RICARDO WADA

**DESENVOLVIMENTO E CONSTRUÇÃO DE NOVA ESTRUTURA
TARIFÁRIA PARA GRUPOS DE CONSUMIDORES DE MÉDIA E
BAIXA TENSÃO**

**São Paulo
2014**

RICARDO WADA

**DESENVOLVIMENTO E CONSTRUÇÃO DE NOVA ESTRUTURA
TARIFÁRIA PARA GRUPOS DE CONSUMIDORES DE MÉDIA E
BAIXA TENSÃO**

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para a obtenção
do título de mestre.

Área de concentração:
Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Nelson Kagan

2014

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

Catálogo na publicação
Serviço de Biblioteca e Documentação
Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

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

São Paulo, 26 de setembro de 2014.

Assinatura do autor _____

Assinatura do orientador _____

FICHA CATALOGRÁFICA

Wada, Ricardo

Desenvolvimento e construção de nova estrutura tarifária para grupos de consumidores de média e baixa tensão / R.

Wada. -- versão corr. -- São Paulo, 2014.

112 p.

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

**1.Eletricidade (Tarifas; Otimização) 2.Estrutura tarifária
I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.**

*À minha família e à minha amada
Talita, por tudo o que vocês
representam em minha vida.*

Agradecimentos

Primeiramente, desejo manifestar meus sinceros agradecimentos ao Prof. Dr. Nelson Kagan, pela sua sabedoria, dedicação e oportunidade de realização do mestrado sob sua orientação.

Ao Dr. Fábio Sismotto El Hage, pela amizade, empenho e paciência, juntamente com sua brilhante co-orientação, que muito contribuíram para meu amadurecimento acadêmico e profissional.

Ao Prof. Dr. Hector Harango, Prof. Dr. Sérgio Fugimoto e Prof. Dr. Carlos Vieira Tahan por suas valiosas sugestões que muito enriqueceram o texto final da dissertação.

Aos amigos Prof. Dr. Carlos Barioni, Mauro Machado e Cristiano Silveira, cujas contribuições foram imprescindíveis para o amadurecimento deste trabalho.

Aos integrantes da Elektro, Saulo de Tarso, Renata Massaro e Rodrigo Manfredini pelas valiosas contribuições.

Também agradeço pelos apoios indiretos, mas não menos importantes, dos colegas da Daimon, Denis Antonelli, Vitor Barioni e Daniel Grego.

Ao Prof. Dr. Silvio Ikuyo Nabeta e Valquíria Alaminos, pelo suporte financeiro que permitiram minha participação no Congresso da ABAR, onde pude apresentar os resultados deste trabalho.

A meus pais, Adelino e Luiza, pelo amor incondicional, carinho e dedicação na minha criação e formação. À minha querida irmã Cristina, com a qual partilho momentos inesquecíveis de minha vida, e ao meu cunhado Fábio, pela amizade e apoio.

Finalmente, à minha amada companheira Talita, por toda sua compreensão, amor e carinho.

Sumário

1	Introdução.....	1
1.1	– <i>Motivação e Objetivos</i>	1
1.2	– <i>Organização do Trabalho</i>	4
2	Teoria Econômica de Precificação.....	6
2.1	– <i>Teoria do Consumidor e da Firma</i>	6
2.1.1	– <i>Teoria do Consumidor e o Lado da Demanda</i>	6
2.1.2	– <i>Teoria da Firma e o Lado da Oferta</i>	8
2.1.3	– <i>Equilíbrio de Mercado</i>	10
2.2	– <i>Funções de Custo</i>	11
2.2.1	– <i>Custo Médio e Marginal</i>	12
2.3	– <i>Modelos de Precificação a Preços Lineares e Não-Lineares</i>	15
2.3.1	– <i>Tarifação em Duas Partes</i>	15
2.3.2	– <i>Tarifação Multipartes</i>	16
2.3.3	– <i>Precificação Ramsey</i>	19
2.3.4	– <i>Tarifação em Blocos</i>	20
2.4	– <i>Precificação Horária</i>	22
2.4.1	– <i>Problema</i>	22
2.4.2	– <i>Precificação de Ponta</i>	22
2.5	– <i>Modelos de Precificação Horária</i>	26
2.5.1	– <i>Time-Of-Use (TOU)</i>	26
2.5.2	– <i>Critical Peak Pricing (CPP)</i>	28
2.5.3	– <i>Critical Peak Rebate (CPR)</i>	29
2.5.4	– <i>Real-Time Pricing (RTP)</i>	30
2.6	– <i>Considerações Finais</i>	31
3	Tarifação no Brasil e Pesquisa de Referências Internacionais.....	32
3.1	– <i>Reino Unido</i>	32
3.1.1	– <i>Histórico da Reestruturação do Setor Elétrico</i>	32
3.1.2	– <i>Contexto atual</i>	33
3.1.3	– <i>Opções Tarifárias</i>	33
3.2	– <i>França</i>	34
3.2.1	– <i>Histórico da Reestruturação do Setor Elétrico</i>	34
3.2.2	– <i>Contexto atual</i>	34
3.2.3	– <i>Opções Tarifárias</i>	35
3.3	– <i>Califórnia – Estados Unidos</i>	36

3.3.1 – Histórico da Reestruturação do Setor Elétrico.....	36
3.3.2 – Contexto atual.....	36
3.3.3 – Opções Tarifárias.....	37
3.4 – Arizona – Estados Unidos	38
3.4.1 – Histórico da Reestruturação do Setor Elétrico.....	38
3.4.2 – Contexto atual.....	38
3.4.3 – Opções Tarifárias.....	39
3.5 – Portugal.....	40
3.5.1 – Histórico da Reestruturação do Setor Elétrico.....	40
3.5.2 – Contexto atual.....	41
3.5.3 – Opções Tarifárias.....	41
3.6 – Chile.....	42
3.6.1 – Histórico da Reestruturação do Setor Elétrico.....	42
3.6.2 – Contexto atual.....	42
3.6.3 – Opções Tarifárias.....	43
3.7 - Brasil.....	44
3.7.1 – Histórico da Reestruturação do Setor Elétrico.....	44
3.7.2 – Contexto atual.....	45
3.7.3 – Opções Tarifárias.....	46
3.8 – Considerações Finais	48
4 Proposta Metodológica	49
4.1 – Proposições e Considerações	49
4.1.1 – Preceitos Econômicos.....	50
4.2 – Metodologia de Construção de Tarifas Horárias.....	52
4.2.1 – Conceituação.....	52
4.2.2 – Restrição à Perda de Receita	52
4.2.3 – Tipologias e Fatores de ajustes	55
4.2.4 – Otimização Computacional	56
4.3 – Modalidades Propostas – Tarifas Horárias	61
4.3.1 – Tarifas Horárias - Consumidores de Baixa Tensão	61
4.3.2 – Tarifas Horárias - Consumidores de Média Tensão	62
4.3.3 – Tarifa Adicional de Ponta	63
4.4 – Metodologia de Construção de Tarifas Multipartes.....	65
4.4.1 – Conceituação.....	65
4.4.2 – Fator de Consumo e Classificação das Unidades Consumidoras	66
4.4.3 – Metodologia	67
4.4.5 – Simulador.....	69

4.5 – Modalidades Propostas – Tarifas Multipartes	72
4.6 – Considerações Finais	74
5 Estudo de Caso	75
5.1 – Características do Consumo - Curvas de Carga.....	76
5.1.1 – Curvas dos Grupos de Média e de Baixa Tensão	76
5.1.2 – Curvas por Dia da Semana.....	80
5.1.3 - Curvas Agregadas Mensais.....	81
5.1.4 – Análise.....	86
5.2 - Simulação das Tarifas – Baixa Tensão	88
5.2.1 – Tarifas Horárias	88
5.2.2 – Tarifas Multipartes	93
5.3 - Simulação das Tarifas – Média Tensão.....	95
5.3.1 - Tarifas Horárias	95
5.3.2 – Tarifa Adicional de Ponta	98
5.4 – Considerações Finais	102
6 Conclusão.....	103
6.1 – Considerações Gerais	103
6.2 – Perspectivas de continuidade do trabalho	104
7 Referências Bibliográficas	106
ANEXO I	111
Elasticidade-Preço da Demanda	111
ANEXO II	112
Desigualdade da Média Aritmética-Geométrica.....	112

RESUMO

Esta dissertação apresenta uma proposta de construção de uma nova metodologia voltada à estrutura tarifária de sistemas elétricos, considerando grupos de consumidores de média e de baixa tensão.

A discussão mostra a necessidade de aprimoramento da atual estrutura tarifária brasileira para os consumidores atendidos pelos sistemas de distribuição de energia. Também os principais aspectos necessários para uma estrutura mais eficiente, justa e consistente, baseada nos fundamentos da teoria econômica, são aqui considerados.

Nesse contexto, realizou-se uma pesquisa sobre as tarifações praticadas em diversos países, identificando suas principais características e potenciais aplicabilidades neste estudo.

Em relação às simulações computacionais, foi desenvolvido um algoritmo para determinação dos preços das tarifas dos consumidores atendidos por uma dada distribuidora, considerando as características socioeconômicas e operacionais de sua área de concessão.

Por fim, apresentam-se os resultados obtidos a partir da simulação de novas tarifas, baseados em um estudo de caso de uma concessionária da região Sudeste do Brasil. Assim, foram comprovadas a aplicabilidade e eficiência da metodologia desenvolvida neste trabalho, no que diz respeito à segmentação do mercado da distribuidora nas opções tarifárias propostas e a potenciais aplicações em projetos piloto.

ABSTRACT

This dissertation presents a proposal for the construction of a new methodology for electricity distribution pricing, considering medium and low voltage consumer groups.

The discussion shows the need for improvements in the current tariff structure for Brazilian consumers supplied by distribution systems. Also, main necessary aspects for a more efficient, fair and consistent rate design, based on the fundamentals of economic theory, are herein considered.

In this context, a research on the pricing methods applied in different countries was carried out, identifying their key characteristics and potential applicability for this study.

Regarding computer simulations, an algorithm was developed to determine the tariffs of consumers supplied by a certain distribution company, considering the social, economic and operational characteristics of its concession area.

Finally, the results obtained from the simulation of new tariffs are presented, based on a case study for a company located in the southeast of Brazil. Thus, it was proved the applicability and efficiency of the methodology developed in this work, regarding the utility market segmentation on the proposed tariff options and potential applications in pilot projects.

1 Introdução

1.1 – Motivação e Objetivos

Os serviços de distribuição de energia elétrica, sendo de utilidade pública, são caracterizados como monopólios naturais, ou seja, devido à subaditividade de custos, a condição de menor custo é atendida na presença de um único agente produtor ou fornecedor do serviço, independente do volume de produção, segundo (VISCUSI, HARRINGTON JR, & VERMON, 2005). (EL HAGE, FERRAZ, & DELGADO, 2011) apontam que os monopólios naturais têm como característica elevados custos fixos para atendimento do serviço, com ampla base de ativos e de infraestrutura básica, e são caracterizados por fortes economias de escala, nas quais os custos médios reduzem à medida que a produção aumenta.

Entretanto, a presença de monopólios naturais introduz um problema, pois os preços dos produtos estão sujeitos ao arbítrio de um único agente livre de concorrência, podendo assim resultar em perda de bem-estar social. Por esse motivo, faz-se necessária a criação de entidades pelo poder concedente para regular os serviços de utilidade pública, definindo mecanismos que proporcionem tanto tarifas módicas à população como o equilíbrio econômico-financeiro das empresas. Esse conjunto de mecanismos, definido pelas agências reguladoras, formam a base da regulação econômica.

Em (EL HAGE F. S., 2011), a estrutura tarifária é definida como “[...] o mecanismo de diferenciação de preços cobrados pelo uso das redes de distribuição aos diferentes tipos de consumidores ou mercados existentes em uma área de concessão deste serviço, independentemente da receita requerida da empresa distribuidora.”.

É importante salientar que estruturas tarifárias deficientes podem ocasionar diversos prejuízos para sociedade e distribuidoras. Por exemplo, (BRAITHWAIT, HANSEN, & O'SHEASY, 2007) citam a ocorrência de subsídios cruzados entre as tarifas de energia elétrica, nas quais classes de consumidores se beneficiam com a sobretaxação de demais grupos, desestimulando práticas de eficiência energética e do uso racional do sistema de distribuição. (BUDHRAJA, 2002) aponta o congelamento das tarifas das distribuidoras, que não refletiam os elevados custos da geração, como um importante fator para a crise energética ocorrida na Califórnia em 2001, com graves consequências para a saúde financeira das distribuidoras locais.

No contexto brasileiro, até o segundo ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas, a metodologia tarifária da distribuição no Brasil baseou-se em um documento conhecido como “Livro Verde” (DNAEE, 1985), e nos relatórios técnicos publicados pelo antigo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) na década de 1980. É preciso salientar que essa metodologia foi concebida considerando o sistema elétrico da época, verticalizado, nos quais os custos de capital e de operação da geração e transmissão tinham impacto direto na formação dos preços finais da distribuição, conforme citado por (EL HAGE, FERRAZ, & DELGADO, 2011).

Ao longo da década de 1990, observou-se no Brasil um amplo processo de desverticalização, através da segregação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Nesse contexto, em 1996 foi iniciado o “Projeto de Reforma do Setor Elétrico Brasileiro” (RE-SEB), a partir da contratação da consultoria britânica Coopers & Lybrand pelo Ministério de Minas e Energia e Eletrobrás. Os resultados e recomendações obtidas nesse projeto, juntamente com contribuições de diversos especialistas da área, serviram de base para o novo modelo, dentre os quais se destacam a criação de instituições como o MAE¹, ONS² e ANEEL³.

Entretanto, não houve mudanças metodológicas significativas na metodologia de definição da estrutura tarifária para o uso das redes de distribuição, fundamentada ainda nos documentos do DNAEE. Nos anos subsequentes ao processo de reestruturação, houve algumas medidas no âmbito de aprimoramento da metodologia, como a publicação das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição, TUSD, e da Tarifa de Energia, TE, com a Resolução Normativa nº 166/2005-ANEEL, porém ainda insuficientes para acompanhar o ritmo de mudanças do setor.

Diante da necessidade crescente de aperfeiçoamento dessa estrutura e melhor compreensão por parte dos agentes do setor elétrico, a ANEEL abriu espaço para contribuições da sociedade por meio da Audiência Pública nº120/2010. Dentre as contribuições recebidas pela ANEEL, destacam-se as do P&D estratégico ABRADÉE-ELEKTRO, referente à Chamada Pública 008/2008, cujas diversas pesquisas desenvolvidas serviram de embasamento técnico para a Audiência (ABRADÉE, ELEKTRO & DAIMON, 2009).

¹ Mercado Atacadista de Energia: entidade responsável por administrar os contratos de compra e venda de energia entre os agentes do setor. Foi substituído pela atual Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

² Operador Nacional do Sistema: entidade privada formada por agentes do setor com o objetivo de coordenar as atividades de despacho das usinas e do gerenciamento do sistema interligado.

³ Agência Nacional de Energia Elétrica: órgão responsável pela regulação e fiscalização das atividades do setor elétrico brasileiro.

Nessa Audiência, o órgão regulador destaca alguns pontos que motivaram a proposta de aprimoramento:

1. Desatualização da estrutura tarifária, principalmente considerando-se o atual sistema elétrico desverticalizado;
2. A estrutura de preços estava levando consumidores a um comportamento contrário à minimização de custos e à otimização do uso dos sistemas de distribuição, como por exemplo, a substituição da energia elétrica no horário de ponta comercial por geradores a diesel próprios e a migração de clientes conectados aos níveis de alta tensão (A2 e A3⁴) para conexão na Rede Básica. Convém ressaltar que as tarifas da Rede Básica são baseadas na metodologia nodal, cujos preços são determinados no ponto de conexão do cliente com o sistema de transmissão, ao passo que as tarifas do sistema de distribuição independem da localização da unidade consumidora;
3. Falta de adequação dos sinais de preços à estrutura de custo regulatória entre a energia comprada no atacado e no varejo. Ressalta-se que as diferenças de preços entre ponta e fora ponta no atacado são pequenas, mas no varejo, através das tarifas reguladas, são altas e rígidas;

Como fruto do P&D Estratégico, foram consideradas, embora poucas, importantes propostas de melhoria que, juntamente com contribuições de entidades, especialistas e instituições de ensino e de pesquisa, resultaram na nova estrutura tarifária brasileira, consolidada no Procedimento de Regulação Tarifária (PRORET), conforme (ANEEL, 2011).

Apesar de alguns avanços importantes provenientes dessa nova estrutura tarifária, a essência da metodologia da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) foi mantida. Considerando-se a importância e a complexidade do assunto, ressalta-se que a rediscussão do tema foi tratada de forma célere no Brasil, em um período de três anos. No Reino Unido, considerado referência mundial na área regulatória, esse assunto esteve em Audiência Pública por 10 anos (ANEEL, 2010).

Ainda identifica-se espaço para aprimoramentos da estrutura tarifária para sistemas de distribuição, principalmente no que concerne à possibilidade das distribuidoras de propor novas modalidades tarifárias, mais aderentes ao lado da demanda e do uso

⁴ A2 e A3: grupos tarifários de clientes conectados aos níveis de tensão de 138kV a 88kV (A2) e 69kV (A3).

eficiente da energia. É notório que a ANEEL não oferece suficiente liberdade para as distribuidoras criarem novas modalidades, o que reduz o papel destas à mera aplicação de tarifas previamente estipuladas pelo órgão regulador. Convém salientar que a metodologia da estrutura tarifária brasileira continuou fundamentada ainda em uma visão tecnicista, na qual são considerados apenas os sinais da oferta, além da grande complexidade que o próprio regulador impõe na sua construção, conforme detalhado por (EL HAGE F. S., 2011).

Assim, faz-se necessária a rediscussão do tema da estrutura tarifária do uso dos sistemas de distribuição brasileiros, seja pelo órgão regulador ou pelos agentes do sistema, sempre a partir da avaliação e proposição de metodologias mais aderentes ao atual cenário energético nacional.

Nesse contexto, a presente dissertação foi motivada pela proposição de uma nova metodologia complementar para construção de modalidades tarifárias para os grupos de consumidores de média e de baixa tensão.

Em resumo, os objetivos desta dissertação são:

- Desenvolvimento de metodologias complementares para construção de modalidades tarifárias para consumidores de média e de baixa tensão;
- Proposição de novas tarifas para os subgrupos tarifários de média e baixa tensão.

1.2 – Organização do Trabalho

O segundo capítulo versa sobre a teoria econômica envolvida nos modelos de precificação usualmente empregados pelas agências regulatórias, especificamente para tarifas do segmento de distribuição.

O terceiro capítulo apresenta uma compilação das estruturas tarifárias de diversos países, alguns deles considerados como referência internacional na área de regulação, pelo alto grau de maturidade alcançado pelas agências regulatórias, com ênfase nas tarifas aplicadas aos consumidores atendidos pelas concessionárias. Ressalta-se a importância dessa etapa, pois além de apresentar um panorama das

tarifas oferecidas em outras nações, ela constitui uma importante fonte de referência para este trabalho, com vistas ao estudo de caso abordado nesta dissertação.

No quarto capítulo são discutidas as duas propostas principais abordadas nesta dissertação. A primeira delas consiste no desenvolvimento de uma nova metodologia para construção de tarifas para grupos de consumidores de média e de baixa tensão, sendo essas opções complementares às homologadas pelo órgão regulador. Baseada nessa metodologia, a segunda proposta envolve a concepção de novas modalidades opcionais para esses clientes.

O quinto capítulo apresenta os resultados da simulação das modalidades propostas no quarto capítulo, com base em um estudo de caso, a partir de dados de uma concessionária que atua na região Sudeste do Brasil. Nesse trabalho, serão consideradas características do mercado para a definição das tarifas, em especial para os segmentos que não se encontram devidamente enquadrados nas atuais tarifas definidas pela ANEEL.

Por fim, encerra-se a dissertação com as principais conclusões do trabalho no sexto capítulo.

2 Teoria Econômica de Precificação

O segundo capítulo abrange os principais fundamentos da teoria econômica de precificação, com ênfase no segmento de distribuição de energia elétrica. No início, são apresentados conceitos teóricos básicos da Microeconomia, acerca da teoria do consumidor, da firma e do equilíbrio de mercado. Em seguida, discute-se a dificuldade de conciliar a recuperação dos custos do monopolista com tarifas módicas à população, a partir do qual derivam diversos modelos voltados à sua solução. Adicionalmente, é tratada a questão da precificação diferenciada ao longo do dia e as alternativas desenvolvidas para o uso mais racional dos sistemas elétricos.

2.1 – Teoria do Consumidor e da Firma

A Microeconomia, conhecida como Teoria dos Preços, estuda o comportamento econômico individual dos consumidores e das firmas, bem como as interações desses agentes na formação dos preços e na quantidade de bens produzida e demandada, diante de um problema de alocação escassa de recursos. Nesse contexto, as famílias consomem bens de consumo e fornecem trabalho e capital, enquanto as empresas provêm produtos e demandam mão-de-obra e fatores de produção.

No âmbito deste trabalho, serão discutidos dois importantes ramos da microeconomia: a teoria do consumidor e da firma.

2.1.1 – Teoria do Consumidor e o Lado da Demanda

A teoria do consumidor está fundamentada no “pressuposto de racionalidade” dos consumidores, isto é, considera-se que eles tomam decisões ótimas de forma a maximizar sua utilidade, a partir da aquisição de produtos. Conforme mencionada por (CARRERA-FERNANDEZ, 2009), a utilidade é um conceito subjetivo e não quantificável, que busca descrever uma medida de satisfação relativa de um cliente. Ela depende da ordem de preferência do indivíduo diante de um conjunto de bens, conferindo-lhe assim um caráter idiossincrático.

Considerando um consumidor que se defronta com uma cesta de n produtos distintos $(x_1, x_2, \dots, x_n)$ com preços $(p_1, p_2, \dots, p_n)$ e limitado a uma restrição orçamentária M , a

teoria microeconômica pressupõe que ele irá adquirir uma quantidade ótima de bens de forma a obter a máxima utilidade possível. Seja $u(x_1, x_2, \dots, x_n)$ a função utilidade, essa maximização pode ser descrita pela equação (1).

$$\begin{aligned} x_1 \cdot P_1 + x_2 \cdot P_2 + \dots + x_n \cdot P_n &\leq M \\ \text{Max}\{u(x_1, x_2, \dots, x_n)\} \end{aligned} \quad (1)$$

Analisando-se um caso hipotético de um indivíduo que disponha de uma renda M e de uma cesta composta por duas mercadorias (x_1, x_2) com preços constantes (p_1, p_2), a Figura 1 ilustra a sobreposição das curvas de nível, associadas a sua função de utilidade $u(x_1, x_2)$, com a área que delimita o conjunto de oportunidades de escolha (triângulo hachurado).

Figura 1: Problema da maximização da utilidade do consumidor.

Nota-se na Figura 1 que, embora a curva u_3 seja aquela que proporcione maior nível de satisfação ao cliente, tal solução não é factível, visto que ela supera seu padrão orçamentário. Por outro lado, os pontos A e C, localizados sob a mesma curva de indiferença, consistem em soluções possíveis ao problema, dado que a compra dos produtos não implica o esgotamento da sua renda.

No entanto, é possível obter uma utilidade maior a partir do deslocamento do consumo do ponto A ou C para o B. Ele corresponde ao ponto de tangência entre a curva u_2 e a fronteira do conjunto de oportunidades, determinando uma combinação ótima de bens

(x_1', x_2') . Nenhuma outra solução proporcionaria maior grau de satisfação que a do ponto B, sem exceder seu limite orçamentário.

Segundo (EL HAGE, FERRAZ, & DELGADO, 2011), a cesta ótima dos bens (x_1', x_2') pode ser parametrizada em função da renda M e dos preços p_1 e p_2 , de forma que é possível representá-la por expressões matemáticas. Essas funções, $x_1'(M, p_1, p_2)$ e $x_2'(M, p_1, p_2)$, decorrentes do problema de maximização da utilidade do consumidor, são denominadas demandas marshallianas.

A curva de demanda corresponde a uma função matemática que relaciona a quantidade consumida de um bem ou serviço com os preços ofertados pelos produtores. Na Economia, em geral, assume-se que tal função é decrescente⁵ para bens comuns, ou seja, a quantidade demandada diminui à medida que se eleva o preço. A Figura 2 mostra a representação gráfica da função de demanda D de um consumidor por um determinado produto.

Figura 2: Função de demanda.

2.1.2 – Teoria da Firma e o Lado da Oferta

Assim como a teoria do consumidor procura descrever o comportamento das famílias em maximizar sua utilidade, a teoria da firma estuda como os agentes econômicos, nesse caso as empresas, agem de modo a maximizar seus lucros.

⁵ Embora incomum, a função demanda pode ser crescente em função dos preços, como o caso clássico do mercado de tulipas nos Países Baixos, no século XVII ("Tulipomania"). Também são chamados "bens de Giffen".

A maximização do lucro envolve a decisão de uma unidade produtiva em escolher um nível ótimo de produção, com o objetivo de maximizar seu ganho financeiro, tendo como parâmetros a tecnologia disponível e os preços dos insumos e dos produtos a serem comercializados.

Considerando uma firma que utilize n insumos $(x_1, x_2, \dots, x_n)$ para produzir um produto, comercializado a um preço p ($p > 0$), e que o nível tecnológico seja uma variável exógena fixa do problema, seu lucro corresponde à diferença entre a receita e o custo total. A maximização do lucro dessa empresa é descrita pela expressão (2).

$$Max\{\pi\} = p \cdot q - \sum_{i=1}^n w_i \cdot x_i \quad (2)$$

Onde:

π = lucro da firma;

q = quantidade produzida pela firma;

x_i = quantidade do insumo i ;

w_i = preço do insumo i .

