



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CAMPUS ARARANGUÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA E SUSTENTABILIDADE

Vagner da Silva Rodrigues

**Tarifação binômia para consumidores de energia de baixa tensão no Brasil: viabilidade  
legal e técnica**

ARARANGUÁ  
2020

Vagner da Silva Rodrigues

**Tarifação binômia para consumidores de energia de baixa tensão no Brasil: viabilidade legal e técnica**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do título de Mestre em Energia e Sustentabilidade

Orientador: Prof. Ricardo A. R. Moraes, Dr.

Coorientador: Prof. Marcelo D. Berejuck, Dr.

Araranguá

2020

## Ficha de identificação da obra

Rodrigues, Vagner da Silva

Tarifação binômica para consumidores de energia de baixa tensão no Brasil: : viabilidade legal e técnica / Vagner da Silva Rodrigues ; orientador, Ricardo Alexandre R. de Moraes, coorientador, Marcelo Daniel Berejuck, 2020.  
103 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá, Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade, Araranguá, 2020.

Inclui referências.

1. Energia e Sustentabilidade. 2. Energia e Sustentabilidade. 3. Tarifa de Energia Elétrica. 4. Consumidores do Grupo B. I. Moraes, Ricardo Alexandre R. de. II. Berejuck, Marcelo Daniel. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade. IV. Título.

Vagner da Silva Rodrigues

**Tarifação binômia para consumidores de energia de baixa tensão no Brasil: viabilidade legal e técnica**

O presente trabalho em nível de mestrado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Ricardo Alexandre Reinaldo de Moraes, Dr  
Universidade Federal de Santa Catarina, UFSC – PPGES

Prof.(a) Kátia Cilene Rodrigues Madruga, Dr.(a)  
Universidade Federal de Santa Catarina, UFSC – PPGES

Prof. Roderval Marcelino, Dr  
Universidade Federal de Santa Catarina, UFSC – PPGTIC

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de mestre em Energia e Sustentabilidade

---

Prof.(a) Kátia Cilene Rodrigues Madruga, Dr.(a)  
Subcoordenadora do Programa

---

Prof. Dr. Ricardo Alexandre Reinaldo de Moraes  
Orientador

Araranguá, 2020.

Este trabalho é dedicado aos meus queridos pais Amarildo Rodrigues e Maria Aparecida da Silva Rodrigues e a minha irmã Gisele da Silva Rodrigues.

## **AGRADECIMENTOS**

A todos os professores da Universidade Federal de Santa Catarina que disponibilizaram atenção e conhecimento para me auxiliar durante toda a pós-graduação.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES).

Ao professor Dr. Ricardo Alexandre Reinaldo de Moraes, pela grande colaboração e ensinamentos no decorrer do trabalho.

Aos amigos que fiz durante o tempo que passei na Universidade. A amizade e o companheirismo deles me ajudaram a crescer pessoalmente e profissionalmente.

Por fim, aos meus pais e irmã, apoiando por saberem o quanto essa fase é importante em minha vida.

“A competitividade de um país não começa nas indústrias ou nos laboratórios de engenharia. Ela começa na sala de aula.”

Lee Iacocca

## RESUMO

No Brasil, as unidades consumidoras de energia elétrica são classificadas em dois grupos tarifários: grupo A e grupo B. Os consumidores residenciais estão classificados no grupo B e são atendidos com tensões abaixo de 2,3kV. Atualmente, esses consumidores têm apenas a opção de tarifa monômnia, ou seja, suas contas consideram apenas o consumo volumétrico de eletricidade. Os consumidores do grupo A possuem tarifa binomial de energia, suas faturas de energia são compostas pela soma da parcela referentes ao consumo de energia e da parcela da demanda de energia. Este trabalho tem como objetivo analisar a fundamentação legal e a viabilidade técnica do uso de uma tarifa binômnia para os consumidores do grupo B. Esse tipo de tarifação pode trazer benefícios para o sistema elétrico, pois ajuda a suavizar a curva de consumo de energia ao longo do dia, aumentando a confiabilidade, reduzindo o risco de falta de energia, atrasando os investimentos em novas usinas, linhas de transmissão e distribuição e potencialmente reduzindo o consumo residencial de eletricidade. Esta análise foi realizada utilizando metodologia sistemática de revisão de literatura, por meio de relatórios, estudos acadêmicos, coleta de dados em sites oficiais do governo e documentos de contribuições da Consulta Pública da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) Nº 002/2018. Este é o primeiro trabalho utilizando os dados da Consulta Pública, mostrando e detalhando os principais problemas da proposta de implementação de uma tarifa binômnia. Finalmente, os resultados das análises indicam que é possível implementar uma tarifa binomial de acordo com a legislação brasileira vigente. Tecnicamente, seria possível usando as informações dos disjuntores instalados no painel de medição com menor impacto econômico na implementação do sistema de tarifa proposta.

