada para reduzir a dimensão de um conjunto de dados à informação do centro do seu conjunto. É importante resaltar que o agrupamento é uma técnica de aprendizado não supervisionado tendo utilidade na extração de características escondidas dos dados e desenvolver as hipóteses a respeito de sua natureza.

As diversas técnicas de agrupamento apresentam vantagens e desvantagens, segundo (STEINBACH ET AL., 2000), a clusterização hierárquica apresenta resultados de melhor qualidade na técnica de agrupamento, tendo como limitação sua complexidade quadrática, enquanto o K-means e suas variações possuem complexidade de tempo linear, mas produzem clusters de qualidade inferior.

3.4.4 K-means ou K-média

O algoritmo de clusterização *K-means* é uma técnica que utiliza o algoritmo de agrupamento de dados por K-médias (*K-means* clustering). De acordo com Fontana e Naldi (2009), *K-means* utiliza o conceito de centróides como protótipos representativos dos grupos, onde o centróide representa o centro de um grupo, sendo calculado pela média de todos os objetos do

grupo. O objetivo deste algoritmo é encontrar a melhor divisão de P dados em K grupos C_i , $i = 1, \dots, K$, de maneira que a distância total entre os dados de um grupo e o seu respectivo centro, somada por todos os grupos, seja minimizada.

Este método consiste em usar os valores dos primeiros n casos em um arquivo de dados, como estimativas temporárias das médias dos k clusters, onde k é o número de clusters especificado pelo usuário. Desta forma, o centro do cluster inicial é formado para cada caso em torno dos dados mais próximos e, então, comparados com os pontos mais distantes e os outros clusters formados. A partir daí, dentro de um processo de atualização contínua e de um processo iterativo encontram-se os centros dos clusters finais. (MONTEIRO E SILVA ET AL., 2001)

Segundo Pimental et al. (2003), o algoritmo atribui aleatoriamente os P pontos a K grupos e calcula as médias dos vetores de cada grupo. No próximo passo, cada ponto é deslocado para o grupo correspondente ao vetor médio do qual ele está mais próximo. Após este novo arranjo dos pontos em K grupos, novos vetores médios são calculados, sendo o processo de realocação dos pontos a novos grupos, cujos vetores médios são os mais próximos deles, continua até que se chegue a uma situação em que todos os pontos já estejam nos grupos dos seus vetores médios mais próximos e os grupos se estabilizem.

3.4.5 Self-organizing Maps (Mapas Auto-Organizáveis) - SOM

O método conhecido como SOM (*Self-organizing Maps*), também conhecido como Rede de Kohonen (KOHONEN, 2001), são redes neurais artificiais que possuem a capacidade de auto-organização estruturada em duas camadas. A primeira camada representa os dados de entrada, definidos na forma de uma matriz de tamanho $P \times M$, com $\mathbf{x}_k = [x_1 \dots x_P]$.

$$X = [x_k = 1, \dots, x_k = M] \quad \text{Equação 11}$$

A segunda camada é um arranjo de neurônios, normalmente 2-D, com uma topologia específica e conectado à primeira camada. Cada neurônio possui um peso sináptico \mathbf{m}_i associado ou vetor protótipo, de mesma dimensionalidade em relação aos vetores \mathbf{x}_k , onde $i = 1, 2, \dots, nu$, sendo nu o número de neurônios da segunda camada.

Segundo Braga et al. (2000), o SOM apresenta como objetivo principal o mapeamento não-linear do conjunto de dados de entrada, preservando sua estrutura topológica, de forma que padrões adjacentes nos dados sejam associados a neurônios adjacentes no arranjo do SOM, desta forma cada neurônio na camada competitiva recebe a soma ponderada das entradas e tem uma vizinhança de k neurônios, podendo ser organizada em 1, 2 ou n dimensões. Ao receber uma entrada, alguns neurônios serão excitados o suficiente para disparar podendo iniciar três processos básicos:

- Competição: O maior valor da função é selecionado (vencedor). O neurônio vencedor é dado por:

$$i(x) = \arg \min \|x - w_j\|, j = 1, 2, 3, \dots, l \quad (11)$$

O vencedor determina a localização do centro da vizinhança dos neurônios a serem treinados (excitados).

- Cooperação: Os vizinhos do neurônio vencedor são selecionados e excitados através de uma função de vizinhança.
- Adaptação Sináptica: Os neurônios excitados ajustam seus pesos sinápticos quando um neurônio vence uma competição. Não apenas ele, mas também todos os nodos localizados em sua vizinhança são ajustados.

Neste trabalho, foram considerados usuários brasileiros de baixa tensão sendo que, nenhum sinal econômico foi considerado até 2012 (quando a caracterização da carga foi feita). Assim, sem sinal econômico ao preço de consumo, os consumidores se tornam indiferentes em usar eletricidade durante o dia e / ou ano, refletindo no perfil de carga e criação de curvas de carga com comportamento peculiar segundo a hora, dia e mês.

Desta forma, a utilização da análise de cluster para o perfil de carga semelhante na definição de tarifas, para que se possa evitar o estabelecimento de uma tarifa para cada tipo de utilização possível. Existem diferentes tecnologias para os dados de clustering na literatura, como o agrupamento e técnicas estatísticas (CHICCO ET AL, 2003, 2006;. GERBEC ET AL., 2003), redes neurais (CHICCO ET AL., 2004, 2006;. GERBEC ET AL., 2004), e lógica fuzzy (ÖZVEREN ET AL., 2002;. GERBEC ET AL., 2003).

3.5 *Waikato Environment for Knowledge Analysis - Weka*

O programa WEKA é uma ferramenta de KDD (*knowledge discovery in database*) que apresenta uma série de algoritmos de preparação de dados, de aprendizagem de máquina (mineração) e de validação de resultados. O programa foi desenvolvido na Universidade de Waikato na Nova Zelândia, sendo escrito em Java e possuindo código aberto disponível na Web. A equipe de desenvolvimento lança periodicamente correções e releases do software, além de manter uma lista de discussões sobre as ferramentas. Grande parte de seus componentes de software são resultantes de teses e dissertações de grupos de pesquisa da Universidade de Waikato, Nova Zelândia. Inicialmente, o desenvolvimento do software visava a investigação de técnicas de aprendizagem de máquina, enquanto sua aplicação inicial foi direcionada para a agricultura, uma área chave na economia da Nova Zelândia. (WAIKATO, 2004)

Por ser escrito em Java, o código pode ser rodado em diferentes plataformas, conferindo uma boa portabilidade ao software e apresenta uma coleção de algoritmos de aprendizagem de máquina para tarefas de mineração de dados. Os algoritmos podem ser aplicados diretamente a uma série de dados ou ser chamados de seu próprio código de Java e contém ferramentas para o pré-processamento de dados, classificação, regressão, agrupamento, regras de associação e visualização. Existe a opção de ser usada para desenvolver novos algoritmos de aprendizagem de máquina. Weka é software de fonte aberta e está disponível no site:

<http://www.cs.waikato.ac.nz/ml/weka>

3.5.1 Arquivo ARFF

Na primeira etapa para a aplicação das técnicas de mineração de dados, é necessário que os dados a serem utilizados estejam organizados, podendo estar em alguma estrutura de dados, planilha ou banco de dados. O WEKA possui um formato para a organização dos dados, seu nome é ARFF, sendo este, composto de três partes:

Relação, a primeira linha do arquivo, que deve ser igual a @relation seguida de uma palavra-chave que identifique a relação ou tarefa sendo estudada.