Conforme discutido por (CARRERA-FERNANDEZ, 2009), a maximização de lucros de uma unidade produtiva *price-taker*⁶ envolve necessariamente um problema: a busca pela minimização dos custos de produção. Do ponto de vista prático, é intuitivo afirmar que uma firma obtém maiores retornos financeiros, para um dado nível de produção, a medida que ela se torna mais eficiente a partir da alocação otimizada dos seus recursos (capital, insumos e mão-de-obra), implicando assim a minimização de seus custos. Retomando o exemplo anterior, a minimização dos custos da empresa é dada pela equação (3), onde C equivale a sua função de custos.

$$Min\{C\} = \sum_{i=1}^n w_i \cdot x_i \quad (3)$$

No que diz respeito ao lado da produção, a relação entre a quantidade ofertada de um bem e seus preços também pode ser descrita por uma função matemática. Ao contrário da função demanda, sua inclinação é positiva à medida que se aumentam os preços, o que é um comportamento esperado, uma vez que se presume que os

⁶ Define-se um agente produtor como tomador de preços (*price-takers*) quando sua escala de produção individual é insuficiente para alterar significativamente os preços dos produtos. Tipicamente, essa situação ocorre em mercados de competição perfeita, ao contrário de casos onde se verificam a existência de oligopólios e monopólios.

produtores estão dispostos a ofertar mais mercadoria quanto maior for o seu valor. Particularmente, em um mercado competitivo, a curva de oferta equivale à curva de custo marginal, como demonstrado em (EL HAGE, FERRAZ, & DELGADO, 2011). A Figura 3 mostra o gráfico de uma função de oferta genérica S .

Figura 3: Função de oferta.

2.1.3 – Equilíbrio de Mercado

Admitindo-se um mercado em competição perfeita, cuja função demanda e de oferta estão respectivamente representadas nas Figuras 2 e 3, o equilíbrio de mercado se dá quando a quantidade demanda iguala-se ao montante ofertado, ou seja, $(P_0, q_0) = (P_0', q_0')$. O gráfico da Figura 4 ilustra a sobreposição de ambas as curvas, cujo intercepto ocorre no ponto de equilíbrio E .

Figura 4: Função demanda e de oferta no equilíbrio de mercado, em competição perfeita.

Nota-se que alterações das quantidades ofertadas e consumidas têm efeito direto no deslocamento no ponto de equilíbrio: a oferta de um montante superior àquele demandado acarreta um excesso de produção e, conseqüentemente, a redução dos preços. Em contrapartida, quando há diminuição da oferta de um bem, sua demanda supera sua oferta, resultando assim no acréscimo do preço.

Segundo (EL HAGE, FERRAZ, & DELGADO, 2011), o ponto de equilíbrio entre as quantidades ofertadas e demandadas define o ponto ótimo de eficiência em mercados de competição perfeita, através da maximização dos excedentes financeiros dos consumidores e produtores.

O excedente dos consumidores pode ser interpretado como o ganho monetário obtido quando esses agentes conseguem adquirir um produto por um preço inferior ao valor máximo (subjetivo) que eles estariam dispostos a pagar. Por outro lado, o excedente dos produtores equivale à integral da curva de custo marginal, a partir da venda do produto⁷.

Em mercados regulados, como os de distribuição de energia elétrica, (BROWN & SIBLEY, 1986) definem que uma precificação eficiente é aquela que também proporciona o maior nível possível do bem-estar social, determinado pela soma dos excedentes da firma monopolista e de seus clientes.

2.2 – Funções de Custo

Uma firma multiprodutos, como o caso de uma concessionária de distribuição⁸, deve considerar uma série de custos envolvidos na produção de bens ou na prestação de serviços. Basicamente, eles consistem em um conjunto de parâmetros de entrada, como força de trabalho, capital, material e preços, além do nível tecnológico empregado na produção e da quantidade de serviço ou de produto demandada.

Um procedimento usual em estudos econométricos consiste em considerar os preços dos insumos e o nível tecnológico como variáveis exógenas e fixas. A função custo também pode ser descrita pela relação $C(q)$, onde q é um vetor n -dimensional para uma firma multiprodutos ou simplesmente um escalar, para o caso monoproduto.

⁷ O lucro de um produtor não equivale ao seu excedente, dado que ele é determinado pela diferença deste último pelo custo fixo. Assim, caso o custo fixo supere seu excedente, seu lucro será negativo, ou seja, o produtor terá prejuízo.

⁸ A distribuidora pode disponibilizar produtos distintos, nesse caso tarifas, aos consumidores, com diferenciação de preços de acordo, por exemplo, com o montante de energia consumida, classe ou localização geográfica. Conceitos teóricos de discriminação de preços em mercados multiprodutos são detalhados por Lévêque (2003).

Em geral, no curto prazo, a função custo em função dos produtos é decomposta em duas parcelas distintas, correspondentes aos custos fixos e variáveis da firma. Sejam F e $V(q)$ as componentes fixa e variável da função de custo $C(q)$, pode-se estabelecer uma relação matemática entre elas, descrita pela expressão (4).

$$C(q) = F + V(q) \quad (4)$$

Os custos variáveis dependem da quantidade de bens produzidos, geralmente relacionados a gastos de mão-de-obra, operação e manutenção, ao passo que a parcela de custo fixo está associada aos gastos que independem do montante produzido, como infraestrutura e aquisição de ativos, por exemplo.

2.2.1 – Custo Médio e Marginal

Na Economia, derivam-se dois importantes conceitos a partir da função de custo total: o custo médio e o marginal. Seja $C(q)$ a função custo de uma firma, o custo médio (Cme) para a produção de uma quantidade q_0 é definido pela expressão (5).

$$Cme(q_0) = \frac{C(q_0)}{q_0} = \frac{F}{q_0} + \frac{V(q_0)}{q_0} \quad (5)$$

O primeiro termo da equação (5) indica que o peso da componente fixa nos custos médios decresce à medida que se aumenta o volume de produção, enquanto que o segundo termo é usualmente crescente. Como consequência, os custos médios são inicialmente decrescentes, em função da diluição da parcela relativa aos custos fixos (F/q_0). A partir de uma determinada quantidade de bens produzidos, a parcela de custos variáveis torna-se predominante e a função é crescente.

Por outro lado, o custo marginal (Cmg) representa o custo de produção de uma unidade adicional e, matematicamente, pode ser representado pela derivada da função custo total, segundo a expressão (6).

$$Cmg(q_0) = \frac{\partial C(q_0)}{\partial q_0} = \frac{\partial F}{\partial q_0} + \frac{\partial V(q_0)}{\partial q_0} = \frac{\partial V(q_0)}{\partial q_0} \quad (6)$$

A função de custo médio apresenta um valor mínimo e, justamente nesse ponto, ela intercepta a curva dos custos marginais, como demonstrado na equação (7).

$$\begin{aligned}\frac{\partial Cme(q_i)}{\partial q_i} &= 0 \Rightarrow \frac{\partial}{\partial q_i} \left[\frac{F}{q_i} + \frac{V(q_i)}{q_i} \right] = 0 \\ -\frac{F}{q_i^2} + \frac{1}{q_i} \cdot \frac{\partial V(q_i)}{\partial q_i} - \frac{V(q_i)}{q_i^2} &= 0 \\ \frac{F}{q_i} + \frac{V(q_i)}{q_i} &= \frac{\partial V(q_i)}{\partial q_i} \Leftrightarrow Cme(q_i) = Cmg(q_i)\end{aligned}\quad (7)$$

O ponto q_i , denominado produção eficiente de escala, determina o limiar que separa as regiões de economia e de deseconomia de escala. A representação gráfica das funções de custo está ilustrada na Figura 5, com as indicações das regiões de ocorrência de economia e de deseconomia de escala.

Figura 5: Curva do custo médio e marginal para um caso monoproduto.

Em mercados competitivos, a equalização do preço ao custo marginal é condição para a maximização do bem-estar social, conforme descrita por (HOTELLING, 1932). Em seu trabalho, Harold Hotelling define que “o ótimo do bem-estar, no geral, corresponde à venda de tudo pelo custo marginal”.

Todavia, a precificação pelo custo marginal não é economicamente viável para firmas monopolistas, pois se trata de empresas de capital intensivo, com ampla base de ativos e que apresentam características de economias de escala e de escopo. Conforme ilustrado na Figura 5, a existência de economia de escala implica um custo

médio superior ao marginal e, caso o preço do produto for equalizado ao custo marginal, a receita obtida seria insuficiente para cobertura dos custos totais. Assim, faz-se necessário aplicar a tarifação a um valor superior ao custo marginal, de forma a garantir o equilíbrio econômico da empresa.

Em contrapartida, a cobrança de valores acima do custo marginal, invariavelmente, acarreta uma retração do consumo e perda de bem-estar social em relação ao caso de competição perfeita. A perda de bem-estar social é conhecida na Economia como “peso morto” (*deadweight loss*). A Figura 6 ilustra um caso hipotético de uma firma monoproduto, onde $D(q)$, C_{me} e C_{mg} representam, respectivamente, a função demanda, custo médio e custo marginal, na qual o peso morto corresponde à área hachurada do gráfico. Por motivos de simplificação, os custos marginais e médios são mantidos constantes nesse exemplo.

Figura 6: Precificação a custos médios em mercado monoproduto.

Através da visualização da Figura 6, nota-se que, se caso fosse aplicada uma precificação pelo custo marginal, o montante consumido seria de q_2 unidades e o excedente dos consumidores corresponderia à área do triângulo ADF. Em contrapartida, aplicando-se a tarifação pelo custo médio, identifica-se claramente a retração do consumo em função do aumento do preço e, consequentemente, o excedente dos consumidores seria reduzido para a área do triângulo ABC, ao passo que o excedente da firma seria acrescido pela área do retângulo BCDE. Também é possível visualizar que há uma perda de bem-estar que não é capturada por nenhum dos agentes, equivalente ao triângulo CEF (peso morto).

Dessa forma, a regulação dos preços a serem praticados pelas firmas monopolistas representa um complexo problema às entidades reguladoras de diversos setores, inclusive as dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica. O regulador deve atender tanto para a determinação de tarifas que remunerem adequadamente os produtores, como defender a modicidade tarifária, estimulando o uso mais eficiente dos sistemas existentes. Cabe salientar também que, pelo lado do monopolista, uma precificação adequada não visa apenas cobrir os custos e garantir o retorno de seus investimentos, mas também é imprescindível para melhorias e manutenção da qualidade, estabilidade e confiabilidade dos sistemas existentes. Nesse contexto, serão abordados, nesta dissertação, os principais modelos de estrutura tarifária empregados pelas agências regulatórias.

A regulação do nível tarifário⁹ não será objeto de discussão deste trabalho, uma vez que a dissertação não trata sobre o processo da definição da receita requerida¹⁰ da concessionária e sim, da formação do conjunto de tarifas voltadas aos subgrupos tarifários de média e de baixa tensão.

2.3 – Modelos de Precificação a Preços Lineares e Não-Lineares

2.3.1 – Tarifação em Duas Partes

Em 1946, (COASE, 1946) propôs uma alternativa simples, ao mesmo tempo economicamente eficiente, através de uma tarifa constituída de duas parcelas. A primeira parte consiste em uma parcela fixa de acesso ao sistema, de modo a cobrir os custos fixos da firma estabelecida, enquanto a segunda é variável, cujos valores são preferencialmente próximos ao custo marginal.

Essa modalidade, conhecida como tarifação em duas partes, é eficiente do ponto de vista econômico, pois ao pagar a tarifa de acesso, os consumidores pagam o custo marginal na parcela variável da fatura. A equação (8) apresenta uma fatura hipotética em duas partes:

⁹ Receita requerida para cobertura dos custos de atendimento do mercado e remuneração dos ativos da concessionária, propiciando o equilíbrio econômico financeiro estabelecido no contrato de concessão.

¹⁰ Receita calculada pelo órgão regulador nos processos de revisão tarifária, para o período de referência, considerada compatível com a cobertura dos custos operacionais eficientes e com um retorno dos investimentos prudentes realizados por ela.

$$P(q) = TA + Cmg \cdot q \quad (8)$$

Onde:

$P(q)$ = preço em função da quantidade consumida q ;

Cmg = custo marginal (constante),

TA = tarifa de acesso (fixo);

(BROWN & SIBLEY, 1986) mostram uma solução trivial para determinação da tarifa de acesso, dividindo o custo fixo total da firma monopolista pelo número de consumidores atendidos por ele. A Figura 7 ilustra a representação gráfica da tarifação em duas partes, sendo que o quadrado hachurado corresponde à parcela fixa cobrada nas faturas dos clientes, necessário à recomposição dos custos fixos da concessionária.

Figura 7: Tarifação em duas partes.

Seus excedentes finais equivalem à área do triângulo ABC deduzida da área relativa à tarifa de acesso. Ademais, é possível visualizar a eliminação do peso morto.

2.3.2 – Tarifação Multipartes

Apesar da tarifa em duas partes proporcionar uma solução simples e economicamente eficiente, (LÉVÊQUE, 2003) aponta efeitos indesejáveis que podem ocorrer a partir da aplicação de tal precificação. Isso se deve principalmente ao fato de que, na prática, o

mercado de uma distribuidora é heterogêneo, com diversos níveis de renda e de perfis de consumo de eletricidade.

Para elucidar esse problema, será considerado um caso hipotético composto por dois tipos de consumidores, um grande e outro pequeno, que possuem características de consumo elétrico e de renda distintas. A Figura 8 apresenta as curvas de demanda desses consumidores para precificação em duas partes, no qual a parcela TA representa a tarifa de acesso e $D_1(q)$ e $D_2(q)$ correspondem às funções demanda do pequeno e do grande cliente, respectivamente.

Figura 8: Tarifação em duas partes – pequeno e grande consumidor.

Na Figura 8, nota-se claramente o impacto da tarifa de acesso no excedente do pequeno (área $\triangle BCD - TA$) e do grande consumidor (área $\triangle ACE - TA$). Caso a tarifa de acesso superasse a área do triângulo BCD, ela poderia acarretar até mesmo na retirada desse cliente do mercado e, por conseguinte, aumentaria posteriormente a componente fixa cobrada na fatura dos demais consumidores, uma vez que os custos fixos da concessionária seriam repartidos entre um menor número de usuários.

Para corrigir possíveis exclusões do mercado consumidor, (BROWN & SIBLEY, 1986) sugerem uma solução alternativa a partir da determinação de tarifas de acesso distintas aos clientes, cobrando mais caro daqueles que apresentam maiores consumos e, conseqüentemente, maiores excedentes. Todavia, conforme apontado pelos próprios autores, essa decisão seria inapropriada ou até mesmo ilegal, pois recai em um problema de distribuição de renda e de preços entre os consumidores.

Um método menos coercivo consistiria em oferecer um menu tarifário composto por modalidades com tarifas de acesso e de energia distintas entre si. Desse modo, as unidades consumidoras poderiam escolher as modalidades mais adequadas aos seus perfis de consumo e, portanto, que lhe propiciariam maior modicidade.

Retomando o exemplo anterior, a Figura 9 ilustra um caso hipotético de uma tarifação multipartes, no qual são disponibilizadas três modalidades, sendo que cada uma é composta por duas parcelas: uma fixa, correspondente à tarifa de acesso, e a outra variável, proporcional ao montante do produto consumido. As modalidades apresentam custos crescentes da tarifa de acesso e, em contrapartida, tarifas de uso decrescentes.

Figura 9: Tarifação multipartes.

Nesse exemplo, é perceptível que a modalidade representada pela reta T₁ seria a mais indicada para consumidores com baixo consumo, ao passo que a tarifa T₂ se enquadraria melhor para aqueles que apresentem um perfil de consumo intermediário, no intervalo delimitado por q₁ e q₂. Para um montante superior a q₂, a modalidade T₃ torna-se mais vantajosa, portanto, grandes clientes beneficiar-se-iam ao selecionarem essa opção, uma vez que o custo maior da tarifa de acesso (TA₃) é contrabalanceado por uma tarifa variável (TE₃) mais barata.

Retomando o exemplo da Figura 8, a Figura 10 apresenta as curvas de demanda de dois consumidores enquadrados nas opções T₁ e T₂ em um cenário de precificação multipartes, com as indicações das tarifas de acesso e de energia de cada modalidade.

Figura 10: Tarifação multipartes – curvas de demanda.

(BROWN & SIBLEY, 1986) argumentam que, mesmo com a cobrança de tarifas acima do custo marginal e com o surgimento dos “pesos mortos” H_1 e H_2 , ainda assim a precificação multipartes seria mais vantajosa aos agentes do que a tarifação em duas partes. Primeiramente, as tarifas de acesso seriam mais compatíveis com as rendas dos consumidores, sobretudo, daqueles pertencentes aos segmentos de menor poder aquisitivo, impedindo assim suas saídas do mercado. Em relação à firma monopolista, a cobrança das componentes fixas e de tarifas acima do custo marginal permitiria a recomposição de seus custos totais.

(BROWN & SIBLEY, 1986) apontam que o aumento da oferta de opções tarifárias multipartes consiste em um problema de Pareto dominância, uma vez que elas enquadrariam um maior número de perfis de consumo verificados na população.

2.3.3 – Precificação Ramsey

A Precificação Ramsey, também conhecida como Regra da Elasticidade Inversa, foi proposta inicialmente pelo economista britânico Frank Ramsey, em 1926, e baseia-se na solução de um problema de maximização do excedente dos consumidores e dos produtores, para minimizar as distorções provocadas pela cobrança superior ao custo marginal e, ao mesmo tempo, garantir o retorno financeiro das empresas.

Para uma firma monopolista multiproduto, desconsiderando-se a elasticidade cruzada entre produtos distintos e partindo-se do pressuposto do lucro econômico zero, ou

seja, o excedente do produtor é igual aos custos fixos, é possível estabelecer um *markup* que relaciona a elasticidade preço-demanda, o preço do produto e o custo marginal, segundo (9). A fundamentação teórica sobre a elasticidade-preço da demanda encontra-se detalhada no Anexo I.

$$markup_i = \frac{P_i - Cmg_i}{P_i} = \frac{\lambda}{|\varepsilon_i|} \quad (9)$$

Onde:

P_i = preço do produto i ;

Cmg_i = custo marginal do produto i ;

ε_i = elasticidade preço-demanda do produto i ;

λ = multiplicador de Lagrange.

O multiplicador de Lagrange é uma constante que representa o valor implícito, ou preço-sombra da restrição orçamentária da firma. Pela regra de Ramsey, o *markup* é inversamente proporcional à elasticidade dos consumidores, o que implica cobrar mais daqueles que possuem menor sensibilidade às variações dos preços dos produtos ofertados, conforme (RAMSEY, 1927).

(LÉVÊQUE, 2003) argumenta que a solução numérica através da precificação Ramsey constitui um problema de alta complexidade ao regulador, devido principalmente à grande quantidade de informação necessária para se calcular as elasticidades dos grupos de consumidores.

(EL HAGE, FERRAZ, & DELGADO, 2011) afirmam que, embora a precificação Ramsey seja baseada em fundamentos econômicos e matemáticos, sua aplicação pode acarretar problemas de caráter político e social, decorrentes da maior taxaço de segmentos de menor consumo, que são, em geral, pouco elásticos.

2.3.4 – Tarifaço em Blocos

A tarifaço em blocos consiste em uma precificação cujos preços variam de acordo com cada bloco incremental de consumo, em intervalos de consumo pré-definidos pelo regulador. Os preços dos blocos podem ser tanto crescentes como decrescentes, à medida que se aumenta a quantidade demandada. Por exemplo, em sistemas de distribuiço dos Estados Unidos, (FARUQI, 2008) argumenta que, em geral, se aplica

a precificação em blocos crescentes de consumo, pois i) incentiva o uso racional da energia, inibindo o desperdício e estimulando práticas de eficiência energética, e ii) beneficia as classes de menor poder aquisitivo, devido à menor sinalização tarifária dos blocos de menor consumo.

A Figura 11 apresenta um exemplo de uma estrutura em blocos crescentes, onde T_i e L_i representam as tarifas de energia e limiar de consumo do bloco i ($i = 1, 2, 3$), respectivamente.

Figura 11: Tarifação multipartes – curvas de demanda.

Nesse caso, a fatura de uma unidade consumidora que consumisse um montante q_3 ($q_3 > L_2$) seria equivalente a:

$$F = L_1 \cdot T_1 + (L_2 - L_1) \cdot T_2 + (q_3 - L_2) \cdot T_3$$

Para determinação dos preços de uma estrutura composta por n blocos tarifários, (HANSEN & O'SHEASY, 2012) propõem a segmentação do mercado da distribuidora em estratos de consumo, sendo contabilizado o número de consumidores e o consumo médio de cada uma das faixas. A partir dessas informações, juntamente com valores pré-definidos de consumo limiar de cada bloco, calcular-se-iam as tarifas que, aplicadas aos estratos, cobririam integralmente os custos totais da concessionária.

2.4 – Precificação Horária

2.4.1 – Problema

Conforme discutido por (EL HAGE F. S., 2011), a importância da precificação horária está diretamente relacionada à construção de uma estrutura tarifária que incentive os agentes consumidores a uma utilização otimizada dos sistemas elétricos, através de tarifas que estimulem o consumo nos períodos de menor demanda e onerem aqueles que fazem uso da rede nos períodos horários mais críticos. Com a redução da capacidade ociosa, postergam-se as obras de expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o que acaba por refletir modicidade nas tarifas dos consumidores.

(BENTZEN & ENGSTED, 1993) também ressaltam a contribuição da tarifação horária na estabilização dos preços de energia elétrica no mercado, além de aumentar a estabilidade de operação dos sistemas de transmissão e de distribuição.

(BARTUSCH et al., 2011) argumenta que a redução da geração na ponta minimiza a necessidade do acionamento de centrais de reserva de maior custo de produção, principalmente em nações onde a geração térmica representa parcela expressiva da matriz energética. Em sistemas elétricos, o despacho das usinas segue uma ordem de prioridade, sendo acionadas primeiramente aquelas mais econômicas, como nucleares e hidrelétricas, enquanto aquelas que apresentam maior custo operacional, como termelétricas, são acionadas para atender picos de demanda. Consequentemente, a redução do acionamento de usinas termelétricas também contribui para diminuição dos impactos ambientais resultantes da produção de energia.

2.4.2 – Precificação de Ponta

Os primeiros estudos de precificação horária são atribuídos aos trabalhos desenvolvidos por (BOITEUX, 1949), (HOUTHAKKER, 1951), (STEINER, 1957), (WILLIAMSON, 1966). (BOITEUX, 1949) discute os fundamentos da teoria marginalista de custos aplicados aos sistemas elétricos. O conceito de custo marginal corresponde ao custo incremental de atendimento de uma unidade de consumo, o que, para os sistemas elétricos, pode ser definido pela razão entre o acréscimo do custo e uma unidade de demanda. Diversos estudos acadêmicos utilizam a variável escalar da capacidade instalada, uma vez que as redes de transmissão e distribuição são planejadas e dimensionadas para atendimento das demandas máximas

agregadas dos consumidores. Uma representação gráfica de uma curva de custos totais de curto prazo pode ser visualizada na Figura 12.

Figura 12: Curva de custos totais de curto prazo.

É possível visualizar na Figura 12 a demanda operacional q_0 , a partir da qual se verifica um sensível crescimento dos custos totais. Do ponto de vista operacional, esse valor indica a proximidade da capacidade instalada do sistema, o que o torna mais suscetível a falhas, descontinuidades de serviço e elevado nível de perdas técnicas. Devido às limitações físicas das redes e equipamentos existentes, e ao alto custo em operá-los nessas condições, é necessário realizar obras de expansão, aumentando-se assim a base de ativos existentes e a capacidade instalada do sistema. A Figura 13 apresenta o processo de consecutivas expansões em um mesmo sistema elétrico.

Figura 13: Curvas de custos para sucessivas expansões do sistema elétrico.

A partir do gráfico da Figura 13, pode-se traçar uma curva imaginária T que tangencia as curvas de custos totais D , D' e D'' , respectivamente nos valores de demanda q_0 , q_0' e q_0'' . Por definição, essa curva imaginária é denominada curva de custos de longo prazo. O ponto de tangência entre as curvas de curto e longo prazo indica a demanda ótima de operação do sistema, ou seja, para valores abaixo ou acima dessa capacidade, o custo de curto prazo é superior ao de longo prazo.

(BOITEUX, 1949) e (DRÉZE, 1964) propõem a utilização de uma curva rígida para representar a curva de custos totais. Através desse modelo, pressupõe-se que os custos marginais no curto prazo mantêm-se constantes ao longo do tempo, podendo aproximar a curva de custos totais por uma reta, conforme a equação (10), para valores de demanda inferiores à capacidade ótima de operação.

$$C(q) = Cf + b \cdot q \quad (10)$$

A Figura 14 ilustra a representação gráfica de uma curva rígida D' , construída sobre a curva de custos totais D . Nesse modelo, quando a demanda agregada se iguala à capacidade ótima de operação q_0 do sistema elétrico, a curva apresenta uma variação abrupta, indicando que os custos tornam-se proibitivos para demandas acima desse valor, sendo necessária a realização de obras de expansão.

Figura 14: Curva rígida de custos totais - curto prazo.

Considerando a existência de uma expressão dos custos fixos em função da capacidade do sistema, sua derivada no ponto q_0 é dada por (11).

$$\frac{dCf(q_0)}{dq_0} = \beta \quad (11)$$

β é aqui definido como o custo marginal de expansão. Para uma demanda q_0 , obtém-se a relação de custos da equação (12).

$$C(q_0) = Cf(q_0) + b \cdot q_0 \quad (12)$$

Derivando (12) em função de q_0 e substituindo (11) em (13), tem-se que os custos marginais de longo prazo são determinados pela soma dos custos marginais de operação (b) e de expansão do sistema (β).

$$\begin{aligned} \frac{dC(q_0)}{dq_0} &= \frac{dCf(q_0)}{dq_0} + \frac{d(b \cdot q_0)}{dq_0} \\ \frac{dC(q_0)}{dq_0} &= \beta + b \end{aligned} \quad (13)$$

A Figura 15 apresenta a representação gráfica das curvas da Figura 13, baseada no modelo matemático formulado por tanto por Boiteux como por Dréze. Nota-se que a reta de custos de curto prazo continua a tangenciar as de curto prazo em suas respectivas capacidades ótimas. Ademais, todas as retas são paralelas entre si, uma vez que os custos marginais de operação mantêm-se constantes, desconsiderando-se a inflação.

Figura 15: Modelo de curvas rígidas.

Assim, (BOITEUX, 1949) demonstra em seu trabalho que a precificação no período de maior solicitação do sistema deve ser feita com base nos custos marginais de longo prazo, de modo a garantir a expansão e a operação das redes, enquanto que nos demais postos, as tarifas são calculadas de forma a cobrir apenas os custos operativos. Ressalta-se que essa condição é válida somente nos casos de ponta firme (*firm peak case*), quando as demandas verificadas no posto horário de ponta são sempre superiores às daquelas do fora ponta.

Todavia, (STEINER, 1957) descreve em seu trabalho uma situação indesejável que pode ocorrer após a aplicação da tarifação sugerida acima. Neste caso, dependendo da sensibilidade dos consumidores às tarifas dos postos horários, a demanda de ponta pode sofrer uma forte retração, enquanto no posto fora ponta há uma elevação da demanda agregada. No equilíbrio, verifica-se uma inversão das demandas de ponta e fora ponta, denominada inversão da ponta (*shifting peak case*).

(EL HAGE, FERRAZ, & DELGADO, 2011) argumentam que essa distorção é inapropriada tanto do ponto de vista técnico como econômico, uma vez que são cobrados os custos de expansão e operação para menor demanda e somente a operação na maior demanda, gerando perda de bem-estar social.

(STEINER, 1957) apresenta um método gráfico para solução do problema, que consiste na aplicação de *mark-ups* sobre os custos de operação por período, de modo que os custos marginais de expansão são divididos entre os postos horário de ponta e fora ponta, em diferentes proporções.

Ressalta-se que o modelo desenvolvido por Boiteux, através da diferenciação entre os preços das tarifas cobradas nos postos horários de ponta e fora ponta, e os aprimoramentos feitos por outros autores, como Steiner, para minimização da inversão de ponta, constituem a base da precificação horária, com contínuos aprimoramentos até os dias atuais.

2.5 – Modelos de Precificação Horária

2.5.1 – Time-Of-Use (TOU)

A precificação por tempo de uso (*Time-of-Use - TOU*) baseia-se no princípio de aplicar tarifas diferenciadas em função do horário de uso de um produto ou de um serviço. Em geral, cobram-se maiores preços durante os períodos de maior demanda agregada, enquanto que são oferecidas tarifas mais módicas nos demais intervalos horários.

Convém salientar que a precificação TOU não se restringe apenas a desestimular o uso dos sistemas elétricos durante os períodos de maior solicitação, mas também pode ser vista pela distribuidora como uma oportunidade de incentivar o consumo em períodos com grande ociosidade do sistema, assim como explorar determinados segmentos de seu mercado.

Nesse contexto, por exemplo, diversas concessionárias nos Estados Unidos já dispõem de tarifas horárias destinadas a clientes residenciais que possuem carros elétricos ou híbridos. Nessas modalidades, é estabelecida uma tarifa com desconto na madrugada, dado que o carregamento desses veículos ocorre usualmente durante esse intervalo. Em (SC&E, 2013), enumeram-se os benefícios advindos de tal precificação: uso mais eficiente do sistema elétrico, aumento do mercado sem necessidade de expansão das redes e diminuição da poluição atmosférica em centros urbanos, a partir da redução da utilização de combustíveis fósseis.

(FARUQI et al., 2012) destacam a eficácia de tecnologias na redução do consumo de ponta em programas de precificação por tempo de uso. Segundo os autores, alertas eletrônicos e sistemas de monitoramento permitem que os consumidores estejam constantemente atualizados sobre o preço da energia, incentivando-os ao uso mais racional dos sistemas elétricos. Ademais, o controle remoto de sistemas de climatização ambiental, através do uso de termostatos inteligentes, propicia melhor gerenciamento da carga, o que acaba por refletir na redução do consumo durante o horário de pico e, conseqüentemente, em uma maior economia.

A Figura 16 apresenta um gráfico elaborado por (FARUQI et al., 2012), no qual são comparadas as eficiências de diversos programas piloto em que houve a utilização intensiva de tecnologias em relação aos casos onde não ocorreu tal uso. Nessa figura, mostram-se as reduções da demanda de ponta ao final dos programas, em função das relações das tarifas ponta e fora ponta¹¹, pré-definidas pelas agências reguladoras. Observa-se que, na média, os melhores resultados foram obtidos onde houve maior penetração de tecnologias, assim como nos casos nos quais foram estabelecidas as maiores diferenças entre os preços das tarifas ponta e fora ponta.

¹¹ Razão entre os preços das tarifas dos postos horários de ponta e fora ponta.

Figura 16: Impacto da redução do pico de demanda em projetos piloto de precificação horária.
FONTE: Faruqi, A., Hledik, R., and Palmer, J. Time-Varying and Dynamic Rate Design. Regulatory Assistance Project, 2012 (tradução do autor).

2.5.2 – Critical Peak Pricing (CPP)

A precificação de pico crítico (*Critical Peak Pricing - CPP*) consiste em uma adaptação da tradicional tarifação por tempo de uso, na qual é aplicado um sobrepreço na tarifa de energia de ponta em dias pré-determinados pela distribuidora, denominados dias críticos. Esses eventos correspondem aos dias em que há previsão de maior solicitação dos sistemas elétricos, usualmente associados a fatores climáticos ou datas comemorativas (EDF FRANCE, 2013) (SC&E, 2013).

Na França e no Canadá, os dias críticos são aplicados no inverno em função das baixas temperaturas usualmente registradas nessa estação, ao passo que no Arizona e na Califórnia, eles ocorrem no verão, conforme (EDF FRANCE, 2013), (IBM & eMETER CONSULTING, 2007), (SC&E, 2013) e (ARIZONA PUBLIC SERVICE, 2013). Nesses países, a quantidade de dias críticos é pré-estabelecida nos contratos firmados entre a concessionária e os consumidores, sendo responsabilidade desta última alertar antecipadamente sobre tais eventos, dentro de um prazo de, no mínimo, 24 horas de antecedência.

A Figura 17 ilustra um gráfico comparativo entre os preços das modalidades convencional monômnia (*flat*) e CPP, oferecidas por uma distribuidora canadense, a *Hydro Ottawa*, a seus clientes residenciais de baixa tensão, durante o período de inverno. Nota-se um menor valor da tarifa no posto horário de fora ponta para os

consumidores que optassem pelo CPP, em relação ao preço *flat* de energia. Em contrapartida, a tarifa de energia de ponta nos dias críticos apresenta um acréscimo de 209,27% em comparação ao seu valor usual na ponta.

Figura 17: Postos tarifários e preços da tarifação CPP – *Hydro Ottawa* (2007).

2.5.3 – *Critical Peak Rebate (CPR)*

Similar à tarifação de pico crítico, a precificação *Critical Peak Rebate (CPR)* baseia-se no conceito de dia crítico, nos quais os clientes são informados antecipadamente pela concessionária sobre a ocorrência desses eventos, sendo aplicado um sobrepreço na energia consumida durante o horário de ponta. Todavia, uma unidade consumidora optante pelo CPR beneficia-se toda vez que seu consumo nesse período é inferior a um determinado valor pré-estabelecido pela concessionária. Caso isso ocorra, a diferença entre o montante consumido e o valor de referência é convertida em um desconto em sua fatura mensal de energia.

(WOLAK, 2006) e (IBM & eMETER CONSULTING, 2007) apresentam aplicações de estruturas de tarifação CPR, a partir de programas piloto desenvolvidos em Anaheim e Ontário, respectivamente. Nesses estudos, com base no histórico de consumo, calculou-se para cada unidade consumidora a média da energia consumida no posto horário de ponta dos últimos cinco dias úteis¹² precedentes ao dia crítico, sendo posteriormente acrescido um percentual (23% no caso de Anaheim e 25% no de

¹² Não foram contabilizados o consumo em feriados e dias críticos anteriores.

Ontário), de forma a se obter um consumo de referência. Na ocorrência de um dia crítico, caso o cliente consumisse uma quantidade de energia inferior a esse patamar durante o horário de ponta, a diferença entre esses dois montantes era multiplicada por outra tarifa, sendo esse valor deduzido de sua fatura, ao final do mês.

A Figura 18 mostra um exemplo de precificação CPR para uma unidade consumidora, sendo indicados os valores de consumo médio, patamar de referência e o desconto, com base na estrutura tarifária aplicada no projeto piloto de Ontário, em 2007.

Figura 18: Exemplo de aplicação da precificação CPP – Ontário (2007).

2.5.4 – Real-Time Pricing (RTP)

Ao contrário da usual tarifação regulada, na qual as tarifas são fixas e determinadas pelo regulador, no *Real-Time Pricing* (RTP), também denominada precificação dinâmica, o preço da energia adquirida pelo usuário acompanha as variações dos preços praticados no ambiente livre e dos custos de produção. Nesse contexto, essa precificação permite aos consumidores auferir maiores ganhos financeiros do que se eles estivessem no ambiente regulado, sobretudo nos períodos de ampla oferta de geração, devido à diferença entre os valores praticados nesses dois ambientes. Em contrapartida, no RTP, os clientes estão expostos ao risco do aumento do preço em ocasiões de elevada demanda energética ou restrição de oferta, dado que o valor da tarifa não se encontra fixado pela agência reguladora.

(MOHSENIAN-RAD & LEON-GARCIA, 2010) assinalam duas principais barreiras que dificultam a popularização e a aplicação, em larga escala, da tarifação dinâmica em sistemas de distribuição. O primeiro problema deve-se aos elevados custos de automação e de investimentos necessários para faturamento das unidades consumidoras, uma vez que sua fatura depende do preço e do montante de eletricidade consumido em cada intervalo horário do mês. O segundo entrave decorre da falta de conhecimento dos consumidores de como responderem adequadamente às variações das tarifas dinâmicas de energia, ocasionando, em muitos casos pilotos, desinteresse por parte dos participantes e, conseqüentemente, uma baixa taxa de sucesso dos projetos.

2.6 – Considerações Finais

Com vistas aos tópicos abordados neste capítulo, a maximização dos excedentes tanto dos consumidores quanto dos produtores configura-se um problema de complexa solução. Na decisão do modelo de precificação a ser aplicado, os reguladores devem mensurar tanto os impactos econômicos como também avaliar os possíveis efeitos sociais e até mesmo políticos decorrentes de tal escolha. Essa questão torna-se nítida no caso da precificação de Ramsey, por exemplo, ao se cobrar tarifas mais caras dos segmentos menos elásticos, que, em geral, englobam aqueles de menor renda.

Convém ressaltar que a decisão do modelo de precificação envolve também o conhecimento das características do público-alvo para o qual serão oferecidas as tarifas: metodologias mais complexas implicam maior dificuldade de compreensão por parte dos clientes ou no uso intensivo de tecnologias de medição, enquanto métodos mais simples constituem alternativas de fácil aplicação, ao custo da perda de eficiência econômica.

3 Tarificação no Brasil e Pesquisa de Referências Internacionais

Este capítulo tem por objetivo apresentar as estruturas tarifárias de algumas nações, inclusive a do Brasil, com ênfase nas opções tarifárias oferecidas aos consumidores de média e de baixa tensão pelas distribuidoras locais ou por comercializadoras associadas a elas. Para cada país pesquisado, inicialmente mostra-se um breve histórico do processo da reestruturação do setor elétrico, através da desverticalização dos monopólios estatais, criação das entidades reguladoras e reformas setoriais. A análise segue por meio da exibição das modalidades disponíveis e, por fim, o capítulo encerra com as principais considerações a serem relevadas nesta dissertação.

3.1 – Reino Unido

3.1.1 – Histórico da Reestruturação do Setor Elétrico

As primeiras iniciativas de reforma do setor elétrico no Reino Unido ocorreram na década de 1980, em um período marcado pela privatização de diversos serviços públicos no país, como a distribuição de gás e telecomunicações. Entretanto, ao contrário desses dois últimos serviços, a privatização do setor elétrico foi precedida por uma fase de reestruturação, cujas bases legislativas encontram-se fundamentadas no Electricity Act 1989 (GOVERNMENT UK, 1989). Essa lei é considerada o marco regulatório do setor elétrico britânico, sendo definidas as regras para passagem do controle estatal para a iniciativa privada, introdução do mercado livre e a criação de um sistema de regulação independente (POND, 2006).

Desde então, o setor elétrico no Reino Unido tem passado por um progressivo processo de liberalização, a partir da desverticalização das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização e medição. Em 1999, os serviços de comercialização de energia foram abertos à concorrência, sendo permitida a participação de agentes terceiros na venda direta de energia aos consumidores, e, para resguardar pequenos clientes, foi instituída a figura do comercializador de último recurso, o qual correspondia à própria distribuidora. A partir de 2002, este órgão foi

extinto, o que obrigou todos os consumidores a firmarem contratos de compra de energia com seus próprios comercializadores (SIMMONDS, 2002).

3.1.2 – Contexto atual

Atualmente, 14 empresas são responsáveis pela distribuição de energia elétrica no Reino Unido, cujas atividades, juntamente com os serviços de distribuição de gás, são reguladas e fiscalizadas pelo *Office of the Gas and Electricity Markets* (Ofgem). A regulação britânica é considerada uma referência mundial devido ao elevado grau de maturidade alcançado pela sociedade, instituições públicas e iniciativa privada.

3.1.3 – Opções Tarifárias

No Reino Unido, o poder concedente proporciona aos agentes comercializadores uma ampla liberdade em propor planos de tarifas aos seus clientes, desde que os enquadrem em uma das oito categorias genéricas, definidas como *profile classes*. Segundo (UKERC, 2013), essas classes estão condicionadas à tecnologia do medidor e às variáveis que podem ser medidas por ele, cujos detalhes estão na Tabela 1.

Tabela 1: Modalidades Tarifárias – Reino Unido.

Classe	Modalidade	Medidor	Componente fixa	Componente variável	Condições
<i>Profile Class 1</i>	Doméstico	Medidor simples de energia com limitador de corrente e potência	\$/dia	Tarifa única	Baixa Tensão
<i>Profile Class 2</i>	Doméstico	Medidor de energia com limitador de corrente e potência em banda horária	\$/dia	Tarifa horária	Baixa Tensão
<i>Profile Class 3</i>	Não-doméstico	Medidor simples de energia com limitador de corrente e potência	\$/dia	Tarifa única	Baixa Tensão
<i>Profile Class 4</i>	Não-doméstico	Medidor de energia com limitador de corrente e potência em banda horária	\$/dia	Tarifa horária	Baixa Tensão
<i>Profile Class 5</i>	Não-doméstico	Medidor de energia com limitador de corrente e potência em banda horária	\$/dia	Tarifa horária	Baixa Tensão Fator de demanda de ponta < 20%
<i>Profile Class 6</i>	Não-doméstico	Medidor de energia com limitador de corrente e potência em banda horária	\$/dia	Tarifa horária	Baixa Tensão Fator de demanda de ponta ≥ 20% e <30%
<i>Profile Class 7</i>	Não-doméstico	Medidor de energia com limitador de corrente e potência em banda horária	\$/dia	Tarifa horária Dem. contratada Dem. de ponta	Baixa Tensão Fator de demanda de ponta ≥ 30% e <40%
<i>Profile Class 8</i>	Não-doméstico	Medidor de energia com limitador de corrente e potência em banda horária	\$/dia	Tarifa horária Dem. contratada Dem. de ponta	Baixa Tensão Fator de demanda de ponta ≥ 40%

A componente fixada cobrada dos consumidores britânicos corresponde a uma taxa, em \$/dia, relativa ao custeio dos serviços de medição.

3.2 – França

3.2.1 – Histórico da Reestruturação do Setor Elétrico

A *EU Electricity Directive 96/92* é considerada o marco da liberalização dos mercados de energia na União Europeia, pois ela compeliu todos os países membros a iniciarem o processo gradual de desregulação de seus setores elétricos. No entanto, ao contrário de algumas nações, como o Reino Unido e os países nórdicos, onde houve um amplo processo de reforma, desverticalização e a participação de diversos agentes distribuidores e comercializadores de energia elétrica, na França, as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização permaneceram sob controle quase exclusivo de uma única firma monopolista estatal, a EDF (*Electricité de France*).

3.2.2 – Contexto atual

Ainda hoje, a EDF detém o monopólio de quase todos os serviços públicos de distribuição de energia na França, sendo responsável pelo atendimento de 93,8% do mercado francês.

Criada em março de 2000, a CRE (*Commission de Régulation de L'Énergie*) é o órgão responsável pela regulação e fiscalização dos serviços públicos de eletricidade e gás no território francês. Ademais, ela desempenha o papel de propor novas tarifas, cujos valores são submetidos à aprovação final do Ministério de Energia e Economia da França (STRAUSS- KAHN & TRACA, 2004).

3.2.3 – Opções Tarifárias

Tabela 2: Modalidades Tarifárias – França (EDF).

Atividade	Modalidade	Medidor	Componente fixa	Componente variável	Condições
Particular	Base	Medidor simples de energia com limitador de corrente e potência	\$/mês	Tarifa única	Baixa tensão
	Horas cheias/vazias	Medidor de energia com limitador de corrente e potência em banda horária	\$/mês	Tarifa horária	Baixa tensão
	EDF Tempo	Medidor de energia com limitador de corrente e potência em banda horária	\$/mês	Tarifa horária Dias críticos	Baixa tensão
Profissionais	Base	Medidor simples de energia com limitador de corrente e potência	\$/mês	Tarifa única	Baixa tensão
	Horas cheias/vazias	Medidor de energia com limitador de corrente e potência em banda horária	\$/mês	Tarifa horária	Baixa tensão
Empresas	Azul	Medidor de energia com limitador de corrente e potência em banda horária	\$/mês	Tarifa horária	Potência de 3 a 36 kVA Baixa Tensão
	Amarela	Medidor de energia e potência com limitador de corrente e potência em banda horária	\$/mês	Tarifa horária Dem. contratada Dem. de ponta	Potência de 42 a 240 kVA Baixa Tensão
	Verde	Medidor de energia e potência com limitador de corrente e potência em banda horária	\$/mês	Tarifa horária Dem. contratada Dem. de ponta	Potência superior a 240kVA Alta tensão

A componente fixa é composta pelas seguintes parcelas:

- Assinatura (*abonnement*): taxa, em \$/mês, de acordo com a capacidade do medidor instalado. Seus valores são crescentes à medida que se aumenta a capacidade do equipamento;
- Contribuição aos serviços de Iluminação Pública: em \$/mês;
- Custeio do transporte de eletricidade: em \$/mês.

O consumo de energia elétrico na França é caracterizado pelo uso intensivo no inverno, sobretudo para o aquecimento de edificações e secagem de roupas devido às baixas temperaturas típicas dessa estação (EDF, 2013). Assim, as tarifas de energia e demanda são sazonais, a partir da cobrança diferenciada nos períodos de inverno (novembro a março) e verão (abril a outubro).

A importância de informar à população o custo da geração de energia no inverno, cujo valor é posteriormente repassado às tarifas dos consumidores, motivou a criação de uma modalidade tarifária, denominada EDF Tempo, através da cobrança diferenciada do uso da energia nos dias com maior previsão de solicitação do sistema (precificação por dia crítico).

A sinalização dos preços de energia ocorre por meio das cores azul, branca e vermelha. Cada tarifa possui uma quantidade de dias pré-definida pela distribuidora,

sendo que a azul cobre maior parte do ano (300 dias), ao passo que a branca (43 dias) e vermelha (22 dias) estão restritas somente ao intervalo de novembro a março. Nesse período, aplica-se apenas a tarifa azul nos finais de semana e, eventualmente, há a possibilidade de sinalização branca em sábados.

As sinalizações tarifárias são disponibilizadas pela EDF através de diversos meios de comunicação, como mensagem via celular, correio eletrônico e o site da distribuidora, portanto cabe ao consumidor manter-se constantemente atualizado de modo a programar-se e reduzir seu consumo durante os períodos mais críticos (EDF, 2013).

3.3 – Califórnia – Estados Unidos

3.3.1 – Histórico da Reestruturação do Setor Elétrico

O processo de reforma do setor elétrico no Estado da Califórnia iniciou-se na década de 1990, a partir da publicação do Policy Act 1992, com a abertura da participação de agentes terceiros na transmissão. O Assembly Bill nº 1890 introduziu grandes mudanças no segmento de distribuição, através da desverticalização parcial das atividades de geração e distribuição das concessionárias locais (GOVERNMENT CA, 1995). Como forma de proteger os consumidores da volatilidade dos preços da energia elétrica, esse decreto instaurou mecanismos para evitar o repasse das variações dos custos da geração para as tarifas dos consumidores no curto prazo. Contudo, devido à conjunção de diversos fatores econômicos, ambientais e operacionais, o congelamento das tarifas na distribuição provocou elevados prejuízos às concessionárias, pois estas eram impedidas de repassar os altos custos da energia para seus clientes. (BUDHRAJA, 2002) destaca que essa distorção tarifária culminou na deterioração da saúde financeira das distribuidoras e na crise de desabastecimento energético em 2001, obrigando o governo a intervir no setor.

3.3.2 – Contexto atual

Atualmente, os consumidores da Califórnia são atendidos por três grandes distribuidoras, que juntas respondem pelo fornecimento de cerca de 70% do mercado

de energia, enquanto que o restante é suprido por concessionárias menores e cooperativas de eletrificação municipais.

Na Califórnia, a regulação dos serviços públicos de distribuição de eletricidade, juntamente com a regulação e fiscalização das atividades de distribuição de gás, abastecimento de água, telecomunicações, transporte rodoviário, ferroviário e de passageiros, são exercidos pela *California Public Utilities Commission* (CPUC).

3.3.3 – Opções Tarifárias

A Tabela 3 apresenta um quadro resumo das modalidades tarifárias oferecidas por uma distribuidora local, a *Southern California Edison* (SC&E) (SC&E, 2013).

Tabela 3: Modalidades Tarifárias – Califórnia (SC&E).

Atividade	Modalidade	Medidor	Componente fixa	Componente variável	Condições
Doméstico	<i>Domestic Service</i>	Medidor de energia com medição em dias críticos	\$/dia	Tarifa de energia em blocos crescentes Desconto em dias críticos	Baixa tensão
	<i>Domestic TOU</i>	Medidor de energia em banda horária, com medição em dias críticos	\$/dia	Tarifa horária em blocos crescentes Desconto em dias críticos	Baixa tensão
	<i>Domestic TOU - EV</i>	Medidor de energia em banda horária, com medição em dias críticos	\$/dia	Tarifa horária em blocos crescentes Desconto em dias críticos	- Baixa tensão - Restrito a clientes que possuem carro elétrico
	<i>Domestic Multifamily</i>	Medidor simples de energia	\$/dia	Tarifa de energia em blocos crescentes	- Baixa tensão - Restrito a edifícios residenciais com várias famílias
Serviços Gerais	<i>General Service non-Demand</i>	Medidor simples de energia	\$/dia	Tarifa única	- Diferenciada por faixa de tensão - Potência máxima >20 kW e <200 kW
	<i>General Service Demand</i>	Medidor de energia e de demanda em banda horária, com medição em dias críticos	\$/dia Demanda contratada	Tarifa horária em blocos crescentes Desconto em dias críticos	- Diferenciada por faixa de tensão - Potência máxima >20 kW e <200 kW
	<i>General Service Automatic Powershifting</i>	Medidor de energia e de demanda em banda horária, com medição em dias críticos	\$/dia Demanda contratada	Tarifa horária em blocos crescentes Desconto em dias críticos Corte programado	- Diferenciada por faixa de tensão - Potência máxima >20 kW e <200 kW - Acesso remoto de equipamentos
	<i>General Service Interruptible Program</i>	Medidor de energia e de demanda em banda horária, com medição em dias críticos	\$/dia Demanda contratada	Tarifa horária em blocos crescentes Tarifa em dias críticos	- Diferenciada por faixa de tensão - Consumo base imposto pela SCE Potência máxima <200 kW
	<i>General Service TOU - EV</i>	Medidor de energia e de demanda em banda horária	\$/dia	Tarifa horária	- Diferenciada por faixa de tensão e de potência máxima - Restrito a clientes que possuem carro elétrico
	<i>General Service RTP</i>	Medidor de energia e de demanda em banda horária	\$/dia	Tarifas horárias em intervalos de 1 hora	- Diferenciada por faixa de tensão e de potência máxima - Tarifas diferenciadas por horário e temperatura

Basicamente, a componente fixa das faturas dos clientes engloba o custo dos serviços de medição, em \$/dia. Também cobra-se uma taxa fixa mensal para consumidores cujos consumos medidos no período são inferiores que um patamar pré-estabelecido pela agência reguladora. Essa componente visa custear a disponibilidade do sistema de distribuição.