Atributos, um conjunto de linhas onde cada uma inicia com @attribute seguida do nome do atributo e seguida do seu tipo.

Por último, uma linha contendo @data. Cada linha deve corresponder a uma instância e deve ter valores separados por vírgula correspondentes (e na mesma ordem) dos atributos da seção Atributos.

CAPÍTULO 4 – A EFICÁCIA DA CRIAÇÃO TARIFARIA BINÔMIA PARA USUÁRIOS DE BAIXA TENSÃO

O processo de carga e de rede da caracterização do perfil destina-se a identificar o comportamento de consumo, de modo que é possível identificar os esforços que cada consumidor impõe à rede. No entanto, o elevado nível dos custos de medição se opõe a análise da população de consumidores como um todo, sendo substituída por uma análise de amostras populacionais. Assim, a análise estatística é necessária para análise da eficácia de um novo produto tarifário.

Nesse sentido, esse capítulo tem como finalidade apresentar conteúdos de estudos realizados sobre o tema, a metodologia aplicada, métodos e técnicas. Ainda objetiva apresentar ferramentas teóricas que estabeleçam pontos de referências usados na execução do problema apresentado.

4.1 Modelagem do erro do Perfil de Carregamento

O conhecimento do comportamento do consumidor desempenha um papel crucial na criação de produtos de tarifas, de modo que uma boa estimativa de perfis de carga de consumo e de rede são essenciais na modelagem tarifária. Em geral, as informações sobre o comportamento dos consumidores estão disponíveis através de medição de consumo por hora, apresentadas no perfil de consumo médio diário. Além disso, o agrupamento dos consumidores, que exibem

um comportamento semelhante pode significativamente simplificar a análise, como observado por Chen et al. (2000). Técnicas de agrupamento diferentes podem ser utilizados para esta finalidade (CHICCO ET AL., 2006). Uma vez que os comportamentos dos consumidores são agrupados, surge a possibilidade da criação de padrões de carga da mesma classe. O perfil de carga resultante representa o comportamento esperado de uma classe, e podem ser utilizados para o propósito de projeto de produtos tarifários.

Assim, o comportamento esperado representa uma estimativa pontual de cada classe, de modo que a estimativa de erro é apresentada na modelagem de comportamento do consumidor. A modelagem do erro de estimação, por sua vez, pode ajudar na detecção da eficácia dos diferentes produtos tarifários disponíveis para os consumidores. Para isso, pode-se usar as técnicas de séries temporais.

O uso de modelos de séries temporais tem se mostrado efetivo na avaliação de modelo parcimonioso com uma resposta eficaz e de incerteza mínima. De modo geral, modelagem de séries temporais procura encontrar um modelo estatístico para uma seqüência de observações espaçadas no tempo.

A fundamentação teórica da modelagem de séries temporais é a estacionaridade. Esses tipos de séries de temporais apresentam a mesma distribuição de probabilidade para um conjunto de observações igualmente espaçadas no tempo, e o modelo mais simples de uma série temporal estacionária é conhecido como um ruído branco. O ruído branco é um conceito econométrico, presente no estudo de séries temporais, especialmente as séries estocásticas discretas. O termo aplica-se a uma seqüência de erros aleatórios, sempre que esta tiver média e variância constante e sem autocorrelação. (TSAY, 2005).

Testes de hipóteses estatísticos para estacionaridade estão disponíveis na literatura (Dickey e Fuller, 1979; Said e Dickey 1984). No entanto, o perfil de carga dos consumidores geralmente apresenta comportamento não estacionario, de modo a que uma transformação de série de

temporais se torna necessária. Ao tratar este tipo de problema, Box e Jenkins (1978) demonstraram que a aplicação sequencial de transformação diferença em uma série de tempo não estacionária produz uma nova série temporal estacionária, de modo que modelos estatísticos parcimoniosos possam ser utilizados.

Neste trabalho, a série temporal \tilde{y}_t , dada pela equação (12), é utilizada na modelagem do erro. Isto é porque apenas uma diferença de transformação é geralmente suficiente, e, este é o caso dos perfis de carga usados nesta dissertação.

EQUAÇÃO 12

$$\tilde{y}_t = y_t - y_{t-1} \quad (12)$$

4.2 Metodologia para a análise baseada em Inferência Estatística

Este trabalho busca analisar a eficácia na criação de um menu de tarifa binômias aderente aos padrões de consumo das empresas brasileiras de distribuição. Ao evitar o estabelecimento de uma tarifa para cada perfil de carga, as técnicas de agrupamento discutidas no Capítulo 3 podem ser utilizadas, identificando grupos homogêneos de consumidores.

Uma vez definidos os grupos de acordo com seus respectivos fatores de carga, é calculada uma tarifa para cada grupo e, então, esta pode ser aplicada a cada perfil de carga, estimando os gastos dos consumidores. Ao proceder desta forma, pode-se descobrir que a escolha das tarifas apropriadas resulta em contas de energia elétricas mais baixas, permitindo assim aos consumidores, escolher a tarifa mais adequada ao seu perfil de consumo.

No entanto, em vez de estimativa pontual das contas, pode-se estimar intervalo nas despesas dos consumidores, modelando o erro de estimação de comportamentos de carga, conforme discutido na seção anterior. Isso permite realizar experimentos de Monte Carlo gerando diversos perfis de experimentais. Portanto, é possível calcular faturas para cada simulação, e, conseqüentemente, o intervalo de confiança de pagamentos esperados para os consumidores, de modo que a inferência estatística pode ser aplicada. Nesta dissertação, o intervalo de confiança é construído com base na Análise de Variância (ANOVA) do modelo, dado na equação (13).

EQUAÇÃO 13

$$z_{ij} = \mu + \alpha_i + \varepsilon_{ij} \quad (13)$$

Na equação (13), μ representa média geral, α_i é o efeito diferencial do tratamento *i-ésimo* (tarifa) e ε_{ij} representa o erro aleatório de *j* experimentais sob *i-ésimo* tarifa. Neste modelo, a fatura esperada de cada perfil de carga aplicada a *i-ésima* tarifa é dada por $\mu_{z_{ij}} = \mu + \alpha_i$. Se todos $\alpha_i = 0$, então todas as tarifas têm os mesmos pagamentos esperados, e apenas uma tarifa binômica pode ser concebida para atender este perfil de carga.

O teste para $\alpha_i = 0$, para $i = 1, 2, \dots$ é efetuada por comparação do erro quadrático médio dentro de cada tratamento (MSE) para o erro quadrático médio entre os tratamentos (MST) com base na distribuição F. Caso não se possa rejeitar a hipótese de $MST = MSE$, $\alpha_i = 0$, para $i = 1, 2, \dots$, e todos os tratamentos têm os mesmos valores esperados. Caso contrário, $\alpha_i > 0$ para pelo menos um *i*, o tratamento afeta a média da população.

Podemos também dizer que a ANOVA representa as médias das faturas e seu intervalo de confiança, com base em MSE. Esta é conhecida como intervalo de confiança agrupada (pooled variance), que será explorada na discussão dos resultados. Neste caso, pode-se traçar uma exibição visual das diferenças entre médias dos subgrupos, permitindo uma conclusão mais

detalhada sobre os diferentes tratamentos. Na verdade, esta é a abordagem utilizada neste trabalho.