O clima é um fator preponderante na formação dos preços da energia na Califórnia, principalmente no verão, motivo pelo qual as tarifas são sazonais e os dias críticos são definidos com base na previsão meteorológica. No portfólio da distribuidora, verifica-se um considerável número de opções orientadas à demanda e ao uso de equipamentos, como modalidades específicas para clientes que possuem veículos elétricos, com desconto no período da madrugada, e sistemas climatização, cujo funcionamento está suscetível a cortes programados pela distribuidora, controlados remotamente.

Como medidas de incentivo para redução do consumo, em especial nos períodos de maior carregamento do sistema, a maioria das tarifas é crescente em blocos, sendo oferecidas opções com desconto em dias críticos, através do *Critical Peak Rebate*.

3.4 – Arizona – Estados Unidos

3.4.1 – Histórico da Reestruturação do Setor Elétrico

No Arizona, a reestruturação do setor elétrico teve início em 26 de dezembro de 1996, a partir da publicação do *Retail Electric Competition Rule*. Dentre as principais mudanças promovidas por essa lei, destacam-se a permissão dos consumidores de contratarem seu próprio comercializador de energia e o desacoplamento dos custos dos serviços de geração, transmissão, distribuição, medição e faturamento (ACC, 1996).

3.4.2 – Contexto atual

Atualmente, os consumidores do Arizona são atendidos por 39 distribuidoras que se dividem em empresas de capital privado, firmas estatais e municipais e cooperativas de eletrificação rural. Assim como verificado na Califórnia, as atividades regulatórias

do serviço de distribuição elétrica também são exercidas por uma agência estadual, a *Arizona Corporation Commission (ACC)*.

3.4.3 – Opções Tarifárias

Tabela 4: Modalidades Tarifárias – Arizona (APS).

Atividade	Modalidade	Medidor	Componente fixa	Componente variável	Condições
Residencial	<i>E-12 Standart Rate</i>	Medidor simples de energia	\$/dia	Tarifa única de energia em blocos no verão Tarifa única no inverno	Baixa Tensão
	<i>ET-2 TOU Advantage Noon</i>	Medidor de energia em banda horária	\$/dia	Tarifa horária sazonal em duas bandas	Baixa Tensão
	<i>ET-SP TOU Super Peak Advantage Noon</i>	Medidor de energia e potência em banda horária	\$/dia	Tarifa horária sazonal em três bandas Demanda máxima	Baixa Tensão
	<i>ECT-12 TOU Demand Charge Advantage Noon</i>	Medidor de energia e potência em banda horária	\$/dia	Tarifa horária sazonal em duas bandas Demanda máxima	Baixa Tensão
	<i>CCP-RES Critical Peak Pricing</i>	Medidor de energia e potência em banda horária	\$/dia	Tarifa horária sazonal Demanda máxima Dias críticos	Baixa Tensão Exclusivo para clientes enquadrados em modalidades com cobrança da demanda
	<i>ET-EV Electric Vehicle</i>	Medidor de energia em banda horária	\$/dia	Tarifa horária sazonal em três bandas	Baixa Tensão Exclusivo para clientes que possuem veículos elétricos
Negócios	<i>E-32 XS Extra Small General Service</i>	Medidor de energia e de potência ativa e reativa em banda horária	\$/dia	Tarifa única sazonal em blocos de energia	Baixa ou Média Tensão Potência máxima média entre 0 a 20 kW
	<i>E-32 XS Extra Small General Service</i>	Medidor de energia e de potência ativa e reativa em banda horária	\$/dia	Tarifa horária sazonal em duas bandas e em blocos de energia Demanda máxima de ponta e de fora ponta	Baixa ou Média Tensão Potência máxima média entre 0 a 20 kW
	<i>E-32S Small General Service</i>	Medidor de energia e de potência ativa e reativa em banda horária	\$/dia	Tarifa única sazonal em blocos de energia Demanda máxima	Baixa ou Média Tensão Potência máxima média entre 21 kW a 100 kW
	<i>E-32 TOUS Small General Service</i>	Medidor de energia e de potência ativa e reativa em banda horária	\$/dia	Tarifa horária sazonal em duas bandas e em blocos de energia Demanda máxima de ponta e de fora ponta	Baixa ou Média Tensão Potência máxima média entre 21 kW a 100 kW
	<i>E-32M Medium General Service</i>	Medidor de energia e de potência ativa e reativa em banda horária	\$/dia	Tarifa única sazonal em blocos de energia Demanda máxima	Baixa ou Média Tensão Potência máxima média entre 101 kW a 400 kW
	<i>E-32 TOUM Medium General Service</i>	Medidor de energia e de potência ativa e reativa em banda horária	\$/dia	Tarifa horária sazonal em duas bandas e em blocos de energia Demanda máxima de ponta e de fora ponta	Baixa ou Média Tensão Potência máxima média entre 101 kW a 400 kW
	<i>E-32L Large General Service</i>	Medidor de energia e de potência ativa e reativa em banda horária	\$/dia	Tarifa única sazonal em blocos de energia Demanda máxima	Baixa ou Média Tensão Potência máxima média maior que 400 kW
	<i>E-32 TOUL Large General Service</i>	Medidor de energia e de potência ativa e reativa em banda horária	\$/dia	Tarifa horária sazonal em duas bandas e em blocos de energia Demanda máxima de ponta e de fora ponta	Baixa ou Média Tensão Potência máxima média maior que 400 kW
	<i>E-34 Extra Large General Service</i>	Medidor de energia e de potência ativa e reativa em banda horária	\$/dia	Tarifa única em blocos de energia Demanda máxima	Baixa ou Média Tensão Potência máxima maior que 300 kW por 3 meses consecutivos
	<i>E-35 Extra Large General Service</i>	Medidor de energia e de potência ativa e reativa em banda horária	\$/dia	Tarifa horária em duas bandas Demanda máxima de ponta e de fora ponta	Baixa ou Média Tensão Potência máxima maior que 3000 kW por 3 meses consecutivos

A Tabela 4 apresenta as tarifas aplicadas pela empresa que cobre a maior área de concessão do Estado, a Arizona Public Service (APS) (ARIZONA PUBLIC SERVICE, 2013). A distribuidora aplica duas taxas, em \$/dia, nas faturas de seus clientes, referente ao custeio dos serviços de medição e de distribuição.

O clima possui expressiva influência na composição dos preços das tarifas no Arizona, motivo pelo qual, em sua maioria, são sazonais com maior sinalização durante os meses de maio a outubro. Na modalidade ET-SP, a APS define um posto horário conhecido como “super pico”, que cobre o intervalo das 15hs às 18hs, nos meses de junho a agosto. Em contrapartida, consumidores enquadrados nessa modalidade, beneficiam-se com preços mais módicos nos demais postos horários.

3.5 – Portugal

3.5.1 – Histórico da Reestruturação do Setor Elétrico

Portugal, assim como outros países integrantes da União Europeia, teve a reestruturação do seu setor elétrico dividida em fases, com a abertura do mercado primeiramente para os consumidores conectados aos níveis de alta tensão e com elevada demanda contratada, em 1995. Gradativamente, essa abertura foi estendida aos clientes atendidos pelos sistemas de menor tensão, sendo que em 4 de setembro de 2006, todos os clientes domésticos portugueses passaram a poder escolher livremente seu próprio comercializador de energia, antecipando a data preconizada pela Directiva nº2005/54/CE, que estabelecia o início desse efeito em 1º de julho de 2007. As únicas exceções vigoram nas Regiões Autônomas da Madeira e dos Açores, onde os habitantes não têm escolha de fornecedor, sendo supridos por seus respectivos distribuidores locais.

As tarifas reguladas de venda de energia elétrica e de gás foram extintas a partir de 1º de janeiro de 2013 e quase a totalidade dos consumidores domésticos (4,7 milhões na eletricidade e 1,1 milhões no gás natural) estão passando por um período transitório de três anos, que se encerra no final de 2015, para contratarem seu próprio comercializador de energia.

3.5.2 – Contexto atual

Em Portugal, os serviços de distribuição de energia elétrica são atualmente prestados por 13 companhias, das quais 11 delas têm suas áreas de concessão no continente, ao passo que as outras duas operam nas Regiões Autônomas da Madeira e dos Açores, conforme mencionado anteriormente.

As atividades de regulação e de fiscalização dos setores de eletricidade e gás são exercidas pela *Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos* (ERSE). Como atribuições regulatórias, compete à ERSE estabelecer as tarifas reguladas dos serviços de distribuição em todo território português, cujos preços são aprovados e publicados em dezembro de cada ano, para vigorarem no ano seguinte.

3.5.3 – Opções Tarifárias

As tarifas de eletricidade de Portugal continental e das Regiões Autônomas são horossazonais, com diferenciação de preços no que concerne tanto à época do ano, dividido entre verão e inverno, quanto ao horário de consumo (ponta, cheia, vazio normal e super vazio). Segundo (ERSE, 2013), os Artigos nº 24 e 31 do Regulamento Tarifário definem que os períodos de entrega de energia elétrica são diferenciados em ciclo diário e ciclo semanal, sendo que na primeira opção cobram-se os mesmos postos horários em todos os dias do ano, enquanto na segunda, os postos diferem de acordo com o dia da semana.

Tabela 5: Modalidades Tarifárias – Portugal.

Modalidade	Tensão	Medidor	Componente fixa	Componente variável	Condições
Ciclo diário	Baixa	Medidor de energia e de demanda em banda horária	\$/mês kVA contratado	Tarifa horária	Energia ativa e reativa fornecida ou recebida
Ciclo semanal	Baixa	Medidor de energia e de demanda em banda horária	\$/mês kVA contratado	Tarifa horária	Energia ativa e reativa fornecida ou recebida
	Média	Medidor de energia e de demanda em banda horária	\$/mês kVA contratado	Tarifa horária	Energia ativa e reativa fornecida ou recebida
	Alta	Medidor de energia e de demanda em banda horária	\$/mês kVA contratado	Tarifa horária	Energia ativa e reativa fornecida ou recebida
	Muito Alta	Medidor de energia e de demanda em banda horária	\$/mês kVA contratado	Tarifa horária	Energia ativa e reativa fornecida ou recebida

Em Portugal, o órgão regulador define intervalos de demanda máxima, para os quais se aplicam tarifas fixas distintas, de acordo com a demanda máxima medida do

cliente. Segundo esse critério, os preços são crescentes em função da faixa na qual a demanda máxima se encontra.

3.6 – Chile

3.6.1 – Histórico da Reestruturação do Setor Elétrico

O Chile ocupa uma posição de destaque mundial na área de regulação, sendo a primeira nação latino-americana a reestruturar seu setor elétrico. As reformas tiveram início em 1982, com a publicação do Decreto Lei nº 1, que estabeleceu um sistema revolucionário de tarifas para a época (GOBIERNO DE CHILE, 1982). (RUDNICK & RAINERI, 1997) mencionam que uma das principais inovações dessa lei consistiu na descentralização da geração e da separação das atividades de transmissão e distribuição, com a introdução da regulação por incentivos. Ao final da década de 1980, ocorreu a privatização de diversas empresas chilenas de eletricidade.

3.6.2 – Contexto atual

Atualmente, há quatro sistemas elétricos interconectados, com a participação de 40 empresas geradoras, 10 transmissoras e 31 distribuidoras. A legislação vigente prevê que consumidores com potência contratada superior a 2000 kW possuam direito de contratar seu próprio comercializador de energia, enquanto o restante do mercado está sujeito aos preços regulados.

A *Comisión Nacional de Energía* (CNE) é órgão com a incumbência de regular e fiscalizar as atividades do setor elétrico chileno, gozando de status ministerial para exercer tais atribuições.

3.6.3 – Opções Tarifárias

Tabela 6: Modalidades Tarifárias – Chile.

Modalidade	Tensão	Medidor	Componente fixa	Componente variável	Condições
BT1	Baixa	Medidor simples de energia com limitador de potência	\$/mês	Tarifa única	Potência máxima de 10 kW
BT2	Baixa	Medidor simples de energia e de potência	\$/mês Potência contratada	Tarifa única	-
BT3	Baixa	Medidor simples de energia e de potência	\$/mês	Tarifa única Demanda Máxima	-
BT4.1	Baixa	Medidor de energia e de potência em bandas horárias	\$/mês Potência contratada na ponta e fora ponta	Tarifa horária	-
BT4.2	Baixa	Medidor de energia e de potência em bandas horárias	\$/mês Potência contratada de fora ponta	Tarifa horária Demanda máxima de ponta	-
BT4.3	Baixa	Medidor de energia e de potência em bandas horárias	\$/mês	Tarifa horária Demanda máxima de ponta e fora ponta	-
AT2	Alta	Medidor simples de energia com limitador de potência	\$/mês Potência contratada	Tarifa única	-
AT3	Alta	Medidor simples de energia e de potência	\$/mês	Tarifa única Demanda Máxima	-
AT4.1	Alta	Medidor de energia e de potência em bandas horárias	\$/mês Potência contratada na ponta e fora ponta	Tarifa horária	-
AT4.2	Alta	Medidor de energia e de potência em bandas horárias	\$/mês Potência contratada de fora ponta	Tarifa horária Demanda máxima de ponta	-
AT4.3	Alta	Medidor de energia e de potência em bandas horárias	\$/mês	Tarifa horária Demanda máxima de ponta e fora ponta	-

A componente fixa cobrada dos clientes chilenos contempla os seguintes custos:

- Custo dos serviços de faturamento e de medição: em \$/mês;
- Custeio do sistema de transmissão: em \$/mês;
- Custo do medidor: aplicada, em \$/mês, somente nos casos em que o medidor é de propriedade da distribuidora.

Os preços finais das tarifas reguladas são compostos por um somatório de parcelas que tem por objetivo recompor a receita da concessionária, remunerar suas atividades e investimentos e custear o uso do sistema de transmissão (troncal). Esses componentes dividem-se entre Preços Nodais, Valor Agregado de Distribuição (VAD) e o Encargo do Uso do Sistema de Distribuição.

Os Preços Nodais são fixados semestralmente, nos meses de abril e outubro de cada ano, e na ausência de economia de escala no segmento de geração, seus valores são calculados com base na metodologia de custos marginais. Sua concepção é semelhante à tarifa nodal existente no Brasil, na qual seus valores dependem da barra do sistema de transmissão em que os agentes se encontram conectados.

O Valor Agregado de Distribuição consiste basicamente em um custo médio que incorpora todos os gastos de uma distribuidora teórica, denominada Empresa de Referência. Segundo esse modelo de *benchmarking*, procura-se estabelecer os custos operacionais eficientes de uma empresa fictícia, que atenderia a mesma área de concessão da concessionária real, cumprindo níveis satisfatórios de qualidade sobre a prestação de serviços. Desse modo, o VAD não reconhece necessariamente os custos reais efetivamente incorridos pelas empresas de distribuição de eletricidade, cabendo a estas a gestão apropriada de seus recursos materiais e humanos. Ressalta-se que esse modelo foi adotado no Brasil até o segundo ciclo de revisões tarifárias periódicas.

3.7 - Brasil

3.7.1 – Histórico da Reestruturação do Setor Elétrico

No Brasil, a reforma do setor elétrico teve início em meados da década de 1990 e foi motivada, entre outros muitos fatores, pelo fato de que o governo já não conseguia mais manter volume de investimentos adequados frente à expansão do setor. Esse processo ocorreu por meio da realização de uma série de mudanças, como a desverticalização das empresas, privatizações, assinatura de novos contratos de concessão, entre outras medidas (SILVA, 2008).

Todavia, o Novo Modelo não foi capaz de garantir a expansão da oferta de energia elétrica a um nível de segurança adequado, culminando no racionamento de energia elétrica, que vigorou entre junho de 2001 a fevereiro de 2002. (TOLMASQUIM, 2000) atribui o ocorrido principalmente à falta de planejamento e de investimentos em geração e em transmissão. (BARDELIN, 2004) argumenta também que o baixo índice pluviométrico verificado no período e as incertezas regulatórias e cambiais em se investir em termelétricas, que seriam supridas pelo gás natural proveniente do gasoduto Brasil-Bolívia, contribuíram, em parte, para o déficit energético.

O racionamento de energia expôs os pontos de fragilidade do modelo vigente à época, o que culminou, em 2004, em um novo processo de aprimoramento do setor elétrico brasileiro. (SILVA, 2008) afirma que as premissas fundamentais dessa reforma foram a segurança do suprimento de eletricidade, promoção da modicidade tarifária, estabilidade do marco regulatório e programas de universalização de energia.

Em 11 de setembro de 2012, foi editada a Medida Provisória nº 579 (MP 579), posteriormente convertida na lei 12.783, de janeiro de 2013, que dispõe sobre a prorrogação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil. A MP 579 ofereceu às empresas do setor elétrico, com contratos a vencer até 2015, a opção de renovar suas concessões por um prazo de até trinta anos, desde que o poder concedente pudesse definir suas taxas de remuneração e seus custos operacionais (PRESIDENCIA BRASIL, 2012). É preciso salientar que as concessões outorgadas até 1995 não foram precedidas por licitação, sendo prorrogadas com base na Lei 9.074, de 07 de julho de 1995, por um período de 20 anos, o que implica que diversos contratos venceriam em 2014 e 2015.

A publicação da MP 579 teve como principal objetivo a modicidade tarifária mediante a renovação antecipada das concessões das empresas de geração e de transmissão do setor elétrico, juntamente com a extinção e a redução de encargos setoriais. Foram eliminadas a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) e a Reserva Geral de Reversão (RGR), ao passo que a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) foi inicialmente diminuída para 25% do seu valor original, sendo posteriormente utilizada para receber aportes de recursos do Tesouro Nacional frente às despesas com subsídios tarifários e situações emergenciais de descasamento de fluxo de caixa das distribuidoras, com o pagamento de custos de geração térmica.

As medidas da MP 579 ainda estão sendo absorvidas pelo setor elétrico, causando ainda impactos até então imprevisíveis. Parte dos agentes geradores decidiu pela não antecipação da renovação de suas concessões e, dado o contexto hidrológico desfavorável no país desde 2012, o despacho de usinas térmicas tem ocasionado aumentos expressivos nas despesas com combustíveis fósseis.

3.7.2 – Contexto atual

Atualmente, o sistema elétrico brasileiro, denominado Sistema Integrado Nacional (SIN), encontra-se dividido em quatro subsistemas interligados entre si, abrangendo quase todo o território nacional. Ademais, 63 concessionárias são responsáveis pelos serviços de distribuição elétrica no país, além de permissionárias e cooperativas de eletrificação rural.

No Brasil, os consumidores com demanda contratada igual ou superior a 3000 kW e conectados em nível de tensão igual ou superior a 69 kV possuem a liberdade de

firmar contratos bilaterais de energia no Ambiente de Contratação Livre¹³ (ACL), podendo escolher seu próprio comercializador, desde que satisfaçam os requisitos mínimos previstos nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Para os clientes conectados à rede de distribuição em data anterior a dessa lei, não existe restrição quanto ao nível de tensão.

Com o status de autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, compete à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), criada em 1997, a responsabilidade de regular e de fiscalizar as atividades de produção, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica no país.

3.7.3 – Opções Tarifárias

A Tabela 7 apresenta um quadro contendo as opções tarifárias homologadas pela ANEEL, válidas para as distribuidoras que já passaram pelo terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica.

Tabela 7: Modalidades Tarifárias – Brasil (3º CRTP).

Sugrupo	Modalidade	Medidor	Componente fixa	Componente variável	Condições
Baixa Tensão (tensão <2,3kV)	B1 - Residencial	Medidor simples de energia	-	Tarifa única de energia	Cobrança de consumo mínimo Opção para baixa renda
	B2 - Rural	Medidor simples de energia	-	Tarifa única de energia	Cobrança de consumo mínimo Tarifas diferenciadas para cooperativas de eletrificação e serviço público de irrigação
	B3 - Demais Classes	Medidor simples de energia	-	Tarifa única de energia	Cobrança de consumo mínimo Comércio, consumo próprio, serviços e poder público
	B4 - Iluminação Pública	-	-	Tarifa única de energia	B4a: Rede de distribuição B4b: Bulbo de Lâmpada
	Branca	Medidor de energia e potência ativa e reativa em banda horária	-	Tarifa de energia em três bandas horárias	Não disponível para os subgrupos B1 baixa renda, B2 e B4
Média e Alta Tensão (tensão ≥2,3kV)	Convencional	Medidor de energia e potência ativa e reativa em banda horária	Tarifa de demanda contratada	Tarifa única de energia	Demanda contratada < 300 kVA Modalidade será extinta até o término do 3CRTP
	Verde	Medidor de energia e potência ativa e reativa em banda horária	Tarifa de demanda contratada	Tarifa de energia em duas bandas horárias	Demanda contratada ≥ 300 kVA
	Azul	Medidor de energia e potência ativa e reativa em banda horária	Tarifas de demandas faturadas ponta e contratada	Tarifa de energia em duas bandas horárias	Compulsória para tensões ≥ 69 kV Demanda contratada ≥ 300 kVA

¹³ ACL: conhecido também pelo nome Mercado Livre, ele corresponde ao segmento do setor elétrico no qual se realizam as operações de compra e venda de energia por meio de contratos bilaterais, entre geradores, exportadores e importadores de energia, comercializadores e clientes livres. Ao contrário do ambiente regulado, as condições, volumes e preços de energia são negociados livremente.

Os consumidores convencionais monômios são faturados proporcionalmente ao montante de energia consumido. Entretanto, para consumos abaixo de um patamar, a Resolução Normativa 414/2010-ANEEL define a cobrança de um consumo mínimo, para cobrir o custo de disponibilidade do sistema elétrico, segundo (ANEEL, 2010). Para unidades consumidoras conectadas aos sistemas de distribuição de baixa tensão (< 2,3 kV), essa cobrança baseia-se na fase e no número de ramais de ligação.

No segmento de baixa tensão, a ANEEL publicou as tarifas da modalidade Branca para as concessionárias que já passaram pelo processo do terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas (CRTP). Embora as tarifas já estejam homologadas pela ANEEL, sua disponibilidade à população depende ainda da homologação de medidores eletrônicos pelo Inmetro¹⁴. Por esse motivo, a tarifa Convencional é a única opção disponível aos consumidores de baixa tensão no momento.

Como resultado dos aprimoramentos da Audiência Pública nº 120/ANEEL, destaca-se a criação das bandeiras tarifárias. Esse mecanismo tem o objetivo de sinalizar os custos da geração de energia aos consumidores faturados pelas distribuidoras, por meio das tarifas de energia. No Brasil, os custos da geração não são imediatamente percebidos pelos clientes cativos das concessionárias de distribuição, pois os gastos envolvidos na compra de energia pelas distribuidoras são repassados apenas no próximo Reajuste Tarifário Anual¹⁵. Nesse sentido, em períodos de baixos níveis dos reservatórios das hidrelétricas, alertas à população sobre o risco de aumento imediato das tarifas de energia poderiam influenciar em medidas de redução do consumo de energia, reduzindo-se consequentemente o despacho de usinas termelétricas, cujo custo de produção é superior ao hidráulico.

As bandeiras tarifárias são classificadas nas cores verde, amarela e vermelha, obedecendo às seguintes regras:

1. Bandeira Verde: quando a soma do Encargo de Serviços do Sistema por Segurança Energética (ESS-SE) e do Custo Marginal de Operação (CMO), for inferior a 200 R\$/MWh. Não se prevê o acréscimo nas faturas dos consumidores;

¹⁴ Inmetro: o Instituto Nacional de Metrologia é uma autarquia federal, cuja missão é executar as políticas nacionais de metrologia e qualidade, através de testes e certificações dos produtos.

¹⁵ Em casos excepcionais, a ANEEL pode realizar a Revisão Tarifária Extraordinária atendendo solicitação da distribuidora, desde que a empresa comprove que um fator externo esteja comprometendo seu equilíbrio econômico-financeiro. Por exemplo, a elevação da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), em 2000, acarretou na revisão extraordinária de diversas concessionárias brasileiras no período.

2. Bandeira Amarela: quando o ESS-SE + CMO estiver entre 200,00 R\$/MWh a 350,00 R\$/MWh, com a incidência adicional de 15 R\$/MWh na tarifa de energia.
3. Bandeira Vermelha: será sinalizada a bandeira vermelha caso essa soma ultrapassar o limiar de 350,00 R\$/MWh, com um acréscimo de 30,00 R\$/MWh nas tarifas.

Nos anos de 2013 e 2014, as bandeiras tarifárias serão informadas aos consumidores apenas em caráter educativo, sendo que sua aplicação efetiva está prevista a partir de janeiro de 2015.

3.8 – *Considerações Finais*

Com bases nas análises desenvolvidas ao longo deste capítulo, destacam-se as principais observações a serem consideradas nesta dissertação:

- Forte influência do clima na formação dos preços e na definição dos postos tarifários nos Estados Unidos e na Europa. Eventos climáticos adversos e o consequente uso intensivo de equipamentos de climatização têm motivado os reguladores a definirem tarifas que induzam à redução do consumo nesses períodos, como a criação da precificação CPP e o controle remoto da carga, por exemplo;
- Maior grau de liberalização das atividades de comercialização de energia, sobretudo nos Estados Unidos e na Europa, onde até mesmo consumidores residenciais possuem a liberdade de contratar seu próprio comercializador;
- Diferentemente da atual estrutura tarifária brasileira, verifica-se uma maior penetração de tecnologias voltadas à medição eletrônica e ao controle remoto da carga dos clientes em outros países, assim como sistemas de medição à distância;
- Comparando-se a atual estrutura tarifária brasileira com as dos demais países abordados nesse capítulo, observa-se um menor grau de liberdade das distribuidoras brasileiras de proporem novas modalidades, complementares às opções definidas pelo órgão regulador.

4 Proposta Metodológica

4.1 – *Proposições e Considerações*

Este capítulo tem como objetivo a apresentação e o desenvolvimento das duas principais propostas desta dissertação. A primeira delas aborda a construção de uma metodologia complementar para definir tarifas a serem aplicadas aos consumidores de baixa e de média tensão, sendo que as modalidades propostas neste trabalho seriam complementares àquelas já homologadas pelo órgão regulador. A segunda envolve a proposição de novas opções tarifárias, baseando-se na metodologia desenvolvida neste trabalho e no levantamento das principais características do mercado da distribuidora.

Em relação à primeira proposta, utilizam-se os preços finais das tarifas vigentes para a definição dos valores das opções tarifárias, procedimento este empregado em experiências piloto de tarifação horária realizadas em outros países. Dessa forma, cabe ressaltar que a metodologia desenvolvida neste trabalho não visa à proposição de uma nova estrutura vertical e horizontal no Brasil, pois tal assunto não faz parte do escopo da dissertação, tampouco é proposto o recálculo das tarifas já homologadas pela ANEEL. Análises críticas sobre a estrutura tarifária brasileira encontram-se detalhadas em (EL HAGE F. S., 2011) e (ANEEL, 2011).

Sobre a segunda proposta, propõe-se a construção de novas tarifas para o atendimento a segmentos do mercado da distribuidora, em especial para os consumidores que não estão adequadamente enquadrados nas atuais modalidades. Na prática, é intuitivo afirmar que o aumento de opções tarifárias permite que os clientes identifiquem aquelas que lhes proporcionariam maior modicidade, ou seja, os preços tornar-se-iam mais próximos daqueles que eles estariam marginalmente dispostos a pagar, representando assim um ganho de eficiência econômica.

A proposição de novas opções tarifárias também possui o objetivo de promover o uso mais eficiente do sistema elétrico, incentivando o deslocamento do consumo nos períodos de menor carregamento do sistema, considerando tanto o horário de consumo quanto os meses do ano. É importante que os consumidores percebam o potencial ganho decorrente da migração para as novas modalidades e identifiquem as ações necessárias, como alterações de hábitos de consumo e uso de equipamentos, por exemplo, para usufruírem de tal modicidade. Isso não se restringe apenas aos clientes que desejam reduzir suas faturas, mas também se estende àqueles que pretendem expandir o consumo nos períodos com desconto nas tarifas.

A criação de opções tarifárias adicionais também permitiria, em um segundo momento, estudos subsequentes de medição da sensibilidade dos consumidores às novas tarifas, tais como a avaliação da elasticidade-preço da demanda.

4.1.1 – Preceitos Econômicos

A construção de uma estrutura tarifária adequada está fundamentada no equilíbrio das relações dos agentes econômicos envolvidos, seja pela garantia de retorno financeiro às empresas monopolistas como pela definição de tarifas claras e módicas aos consumidores. (LÉVÊQUE, 2003) ressalta que uma boa sinalização tarifária propicia o melhor uso dos sistemas elétricos nos horizontes de curto e médio prazo, permitindo o mapeamento de tendências no longo prazo.

Nesse sentido, retomando-se as análises acerca da teoria econômica de precificação, abordada no capítulo 2, foi considerada uma série de preceitos fundamentais para a construção de tarifas de eletricidade. São eles:

Sustentabilidade econômico-financeira: (RENESES & GÓMEZ, 2011) argumentam que um dos princípios essenciais para a construção de modalidades tarifárias envolve a manutenção de uma taxa de retorno adequada às firmas monopolistas, cobrindo os custos com capital, operação e manutenção do sistema.

Particularmente em sistemas em que vigora o regime *Price-Cap*, como o caso brasileiro, a disponibilidade de novas modalidades implica automaticamente uma perda de receita à distribuidora no curto prazo, e tais variações são estabilizadas somente a partir da cessação das mudanças de consumos e migrações da população. Diante desses fatos, é imprescindível que sejam avaliados os impactos nas receitas das empresas, de modo a não comprometer seu equilíbrio financeiro e os investimentos necessários para a manutenção, operação, expansão e melhoria da qualidade e da confiabilidade do sistema de distribuição.

Eficiência Econômica: (RENESES & GÓMEZ, 2011) descrevem dois tipos principais de eficiência: produtiva e alocativa. A primeira delas envolve a produção ou prestação de um serviço ao menor custo possível, atendendo a pré-requisitos de qualidade e confiabilidade aos consumidores. Em ambientes regulados sob a sistemática de incentivos, impõe-se às firmas monopolistas a necessidade de redução de seus custos de forma a torna-las mais produtivas.

A eficiência alocativa está associada ao conceito de cobrar dos consumidores os preços mais próximos ao custo marginal, ou seja, os custos que eles estariam marginalmente propensos a pagar.

A sinalização correta dos preços cobrados nos postos de ponta e fora ponta constituem uma aplicação da eficiência alocativa. (BROWN & SIBLEY, 1986) afirmam que o consumo uniforme de eletricidade minimiza a ocorrência de picos de demanda, reduzindo assim a ociosidade da capacidade instalada do sistema nos períodos de menor demanda agregada. Desse modo, os benefícios são repartidos para todo o sistema, resultando na redução dos custos operacionais, na necessidade de expansão do sistema e, conseqüentemente, em menores tarifas aos consumidores.

Viabilidade econômica: exceto em casos compulsórios ou de uma única modalidade disponível, é preciso avaliar se as novas modalidades são potencialmente viáveis, isto é, se elas são atrativas para parcelas significativas do mercado.

Transparência e reprodutibilidade: as tarifas de eletricidade devem ser suficientemente simples e compreensíveis para a maioria da população. Isso implica criar condições que permitam ao consumidor comparar as opções oferecidas e identificar aquelas que propiciarão maior modicidade, possibilitando que ele avalie também as medidas e esforços necessários para usufruir de tal benefício econômico.

(LÉVÊQUE, 2003) aponta que a construção de tarifas constitui um desafio ao regulador, pois ele deve conciliar uma estrutura de fácil compreensão ao consumidor sem sacrificar os objetivos da eficiência econômica decorrentes de tais simplificações. (EL HAGE, FERRAZ, & DELGADO, 2011) destacam também o papel do órgão regulador no estabelecimento de tarifas simples e transparentes, cujos resultados não refletem apenas ganhos de eficiência do sistema, mas também torna suas decisões mais defensáveis perante a sociedade.

4.2 – Metodologia de Construção de Tarifas Horárias

4.2.1 – Conceituação

Esta etapa do trabalho envolve o desenvolvimento de uma metodologia para construção de tarifas horárias para os subgrupos tarifários de média e de baixa tensão. É essencial salientar que a aplicação efetiva de tarifas horárias exige a instalação de medidores eletrônicos, capazes de registrar o consumo de energia e de demanda por posto horário.

Uma importante premissa da metodologia é fornecer subsídios para construção de modalidades opcionais para os clientes atendidos pela concessionária, além das opções já homologadas pelo órgão regulador. Com estruturas claras e objetivas, os consumidores poderiam avaliar aquelas que melhor se enquadram em seu perfil de consumo, podendo até mesmo estimulá-los a alterarem seu padrão de consumo e expandir o uso da eletricidade nos períodos com desconto.

Assim, uma vez definidas as modalidades a serem aplicadas, faz-se necessário estabelecer seus preços. Todavia, trata-se de um problema não trivial, pois há diversos fatores que precisam ser considerados. Primeiramente, deve-se evitar o risco de que algumas poucas opções concentrem a maioria do mercado em detrimento das demais. Outro ponto importante refere-se à variação de receita da distribuidora, decorrente das possíveis migrações dos clientes para as novas modalidades. Todos esses fatores serão considerados na metodologia desenvolvida neste capítulo.

4.2.2 – Restrição à Perda de Receita

Este trabalho propõe a utilização de uma premissa, conhecida como restrição à perda receita, já empregada por diversos órgãos reguladores no mundo para determinação dos preços das modalidades. Como referência internacional, a *Ontario Energy Board* (OEB), órgão regulador da província de Ontário, empregou esse conceito para determinação da estrutura de preços das tarifas em um programa piloto realizado entre 2006 e 2007, conforme detalhado em (IBM & eMETER CONSULTING, 2007).

Basicamente, essa restrição envolve a utilização da curva agregada dos consumidores para a determinação das novas tarifas e, quando aplicadas à curva agregada, elas proporcionariam o mesmo equilíbrio financeiro que as modalidades existentes. Embora esse equilíbrio não seja mantido quando as elas são aplicadas posteriormente aos

consumidores, pressupondo-se que eles selecionariam as opções mais módicas para si, a restrição constitui um importante conceito para determinação dos preços das tarifas, em um primeiro momento.

Neste trabalho, propõe-se a aplicação da restrição a partir das curvas típicas de consumo agregado dos clientes, ajustadas ao mercado anual da distribuidora. Devido às diferenças dos padrões de consumo entre os dias úteis e finais de semana, principalmente das atividades comerciais e industriais, são consideradas as curvas de demanda agregada dos dias úteis, sábados e domingos/feriados.

Para elucidar esse conceito, será apresentado um exemplo que descreve o processo de equilíbrio de receitas entre duas modalidades direcionadas à classe residencial: convencional e horária. A primeira delas é caracterizada pela cobrança monômnia da energia, sem diferenciação do posto horário de uso, enquanto, na segunda, são estabelecidos dois postos tarifários distintos (ponta e fora ponta) nos dias de semana. Durante sábados, domingos e feriados, aplica-se apenas a tarifa fora ponta na opção horária. A curva de carga típica do dia útil está representada na Figura 19, sendo destacadas as energias do período de ponta (EP) e fora ponta (EFP).

Figura 19: Curva hipotética do consumo agregado.

Igualando-se as receitas da modalidade convencional (RU_{CONV}) e horária (RU_H) em um dia útil típico, têm-se:

$$RU_{CONV} = RU_H$$

$$TE_{CONV} \cdot (E_{FP} + E_P) = TE_{FP_H} \cdot E_{FP} + TE_{P_H} \cdot E_P \quad (14)$$

Onde:

TE_{CONV} = Tarifa de energia da modalidade convencional;

$TEFP_H$ = Tarifa de energia de fora ponta da modalidade horária;

TEP_H = Tarifa de energia de fora ponta da modalidade horária.

Aplicando o mesmo conceito na análise às curvas dos sábados e domingos, o nivelamento das receitas anuais obtidas pelas duas tarifações é representado pela expressão (15).

$$n_U \cdot RU_{CONV} + n_S \cdot RS_{CONV} + n_D \cdot RD_{CONV} = n_U \cdot RU_H + n_S \cdot RS_H + n_D \cdot RD_H \quad (15)$$

Onde:

RS_{CONV} = Receita da curva de sábado típico da modalidade convencional;

RD_{CONV} = Receita da curva de domingo típico da modalidade convencional;

RS_H = Receita da curva de sábado típico da modalidade horária;

RD_H = Receita da curva de domingo típico da modalidade horária;

$\{n_U, n_S, n_D\}$ = número de dias úteis, sábados e domingos/feriados no período anual;

A solução da equação (15) envolve um problema de duas variáveis, que correspondem às tarifas de ponta e fora ponta da tarifação horária. Em geral, um procedimento padrão das agências reguladoras consiste em arbitrar um valor fixo para a relação ponta/fora ponta (PFP), de modo a reduzir o problema a uma única variável.

$$TEP_H = PFP \cdot TEPF_H \quad (16)$$

(BOITEUX, 1949) propõe a utilização dos custos marginais de curto e de longo prazo para definição das tarifas de ponta e fora ponta, respectivamente, permitindo assim estabelecer um valor para tal relação. Entretanto, conforme mencionado por (STEINER, 1957), a adoção desse critério exige cuidados, principalmente no que refere ao deslocamento da ponta do sistema (*shifting peak case*).

Ressalta-se que, embora haja metodologias e estudos acadêmicos para determinar a relação ponta/fora ponta, verifica-se, na prática, uma grande dificuldade para se estabelecer, com precisão, uma relação que induza os clientes a uma determinada modulação de suas cargas. (NAVIGANT CONSULTING, 2010) destaca que a modulação depende da combinação de uma série de variáveis exógenas, além da própria relação, como campanhas de divulgação à população, fatores climáticos e entre outros. Assim, esse valor está sujeito ao arbítrio das entidades reguladoras.

As dificuldades da previsão do comportamento dos clientes e da estimativa da elasticidade preço-demanda de curto prazo, em função de uma nova precificação,

também são um dos motivos pelos quais são desconsideradas quaisquer mudanças do perfil da curva agregada, decorrentes da alteração do consumo da população e da modulação da carga.

4.2.3 – Tipologias e Fatores de ajustes

Apesar da restrição à perda de receita constituir uma importante ferramenta para construção de tarifas, faz-se necessário estabelecer mecanismos complementares para definir os preços finais das modalidades, as quais serão aplicadas aos clientes.

Primeiramente, uma curva agregada pode não contemplar adequadamente os perfis de consumo de determinados segmentos do mercado, visto que as diversas tipologias¹⁶ que a compõem podem apresentar padrões sensivelmente diferentes entre si. Para elucidar esse problema, a Figura 20 ilustra uma curva de demanda agregada hipotética, formada pela soma aritmética de quatro tipologias distintas.

Figura 20: Curva hipotética do consumo agregado.

Neste exemplo, as três primeiras tipologias apresentam perfil de carga semelhante à curva agregada, com pico de demanda coincidente com o horário de ponta, ao contrário da tipologia 4. Desse modo, utilizando-se exclusivamente a curva agregada da distribuidora, há o risco de se construir uma sinalização inadequada para alguns segmentos do mercado. Com vistas a esse problema, propõe-se neste trabalho o uso

¹⁶ Tipologia: curva formada pelo somatório das curvas de clientes com características de consumo elétrico semelhante entre si.

de tipologias com o intuito de estabelecer tarifas mais aderentes aos diversos perfis verificados na área de concessão.

Ademais, quando as tarifas são disponibilizadas aos consumidores, em geral, observa-se uma queda de receita da distribuidora decorrente das migrações tarifárias. Portanto, deve-se proceder de forma cautelosa, em especial para sistemas onde vigora o regime *Price Cap*, uma vez que quedas de arrecadação constituem risco de mercado para a firma monopolista no curto prazo.

Para solucionar esse problema, este estudo propõe a aplicação de termo de correção, denominado *fator de ajuste*, que seria complementar à restrição à perda de receita. As tarifas de todos os postos horários seriam multiplicadas por essa variável, de modo que os preços variariam proporcionalmente à aplicação desse fator. Por exemplo, aplicando-se um fator de ajuste de 0,95 ou 1,05, todos os preços de uma dada modalidade sofreriam uma redução ou aumento de 5%, respectivamente.

Dessa forma, caso uma nova opção tarifária concentrasse a maioria do mercado para si, em detrimento das demais, aplicar-se-ia a ela um fator de ajuste superior a 1, aumentando seus preços e consequentemente diminuindo sua competitividade. Em contrapartida, para opções pouco atrativas, suas tarifas seriam multiplicadas por um fator menor que 1, proporcionando menores preços aos consumidores.

4.2.4 – Otimização Computacional

A inserção dos fatores de ajuste, em um cenário constituído pela presença de diversas novas opções tarifárias, torna o problema de difícil solução algébrica, dado que a criação de n novas modalidades envolve a resolução de um problema de n variáveis. Nesse contexto, foi desenvolvido um algoritmo de otimização, baseado na técnica evolutiva, a partir do uso do aplicativo computacional Solver, da Microsoft.

No simulador, a seleção da opção mais indicada para cada consumidor baseia-se unicamente naquela que lhe proporcionaria maior desconto em sua fatura. Na prática, (BROWN & SIBLEY, 1986) destacam que a escolha de uma opção tarifária não está condicionada somente aos preços, mas sim é influenciada por um somatório de diversos fatores externos, como capacidade de modulação da carga, disposição à alteração de hábitos de consumo, atividade econômica, renda, grau de informação, campanhas de divulgação, aquisição de novos equipamentos, e entre outros. Caso essas variáveis fossem relevadas nas simulações, isso exigiria uma análise individual

de cada unidade consumidora e um grande volume de informações, aumentando consideravelmente a complexidade do modelo.

O algoritmo desenvolvido nesta dissertação possui as seguintes características:

Dados de entrada: correspondem ao conjunto de dados que servirão de base para os cálculos computacionais.

- Tarifas iniciais das novas opções calculadas por meio da premissa de restrição à perda de receita;
- Tarifas homologadas pela ANEEL;
- Tipologias dos consumidores e da curva agregada total. Alternativamente, poderão ser utilizadas as medições dos clientes, desde que estes últimos possuam medidores eletrônicos instalados;
- Relação da tarifa de base com as dos demais postos horários. Por exemplo, definindo-se a tarifa fora ponta como a tarifa base para uma modalidade constituída de três postos (madrugada, fora ponta e ponta), é possível arbitrar os valores das relações ponta/fora ponta e madrugada/fora ponta;
- Duração dos postos horários de cada modalidade;
- Definição dos dias, classificados em úteis, sábados, domingos de vigência de que cada uma das modalidades.

Função objetivo: a função objetivo do problema está alinhada com um dos propósitos principais da metodologia de construção de modalidades tarifárias, que consiste em definir tarifas que sejam atrativas para parcelas significativas do mercado.

Como já mencionado no item 2.1, um dos preceitos fundamentais de uma precificação eficiente envolve, invariavelmente, a maximização do bem-estar dos consumidores e dos produtores. Contudo, para tal, seria necessário o conhecimento prévio de suas elasticidades ou suas respectivas funções de demanda, o que, na prática, constituem informações de difícil obtenção. No âmbito desta dissertação, propõe-se a maximização da distribuição do mercado consumidor nas tarifas como uma *proxy* da maximização do bem-estar dos agentes.

(BROWN & SIBLEY, 1986) afirmam que a ampliação do portfólio tarifário permite enquadrar um maior número de perfis de consumo, configurando-se como um problema de Pareto dominância. Embora tal oferta, em um primeiro momento, acarrete perdas à distribuidora em decorrência da redução de sua receita, ter-se-ia o aumento do excedente dos consumidores, o qual poderia ser revertido posteriormente na

aquisição de mais unidades dos produtos e, portanto, proporcionando maior faturamento para o monopolista. Assim, conclui-se que a maximização do mercado em novas opções encontra-se em consonância com os preceitos da maximização do bem-estar dos agentes consumidores e produtores.

Para um cenário composto por N tipologias e m modalidades, a máxima distribuição uniforme ocorrerá quando cada opção for a mais econômica para N/m tipologias. Por exemplo, em um cenário composto por 20 tipologias e 04 modalidades, a máxima distribuição ocorreria quando cada opção for módica para $20/4 = 05$ tipologias.

Uma forma de mensurar a distribuição das N tipologias nas m modalidades consiste no cálculo do erro quadrático, representado pela equação (17), onde o termo p_i representa a quantidade de tipologias que optariam pela tarifaçã*o* i .

$$\text{Erro quadrático} = \sum_{i=1}^m (p_i - N/m)^2 \quad (17)$$

Através da expressão (17), percebe-se que o erro quadrático reduz à medida que as tipologias tornam-se mais uniformemente distribuídas.

$$F.O. = \text{Min} \left\{ \sum_{i=1}^m (p_i - N/m)^2 \right\} \quad (18)$$

Alternativamente, a distribuição das tipologias nas modalidades tarifárias pode ser calculada através da maximização da média geométrica da quantidade de tipologias que optaram por cada modalidade, segundo (19).

$$F.O. = \text{Max} \left\{ \sqrt[m]{\prod_{i=1}^m p_i} \right\} \quad (19)$$

A média geométrica é máxima quando todos os termos forem iguais entre si e equivalentes à própria média aritmética (N/m). Os fundamentos teóricos do uso da média geométrica, em problemas de maximização, estão detalhados no Anexo II.

Variáveis: correspondem aos fatores de ajustes das modalidades cujos valores serão definidos após o processamento computacional. Desse modo, o número de variáveis do problema é numericamente igual à quantidade de opções tarifárias propostas.

Restrições: primeiramente, é fundamental que seja definido o valor máximo aceitável de queda de arrecadação da concessionária, decorrente da disponibilidade de novas tarifas a seus consumidores. Ele pode ser ajustado tanto em termos percentuais quanto em função da estimativa de redução do montante financeiro.

Ademais, a ferramenta de otimização evolutiva do *Solver* exige que sejam definidos os limites inferiores e superiores das variáveis do problema, ou seja, faz-se necessário estabelecer os intervalos em que os fatores de ajustes poderão variar.

Parâmetros de ajuste: correspondem ao conjunto de parâmetros do algoritmo evolutivo do *Solver*, cujos valores podem ser ajustados de acordo com a escolha do usuário:

- Convergência do método;
- Taxa de mutação;
- Tamanho da população;
- Propagação aleatória;
- Tempo máximo de aperfeiçoamento.

Cabe destacar que, uma vez cessadas as migrações dos clientes nas opções tarifárias, eventuais variações da receita da concessionária perdurariam até seu próximo Reajuste Tarifário Anual¹⁷, segundo o atual modelo regulatório brasileiro. Na ocasião do reajuste, as tarifas seriam atualizadas com base na receita de referência verificada e, uma vez constatada redução na receita, os preços sofreriam um acréscimo. Por outro lado, caso a distribuidora aferisse uma receita maior advinda da aplicação das novas modalidades, as tarifas seriam reajustadas para um índice menor. Maiores detalhes estão detalhados em (EL HAGE, FERRAZ, & DELGADO, 2011).

O fluxograma do algoritmo encontra-se representado na Figura 21. Primeiramente, têm-se as tarifas iniciais das novas opções, calculadas através da premissa de restrição de perda de receita, juntamente com demais parâmetros de entrada. Para cada iteração, o método seleciona as variáveis, nesse caso os fatores de ajustes (inicialmente iguais a 1), que proporcionaram a melhor solução, de modo que a próxima geração seja uma recombinação desses indivíduos mais aptos. Esse processo é repetido continuamente até que seja atingida a convergência ou que se esgote o tempo máximo de aperfeiçoamento. Por fim, obtêm-se os fatores ótimos que, ao serem multiplicados pelas tarifas iniciais, resultam nos preços das tarifas finais.

¹⁷ Mecanismo anual de reajuste das tarifas da distribuidora, instituído pelo poder concedente, com o intuito de estabelecer o poder de compra da concessionária, baseado nas tarifas homologadas na data de referência anterior.

Figura 21: Fluxograma do algoritmo de otimização – Tarifas horárias.

4.3 – Modalidades Propostas – Tarifas Horárias

4.3.1 – Tarifas Horárias - Consumidores de Baixa Tensão

Como já mencionado no item 4.2.1, para as unidades consumidoras de baixa tensão que optassem pelas tarifas horárias, seriam necessários medidores eletrônicos para aferir o consumo de energia em diferentes postos horários.

Tarifa Amarela: consistiria em uma alternativa à tarifa Branca, homologada pela ANEEL, com a eliminação do posto intermediário, resultando na cobrança da energia nos postos de ponta e fora ponta. Dessa forma, pretender-se-ia oferecer uma opção tarifária mais simples aos consumidores, facilitando sua compreensão e a adoção de medidas de gerenciamento da demanda.

Tarifa Madrugada: tratar-se-ia de uma modalidade monômnia, cobrada na variável energia, em três postos distintos: ponta, fora ponta e madrugada. Ela teria como principal público alvo os clientes que têm interesse de expandir e deslocar o seu consumo de eletricidade para a madrugada, a partir de um significativo desconto na tarifa nesse posto horário. Do ponto de vista operacional, oferece-se um incentivo ao uso do sistema elétrico no período em que ele apresenta grande ociosidade, estando assim alinhado com o princípio da utilização eficiente de bens e recursos.

- Ponta: período correspondente a três horas consecutivas definidas pela distribuidora. Restrita aos dias úteis que não sejam feriados nacionais;
- Madrugada: posto horário que compreende o período da meia-noite até às 5hs, e válida para todos os dias do ano;
- Fora ponta: demais postos horários.

Tarifa 6x7: possuiria uma estrutura semelhante à Amarela, exceto pela presença do posto de ponta no sábado, sendo uma opção destinada principalmente a clientes comerciais e industriais que consomem energia nos finais de semana. Para isso, seria oferecido um desconto na tarifa fora ponta, portanto os consumidores dessas classes beneficiar-se-iam ao migrarem para essa opção, já que apresentam, em geral, um baixo consumo no período de ponta. Cabe ressaltar que, em diversas áreas de concessão no Brasil, verificam-se ocorrências de picos de demanda durante os

sábados, assim, a Tarifa 6x7 consistiria em uma opção interessante para reduzir a demanda de ponta nesses dias.

4.3.2 – Tarifas Horárias - Consumidores de Média Tensão

Para as unidades consumidoras de média tensão, a aplicação das modalidades propostas não requer grandes mudanças de infraestrutura e de gestão do sistema de faturamento da distribuidora, visto que todos os clientes desse grupo já dispõem de medição eletrônica, com registro da demanda e da energia por posto horário, conforme determinado por (ANEEL, 2010).