Portanto, podemos dividir o processo de simulação em dois ramos paralelos. Em uma ramificação, o nível de função de custo de capacidade definida pela equação (8) é obtida para cada perfil de carga, como discutido na Seção 2.4.5. Em seguida, os perfis de carga estão agrupados com a ajuda do SOM, discutido no Capítulo 3. Os aglomerados são obtidos como uma função de fatores de contribuição dada pela equação (7), uma vez que caracteriza o perfil de carga, e é a base para a concepção das tarifas binômias. Uma vez que os grupos são definidos, a função custo linear por ramos é obtido a definição do menu de tarifa binômias.

Paralelamente, os erros de estimativa dos perfis de carga são modelados utilizando séries de temporais, como discutido na seção anterior. A transformada de séries temporais \tilde{y}_t , dada pela equação (12), apresenta uma característica fracamente estacionária podendo ser aproximada por um ruído branco.

Finalmente, o intervalo de confiança de cada classe de consumo são estimados através da realização de simulação de Monte Carlo para cada perfil de carga, estimando-se as despesas dos consumidores e aplicação do modelo ANOVA discutido acima. Ele permite tirar conclusões com base em inferência estatística.

O fluxograma dado pela Figura 13 resume a metodologia utilizada na análise da eficácia do projeto de eletricidade de produtos tarifários binômias produtos tarifários para os usuários de baixa tensão.

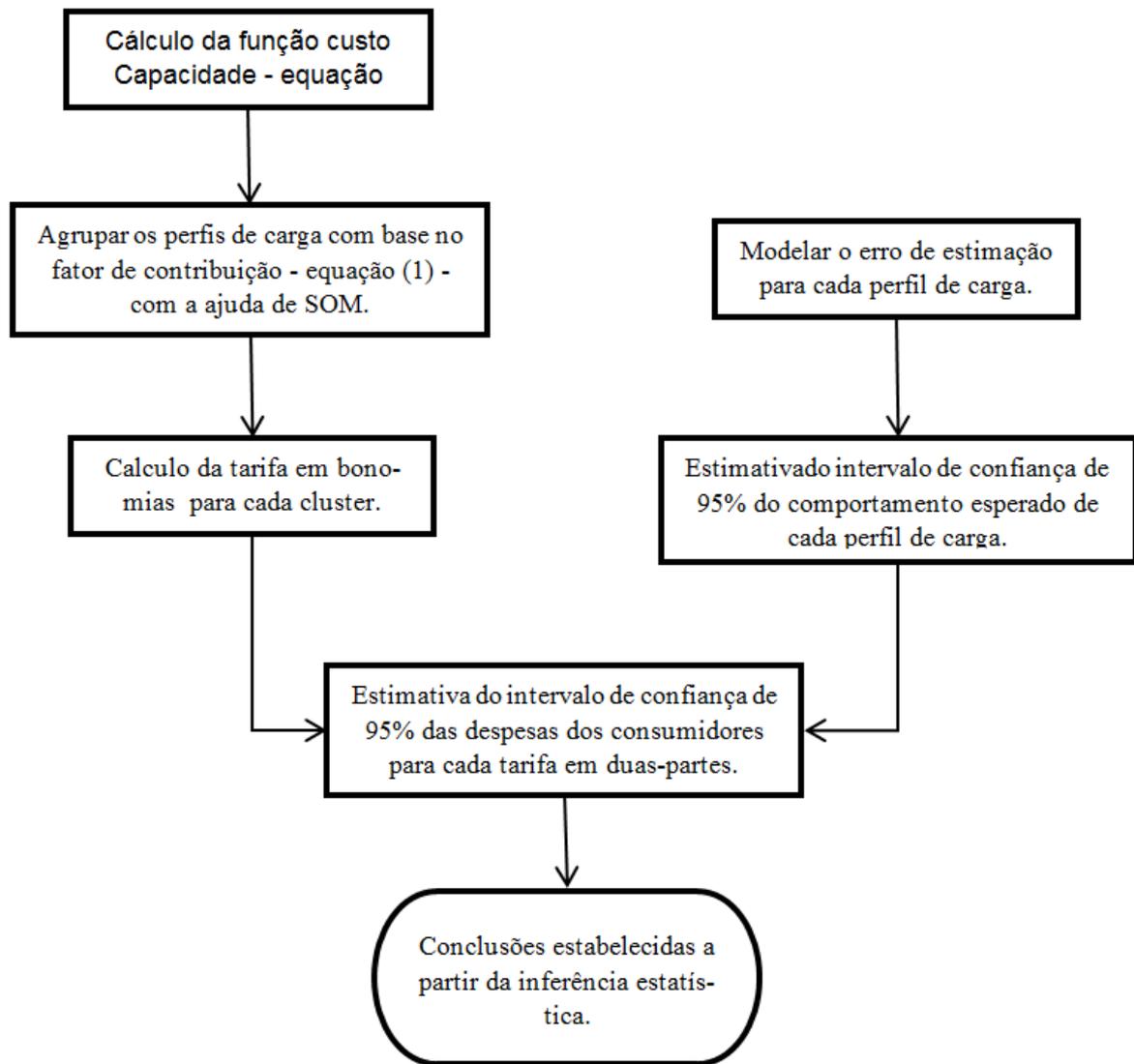


FIGURA 13 - FLUXOGRAMA UTILIZADA NA ANÁLISE DE EFICÁCIA DE ENERGIA ELÉCTRICA DE DESIGN DE PRODUTOS DE TARIFA EM DUAS-PARTES DE USUÁRIOS DE BAIXA TENSÃO

CAPÍTULO 5 – RESULTADOS NUMÉRICOS

Esta dissertação tem como objetivo a discussão de um projeto eficaz de tarifas binômias para usuários de baixa tensão. O Projeto de um menu de tarifas mostrou-se relevante, oferecendo aos consumidores de eletricidade um conjunto diferente de planos de cobrança. No entanto, pode não ser praticável oferecer um menu com uma diversidade de produtos tarifários, pelo ponto de vista comercial. Além disso, considerando a natureza aleatória do comportamento da carga, não se pode produzir faturas estatisticamente diferentes para os consumidores. Por isso, apresentamos alguns resultados numéricos baseados na metodologia descrita na seção anterior, utilizando dados referentes à Eletropaulo, Cemig e Ceb.

Entre todos os dados disponíveis, essas empresas foram escolhidas por apresentarem características diferentes em relação ao tamanho e participação de mercado para usuários de baixa tensão. Sendo o objetivo deste trabalho é analisar o impacto das tarifas monômias no mercado de baixa tensão, estas empresas selecionadas diferem significativamente da concentração dos usuários de baixa tensão.

A Eletropaulo tem um grande mercado fornecido por uma rede relativamente pequena, enquanto que a Cemig apresenta um mercado semelhante em uma rede de distribuição mais ampla. Enquanto que cerca de metade do mercado da Eletropaulo é representado por consumidores de baixa tensão, apenas 35,85% da energia fornecida pela Cemig atende os consumidores de baixa tensão, a partir do qual, 4,05% são colocados no setor rural. Por outro lado, a Ceb possuiu cerca de um décimo da Eletropaulo e Cemig, e o seu mercado é altamente concentrada em utilizadores de baixa tensão. Note-se que mercado da Ceb refere-se, basicamente, no comercial e empresas atendidas em BT. A Tabela 5 resume as características de cada empresa distribuição analisadas.