Tarifa Vermelha: modalidade binômica com a cobrança de energia consumida e demanda contratada em dois períodos, correspondentes aos postos horários de ponta e fora ponta. Ela teria como principal finalidade oferecer uma tarifa compatível com as tarifas Verde e Azul, com incentivo aos consumidores com fator de carga de ponta intermediário. As tarifas de energia e de demanda no período fora-ponta seriam idênticas às da tarifa Azul, porém o custo da energia na ponta seria superior e o da demanda contratada, inferior. Com isso, essa modalidade seria uma opção atrativa para unidades consumidoras que fazem uso de geração própria (diesel) no horário de ponta.

Tarifa Madrugada: consistiria em uma modalidade binômica, cobrada na variável energia e demanda contratada. Seriam definidos três postos distintos (ponta, fora ponta e madrugada) com a cobrança diferenciada de acordo com o montante de energia consumida mensalmente em cada um desses intervalos.

- Ponta: período correspondente a três horas consecutivas definidas pela distribuidora. Restrita aos dias úteis que não forem feriados nacionais;
- Madrugada: posto horário que compreende o intervalo de 0hs às 5hs, e válida para todos os dias do ano, inclusive finais de semana e feriados;
- Fora ponta: demais postos horários.

Por simplicidade, ela teria uma estrutura que se assemelharia à atual Tarifa Verde, a partir da cobrança da demanda contratada independente do posto horário. O foco da Tarifa Madrugada seria atender aos clientes interessados em expandir ou deslocar o consumo durante o período da madrugada, obtendo uma economia em suas faturas,

decorrente do desconto sobre a energia consumida nesse período. Do ponto de vista técnico, verifica-se a possibilidade de expansão do uso da eletricidade na madrugada, considerando a baixa demanda agregada dos consumidores e a ocorrência de uma ampla ociosidade dos sistemas de distribuição durante esse período.

4.3.3 – Tarifa Adicional de Ponta

A Tarifa Adicional de Ponta seria uma modalidade trinômia em dois períodos (ponta e fora ponta) para energia e em um período para potência. Seu objetivo seria oferecer uma tarifa em blocos para aqueles consumidores que necessitam expandir seu consumo na ponta ou para aqueles que já fazem o uso do diesel para geração elétrica durante esse intervalo. Neste trabalho, propõe-se a cobrança de uma tarifa de energia adicional mais módica que o valor cobrado atualmente para o montante firme. O montante firme corresponderia à média mensal de energia consumida pelo cliente durante o horário de ponta, baseado em seu histórico de consumo mensal.

A Figura 22 ilustra um exemplo de uma curva de carga agregada de um consumidor hipotético, onde estão identificados os montantes de energia de ponta firme e adicional. Nessa modalidade, o consumidor pagaria o montante adicional de energia com uma tarifa menor, sem alterar o preço cheio a ser pago pelo primeiro bloco de energia.

Figura 22: Curva de demanda agregada mensal com valores de energia de ponta firme e adicional de ponta.

Convém salientar que a disponibilidade da Tarifa Adicional está condicionada à oferta de energia durante o horário de ponta e ao carregamento do sistema nesse intervalo. Por simplicidade, propõe-se estabelecer uma estrutura semelhante à Tarifa Verde, sendo que o preço mínimo do kWh adicional deve ser igual à soma da parcela A da TUSD e da TE na ponta. Faz-se necessária a cobertura integral dessa parcela, pois ela contempla os custos inerentes ao serviço de distribuição, aos encargos setoriais e à compra de energia, os quais a concessionária não possui controle direto.

Convém ressaltar que, no Brasil, vigorou uma opção tarifária semelhante à modalidade proposta nesta dissertação, conhecida por diversas denominações¹⁸, durante os anos de 2003 a 2008, nas quais as distribuidoras estavam autorizadas a vender uma energia com desconto no posto de ponta, de acordo com o Ofício Circular nº212/2003-SRC/ANEEL, conforme descrito por (ANEEL, 2008). Essa modalidade esteve presente no portfólio tarifário de diversas concessionárias até 2008, quando deixou de ser comercializada. Os motivos que levaram ao término dessa tarifa foram a baixa oferta de energia verificada naquele ano, decorrente do baixo nível dos reservatórios das hidrelétricas, e principalmente o mecanismo dos índices de reajustes tarifários (IRT), nos quais a ANEEL capturava o ganho das empresas em prol da modicidade tarifária, desestimulando a continuidade desse produto.

¹⁸ Energia Plus, Energia Adicional de Ponta Firme, Comercialização de Energia de Curto Prazo, Energia Extra, Energia Adicional Temporária.

4.4 – Metodologia de Construção de Tarifas Multipartes

4.4.1 – Conceituação

Este capítulo propõe o desenvolvimento de uma metodologia para construção de tarifas complementares voltadas ao mercado de baixa tensão, sendo que sua aplicação, ao contrário das modalidades horárias, não exigiria a substituição dos medidores eletromecânicos pelos eletrônicos, implicando assim menor complexidade técnica e operacional para sua implantação. Neste estudo, a opção mais indicada para cada unidade consumidora seria baseada no seu histórico de consumo mensal de doze meses consecutivos.

Em regiões turísticas, como as áreas litorâneas, destaca-se a existência de dois grupos de consumidores com perfis distintos de consumo de energia elétrica. O primeiro grupo corresponde a clientes com perfil de consumo sazonal, enquanto o segundo agrega aqueles que residem permanentemente nessas regiões e, portanto, consomem energia mais uniformemente ao longo do ano. No âmbito deste trabalho, será discutida a construção de modalidades mais aderentes às características de consumo desses dois perfis.

No que diz respeito ao primeiro grupo, verifica-se que tais consumidores tendem a concentrar o consumo de eletricidade em determinados meses do ano, tipicamente nos de alta temporada, sendo responsáveis, em parte, pelo superdimensionado dos sistemas elétricos das regiões turísticas. Do ponto de vista técnico e econômico, e seguindo-se o princípio da alocação eficiente de custos, justificar-se-ia a cobrança de maiores tarifas para tais clientes durante esse período. Por outro lado, seus gastos seriam contrabalanceados a partir da aplicação de tarifas mais módicas nos demais meses do ano, visto que seus consumos típicos são baixos na baixa temporada. Assim, ao final de um período de doze meses, seus dispêndios seriam, a princípio, inferiores aos da precificação Convencional.

Em contrapartida, há consumidores residentes e estabelecimentos nos quais se verifica um consumo mais constante de eletricidade ao longo do ano nessas localidades. Portanto, para esse grupo, caberia aplicar uma tarifa de energia inferior à da Convencional e, mesmo com a cobrança de uma componente fixa mensal em suas faturas, clientes enquadrados nessa opção poderiam beneficiar-se com faturas mais módicas.

Cabe ressaltar a coexistência tanto das opções propostas quanto das homologadas, visto que elas visam o atendimento de parcelas do mercado da distribuidora, cada qual com características distintas de uso das redes.

4.4.2 – Fator de Consumo e Classificação das Unidades Consumidoras

Primeiramente, faz-se necessário estabelecer um critério para diferenciar as unidades consumidoras que apresentam perfil de consumo sazonal e daquelas que possuem um consumo constante ao longo do ano. Essas informações permitiriam à concessionária dimensionar a proporção desses clientes na população, assim como serviriam de parâmetros de entrada para o cálculo das tarifas.

No âmbito deste trabalho, propõe-se a criação de uma nova variável associada ao histórico do consumo mensal da unidade consumidora, apurado em doze meses consecutivos. Essa nova variável, denominada fator de consumo (FC), é definida pela equação (20).

$$FC = \frac{E_{méd}}{E_{máx}} \quad (20)$$

Onde:

$E_{méd}$ = média do consumo de eletricidade mensal durante os últimos doze meses;

$E_{máx}$ = máximo consumo mensal de eletricidade durante os últimos doze meses.

A partir da expressão (20), espera-se que os clientes locais tenderiam a apresentar altos fatores de consumo, uma vez que o consumo mensal não apresenta grandes oscilações ao longo do ano. Em contrapartida, os fatores de consumidores veranistas seriam reduzidos, devido principalmente à concentração do consumo em poucos meses do ano. A Figura 23 ilustra o perfil de consumo de uma unidade consumidora com característica de morador e outra com perfil veranista.

Figura 23: Perfis típicos de consumo ao longo do ano.

Nesse contexto, poderiam ser estabelecidos arbitrariamente os valores dos fatores de consumo que identificariam os consumidores com perfil veranista ou morador.

Alternativamente, outro método consistiria em construir uma curva de consumo teórica e compará-la à dos consumos mensais das unidades consumidoras por meio da medida da correlação estatística entre o perfil real e o padrão. A Figura 24 apresenta uma curva de consumo teórica e outra de cliente classificado como veranista, segundo o critério proposto. Nesse exemplo, caso a correlação entre as duas curvas exceder um valor mínimo arbitrário, esse consumidor seria classificado como veranista.

Figura 24: Curvas de consumo – teórica e real.

4.4.3 – Metodologia

Propõe-se aqui a utilização de duas metodologias para a construção das tarifas desta seção: tarifação multipartes e em blocos crescentes de consumo. Pelos mesmos motivos citados no item 4.2.2. e pela dificuldade em prever o comportamento dos clientes, serão desconsideradas possíveis alterações prévias dos consumos em função da disponibilidade de novas tarifas.

A tarifação multipartes envolveria estabelecer tarifas diferenciadas, a partir da cobrança de uma componente fixa (tarifa de acesso), e outra variável sobre o montante da energia mensal consumida. A Figura 25 apresenta as retas tarifárias de três opções, onde as inclinações das retas representam as tarifas de energia (TE), e os interceptos com o eixo das ordenadas as tarifas de acesso (TA). As energias E_1 e E_2 delimitam os intervalos de prevalência de cada uma das modalidades.

Figura 25: Tarifação multipartes.

Na tarifação multipartes, para n modalidades propostas, têm-se $2n$ variáveis a serem determinadas, que correspondem às tarifas de acesso e de energia. Uma forma de simplificar o modelo consistiria em atribuir um valor arbitrário para a maior tarifa de energia e estabelecer uma relação decrescente para as demais, reduzindo o número de variáveis do problema para n . Alternativamente, o mesmo raciocínio poderia ser estendido à tarifa de acesso, de modo que as variáveis a serem determinadas, nesse caso, corresponderiam às tarifas de energia.

Já a tarifação em blocos seria definida pela cobrança diferenciada do montante de energia em função de blocos de consumo pré-estabelecidos. Neste estudo, propõe-se a tarifação por blocos crescentes de energia, como pode ser observado na Figura 26.

Figura 26: Tarifação em blocos.

Segundo o exemplo da Figura 26, caso um cliente consumisse um montante de energia E' , tal que $E_1 < E' < E_2$, cobrar-se-ia o montante da energia E_1 pela tarifa TE_1 e o montante adicional $(E' - E_1)$ pela tarifa do segundo bloco, TE_2 .

Na tarifação em blocos, o número de variáveis do problema seria equivalente à quantidade de patamares (n) e das energias que separam os intervalos ($n-1$), resultando em $2n-1$ variáveis a ser resolvidas. Uma medida para reduzi-las consistiria em estabelecer os valores das energias que separam os blocos, de modo que, ao final, o número de variáveis se reduziria para n .

Definidas as modalidades tarifárias, o próximo passo envolveria o levantamento dos históricos de consumo da população para o cálculo das tarifas. Em geral, observa-se que as distribuidoras atendem a um elevado número de unidades consumidoras de baixa tensão, o que justificaria a seleção amostral de indivíduos que representassem perfis típicos esperados na população.

Todavia, de forma semelhante ao observado no item 4.2.1, o cálculo das tarifas constituiria um problema de complexa solução, considerando a existência de múltiplas variáveis a serem definidas. Desse modo, este trabalho propõe o desenvolvimento de um algoritmo evolutivo de otimização para resolução, por meio da ferramenta computacional MS-Solver.

4.4.5 – Simulador

Dados de entrada: correspondem ao conjunto de dados que servirão de base para os cálculos computacionais.

- Tarifas homologadas pelo órgão regulador;
- Histórico de consumo das unidades consumidoras que compõem a amostra;
- Proporção dos perfis de consumo observados na população, como a proporção de clientes com características de veraneio, por exemplo.
- Valores pré-definidos de alguns componentes das tarifas multipartes ou em blocos, conforme abordado no item 4.3.2. A princípio, o otimizador poderia calcular todas as tarifas, porém essa medida asseguraria maior controle e qualidade dos resultados, ao reduzir o número de variáveis a serem determinadas.

Função objetivo: o simulador tem como objetivo definir os valores das tarifas das modalidades propostas, de modo a distribuir o mercado da concessionária nas opções

tarifárias disponíveis, seguindo os mesmos pressupostos de maximização do bem-estar social, discutido no item 4.2.4.

Como já mencionado no item 4.3.1, seria preciso definir a proporção dos clientes que apresentam características de cada um dos perfis de consumo analisados. Seja N o número de indivíduos da amostra e m a quantidade de modalidades, seria possível estimar o erro quadrático entre a quantidade de clientes que optariam por cada opção em relação ao número esperado, através da expressão (21):

$$Erro\ quadrático = \sum_{i=1}^m (p_i - N \cdot k_i)^2 \quad (21)$$

Onde:

p_i = número de indivíduos que optariam pela opção tarifária i ;

k_i = proporção de consumidores na população que possuem perfis de consumo aderentes à opção tarifária i .

A partir da equação (21), é possível concluir que o erro quadrático permite avaliar a distribuição dos indivíduos nas modalidades propostas. Nesse sentido, a função objetivo poderia ser descrita pela minimização do erro quadrático, semelhante ao procedimento utilizado para definir a função objetivo das tarifas horárias, no item 4.2.2:

$$F.O. = Min \left\{ \sum_{i=1}^m (p_i - N \cdot k_i)^2 \right\} \quad (22)$$

Variáveis: correspondem aos componentes das tarifas que seriam estabelecidos a partir da simulação computacional.

Restrições: juntamente com a imposição de um limite arbitrário de perda de receita para a distribuidora, decorrente da oferta de novas modalidades, o algoritmo evolutivo do *Solver* exige a definição dos limites inferior e superior de cada variável do problema. Portanto, para n variáveis, seria preciso definir $2n+1$ restrições no total.

Parâmetros de ajuste: representam o conjunto de parâmetros do algoritmo evolutivo do *Solver*, cujos valores podem ser ajustados de acordo com a escolha do usuário, citados anteriormente no item 4.2.3.

- Convergência do método;
- Taxa de mutação;
- Tamanho da população;
- Propagação aleatória;
- Tempo máximo de aperfeiçoamento.

O fluxograma do algoritmo proposto encontra-se representado na Figura 27.

Figura 27: Fluxograma do algoritmo de otimização – Tarifas multipartes.

4.5 – Modalidades Propostas – Tarifas Multipartes

Tarifa Morador: consistiria em uma modalidade binômia, com a cobrança da energia e da demanda média máxima, as quais corresponderiam respectivamente à parcela variável e fixa, sendo que a fatura mensal do consumidor que optasse por essa tarifa seria descrita pela equação (23). A demanda média máxima seria calculada a partir da divisão do consumo máximo de eletricidade, apurado nos doze meses anteriores, pelo número médio de horas de um mês (730 horas). Apesar de se aplicar uma tarifa de acesso, correspondente ao primeiro termo da equação (23), clientes que aderissem a essa modalidade beneficiar-se-iam com tarifas de energia inferiores à convencional.

$$F = TD_M \cdot D_{Máx} + TE_M \cdot E \quad (23)$$

Onde:

T_{DM} = tarifa de demanda da modalidade morador, em R\$/kW;

T_{EM} = tarifa de energia, em R\$/kWh;

E = montante mensal de energia consumido, em kWh/mês;

$D_{Máx}$ = demanda máxima média da unidade consumidora, em kW.

Em casos de novas unidades consumidoras ou que possuíssem um histórico de consumo inferior a 12 meses, para os quais não seria possível determinar suas demandas médias máximas, poderia ser cobrada, alternativamente, uma tarifa fixa proporcional à capacidade do disjuntor instalado.

Tarifa Veraneio: modalidade monômia em blocos crescentes de consumo, que possuiria características atrativas aos consumidores veranistas, sobretudo no período de baixa temporada, através da eliminação da cobrança do consumo mínimo (existente na tarifação convencional) e tarifa mais módica nos meses com consumo energético reduzido. Em contrapartida, ocorreria uma expressiva sinalização para os meses com alto consumo de energia.

Nessa precificação, haveria a cobrança diferenciada da energia em função de um patamar de consumo, denominado consumo limite. Para cada unidade consumidora, propõe-se que seu consumo limite (E') seja determinado pela expressão (24).

$$E' = D_{M\acute{a}x} \cdot FC' \cdot \Delta t \quad (24)$$

Onde:

Δt = número de horas mensais (730h);

FC' = fator de consumo limite (constante).

O fator de consumo seria estabelecido pela distribuidora, definindo o limiar para o qual seria cobrada uma tarifa de uso mais cara. De forma semelhante ao proposto para Tarifa Morador, se uma unidade consumidora não dispuser de histórico de consumo, poderia ser atribuído um valor de demanda média máxima proporcional à capacidade instalada do disjuntor .

Com base no consumo limite, aplicar-se-ia uma tarifa menor para consumos mensais inferiores a esse valor. Caso o consumidor excedesse esse patamar máximo, ele pagaria o consumo limite faturado pela tarifa menor e o montante adicional multiplicado pela mais elevada, segundo (25).

$$F = \begin{cases} E \cdot TE_1, & \text{se } E \leq E' \\ E' \cdot TE_1 + (E - E') \cdot TE_2, & \text{se } E > E' \end{cases}, TE_2 > TE_1 \quad (25)$$

Onde:

E = montante mensal de energia consumida, em kWh/mês;

TE_1 = tarifa de energia do primeiro bloco, em R\$/kWh;

TE_2 = tarifa de energia do segundo bloco, em R\$/kWh.

A Figura 28 ilustra a construção das retas tarifárias das duas modalidades propostas, juntamente com a reta da modalidade convencional, sendo apontadas as regiões de predominância de cada uma delas. O eixo da ordenada representa a fatura anual de uma unidade consumidora, dividida pela sua respectiva demanda máxima média ($D_{M\acute{a}x}$), enquanto que o eixo horizontal corresponde ao fator de consumo anual. É preciso salientar que se trata de uma representação em base anual e que a decisão da escolha de uma opção tarifária por parte do consumidor dependeria do somatório de seus gastos, ao longo de 12 meses. Por exemplo, um cliente veranista que optasse pela opção Veraneio pagaria faturas maiores nos meses de alto consumo, em comparação com a tarifação Convencional ou Morador. Em contrapartida, esse gasto seria contrabalanceado por faturas menores na maioria dos meses, devido ao seu baixo consumo energético nesse período.

Figura 28: Curva das retas tarifárias anuais das modalidades propostas e da Tarifa Convencional.

4.6 – Considerações Finais

Primeiramente, a metodologia complementar para construção das novas opções encontra-se em consonância com os preceitos da teoria econômica de precificação, abordada no capítulo 2. Nesse contexto, destaca-se a definição de uma função objetivo que visa resolver o problema de maximização dos excedentes financeiros dos consumidores e produtores, através de um método alternativo de maximizar a distribuição do mercado nas modalidades. Pelo lado da oferta, é premente também a preocupação com a perda de receita da firma monopolista, decorrente da migração dos clientes para as novas opções, ao se definir uma restrição de queda de arrecadação no simulador computacional.

No que tange às modalidades complementares sugeridas neste capítulo, elas foram concebidas com vistas ao estudo elaborado no capítulo 3, no qual foram levantadas as estruturas tarifárias de diversos países. No âmbito deste estudo, foi explorada a potencialidade de novas tarifas para determinados segmentos do mercado, como, por exemplo, clientes com perfil sazonal e aqueles que pretendem expandir o consumo na madrugada, por exemplo.

5 Estudo de Caso

O estudo de caso foi desenvolvido com base nas informações da Elektro, uma empresa que presta serviços de distribuição de energética elétrica na região Sudeste do Brasil. Uma característica particular de seu sistema de distribuição é sua fragmentação em diversos subsistemas, que se conectam a múltiplos agentes transmissores e distribuidores. Sua área de concessão encontra-se dividida em quatro regionais, cujos critérios de divisão não estão relacionados apenas à localização geográfica, mas também a características socioeconômicas de cada macrorregião.

O mercado atendido pela empresa é heterogêneo, abrangendo tanto consumidores urbanos quanto rurais, de diversas atividades econômicas. Diante desse cenário, faz-se necessário proceder a uma análise detalhada para a construção de uma estrutura tarifária que contemple as características regionais de cada subsistema que compõe sua área de concessão. As regionais são:

1. Regional Centro: corresponde à área de concessão com maior concentração de atividades industriais e comerciais da empresa. Destacam-se a presença de importantes centros urbanos e expressivo dinamismo econômico.
2. Regional Oeste: é caracterizada pelo atendimento de amplas áreas rurais, onde se sobressai a presença de atividades agropecuárias e de indústrias ligadas ao agronegócio.
3. Regional Leste: o mercado atendido por essa regional tem como característica uma expressiva sazonalidade do consumo de eletricidade ao longo do ano, visto que alguns municípios estão localizados no litoral ou em áreas serranas turísticas. A concentração de atividades industriais na região é baixa.
4. Regional Sul: compartilha semelhanças com a regional Leste, uma vez que atende municípios litorâneos, com características de veraneio e de consumo sazonal. Além das atividades ligadas ao setor turístico, destaca-se a presença de atividades agrícolas.

5.1 – Características do Consumo - Curvas de Carga

Este item tem por objetivo levantar as principais características de consumo dos clientes atendidos pela concessionária, através de uma análise pormenorizada das curvas de carga dos diversos segmentos que compõem o seu mercado. São avaliadas tanto as curvas de cargas por nível de tensão (média e baixa tensão) quanto por dia da semana e por período do ano.

Destaca-se a importância dessas informações, dado que servem de base para caracterizar os problemas a serem solucionados, a priori, pela metodologia tarifária proposta nesta dissertação. Posteriormente, esses estudos fornecerão subsídios para a proposição das novas modalidades, complementares às opções homologadas pelo órgão regulador, de forma a abranger os diversos segmentos do mercado e que, ao mesmo tempo, promovam o uso mais otimizado dos sistemas elétricos existentes.

5.1.1 – Curvas dos Grupos de Média e de Baixa Tensão

1. Grupo B

As Figuras 29 a 32 apresentam, respectivamente, as curvas de carga médias dos consumidores residenciais, comerciais, industriais e rurais, pertencentes ao grupo B e supridos pela Elektro. O horário de ponta, definido pela distribuidora em toda sua área de concessão, compreende o intervalo das 17h30 às 20h30, sinalizado em todos os gráficos. As curvas foram apuradas a partir de 1.219 medições realizadas nos meses de abril a agosto de 2010, sendo que seus desvios são elevados, pois são compostas pela agregação de consumidores com diferentes perfis de carga.

Figura 29: Curva de carga média – residencial baixa tensão.

Figura 30: Curva de carga média – comercial baixa tensão.

Figura 31: Curva de carga média – industrial baixa tensão.

Figura 32: Curva de carga média – rural baixa tensão.

A ponta da demanda agregada dos consumidores residenciais coincide com a ponta da distribuidora, conforme evidenciado no gráfico da Figura 29, sendo este um dos

principais motivos pelo qual a empresa define esse intervalo como o horário de ponta em sua área de concessão. Como mencionado no capítulo 3, as unidades consumidoras no Brasil são cobradas exclusivamente pela tarifa Convencional monômnia, com a ausência de sinalização horário do uso da energia ao longo do dia.

2. Grupo MT

Conforme abordado no item 3.7.1, no Brasil, aplicam-se tarifas horárias (modalidades Verde e Azul) às unidades consumidoras conectadas aos sistemas de distribuição, com tensão igual ou superior a 2,3 kV, com diferenciação de preços da energia e/ou da demanda entre os postos horários de ponta e de fora ponta.

Tal diferenciação pode levar os agentes consumidores, principalmente os mais sensíveis aos preços praticados no posto de ponta, a apresentarem mudanças significativas de seus padrões de consumo, como a redução do uso da rede nesse período, substituição da energia elétrica por outros insumos energéticos e modulação de suas cargas. (STEINER, 1957) discute que a modulação está associada à capacidade do cliente de gerenciar seu consumo de energia elétrica em função da sinalização tarifária horária, através do deslocamento de seu consumo no horário de ponta para outros postos tarifários com desconto.

Para identificar a parcela de consumidores de média tensão que alteram seu perfil de consumo durante o horário de ponta, propõe-se a criação de uma variável, denominada fator de modulação (M), correspondente à relação entre o consumo de ponta e o consumo total, segundo a expressão (26).

$$EP = M \cdot (EP + EFP) \quad (26)$$

Onde:

EP = Energia consumida no posto de ponta, em MWh;

EFP = Energia consumida no posto de fora ponta, em MWh.

No âmbito deste trabalho, baseados nas medições de consumidores de média tensão atendidos pela distribuidora, definiu-se empiricamente um fator de modulação de 6%, a partir do qual se verifica uma nítida redução do consumo durante o período de ponta da concessionária. Dividindo-os em dois grupos em função de seus fatores de modulação, as Figuras 33 e 34 ilustram os perfis médios desses agrupamentos,

levantadas no mesmo período de extração das medições do Grupo B, com seus respectivos desvios. O desvio é elevado, porém esperado, uma vez que as amostras são compostas por diversas faixas de consumo.