TABELA 5- CARACTERÍSTICAS EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO

	Eletropaulo		Cemig		Ceb	
	Participação	Perfil de Carga	Participação	Perfil de Carga	Participação	Perfil de Carga
Baixa Tensão	51.05%		35.85%		70.35%	
Residencial	30.80%	12	17.60%	8	43.77%	5
Comercial	14.99%	13	9.60%	10	32.12%	5
Industrial	3.19%	21	2.08%	17	16.35%	6
Iluminação	2.03%	1	2.52%	1	5.99%	1
Zona Rural	0.04%	7	4.05%	10	1.76%	3

Com base na metodologia descrita na Figura 13, descrito na Seção 4.2.2, a função não-linear que define o nível de custo da capacidade em função do fator de carga é estimado. A partir daí, é realizada a análise de cluster baseada em SOM e da criação de um menu de tarifas binômias para cada empresa de distribuição. Tabela 6 e na Figura 13 resume os resultados obtidos.

TABELA 6- TARIFAS BINOMIAS

Eletropaulo			Cemig			Ceb		
Cluster	Acesso (\$/kW)	Uso (\$/kWh)	Cluster	Acesso (\$/kW)	Uso (\$/kWh)	Cluster	Acesso (\$/kW)	Uso (\$/kWh)
0.37	0.2187	0.9859	0.36	0.2050	1.0070	0.54	0.4233	0.6310
0.55	0.3738	0.6439	0.55	0.3663	0.6470	0.65	0.5186	0.4702
0.67	0.4705	0.4847	0.70	0.4846	0.4563	0.72	0.5735	0.3899
0.86	0.6035	0.3091	0.87	0.6009	0.3071	0.82	0.6437	0.2984

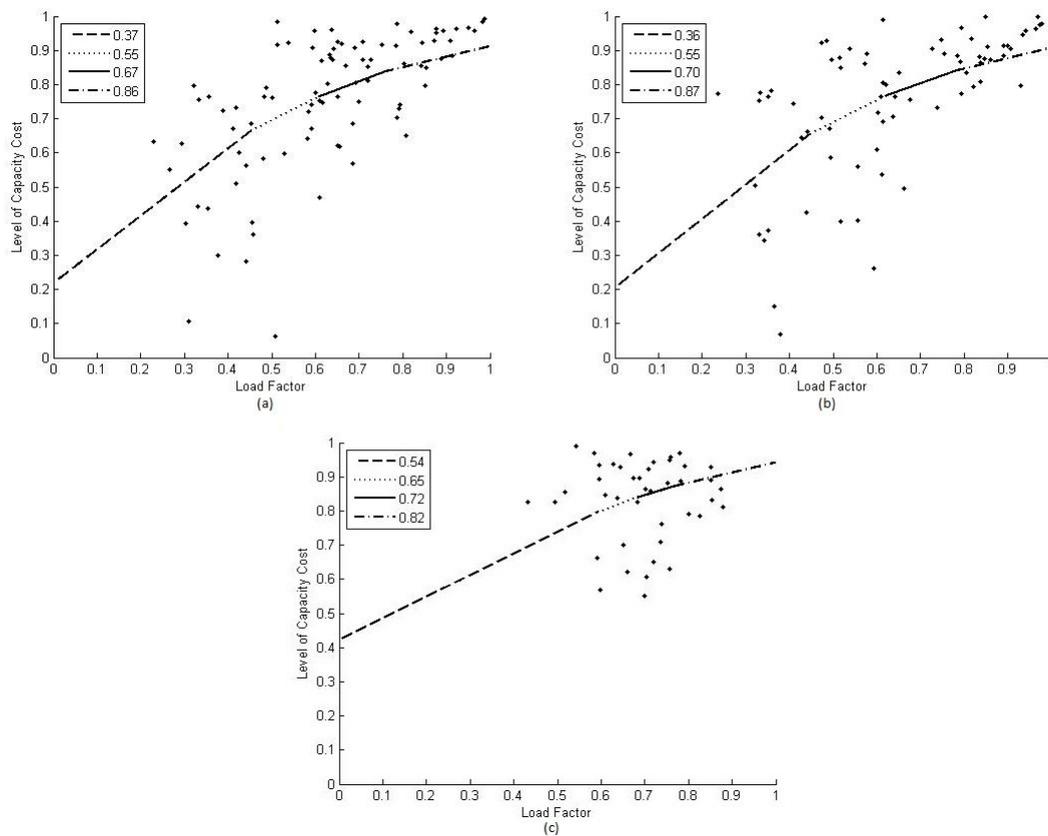


FIGURA 14 - CUSTO PERFIL INDIVIDUAL DE CARGA E FUNÇÃO DE CUSTO LINEAR POR PARTES DAS EMPRESAS ELETROPAULO, CEMIG E CEB.

Pode-se perceber observando a Tabela 6 que, para cada empresa, quatro grupos de consumidores são estabelecidos e, para cada grupo, as tarifas de acesso e uso podem ser obtidas. A Figura 14 mostra o gráfico das tarifas binômias obtidas nessa etapa da análise.

Em paralelo, a estimativa do erro dos perfis de carga é realizada. Por exemplo, considerando o perfil de carga dada pela linha sólida na Figura 15, pode-se aplicar a transformação da equação (12). A série transformada não apresenta autocorrelação, de modo que pode ser aproximado por um ruído branco. Esta abordagem é utilizada para modelar a estimativa de erro, de modo que uma simulação de Monte Carlo pode ser realizada para simular o comportamento aleatório de perfis de carga, ao longo de diferentes caminhos de simulação. Neste trabalho, foram utilizados 1008 experimentos de Monte Carlo, já que consideramos 252 dias de traba-

lho a cada ano, e um período regulamentar de 4 anos. Estes caminhos de consumo são mostradas por linhas tracejadas na Figura 15.

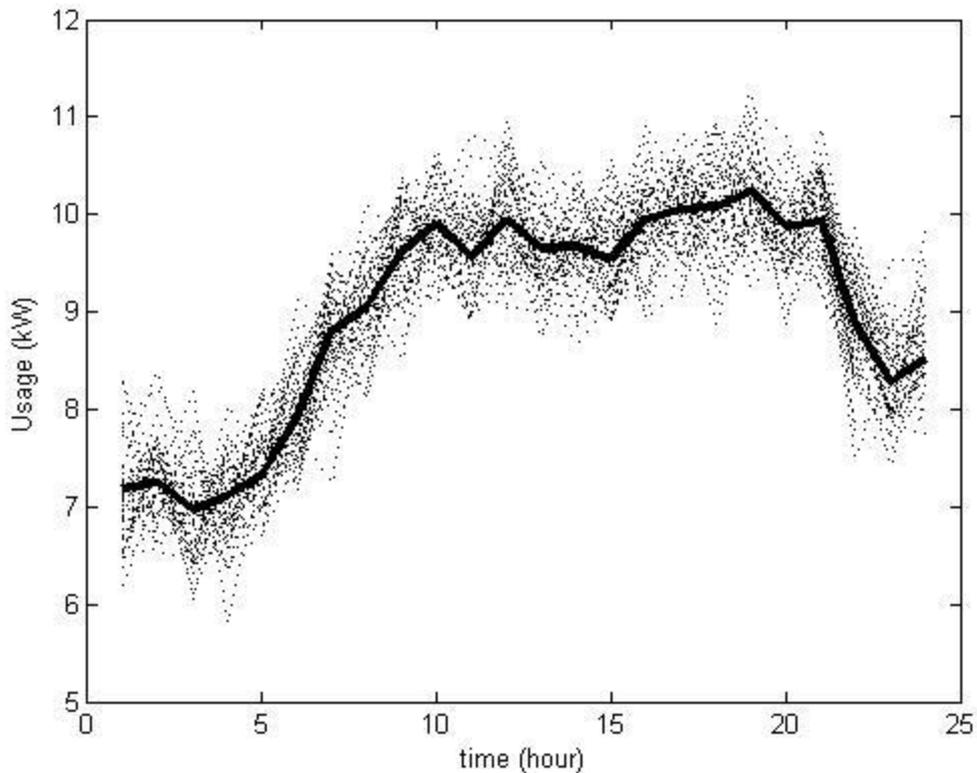


FIGURA 15- (A) EXEMPLO DE PERFIL DE CARGA, E (B) PERFIL DE CARGA TRANSFORMADO

Para cada caminho de consumo, a fatura dos consumidores pode ser obtidas usando as tarifas binômias dadas a Figura 15, considerando os resultados como uma amostra do comportamento dos consumidores, pode ser feita a inferência estatística para avaliar o efeito de cada cluster.

A inferência estatística é realizada através de ANOVA, brevemente discutida na Seção 4.2, e cada tarifa binômica utilizada é considerada um tratamento. Os resultados mostraram que os consumidores percebem diferenças entre as tarifas binômias possivelmente oferecidas pelas distribuidoras, produzindo diferentes pagamentos esperados nas faturas com nível de significância de 5%. Em outras palavras, isso significa que, em um ciclo tarifário, os pagamentos

médios esperados dos consumidores são influenciados por diferentes tarifas binômias disponíveis, de modo que o consumidor possa escolher a tarifa mais apropriada para o seu perfil de consumo.

Considerando os resultados acima, surge outra questão: quantas tarifas podem ser consideradas em um menu de tarifas binômias? Lembrando que a metodologia acima considera a identificação de quatro grupos de consumidores para cada empresa de distribuição. Então a questão é: quatro clusters são suficientes, ou são mais do que o necessário? O gráfico com os intervalos de confiança ANOVA pode ajudar a responder a esta pergunta.

A Figura 15 mostra previsão de intervalo para pagamentos dos consumidores para os usuários de baixa tensão com base nos resultados da simulação de Monte Carlo da Eletropaulo. Pode-se ver na figura dos pagamentos esperados para cada perfil de carga aplicada a cada tarifa projetada, representado por cada barra de acordo com a legenda do gráfico. Além disso, os intervalos dos consumidores previstos de despesa são representados por pequenas barras, para que se possa comparar o desempenho de tarifas projetadas. A fim de facilitar a análise, Residencial (R), Comercial (C), Industrial (I) e Campo (F) consumidores estão divididos em quatro sub-parcela. A iluminação pública é negligenciada nesta discussão, uma vez que apenas um perfil de carga está disponível, e, por razões óbvias, não pode mudar o seu perfil de carga.

Nota-se através da Figura 16, que diferentes tarifas binômias desempenham um papel importante no setor industrial, já que as maiorias dos intervalos de previsão são muito pequenos (exceção feita a I10 e I11). Isto porque as micro-empresas normalmente operam durante o horário comercial em que o consumo de energia elétrica tende a ser bem comportado, de forma que escolher diferentes tarifas binômias gera gastos significativamente diferentes.

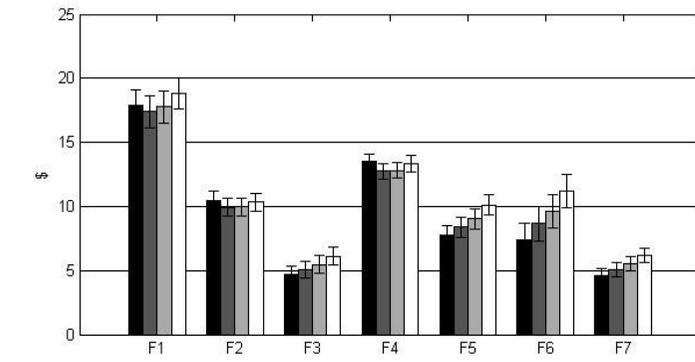
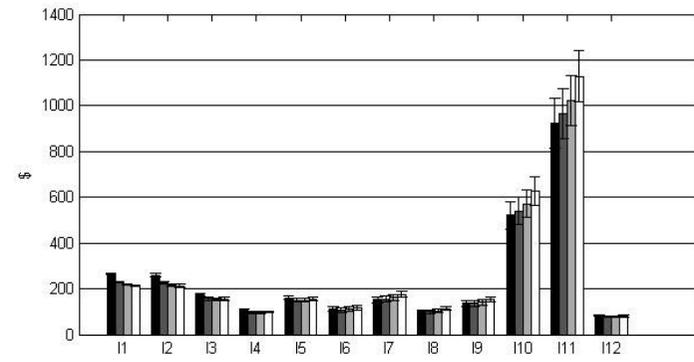
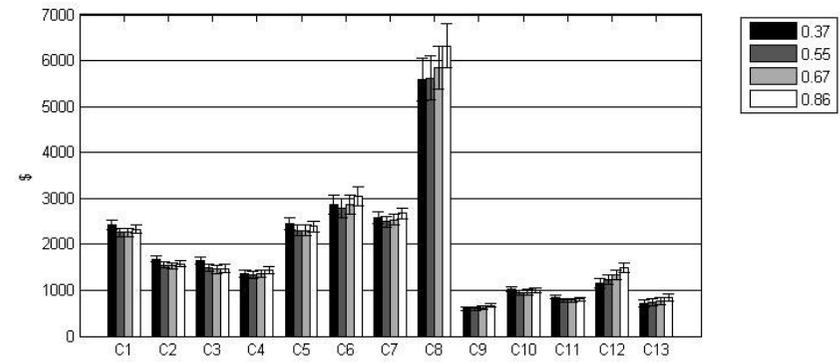
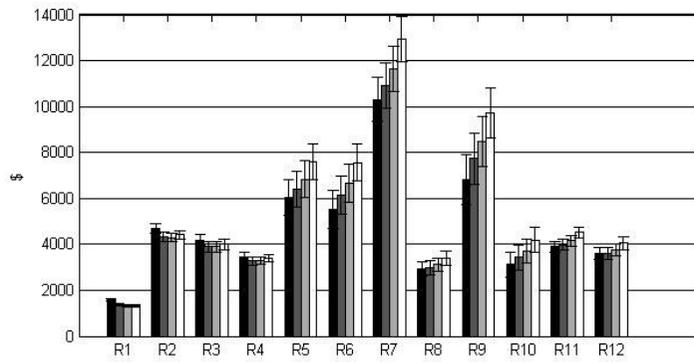


FIGURA 16- INTERVALO DE PAGAMENTO DOS CONSUMIDORE DA ELETROPAULO

Por outro lado, os consumidores comerciais parecem não perceber as diferenças entre as tarifas disponíveis. Em exceção de C8, C12 e C13, todos os outros perfis de carga comerciais apresentam interseção em intervalos significativos, de modo que apenas uma tarifa binômia, ao em vez de um menu de tarifas, parece ser o suficiente. Já os consumidores residenciais, a Figura 16 indica que eles podem compreender um menu de tarifas binômias, mas não da mesma maneira como os consumidores industriais. Neste caso, os intervalos de despesa previstos são relativamente grandes, de modo que menos do que quatro tarifas podem estar disponíveis para estes Consumidores. Conclusões semelhantes podem ser observadas para o usuário rural. No entanto, para uma empresa de distribuição que representa uma pequena fração do mercado, de modo que até duas tarifas diferentes podem não ser interessante, do ponto de vista comercial.