Figura 33: Curva média e do desvio dos consumidores com $M < 6\%$.

Figura 34: Curva média e do desvio dos consumidores com $M \geq 6\%$.

As análises de curvas de cargas mostram dois perfis distintos de curvas horárias, sendo que em um grupo há uma sensível redução da carga durante o posto de ponta, enquanto o outro agrupamento é caracterizado por um comportamento eletrointensivo e constante por parte de seus agentes. No gráfico da Figura 33, é possível visualizar que parte do mercado da distribuidora reduz significativamente o uso da eletricidade

nos instantes que antecedem o início do horário de ponta, retomando o consumo após o término desse intervalo. Essa queda deve-se, principalmente, ao acionamento de geradores próprios, em decorrência dos altos preços da energia elétrica cobrados nesse período.

5.1.2 – Curvas por Dia da Semana

As Figuras 35 e 36 apresentam, respectivamente, as curvas agregadas típicas dos clientes de baixa e de média tensão supridos pela concessionária, segregadas em dias úteis, sábados e domingos. De forma semelhante ao item anterior, o horário de ponta encontra-se identificado em ambos os gráficos.

Figura 35: Curvas agregadas típicas por dia da semana – Grupo BT.

Figura 36: Curvas agregadas típicas por dia da semana – Grupo MT.

Na Figura 35, nota-se que os picos de demandas das curvas típicas coincidem com horário de ponta da concessionária em todos os dias da semana, o que pode ser justificado, em parte, pela falta de precificação horária no segmento de baixa tensão. No caso segmento de média tensão, é possível visualizar primeiramente a modulação da carga durante o período de ponta do dia útil, sendo que ao término desse período, há uma retomada do consumo de eletricidade, conforme apresentado na Figura 36. Entretanto, o gráfico dessa figura mostra que as curvas típicas do sábado e do domingo diferem do perfil do dia útil, sem a diminuição do uso dos sistemas elétricos no intervalo das 17h30 às 20h30. Essa mudança pode ser explicada pelo fato de que se não aplicam tarifas de energia ponta durante os finais de semana, para as modalidades Verde e Azul, o que leva os agentes enquadrados nessas opções tarifárias a não modularem suas cargas nesses dias, principalmente aqueles que exercem atividades produtivas ao longo do período noturno. A combinação de ambos os fatores tem ocasionado a ocorrência de picos de demanda no sistema de distribuição durante os finais de semana, sobretudo nos sábados. A Figura 37 ilustra as curvas agregadas típicas dos segmentos de baixa e média tensão, onde é possível visualizar a concentração do consumo no intervalo das 17h30 às 20h30 em todas as curvas típicas.

Figura 37: Curvas agregadas típicas por dia da semana – Grupo BT + MT.

5.1.3 - Curvas Agregadas Mensais

As curvas de carga tratadas neste item correspondem às medições dos pontos de fronteira, onde há injeção de potência no sistema elétrico da concessionária, entre o

período de setembro de 2010 até agosto de 2011. Os pontos abrangem 236 transformadores de potência que suprem os 35 sistemas elétricos da empresa.

O principal intuito desse tópico é apresentar as diferenças existentes entre as curvas dos subsistemas litorâneos e não-litorâneos das regionais Sul e Leste e que, dessa forma, justificariam a aplicação de precificação diferenciada em regiões litorâneas. Em cada um dos gráficos, está destacada a curva do dia em que se verificou o maior pico do sistema, ou seja, o registro do momento de máxima solicitação da capacidade das redes no período.

1. Sistemas Não-litorâneos

As Regionais Leste e Sul não-litorâneas são compostas, respectivamente, por 08 (oito) e 02 (dois) subsistemas, sendo que suas curvas agregadas mensais estão apresentadas nas Figuras 38 a 41. Pode-se verificar que elas diferem pouco entre si, exceto pelo deslocamento no horário de verão.

Na Regional Leste, o dia de maior solicitação do sistema em dia de semana não ocorre em um feriado, mas em 24 de junho de 2011. Em relação à Regional Sul, embora o máximo pico tenha coincidido com um feriado, o consumo verificado no restante do dia manteve-se próximo à média.

Figura 38: Curvas agregadas mensais nos dias de semana – Regional Leste não-litorânea.

Figura 39: Curvas agregadas mensais no horário normal e de verão – Regional Leste não-litorânea.

Figura 40: Curvas agregadas mensais nos dias de semana – Regional Sul não-litorânea.

Figura 41: Curvas agregadas mensais no horário normal e de verão – Regional Sul não-litorânea.

2. Sistemas Litorâneos

Os sistemas litorâneos correspondem a dois sistemas do litoral norte paulista e a outros quatro do litoral sul, sendo que as curvas de cargas desses conjuntos estão ilustradas nas Figuras 42 a 45. É possível verificar a nítida diferença entre os consumos agregados nos meses de verão e no restante do ano, principalmente no que refere ao deslocamento vertical das curvas do horário de verão.

Figura 42: Curvas agregadas mensais nos dias de semana – Regional Leste litorânea.

Figura 43: Curvas agregadas mensais no horário normal e de verão – Regional Leste litorânea.

Figura 44: Curvas agregadas mensais nos dias de semana – Regional Sul litorânea.

Figura 45: Curvas agregadas mensais no horário normal e de verão – Regional Sul litorânea.

Os picos de demanda das regionais litorâneas ocorreram em 31 de dezembro de 2010, cujos valores foram muito superiores às médias mensais, conforme as Figuras 42 e 44. Nas regionais litorâneas, observa-se uma notável diferença entre a curva média dos meses correspondentes ao horário de verão (outubro de 2010 a fevereiro de 2011) e a do restante do ano, ao contrário do comportamento verificado nas regionais não-litorâneas.

Essas características indicam que os sistemas elétricos litorâneos são dimensionados para atendimento da demanda em dias específicos do ano, como feriados e datas comemorativas, enquanto na maior parte do tempo eles operam consideravelmente abaixo de sua capacidade instalada.

5.1.4 – Análise

Com base na atual situação de carga da Elektro, levantada nos itens 5.1.1 ao 5.1.3, identificam-se as principais características da carga da distribuidora e os problemas a serem solucionados pela metodologia tarifária proposta nesta dissertação:

1. Sistemas litorâneos: as curvas em sistemas litorâneos sugerem forte influência de consumidores veranistas, sobretudo nos meses de alta temporada, como demonstrado no item 5.1.3. Com base nos argumentos levantados no item 4.4, propõe-se a aplicação das tarifas Veraneio e Morador para dois públicos-alvo distintos: a primeira seria destinada a clientes que apresentam consumo sazonal enquanto que a segunda, para aqueles que residem permanentemente nessas regiões e que, portanto, mantém um padrão mais uniforme ao longo do ano.
2. Picos de demanda das curvas do segmento de baixa tensão: a falta de sinalização horária para o subgrupo tarifário B constitui um dos principais fatores para ocorrência de pico de demanda durante o horário de ponta da distribuidora, como evidenciado nas Figuras 11 e 17. Nesse contexto, seriam oferecidas as tarifas horárias apresentadas no item 4.3.1 a esse segmento, de forma a incentivar a modulação da carga e o uso da eletricidade nos postos com desconto, contribuindo assim para o uso mais otimizado dos sistemas elétricos.
3. Ocorrência de ponta aos sábados: segundo análise do item 5.1.2, esse problema é decorrente, em parte, da ausência de precificação diferenciada nos finais de semana, tanto para os segmentos de baixa como o de alta tensão. Uma alternativa para mitigar esse problema consistiria em estabelecer a tarifa 6x7, mostrada no item 4.3.1, para os consumidores de baixa tensão, com cobrança de ponta também nos sábados, de forma a incentivá-los a modularem suas cargas. Em sua pesquisa, (CARBON TRUST, 2012) defende a efetividade da precificação da ponta nos finais de semana, dado que, nesses dias, os moradores permanecem mais tempo em suas residências do que nos dias úteis e, portanto, possuem maior facilidade de alterar seus hábitos de consumo e o de gerenciar o uso de equipamentos.
4. Ociosidade do sistema elétrico durante a madrugada: em todas as curvas de cargas agregadas ilustradas nos itens 5.1.1 ao 5.1.3, verifica-se que a demanda energética nesse período é sensivelmente inferior à capacidade instalada dos sistemas elétricos, indicando assim a viabilidade da criação de opções tarifárias para

consumidores que já consomem ou que pretendem expandir o consumo nesse período. Neste trabalho, propõe-se a aplicação de tarifas com desconto na madrugada tanto para o segmento de baixa como o de média tensão, apresentadas respectivamente nos itens 4.3.1 e 4.3.2.

5. Uso intensivo de autogeração durante o horário de ponta: a redução do uso consumo no horário de ponta para o segmento de média tensão, ilustrado nas Figuras 33, 38 a 41, deve-se, em parte, pela substituição da energia elétrica por outros insumos energéticos. (EL HAGE, FERRAZ, & DELGADO, 2011) mostram que, em razão da construção das atuais retas tarifárias das tarifas Verde e Azul na ponta, a geração diesel tem sido uma opção energética economicamente vantajosa sobretudo para os clientes que possuem fator de carga de ponta intermediário. Nesse contexto, faz-se necessário a proposição de novas opções tarifárias para competir com as alternativas de autoprodução, como as tarifas Vermelha e Adicional de Ponta, mencionadas no capítulo 4.

5.2 - Simulação das Tarifas – Baixa Tensão

5.2.1 – Tarifas Horárias

Na simulação desenvolvida neste estudo, empregaram-se as curvas de cargas extraídas das medições de clientes do Grupo B, provenientes da Elektro. Devido ao elevado número de unidades consumidoras atendidas pelos sistemas de baixa tensão, optou-se pela utilização de medições provenientes do sorteio amostral da população.

Neste estudo, as medições dos consumidores B1 (residenciais) e B3 (comerciais, industriais, poder e serviço público) foram agregadas em tipologias típicas, sendo agrupadas, em um mesmo conjunto, as curvas típicas que apresentam perfis próximos entre si. O método de agrupamento baseia-se no algoritmo de nuvens dinâmicas, ou *k-means*, a partir da formação de *clusters* que agregam indivíduos da população com grande similaridade entre si, com mínima semelhança entre grupos distintos. Detalhes a respeito das nuvens dinâmicas podem ser consultados em (JAIN, MURITY, & FLYNN, 1999).

Ao final do processo, definiram-se 12 e 30 tipologias típicas dos consumidores do Grupo B1 e B3, respectivamente, e para cada uma delas, determinaram-se as curvas típicas do dia útil, sábado e domingo.

Para o cálculo das novas opções horárias, utilizou-se o algoritmo computacional descrito no item 4.2.4. Nesse contexto, foram simulados dois cenários com valores da relação ponta/fora ponta (RPFP) e madrugada/fora ponta (RMFP) distintos: o primeiro deles, mais conservativo, com RPFP e RMFP iguais a 3 e 0,65, respectivamente, e outro com essas variáveis pré-definidas em 4 e 0,3. As Tabelas 8 a 11 apresentam os valores resultantes das tarifas simuladas, por Subgrupo Tarifário e pelas diferentes relações ponta/fora ponta.

Tabela 8: Tarifas – Grupo B1, RPFP = 3 e RMFP =0,65.

Postos	Convencional	Branca	Amarela	Madrugada	6x7
	R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kWh
Madrugada	287,13	216,69	214,72	146,10	205,18
Fora Ponta	287,13	216,69	214,72	224,76	205,18
Intermediário	287,13	349,90	214,72	224,76	205,18
Ponta	287,13	563,02	644,15	674,29	615,53

Tabela 9: Tarifas – Grupo B3, RPFP = 3 e RMFP =0,65.

Postos	Convencional	Branca	Amarela	Madrugada	6x7
	R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kWh
Madrugada	290,40	238,01	244,37	166,74	240,58
Fora Ponta	290,40	238,01	244,37	256,52	240,58
Intermediário	290,40	416,69	244,37	256,52	240,58
Ponta	290,40	674,52	733,10	769,57	721,75

Tabela 10: Tarifas – Grupo B1, RPFP = 4 e RMFP =0,30.

Postos	Convencional	Branca	Amarela	Madrugada	6x7
	R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kWh
Madrugada	287,13	216,69	195,24	62,53	180,90
Fora Ponta	287,13	216,69	195,24	208,44	180,90
Intermediário	287,13	349,90	195,24	208,44	180,90
Ponta	287,13	563,02	780,96	833,77	723,60

Tabela 11: Tarifas – Grupo B3, RPFP = 4 e RMFP =0,30.

Postos	Convencional	Branca	Amarela	Madrugada	6x7
	R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kWh
Madrugada	290,40	238,01	229,76	74,68	224,78
Fora Ponta	290,40	238,01	229,76	248,92	224,78
Intermediário	290,40	416,69	229,76	248,92	224,78
Ponta	290,40	674,52	919,03	995,69	899,12

Com base nos valores das tarifas corrigidos, verificou-se a distribuição ótima das tipologias nas opções tarifárias, por Subgrupo tarifário e pelos diferentes valores de RPFP e RMFP. Ademais, foi avaliado o impacto da modulação da carga na distribuição das tipologias e na variação da receita da distribuidora. Neste estudo, definiram-se dois cenários mais prováveis de migração do consumo: deslocamento do consumo do posto horário de ponta para fora ponta e do posto de fora ponta para madrugada.

As Figuras 46 a 53 apresentam os resultados das simulações para diferentes cenários de modulação da carga, considerando-se o efeito do deslocamento do consumo na distribuição das tipologias.

Figura 46: Distribuição das tipologias em função da modulação $P \rightarrow FP$ (Grupo B1, RFPF =3, RMFP =0,65).

Figura 47: Distribuição das tipologias em função da modulação $P \rightarrow FP$ (Grupo B3, RFPF =3, RMFP =0,65).

Figura 48: Distribuição das tipologias em função da modulação $P \rightarrow FP$ (Grupo B1, RFPF =4, RMFP =0,3).

Figura 49: Distribuição das tipologias por modalidade em função da modulação P → FP (Grupo B3, RFPF =4, RMFP =0,3).

Figura 50: Distribuição das tipologias em função da modulação FP → M (Grupo B1, RFPF =3, RMFP =0,65).

Figura 51: Distribuição das tipologias por modalidade em função da modulação FP → M (Grupo B3, RFPF =3, RMFP =0,65).

Figura 52: Distribuição das tipologias em função da modulação FP → M (Grupo B1, RPFP = 4, RMFP = 0,3).

Figura 53: Distribuição das tipologias por modalidade em função da modulação FP → M (Grupo B3, RPFP = 4, RMFP = 0,3).

Nos gráficos, percebe-se que a queda de receita aumenta à medida que há o incremento da modulação do consumo, enquanto que as tipologias relativas aos Subgrupos B1 e B3 tendem a migrar para as opções Madrugada e 6x7, respectivamente.

Com base nos gráficos das Figuras 46 a 53, as tipologias mantiveram distribuições semelhantes em ambos os cenários com diferentes valores de RPFP e RFPM, indicando assim que o aumento da relação ponta fora ponta não proporcionou uma divisão mais uniforme das tipologias nas modalidades oferecidas.

5.2.2 – Tarifas Multipartes

Devido ao elevado número de unidades consumidoras do Grupo B, realizou-se um sorteio amostral de 2.000 clientes da regional Sul, a partir dos quais foram apurados os históricos de consumos mensais de eletricidade em um período de doze meses consecutivos (fevereiro de 2009 a janeiro de 2010). Para minimizar o efeito de análises viesadas, desconsideraram-se no sorteio os consumidores que foram conectados ou desligados durante o período de estudo.

Primeiramente, devido ao fato de que os meses do ano apresentam variações no número de dias, aplicou-se um fator de correção nas medições a fim de trazê-las para uma mesma base de referência, segundo (27).

$$m_i^{AJU} = m_i \cdot n_i \cdot \frac{365}{12} \quad (27)$$

Onde:

m_i^{AJU} = medição ajustado referente ao mês i, em kWh;

m_i = medição original referente ao mês i, em kWh;

n_i = número de dias do mês i.

Antes da simulação das tarifas multipartes, foi realizada também uma contabilização das unidades que possuem características de consumo sazonal, de modo a se obter a participação desse grupo na população. Para isso, utilizou-se a medida de correlação estatística entre a curva de consumo esperada de um cliente veranista com os históricos de consumo dos clientes amostrados. Considerando-se uma correlação mínima de 60%, 200 consumidores foram classificados como veranistas, ao passo que para as modalidades Convencional e Morador, atribuiu-se uma quantidade de 900 clientes para cada uma delas.

Os parâmetros de entrada e os resultados da simulação do modelo estão apresentados na Tabela 12, sendo que na simulação, definiram-se os preços da tarifa de energia da modalidade Morador e do primeiro bloco da Veraneio em 50% e 60% do valor da Convencional, respectivamente. A distribuição esperada dos consumidores amostrados antes da simulação e os valores após o processamento encontram-se detalhados na Figura 54.

Tabela 12: Parâmetros de entrada e resultados da simulação.

Parâmetros de Entrada		Resultados	
Tarifa Convencional		Tarifa Morador	
Tarifa de Energia (R\$/kWh)	0,28713	Tarifa de Acesso (R\$/kW·mês)	75,1618
Tarifa Morador		Tarifa Veraneio	
Tarifa Morador (R\$/kWh)	0,14357	Tarifa de Energia 2 (R\$/kWh)	0,70509
Tarifa Veraneio			
Tarifa de Energia 1 (R\$/kWh)	0,17228		
Fator de Carga Limite	40,00%		
Variação mín. para migração (%)	5%	Variação de receita (%)	-4,967%

Figura 54: Distribuição do mercado nas opções: (a) esperado e (b) obtido pela simulação.

A partir da observação dos resultados da Figura 54, verifica-se que o método não atingiu a proporção objetivo do problema devido, principalmente, à restrição da variação máxima de receita da distribuidora estar fixada em 5%, o que impediu a migração de unidades consumidoras, sobretudo, para a tarifa Morador.

A representação gráfica das retas tarifárias simuladas está ilustrada na Figura 55, onde estão destacadas as regiões de predominância de cada uma das três modalidades. Salienta-se que as retas foram construídas em uma base anual e, assim, ao decidir a tarifa mais módica, o consumidor deverá contabilizar seu perfil de consumo ao longo de um ano. Por exemplo, uma unidade consumidora veranista estará mais bem enquadrada na tarifa Morador durante os meses de alta temporada, porém, como seu consumo é baixo no restante do ano, no cômputo geral, a opção Veraneio lhe proporcionará maior vantagem financeira ao final de doze meses.

Figura 55: Distribuição das tipologias por modalidade (RPFP =4, RMFP =0,30).

5.3 - Simulação das Tarifas – Média Tensão

5.3.1 - Tarifas Horárias

Nesta etapa, foram utilizadas as medições de consumidores de média tensão, a partir da recuperação da memória de massa de seus medidores. Parte delas foi levantada em 2010, enquanto outra parcela corresponde a medições recuperadas em 2012.

Aplicaram-se os mesmos critérios definidos no capítulo 4, ou seja, as medições reais dos consumidores, tanto de demanda máxima como a de energia, foram multiplicadas pelas tarifas. Em seguida, os montantes financeiros resultantes, em reais, foram trazidos para uma base anual de maneira que pudesse ser apurada a modalidade mais módica para cada unidade consumidora.

As variáveis do problema consistiram nas tarifas de energia e de demanda de ponta das modalidades Vermelha e Madrugada. Devido à elevada tarifa de energia de ponta da modalidade Verde, na opção Madrugada, o preço da energia desse posto horário foi limitado a 80% desse valor.

As tarifas calculadas encontram-se no quadro da Tabela 13, ao passo que as Figuras 56 e 57 exibem a quantidade de unidades consumidoras por tarifa e por cenário de modulação da carga. As representações gráficas das retas tarifárias das tarifas Verde, Azul e Vermelha na ponta estão ilustradas na Figura 58.

Tabela 13: Tarifas de energia do Grupo MT, em reais/MWh.

Modalidades	Tarifas Homologadas		Tarifas Simuladas	
	Verde	Azul	Vermelha	Madrugada
Energia Madrugada	140,89	141,04	141,04	85,56
Energia Fora Ponta	140,89	141,04	141,04	161,56
Energia Ponta	843,98	220,69	534,58	675,18
Demanda Fora Ponta	8,41	8,49	8,45	8,41
Demanda Ponta	8,41	26,17	8,75	8,41

Figura 56: Distribuição das tipologias por modalidade (Grupo MT, RPFP =4, RMFP =0,30).

Figura 57: Distribuição das tipologias por modalidade (Grupo MT, RPFP =4, RMFP =0,30).

Figura 58: Retas tarifárias das modalidades Verde, Azul e Vermelha, na ponta.

Nas Figuras 56 e 57, percebe-se a pouca adesão de consumidores à tarifa Azul, visto que tal modalidade seria módica apenas à parcela de estabelecimentos com alto fator de carga de ponta. Ademais, a variação máxima de receita para a concessionária foi restrita em 5% em todas as simulações.

Particularmente, na Figura 56, é perceptível que a variação de receita da distribuidora, em módulo, reduz-se à medida que se aumenta a modulação da carga do posto da ponta para o de fora de ponta. Tal comportamento, contrário do gráfico da Figura 57, pode ser explicado por já haver diferenciação horária entre os preços praticados na ponta e fora de ponta, nas tarifas Verde e Azul, sendo que nesta última, verifica-se elevado valor na relação PFP. Desse modo, mesmo que a disponibilidade de novas tarifas proporcione maior modicidade aos clientes (problema de Pareto), os clientes também obteriam redução em suas faturas ao modularem suas cargas, considerando apenas as modalidades nas quais eles estão atualmente enquadrados.

Através da visualização da Figura 58, nota-se que a região de predominância da tarifa Vermelha abrangeria consumidores com fatores de carga de ponta intermediários. Cabe ressaltar que atualmente parte desse mercado, por não estar bem enquadrado nas modalidades homologadas, acabaria optando por alternativas de autogeração no horário de ponta do sistema. Para a tarifa Vermelha, a solução gráfica envolveu a definição de uma tarifa de acesso inferior à da Azul, no eixo das ordenadas, de modo que se fez necessário estabelecer um valor intermediário da energia de ponta (inclinação da reta), possibilitando assim o cruzamento dessa reta com as demais.

5.3.2 – Tarifa Adicional de Ponta

A simulação da Tarifa Adicional de Ponta foi realizada separadamente das demais tarifas, pois se trata de uma modalidade específica para aqueles clientes que desejam expandir o consumo na ponta, desde que haja capacidade do sistema de distribuição e oferta de energia nesse período.

O passo inicial envolve estabelecer o custo da geração diesel, seu principal concorrente direto. Portanto, faz-se necessário levantar o preço unitário desta última, em R\$/kWh, de modo a permitir a comparação dessas grandezas em uma mesma base econômica. Conforme descrito por (CASTELLANELLI et al., 2007), o preço da energia produzida por um gerador diesel pode ser expresso pela equação (28).

$$P_D = \frac{C \cdot D + \text{manut}}{\text{Potg}} \quad (28)$$

Onde:

P_D = Preço da energia, em R\$/kWh;

C = Consumo do gerador, em litro/hora;

D = Preço do combustível, em R\$/litro;

Potg = Potência do gerador, em kW;

manut = Custo de manutenção (mão-de-obra, lubrificantes), em R\$/hora.

Baseado em dados de fabricante¹⁹, têm-se o custo da energia elétrica produzida por um gerador diesel de potência nominal de 700 kVA:

Consumo do gerador: 146,27 litro/hora;

Preço do Combustível: 2,10 R\$/litro diesel (ANP);

Potência do gerador: 700 kVA x 0,92²⁰ x 80%²¹ = 515,2 kW;

Manutenção: Lubrificantes + Filtros = 0,14 litro/h x 12,30 R\$/litro + 1,05 R\$/h = 2,772 R\$/h

¹⁹ Dados de um gerador 700kVA, segundo especificações do fabricante Cummings Noam.

²⁰ Nível de operação contínua, conforme especificação do fabricante.

²¹ Fator de potência típico.

Os valores relacionados acima resultam em um custo de 604,66 R\$/MWh. Convém salientar que esse resultado contempla exclusivamente os custos variáveis, não sendo contabilizados os fixos, relativos ao capital investido para a aquisição desse bem. Nesse caso, para os consumidores que planejam a aquisição e instalação desse equipamento, caberia o levantamento do tempo de vida útil do gerador e do custo de capital, assim como há outras variáveis a serem relevadas, como a poluição sonora e atmosférica, processo de acionamento e desligamento dos geradores e entre outros. O detalhamento matemático sobre a contabilização dos custos fixos apurados através do método *Sinking Fund*, para equipamentos, em geral, pode ser consultado em (ANTUNES, 2004).

O próximo passo envolve a determinação do custo mínimo da tarifa adicional de ponta, que seja capaz de cobrir integralmente as componentes TUSD Parcela A e TE da Tarifa de Energia de Ponta. Dessa forma, o montante cobrado acima desse valor base corresponderia à parcela de lucro da empresa, pressupondo-se o custo marginal nulo. A Figura 59 mostra as componentes TUSD Parcela A + TE e TUSD Fio B da Tarifa de Energia de Ponta da modalidade Verde, extraídos da Planilha de Abertura Tarifária da Elektro, juntamente com os componentes da nova tarifa, cujo valor foi definido arbitrariamente em 580,00 R\$/MWh.

Figura 59: Componentes de Tarifa de Energia de Ponta – Verde e Adicional de Ponta.