Conclusões similares podem ser utilizadas para Cemig, cujos resultados são apresentados na Figura 17. Uma pequena diferença pode ser observada nos consumidores industriais, em que os intervalos previstos são maiores, de modo que menos opções tarifárias pode ser suficiente para esses tipos de consumidores. Outro contraste refere-se aos usuários rural, que, neste caso, representa a maior fatia do mercado, de modo que, o menu de tarifas pode ser atraente para a empresa.

Por fim, a previsão dos intervalos de pagamentos para os consumidores da Ceb estão representados na Figura 18. Note-se que, cerca de metade dos perfis de carga pode não perceber um menu de tarifas, enquanto que metade dos consumidores iria perceber diferenças em suas contas de energia se o menu de tarifa binômia s estivesse disponível. Lembre-se que a participação de mercado de baixa tensão da Ceb é de cerca de 70%.

No entanto, o seu mercado total é de um décimo de empresas A e B. Isso sugere que quanto maior o mercado, mais importante é um menu de tarifa binômias, de modo que os usuários pode escolher o tarifário que mais se adequada ao seu perfil de carga.

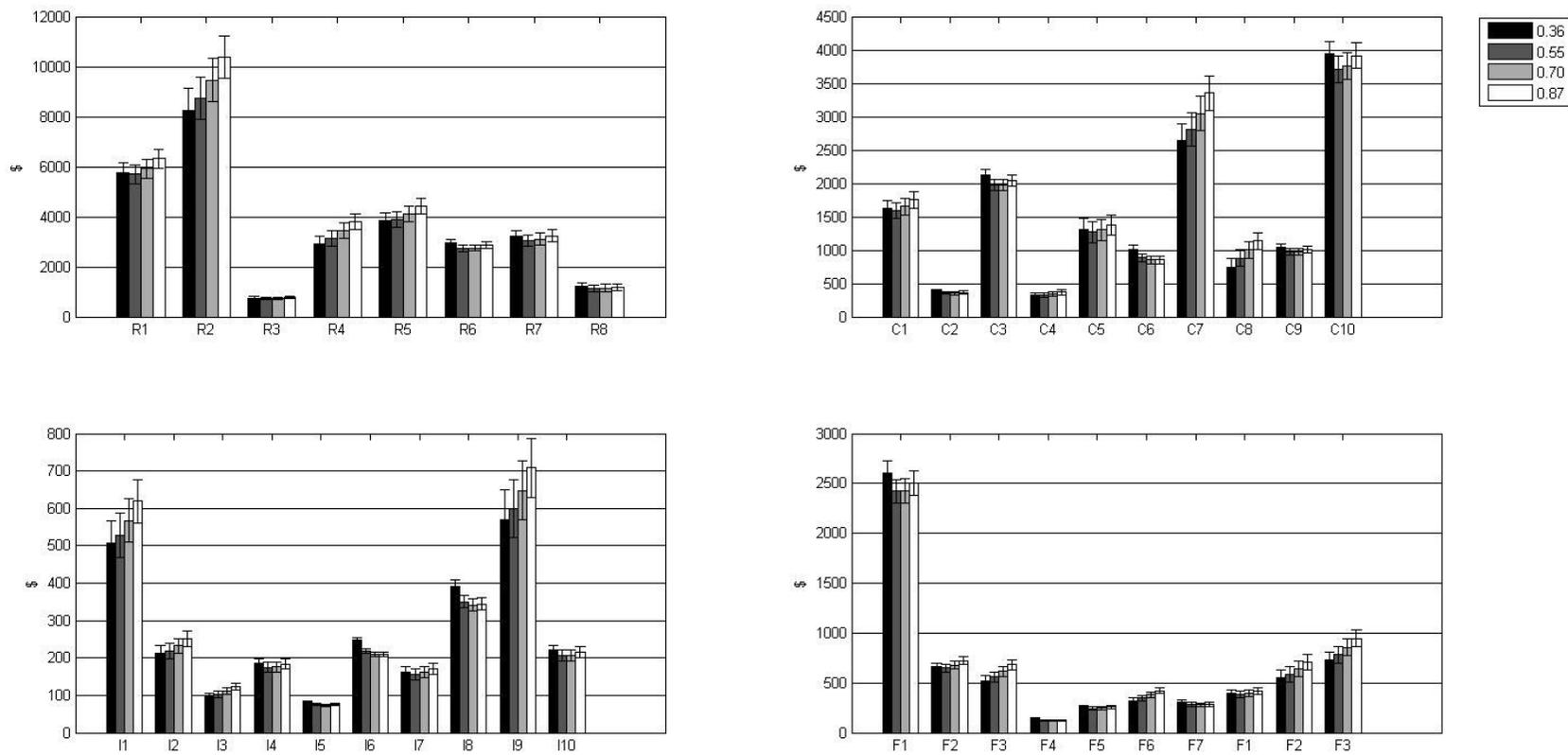


FIGURA 17- INTERVALO DE PAGAMENTO DOS CONSUMIDORES DA CEMIG

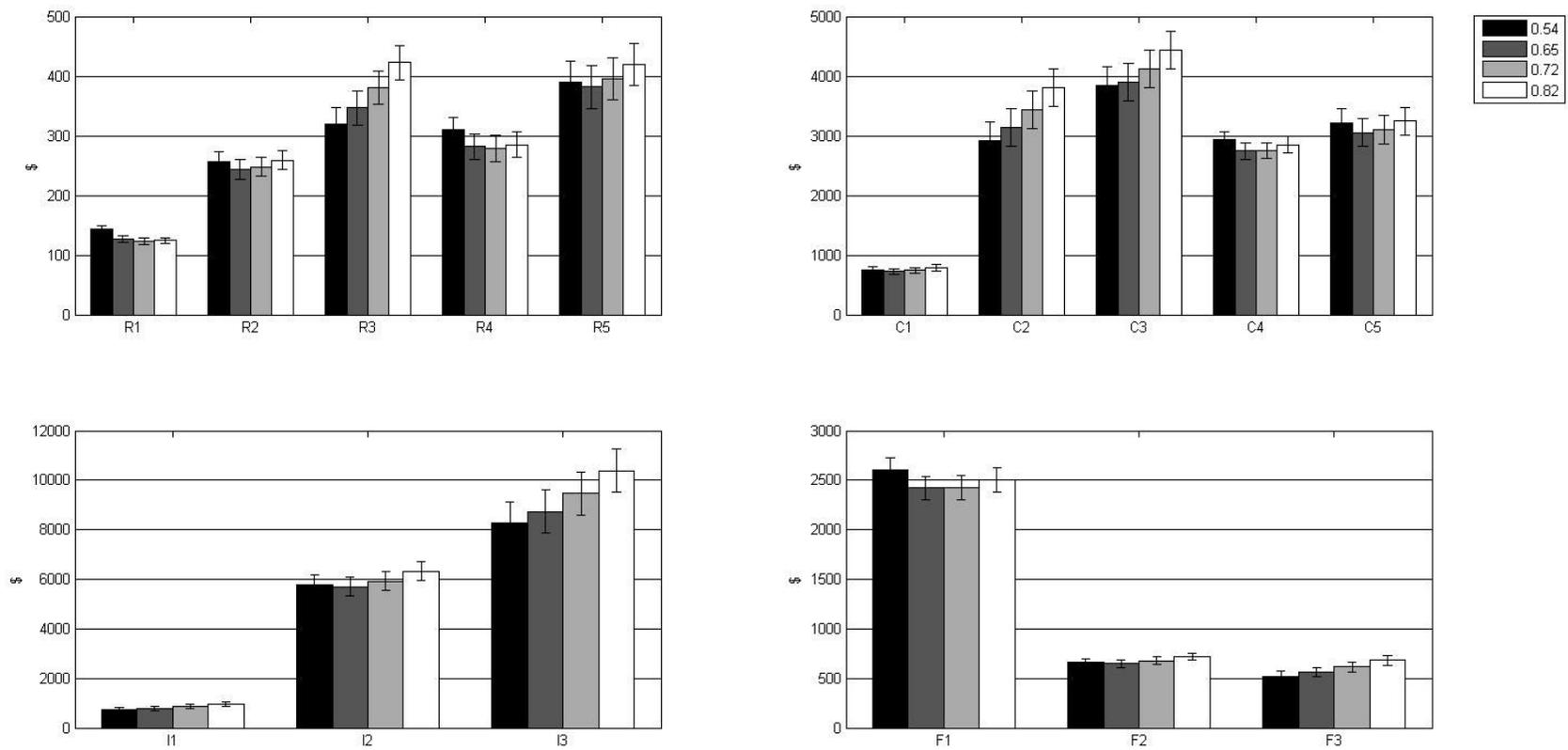


FIGURA 18 - INTERVALO DE PAGAMENTO DOS CONSUMIDORES DA CEB

As conclusões para Eletropaulo, Cemig e Ceb, podem ser validadas observando cuidadosamente a Figura 14. Observe que a Eletropaulo tem o tipo mais diversificado de consumidores de baixa tensão, enquanto que a Ceb apresenta fatores de carga semelhantes. Assim, a Eletropaulo parece ser mais adequada a oferecer um menu de tarifa binômial mais amplo do que a Ceb. Entre eles, está a Cemig.

Vale ressaltar que as conclusões apresentadas neste trabalho são um cenário indicativo para as empresas de distribuição, e mais precisamente, estudos que considerem questões de mercado, econômico e técnico. A decisão de se criar novos produtos para os consumidores deve ser baseada em uma análise de custo-benefício e os princípios de bem-estar da economia e como, aqui apresentado, novos projetos para as tarifas podem também ser usados para otimização da rede de distribuição.

Considerando os sinais econômicos para baixa tensão, pode-se criar tarifas que atuem para a mudanças de comportamento e, desta forma, os consumidores podem usar o sistema de transporte durante os períodos de ociosidade, independentemente das quantidades de energia que consomem ou mudando o seu próprio perfil de consumo. Desta forma é possível beneficiar-se de tarifas com preços mais diferenciado que o sistema possa fornecer como, por exemplo, uma lista de tarifas binômias.

CAPÍTULO 6 – CONCLUSÃO

A decisão de criar novos produtos deve ser baseada em uma análise de custo-benefício e os princípios de bem-estar da economia. Neste contexto, esta dissertação propõe a análise dos perfis de consumo de usuários de energia elétrica conectados à baixa tensão disponível para diferentes empresas brasileiras de distribuição, a fim de identificar o número de tarifas binômias pode ser eficientemente projetado de forma que os consumidores possam perceber diferentes produtos. Por esta razão, ferramentas estatísticas e análise de agrupamento são consideradas.

Usando ferramentas estatísticas, pode-se modelar o erro do perfil de carga, de modo que a incerteza do comportamento dos consumidores possa ser considerada. Além disso, é possível realizar uma análise de clusters, que é utilizado para discernir a grupos homogêneos de consumidores. Assim, os consumidores semelhantes são agrupados e a tarifa binômica é definida por uma função linear por partes através da análise de regressão. Dessa forma, é possível, então, e avaliar a efetividade de um menu tarifário para baixa tensão.

Nesse sentido, esta dissertação discute a análise da eficácia do uso de tarifa binômica para usuários de baixa tensão, tendo sua abordagem baseada em uma análise estatística, conforme discutido no capítulo 4. Antes, porém, o projeto da tarifa binômica e a técnica de cluster baseada em mapas auto-organizáveis são discutidos no capítulo 3. Além disso, no capítulo 4 é explorado um modelo estatístico para o perfil de carga do consumidor é traçado, de modo que alguma inferência pode ser utilizada com o objetivo de identificar o comportamento de consumo.

Conforme explorado no capítulo 5, a obtenção dos resultados ocorreu através de dados reais, decorrentes de três concessionárias de energia elétrica do Brasil: Eletropaulo, Cemig e Ceb. Estas concessionárias apresentam características diferentes em relação ao tamanho e partici-

pação de mercado para usuários de baixa tensão. Para cada classe de consumo foi calculado um menu de tarifa binômica contendo quatro grupos de usuários de baixa tensão. A inferência estatística é considerado em um período regulamentar de quatro anos, e é realizada com o auxílio de experimentos de Monte Carlo e uma forma de análise de variância.

Os resultados demonstraram que, dependendo da classe de consumo, um menu de tarifas binômio pode tornar-se praticável. De fato, à medida que aumenta o consumo de energia, a percepção dos consumidores em diferentes planos de cobrança também aumenta. Assim, os serviços públicos com maior mercado devem estar cientes de que oferecer um menu de tarifas em baixa tensão pode ser atrativo para as distribuidoras de energia elétrica.

Finalmente, a metodologia proposta neste trabalho para a análise de um menu de tarifa binômica pode ser facilmente implementado para outros tipos de carga de energia elétrica, tais como o tarifa pelo tempo de uso, preços em tempo real e os *critical peak pricing*.

BIBLIOGRAFIA

- A M. LAW, W. D. (1991). Simulation modeling and analysis. 2. ed. . *Singapore: McGraw-Hill series in industrial engineering and management science*, 759.
- A. K. Jain, M. N. (1999). Data clustering: A review. *ACM Comput. Surv.*, vol. 31, 264–323.
- Abreu, G. d. (2009). *Regulação do setor elétrico brasileiro: da formação da indústria de energia elétrica aos dias atuais*. Universidade Federal Fluminense.
- Aneel. (2005, Abril). Cadernos Temáticos ANELL 4. *Tarifas de fornecimento de energia elétrica*.
- ANEEL. (2012). *Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição*.
- ANEEL, A. N. (2012). *Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição*. ANEEL.
- ARMSTRONG, M. C. (1994). Regulatory reform: economic analysis and British experience. *MIT Press*.
- Balasko, Y. (1975). *Optimal forms of electricity tariffs*. Madrid: Proceedings of the Conference on Electricity Tariffs.
- BITU, R. S., & BORN, P. H. (1993). *Tarifas de Energia: Aspectos Conceituais e Metodológicos*. São Paulo: MM Editora Ltda.
- BOITEUX, M. (1960). Peak-Load Pricing. *The Journal of Business*, 157-179.
- BRAGA, A. P., CARVALHO, A. C., & LUDERMIR, T. B. (2000). *Redes Neurais Artificiais - Teoria e Aplicações*. Brasil: LTC Editora.
- C. A., C. (2004). *Simulation Modeling Handbook: a practical approach*. Washington, D.C: CRC Press.
- C. S. Chen, M. S. (2000). Synthesis of power system load pro-files by class load study. *Elect. Power Energy Syst*, 325–330.
- C. S. Özveren, C. V. (2002, April 17-19). Fuzzy classification of electrical load demand profiles—a case study. *in Proc. IEE Power System Management Control*, pp. 353–358.
- COASE, R. H. (1946). The Marginal Cost Controversy. *Economica*, 169-189.
- D. Gerbec, S. G. (2003, June 23–26). Determination and allocation of typical load profiles to the eligible customers. *in Proc. IEEE Bologna Power Tech*, 2003. Bologna, Italy.