Um segmento alvo da tarifa adicional de ponta consiste nos consumidores que já possuem gerador diesel e utilizam-no com frequência para geração de energia elétrica durante o horário de ponta. Para medir a sensibilidade desses clientes a essa

modalidade, foram consultadas as respostas de um questionário aplicado pela distribuidora a consumidores de média tensão, dentre as quais se destacam:

1. Questão v1: o entrevistado se declara como autoprodutor de energia elétrica?
2. Questão v2: possui gerador de energia elétrica?
3. Questão v3: caso possua um gerador, utiliza-o todos os dias, especificamente durante o horário de ponta?

Foram considerados potenciais optantes da Tarifa Adicional de Ponta todos os entrevistados que responderam positivamente aos três questionamentos. Dos 422 estabelecimentos que participaram da pesquisa, quinze deles forneceram respostas positivas às questões v1, v2 e v3 e, dentre eles, têm-se as medições de dois casos. A partir das medições dos dias úteis dessas duas unidades consumidoras, apuraram-se as suas curvas de demanda agregada e, para cada uma delas, definiu-se empiricamente o patamar de consumo caso fosse disponibilizado uma tarifa com desconto para a energia adicional consumida no período de ponta. As curvas de consumo agregado de ambos os clientes estão representadas nas Figuras 60 e 61.

Figura 60: Curva de demanda agregada mensal – Consumidor 1.

Figura 61: Curva de demanda agregada mensal – Consumidor 2.

Visualmente, nota-se que a modulação da carga no horário de ponta do Consumidor 1 não é expressiva se comparada ao consumo de eletricidade nesse posto, indicando que a geração diesel corresponde apenas a uma parcela da energia elétrica consumida nesse período. Contudo, verifica-se uma perceptível mudança do perfil do Consumidor 2 durante o horário de ponta, pressupondo-se que a autogeração deva suprir quase a totalidade da demanda energética nesse intervalo.

No âmbito desse trabalho, foi arbitrada uma tarifa adicional de 580,00 R\$/MWh, valor este próximo, porém inferior, ao custo da geração diesel. Definindo-se o montante de energia medida na ponta, sem modulação, como a energia de base dos clientes, os ganhos financeiros dos consumidores G_C e da distribuidora G_D puderam ser estimados por meio das expressões (29) e (30), respectivamente.

$$G_C = E_A \cdot (P_D - P_A) \quad (29)$$

$$G_D = E_A \cdot (P_A - TUSD_A - TE) \quad (30)$$

Onde:

E_A = Montante de energia adicional consumida, em kWh;

P_D = Preço da energia produzida pelo gerador diesel, em R\$/kWh;

P_A = Tarifa adicional de ponta, em R\$/kWh;

$TUSD_A$ = Componente TUSD Parcela A da tarifa de energia de ponta da modalidade Verde, em R\$/kWh.

TE = Componente da TE da tarifa de energia de ponta da modalidade Verde, em R\$/kWh.

Ressalta-se que, pelo lado da demanda, não foram computados outros possíveis gastos decorrentes da substituição da energia elétrica pelo diesel, como paralisações temporárias da produção em função dessa troca, efeitos transitórios e mão-de-obra necessária para essa operação, pois isso dependeria de uma análise pormenorizada das características produtivas de cada estabelecimento, as quais não fizeram parte do escopo da pesquisa dirigida.

A partir das expressões (29) e (30), calcularam-se os ganhos financeiros das unidades consumidoras e da concessionária, cujos resultados estão presentes na Tabela 14.

Tabela 14: Resultados da simulação – Tarifa Adicional de Ponta.

Consumidores	Dias de medição	Energia adicional	Ganho Financeiro no período de medição	
		MWh	Consumidor (R\$)	Distribuidora (R\$)
Consumidor 1	21 dias úteis	5,18	127,62	1.944,07
Consumidor 2	29 dias úteis	13,82	340,84	5.192,17

Segundo a Tabela 14, é possível visualizar que a tarifação adicional não propiciou ganhos expressivos, tanto aos consumidores quanto à distribuidora. No que concerne a esta última, embora o volume financeiro advindo dessa opção tarifária possa não ser significativo em relação ao seu faturamento total, essa modalidade representaria uma alternativa de mitigar a perda de mercado provocado pela concorrência de outras fontes energéticas no horário de ponta, sobretudo a geração diesel.

5.4 – Considerações Finais

Esta etapa contempla os resultados obtidos a partir da simulação dos grupos de consumidores de média e de baixa tensão no novo menu tarifário, com base na metodologia complementar e nas opções sugeridas no capítulo 4. Nesse contexto, o levantamento inicial das características do mercado atendido pela distribuidora foi fundamental para identificar não somente os problemas a serem solucionados, mas também potenciais alternativas de estímulo ao consumo, com vistas ao uso eficiente dos sistemas elétricos existentes.

Ademais, destaca-se o uso de pesquisas dirigidas para identificar potenciais grupos de consumidores que poderiam aderir a uma determinada tarifa, como verificado na análise da Tarifa Adicional de Ponta.

6 Conclusão

6.1 – Considerações Gerais

Nesta dissertação, foram apresentadas duas propostas: a primeira envolveu o desenvolvimento de uma nova metodologia para a construção de tarifas para os grupos de consumidores de média e de baixa tensão, ao passo que a segunda teve como objetivo a proposição de novas modalidades, complementares às homologadas pela ANEEL. Reitera-se que não se realizou o recálculo das tarifas existentes, visto que tal procedimento não faz parte do escopo deste trabalho.

Primeiramente, no capítulo 3, verifica-se que as agências reguladoras dos países analisados, ao contrário do Brasil, proporcionam maior liberdade às concessionárias para propor, até mesmo em caráter experimental, novas opções destinadas a atender segmentos específicos de seus mercados. No âmbito deste trabalho, explorou-se a potencialidade da criação de novas modalidades com vistas aos sinais de demanda e, portanto, mais aderentes à problemática verificada na área de concessão.

No que diz respeito ao capítulo 4, a metodologia desenvolvida para construção de tarifas baseia-se em uma estrutura simples e voltada à aplicação, com fundamentação econômica, e utilizando informações já disponíveis nas bases cadastrais e de faturamento das concessionárias. Essas características garantiriam tanto uma obtenção simplificada das tarifas quanto permitiria uma fácil compreensão por parte dos agentes do setor elétrico e também da sociedade.

Ademais, a função objetivo proposta nesse capítulo está em consonância com os preceitos da teoria de precificação abordada no capítulo 2, especificamente porque alude à solução do problema da maximização dos excedentes financeiros dos consumidores e da firma monopolista, mesmo sem considerar as curvas de demanda e de oferta desses agentes. Com vistas à solução desse problema, foi desenvolvido um método alternativo a partir da maximização da distribuição dos consumidores nas opções tarifárias.

Outro ponto importante discutido no capítulo 4 consistiu na preocupação constante com a variação de receita da concessionária, pois o aumento de migrações acarretaria, em um primeiro momento, em queda de sua receita, partindo-se da premissa de que os consumidores escolheriam para si a modalidade mais econômica. No regime *Price Cap*, a determinação de opções tarifárias adicionais exige prudência, uma vez que as empresas estão expostas ao risco de variação de mercado, no curto

prazo, decorrente da migração de clientes entre tarifas e da alteração do consumo em função da nova sinalização tarifária.

Com vistas ao estudo de caso realizado no capítulo 5, realizou-se uma análise pormenorizada do mercado atendido pela distribuidora, com destaque ao levantamento das curvas de demandas agregadas dos consumidores para a concepção das novas modalidades. Os resultados obtidos a partir da simulação computacional demonstram que a metodologia desenvolvida cumpre com os preceitos propostos no âmbito desta dissertação: maximização da distribuição do mercado nas opções tarifárias e, por alusão, a provável maximização do bem-estar dos agentes, considerando-se a incerteza sobre o conhecimento das curvas de demanda dos consumidores e a restrição à perda de receita da firma monopolista.

6.2 – Perspectivas de continuidade do trabalho

As perspectivas de continuidade do trabalho recaem na aplicação das tarifas em uma área piloto, a partir da metodologia desenvolvida ao longo desta dissertação. Nesse contexto, destacam-se os seguintes pontos:

➤ Pesquisa dirigida

Uma vez definido o público-alvo para o qual se destinariam as novas tarifas, o passo inicial envolveria a aplicação de uma pesquisa dirigida de modo a levantar os hábitos de consumo e a posse de aparelhos elétricos. Tal medida propiciaria informações para construção de tarifas mais aderentes aos perfis de uso da eletricidade verificados em campo, assim como identificar potenciais segmentos do mercado para os quais poderiam ser ofertadas outras novas opções.

➤ Definição da amostra

A quantidade de clientes participantes do programa piloto dependeria do erro amostral máximo admitido, restrições orçamentárias do projeto (equipamentos, infraestrutura, mão-de-obra) e da possível perda de receita da concessionária, estimada via simulação computacional.

A seleção dos participantes estaria condicionada às regras de elegibilidade de cada opção, como nível de tensão, classe e perfil de consumo anual (especificamente para

a precificação sazonal). Seria recomendável também o recrutamento de clientes para participarem de um grupo de controle, cujos consumos seriam monitorados ao longo do programa. Essa medida permitiria avaliar a efetividade das novas modalidades, minimizando-se assim o risco de análises viesadas.

➤ Elasticidade-preço da demanda

A aplicação das tarifas em uma área piloto permitiria o estudo do comportamento dos consumidores frente a um novo menu tarifário e, com bases nesses resultados, seria possível mensurar, empiricamente, a elasticidade-preço da demanda dos participantes. Conforme mencionado no Capítulo 4, ela se trata de uma relação de difícil previsibilidade, dado que ela depende de diversos fatores exógenos, o que implica que sua estimativa é obtida, em geral, a partir de dados práticos.

➤ Eficácia do modelo teórico

A eficácia do modelo teórico poderia ser analisada através da verificação do uso mais otimizado das redes existentes, como a diminuição da capacidade ociosa, redução de picos de demanda, sobretudo, no horário de ponta e até mesma a postergação de obras de expansão dos sistemas elétricos. Particularmente para subsistemas onde se aplicaria precificação horária aos sábados, seria possível atestar se, de fato, ela induziu a redução de picos de demanda nos finais de semana.

➤ Possíveis ajustes

Casos os resultados obtidos a partir da aplicação piloto estejam muito distantes das expectativas iniciais, recomendar-se-ia a proposição de novos ajustes ao projeto. Diante a uma baixa de adesão de participação voluntária, por exemplo, poderiam ser levantadas novas técnicas de abordagem ao consumidor, melhorias da comunicação distribuidora com seus clientes e a redução da assimetria de informação entre os agentes.

7 Referências Bibliográficas

ABRADEE, ELEKTRO & DAIMON. (Novembro de 2009). Estrutura Marginalista - Relatório Final. Brasília, DF, Brasil: ABRADÉE.

ACC. (1 de Dezembro de 1996). Retail Electric Competition Rule. Phoenix, Arizona, Estados Unidos.

ANEEL. (2008). Nota Técnica nº 289/2008-SRE/ANEEL. Brasília: ANEEL.

ANEEL. (25 de novembro de 2010). Nota Técnica nº 0126/2010-SRD/ANEEL. *Estrutura Tarifária para o Serviço de Distribuição de Energia Elétrica - Estrutura Vertical*. Brasília, DF, Brasil: ANEEL.

ANEEL. (2010). Resolução Normativa nº 414/2010. *Direito e Deveres do Consumidor de Energia Elétrica*. Brasília, DF, Brasil.

ANEEL. (17 de novembro de 2011). Nota Técnica nº 313/2011 - SRE-SRD/ANEEL. Brasília, DF, Brasil.

ANEEL. (22 de novembro de 2011). Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET. *Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição / Submódulo 7.1 - Procedimentos Gerais*. Brasília, DF, Brasil: ANEEL.

ANTUNES, A. U. (2004). Análise Crítica e Proposições Metodológicas para Avaliação dos Custos Marginais de Expansão de Redes de Distribuição de Energia Elétrica. São Paulo: Tese de Doutorado. Escola Politécnica, USP.

ARIZONA PUBLIC SERVICE. (1 de Janeiro de 2013). *APS Residential Rate Plans*. Acesso em 22 de Fevereiro de 2013, disponível em Arizon Public Service: <http://www.aps.com/main/services/residential/rates/Default.html>

BARDELIN, C. E. (2004). Os Efeitos do Racionamento de Energia Elétrica Ocorrido no Brasil em 2001 e 2002 com Ênfase no Consumo de Energia Elétrica. São Paulo: Dissertação de Mestrado. ESPUSP.

- BARTUSCH, C., WALLIN, F., ODLARE, M., VASSILEVA, I., & WESTER, L. (2011). Introducing a Demand-based Electricity Distribution Tariff in the Residential Sector: Demand Response and Customer Perception. *Energy Policy*, 39, 5008-2025.
- BENTZEN, J., & ENGSTED, T. (Janeiro de 1993). Short and Long-Run Elasticities in Energy Demand. *Energy Economics*, 9-16.
- BOITEUX, M. (1949). La Tarification des demandes en pointer Application de la théorie de la vente au coût marginal. *Revue générale de l'électricité*, 321-340.
- BRAITHWAIT, S., HANSEN, D., & O'SHEASY, M. (2007). *Retail Electricity Pricing And Rate Design In Evolving Markets*. Washington, D.C.: Edison Electric Institute.
- BROWN, S., & SIBLEY, D. (1986). *The Theory of Public Pricing*. Cambridge: Cambridge University.
- BUDHRAJA, V. S. (Agosto de 2002). California's Electricity Crisis. *IEEE Power Engineering Review*, 6-14.
- CARBON TRUST. (2012). *Time-of_Use Pricing: Lessons From International Experience*. Londres: The Carbon Trust.
- CARRERA-FERNANDEZ, J. (2009). *Curso Básico de Microeconomia*. Salvador: Editora da Universidade Federal da Bahia.
- CASTELLANELLI, C. A., MAYER, F. D., CASTELLANELLI, M., & HOFFMANN, R. (2007). Estudo do biodiesel como fonte de energia em geradores diesel no horário de ponta. *IV Simpósio de Excelência em Gestão e Tecnologia - SEGET*. Resende: Universidade Federal de Santa Maria - UFSM.
- COASE, R. H. (1946). The Marginal Cost Controversy. *Economica*, 13, 169-189.
- COURANT, R., & ROBBINS, H. (1941). *What is Mathematics?* New York, Georgia, Estados Unidos: Oxford University Press.
- DNAEE. (1985). Nova Tarifa de Energia Elétrica - Metodologia e Aplicação ("Livro Verde"). MME/DNAE.
- DRÉZE, J. H. (1964). Some Postwar Contributions of French Economists to Theory and Public Policy. *The American Economic Review*, 2-64.

EDF. (01 de 04 de 2013). *Le Mix Énergétique du Groupe EDF*. Acesso em 24 de 04 de 2013, disponível em <http://mixenergetique.edf.com>

EDF. (1 de Janeiro de 2013). *Option Tempo*. Acesso em 22 de Fevereiro de 2013, disponível em Electricité de France: <http://particuliers.edf.com/gestion-de-mon-contrat/options-tempo-et-ejp/option-tempo/la-couleur-du-jour-2585.html>

EDF FRANCE. (1 de Janeiro de 2013). *Option Tempo*. Acesso em 22 de Fevereiro de 2013, disponível em Electricité de France: <http://particuliers.edf.com/gestion-de-mon-contrat/options-tempo-et-ejp/option-tempo/la-couleur-du-jour-2585.html>

EL HAGE, F. S. (2011). A Estrutura Tarifária de Uso das Redes de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil: Análise Crítica do Modelo Vigente e Nova Proposta Metodológica. São Paulo: Tese de Doutorado. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

EL HAGE, F. S., FERRAZ, L. P., & DELGADO, M. A. (2011). *A Estrutura Tarifária de Energia Elétrica*. Brasília: Synergia.

ERSE. (01 de Janeiro de 2013). *Períodos horários*. Acesso em 19 de Março de 2013, disponível em Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/periodoshorarios/Paginas/default.aspx>

FARUQI, A. (2008). Inclining Toward Efficiency. *PUBLIC UTILITIES FORTNIGHTLY*, 22-27.

FARUQI, A., HLEDIK, R., & PALMER, J. (2012). *Time-Varying and Dynamic Rate Design*. Cambridge: RAP Publications.

GOBIERNO DE CHILE. (22 de Junho de 1982). Decreto Ley nº1. Santiago, Provincia de Santiago, Chile.

GOVERNMENT CA. (24 de Fevereiro de 1995). Assembly Bill nº 1890. Los Angeles, California, Estados Unidos.

GOVERNMENT UK. (29 de Julho de 1989). Electricity Act 1989. London, Great Britain, United Kingdom.

HANSEN, D. G., & O'SHEASY, M. T. (2012). *Residential Rate Study for the Kansas Corporation Commission - Final Report*. Madison: Christensen Associates Energy Consulting, LLC.

HOTELLING, H. (1932). Edgeworth's taxation paradox and the nature of demand and supply functions. *Journal of Political Economy*, 577-616.

HOUTHAKKER, H. S. (1951). Electricity Tariffs in Theory and Practice. *The Economic Journal*, 1951.

IBM & eMETER CONSULTING. (Julho de 2007). Ontario Energy Board Smart Price Pilot - Final Report. Ontário, Canadá: IBM Global Business Services and eMeter Strategic Consulting para Ontario Energy Board.

JAIN, A. K., MURITY, M. N., & FLYNN, P. J. (3 de Setembro de 1999). Data Clustering: A Review. *ACM Computing Surveys*, 31, pp. 265-318.

LÉVÊQUE, F. (2003). *Transport Pricing of Electricity Networks*. Dordrecht, Países Baixos: Kluwer Academic Publishers.

MODIANO, E. M. (1984). Elasticidade-renda e preço da demanda de energia elétrica no Brasil. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: PUC-RJ.

MOHSENIAN-RAD, A., & LEON-GARCIA, A. (Setembro de 2010). Optimal Residential Load Control With Price Prediction in Real-Time Electricity Pricing Environments. *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, 1, 120-133.

NAVIGANT CONSULTING. (2010). *The Effects of Time-of-Use Rates on Residential Electricity Consumption*. Toronto: Ontario Energy Board.

POND, R. (2006). *Liberalisation, Privatisation and Regulation in the UK Electricity Sector*. London: Working Lives Research Institute - London Metropolitan University.

PRESIDENCIA BRASIL. (11 de Setembro de 2012). Medida Provisória nº 579. Brasília, Distrito Federal, Brasil.

RAMSEY, F. A. (1927). A Contribution to the Theory of Taxation. 37, 47-61. *Economic Journal*.

RENESES, J., & GÓMEZ, T. (2011). Electricity Tariff Design for Transition Economies Application to the Libyan Power System. *Energy Economics* 33, 33-43.

RUDNICK, V., & RAINERI, R. (1997). *Chielan Disitribution Tariffs: Incentive Regulation*. Santiago: Ilades/Georgetown University Press.

SC&E. (1 de Janeiro de 2013). *Regulatory Information - Rates Pricing*. Acesso em 01 de Março de 2013, disponível em Southern California Edison: <https://www.sce.com/wps/portal/home/regulatory/tariff-books/rates-pricing-choices/>

SCHMIDT, C., & LIMA, M. (2004). A Demanda por Energia Elétrica no Brasil. *Revista Brasileira de Economia*, 58.

SILVA, E. F. (2008). Principais Condicionantes das Alterações no Modelo de Comercialização de Energia Elétrica: Restropectiva e Análise Crítica. Dissertação de Mestrado. EPUSP.

SIMMONDS, G. (2002). *Regulation of the UK Electricity Industry*. Bath: The University of Bath.

STEINER, P. O. (1957). Peak Loads and Efficient Pricing. *The Quartely Journal of Economics*, 585-610.

STRAUSS- KAHN, V., & TRACA, D. (2004). *Deregulation Electricity Markets: th French Case*. Fontainebleau: INSEAD.

TOLMASQUIM, M. T. (2000). As Origens da Crise Energética Brasileira. *Ambiente & Sociedade - Ano III - Nº 6/7*, 180-183.

UKERC. (2013). UK Energy Rearch Centre - Load Profiles and their Use in Electricity System. London: UK-ERC.

VISCUSI, W. K., HARRINGTON JR, J. E., & VERMON, J. M. (2005). *Economics of Regulation and Antitrust*. Cambridge, MA: MIT Press.

WILLIAMSON, O. E. (1966). Peak-Load Pricing in the Electricity Utility Industry. *The Bell Journal of Economics*, 232-241.

WOLAK, F. (2006). *Residential Customer Response to Real-Time Pricing: The Anaheim Critical-Peak Pricing Experiment*. Standford: Department of Economics Stanford University.

ANEXO I

Elasticidade-Preço da Demanda

A elasticidade-preço da demanda é uma relação adimensional que permite mensurar a variação percentual de um bem ou de um serviço dada uma variação percentual de seu preço. Seja P_0 o preço inicial de um produto e q_0 a quantidade inicial demandada, dado um ponto (P_0, q_0) da curva de demanda, a elasticidade indica o quanto se variou percentualmente o consumo em função da mudança de 1% no seu preço, conforme a equação (31):

$$\varepsilon_{q,p} = \frac{\Delta q/q_0}{\Delta P/P_0} = \frac{\Delta q}{\Delta P} \cdot \frac{P_0}{q_0} \quad (31)$$

Por exemplo, uma elasticidade $\varepsilon_{p,q} = -1,5$ indica que a redução percentual de 1,5% no consumo dado o aumento de 1% em seu preço. Como medida de sensibilidade local, a elasticidade pode ser expressa de maneira formal através do uso de cálculo diferencial, segundo a expressão (32).

$$\varepsilon_{q,p} = \frac{dq/q_0}{dP/P_0} = \frac{dq}{dP} \cdot \frac{P_0}{q_0} \quad (32)$$

Na Economia, por convenção, define-se que os consumidores que apresentam elasticidade inferior a 1, em módulo, são classificados como inelásticos. Por outro lado, clientes com elasticidade superior a 1, em módulo, são tidos como elásticos.

Convém ressaltar que o comportamento inelástico dos consumidores e a presença de um único agente produtor, caso particular dos monopólios naturais, é um ponto de grande atenção dos entes reguladores, pois aumentos abusivos dos preços por parte do monopolista podem acarretar em perdas significativas do excedente da população. Tal situação é observada em segmentos de distribuição elétrica, conforme abordado por (MODIANO, 1984) e (SCHMIDT & LIMA, 2004).

(NAVIGANT CONSULTING, 2010) cita que, embora haja diversos estudos econométricos capazes de calcular a elasticidade a partir de um histórico de dados, trata-se de uma relação obtida empiricamente e de difícil previsibilidade, pois a variação do consumo não é afetada unicamente pela variação dos preços e sim, por um conjunto de variáveis exógenas, como a temperatura, indicadores de renda e de empregos, por exemplo.

ANEXO II

Desigualdade da Média Aritmética-Geométrica

A desigualdade da média aritmética-geométrica é uma proposição matemática que afirma que a média aritmética é sempre superior, ou igual, à média geométrica. Para um conjunto de n elementos reais e não-negativos $\{a_1, a_2, \dots, a_n\}$, tal que $n \geq 2$, têm-se:

$$\frac{a_1 + a_2 + \dots + a_n}{n} \geq \sqrt[n]{a_1 \cdot a_2 \cdot \dots \cdot a_n} \quad (33)$$

Prova: considerando $n = 2^k$, tal que k seja um número inteiro e não-negativo, temos:

$$\frac{(a_1 + \dots + a_n) + (a_{n+1} + \dots + a_{2n})}{2n} = \frac{1}{2} \cdot \left[\frac{a_1 + \dots + a_n}{n} + \frac{a_{n+1} + \dots + a_{2n}}{n} \right] \quad (34)$$

Nota-se que os dois termos à direita da equação (34) correspondem a duas médias aritméticas, sendo cada uma composta por n elementos. Aplicando o princípio da desigualdade nos dois termos, obtém-se:

$$\frac{1}{2} \cdot \left[\frac{a_1 + \dots + a_n}{n} + \frac{a_{n+1} + \dots + a_{2n}}{n} \right] \geq \frac{\sqrt[n]{a_1 \cdot \dots \cdot a_n} + \sqrt[n]{a_{n+1} \cdot \dots \cdot a_{2n}}}{2} \quad (35)$$

É possível verificar que o segundo termo da expressão (35) corresponde a uma média aritmética de dois números, portanto é possível aplicar novamente a desigualdade:

$$\begin{aligned} \frac{\sqrt[n]{a_1 \cdot \dots \cdot a_n} + \sqrt[n]{a_{n+1} \cdot \dots \cdot a_{2n}}}{2} &\geq \sqrt{\sqrt[n]{a_1 \cdot \dots \cdot a_n} \cdot \sqrt[n]{a_{n+1} \cdot \dots \cdot a_{2n}}} \\ &\geq \sqrt[2n]{a_1 \cdot \dots \cdot a_n \cdot a_{n+1} \cdot \dots \cdot a_{2n}} \end{aligned} \quad (36)$$

Dessa forma, prova-se que $(34) \geq (36)$. Por indução matemática, (COURANT & ROBBINS, 1941) demonstram que, se a desigualdade for válida para n termos, também é válida para $n - 1$ termos.

Observação: uma consequência direta da proposição da desigualdade é que a média geométrica é igual à aritmética se, e somente se, todos os elementos forem iguais, ou seja, $a_1 = a_2 = \dots = a_n$ (COURANT & ROBBINS, 1941).