- D. Gerbec, S. G. (2004, May). Determining the load profiles of consumers based on fuzzy logic and probability neural networks. *Proc. Inst. Elect. Eng., Gener., Transm., Distrib., vol. 151*, pp. 395–400.
- DAIMON. (2009). Custos de Redes. Daimon Engenharia e Sistemas Ltda, São Paulo. *Relatório 2*.
- Daimon, E. e. (2009). *Fundamentação Econômica*. São Paulo: Relatório 1.
- Dickey, S. E. (71). Testing for Unit Roots in Autoregressive-Moving Average Models of Unknown Order. *Biometrika*, 599–607.
- DIEESE. (2007). *As tarifas de energia elétrica no Brasil: sistemática de correção e evolução dos valores*. Nota Técnica Número 58.
- Dnaee. (1985). Nova Tarifa de Energia Elétrica, Metodologia e Aplicação. 444.
- DRÈZE, J. H. (1964). Some Postwar Contributions of French Economists to Theory and Public Policy; With Special Emphasis on Problems of Resource Allocation. *The American Economic Review*, pp. 2-64.
- Fontana, A., & Naldi, M. C. (2009). Estudo de Comparação de Métodos para Estimação de Números de Grupos em Problemas de Agrupamento de Dados. *Universidade de São Paulo*, ISSN - 0103-2569.
- FUGIMOTO, S. K. (2010). ESTRUTURA DE TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA. São Paulo, São Paulo, Brasil.
- G. Chicco, R. N. (2003). Customer characterization options for improving the tariff offer. *IEEE Trans vol. 18*, 381–387.
- G. Chicco, R. N. (2004, May). Load pattern-based classification of electricity customers. *IEEE Trans. Power Syst., vol. 19*, pp. 1232–1239.
- Garza-Reyes, J. A., Eldridge, S., & Barber, K. D.-M. (2010). Overall equipment effectiveness (OEE) and process capability (PC) measures: a relationship analysis. *International Journal of Quality & Reliability Management*, 48-62.
- H. S. JAGADEV, J. B. (1995). Verification and validation issues in manufacturing models. *Computers in Industry*, 331-353.
- J. W. M., B., & J. C., F. (2002). Modelling and Simulation: operations management research methodologies using quantitative modeling. *International Journal of Operations & Production Management*, p.241-264.
- Jamison, M. A. (2000). REGULATION: PRICE CAP AND REVENUE CAP. *Public Utility Research Center*. University of Florida.
- Joskow, P. L. (2008). Incentive Regulation and Its Application to Electricity Networks. *Review of Network Economics*.

- Kohonen, T. (1989). *Self-Organization and Associative Memory*. 3rd ed. Berlin, Germany: Springer-Verlag.
- KOHONEN, T. (2001). *Self-Organizing Map*. Berlin: Springer-Verlag.
- Lianmei Zhang, S. C. (2005). Dynamic shape modeling of consumers' daily load based on data mining. *Advanced Data Mining and Applications (ADMA)*.
- M. Kitayama, R. M. (2002). Application of data mining to customer profile analysis in the power electric industry. *Power Engineering Society Winter Meeting*.
- MENNER, W. A. (1995). Introduction to modeling and simulation. *Johns Hopkins APL Technical digest*, 6-17.
- MITROFF, I. I., BETZ, F., PONDY, L. R., & SAGASTI, F. (1974). On managing science in the system age: two schemas for the study of science as a whole system phenomenon. *Interfaces*, 46-58.
- Monteiro, Silva, A. B., Portugal, M. S., & Cechin, A. L. (2001). Redes Neurais Artificiais e Análise de Sensibilidade: Uma Aplicação à Demanda de Importações Brasileira. *Revecap*.
- Ocácia, G. C., Jorge, R. R., Bristoti, A., & Balbinot, A. (2002). O FATOR DE CARGA NO CUSTO DO KWH EM MICROS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS ISOLADAS. UNICAMP.
- Ortega, M. P., Pérez-Arriaga, J. I., Abbad, J. R., & González, J. P. (2008). Distribution network tariffs: A closed question? *Energy Policy*.
- P. Stephenson, I. L. (2001). Tariff development for consumer groups in internal European electricity markets. *in Proc. CIRED*, Jun. 18–21.
- Parkin, M. (2010). *Economics Canada in the Global Environment*. Pearson Education Canada.
- Pimentel, E. P., França, V. F., & Omar, N. (2003). A identificação de grupos de aprendizes no ensino presencial utilizando técnicas de clusterização. *XIV Simpósio Brasileiro de Informática na Educação*.
- R. A, M. (2010). Abordagens quantitativa e qualitativa. *Metodologia de pesquisa em engenharia de produção e gestão de operações* (pp. Cap. 3, p.45-61). Rio de Janeiro: Elsevier.
- R. Lamedica, L. S. (2000). A novel methodology based on clustering techniques for automatic processing of MV feeder daily load patterns. *in Proc. IEEE/PES Summer Meeting, vol. 1*, (pp. 96–101). Seattle.
- Reneses, J., Gómez, T., Rivier, J., & Angarita, J. L. (2010). Electricity tariff design for transition economies Application to the Libyan power system. *Energy Economics*.
- S. Bell, S. M. (1998). Model-based analysis of protection system performance. *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*

- STEELE, P. E. (2008). TARIFA DE DISTRIBUIÇÃO PARA UNIDADES CONSUMIDORAS E MICROGERADORES. UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ.
- Steele, P. E., Leme, R. C., & Galvão, L. (2012, Janeiro 01). On the electrical two-part tariff—The Brazilian perspective. *Energy Policy*, pp. 123–130.
- Steinbach, M., K., G., & Kumar, V. (2000). A comparison of document clustering techniques. *KDD workshop on text mining*.
- Steven Braithwait, D. H. (2007). Retail Electricity Pricing And Rate Design In Evolving Markets. *Edison Electric Institute*.
- Stoft, S. (1995). *Revenue Caps vs. Price Caps: Implications for DSM*. LBL Report #37577.
- Valter, E. M. (2006). Tarifa de energia elétrica: custos marginais aplicados às classes de consumidores. *Dissertação de mestrado*. Florianópolis: UFSC.
- Vesanto, J., & Alhoniemi, E. (2000). Clustering of the self-organizing map Neural Networks. *IEEE Transactions on* , vol.11, no.3, 586-600.
- Waikato, U. (2004). Waikato Environment for Knowledge Analysis. Waikato, Ilha Norte, Nova Zelândia.
- WINSTON, W. L. (1994). *Operations research: applications and algorithms*. Belmont, California: Wadsworth Publishing Company.
- Yin, R. (1994). *Case Study Research: Design and Methods (2ª Ed)*. Thousand Oaks: SAGE Publications.