**Palavras-chave:** Consumidores residenciais. Curva de carga. Resposta à demanda. Tarifa de eletricidade.

## ABSTRACT

In Brazil, energy-consuming units are classified into two tariff groups: group A and group B. Residential consumers are classified in group B and they are served with voltages below 2.3kV. Currently, these consumers have only the monomial tariff option, i.e., their bills only consider the consumption of electricity. Group A consumers have a binomial energy tariff. Their energy bills are made up of the sum of the energy consumption and energy demand portions. This article aims to analyze the legal rationale and technical feasibility of using a binomial tariff for group B consumers. This type of pricing can bring benefits to the electricity system as it helps to smooth the energy consumption curve throughout the day. It increases reliability, reducing the risk of power outages and delaying investments in new power plants, transmission lines and distribution and potentially reducing residential consumer electricity costs. This analysis was performed using a systematic literature review methodology, through reports, academic studies, data collection on official government websites and documents from contributions of Brazil electricity regulatory agency (ANEEL) Public Consultation No. 002/2018. It is the first work using data from de Public Consultation, showing and detailing the main problems in the proposal to implement a binomial tariff. Finally, the results indicate that it is possible to implement a binomial tariff under current Brazilian legislation. Technically, it would be possible using the information of the circuit breakers installed in the measuring board with a lower economic impact on the implementation of the proposed tariff system.

**Keywords:** Demand response. Electricity tariff. Load curve. Residential consumers.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Curva típica nos dias úteis – 101 a 200 kWh/mês. ....	17
Figura 2 – Curva típica nos dias úteis – 201 a 300 kWh/mês. ....	18
Figura 3 – Curva típica nos dias úteis – 301 a 500 kWh/mês. ....	18
Figura 4 – Curva típica nos dias úteis – acima de 501 kWh/mês. ....	18
Figura 5 – Classificação dos Consumidores de Energia Elétrica. ....	19
Figura 6 – Curvas de Carga Típicas - Faixa 2 (base = 160 kWh). ....	19
Figura 7 – Curvas de Carga Típicas - Faixa 3 (base = 500 kWh). ....	20
Figura 8 – Curvas de Carga Típicas - Faixa 4 (base = 1000 kWh). ....	20
Figura 9 – Curvas de Carga Típicas - Faixa 5 (base = 1500 kWh). ....	20
Figura 10 – Alternativas para o gerenciamento pelo lado da demanda. ....	24
Figura 11 – Tipos de alterações possíveis provocadas por GLD na curva de carga. ....	25
Figura 12 – Categorias dos programas de resposta à demanda. ....	26
Figura 13 – Usos finais de energia elétrica residencial no Brasil. ....	27
Figura 14 – Usos finais de energia elétrica no verão na região Sul. ....	28
Figura 15 – Usos finais de energia elétrica no inverno na região Sul. ....	29
Figura 16 – Rotinas médias de uso de equipamentos eletroeletrônicos. ....	29
Figura 17 – Rotinas médias de uso do chuveiro elétrico. ....	29
Figura 18 – Grupos tarifários no Brasil. ....	30
Figura 19 – Explicação gráfica da TUSD e TUST. ....	33
Figura 20 – Destinação dos recursos recolhidos na conta de energia. ....	33
Figura 21 – Valor final de energia elétrica. ....	34
Figura 22 – Comparativo entre a Tarifa Branca e a Tarifa Convencional ....	35
Figura 23 – Curvas média de demanda diária no verão ....	38
Figura 24 – Curvas média de demanda diária no inverno ....	39
Figura 25 – Classificação da Pesquisa Científica ....	42
Figura 26 – Fluxograma do Planejamento da Pesquisa. ....	45
Figura 27 – Composição da tarifa dos consumidores de baixa tensão. ....	67
Figura 28 – Leis de amparo legal a um novo sistema tarifário de energia. ....	70
Figura 29 – Exemplo de curva de carga de dois consumidores de energia elétrica. ....	71
Figura 30 – Componentes das tarifas de distribuição (número de países). ....	73
Figura 31 – Peso dos componentes da tarifa de distribuição. ....	74
Figura 32 – Tipo de tarifa nos países estudados pela NT46. ....	74

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Contribuições Após a Fase de Pré-Análise.....	50
Quadro 2 – Contribuições Após a Fase de Exploração do Material.....	51
Quadro 3 – Contribuições Após o Tratamento e Interpretação dos Resultados.....	52
Quadro 4 – Grupo de Perguntas Referente ao Objetivo .....	53
Quadro 5 – Grupo de Perguntas Referente ao Tipo de Custos.....	56
Quadro 6 – Grupo de Perguntas Referente a Alocação dos Custos.....	57
Quadro 7 – Grupo de Perguntas Referente aos Impactos, Implementação e Transição da Tarifa Binômia .....	61
Quadro 8 – Critérios de variável de faturamento das componentes tarifárias para o grupo B.	68
Quadro 9 – Principais problemas técnicos levantados na consulta pública. ....	78
Quadro 10 – Principais problemas de custos levantados na consulta pública.....	79
Quadro 11 – Principais problemas de impactos e divulgação levantados na consulta pública.	81

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Usos finais de eletricidade (confiança de 90%).....	28
Tabela 2 – Estrutura tarifária de 17 países europeus.....	37

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica  
AR – Agenda Regulatória  
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica  
DR – Demand Response  
DSM – Demand Side Management  
EPE – Empresa de Pesquisa de Energia  
GD – Geração Distribuída  
GLD – Gerenciamento pelo Lado da Demanda  
HVAC – Heating, Ventilation and Airconditioning System  
IoT – Internet of Things  
MME – Ministério de Minas e Energia  
NIST – National Institute of Standards and Technology  
NT – Nota Técnica  
P&D – Pesquisa e Desenvolvimento  
RBDI – Resposta à Demanda com Base em Incentivos  
RDBT – Resposta à Demanda com Base em Tarifas  
REN – Resolução normativa  
SEE – Sistemas de Energia Elétrica  
SEP – Sistema Elétrico de Potência  
SG – Smart Grid  
SH – Smart Home  
TE – Tarifa de Energia  
TI – Tecnologia da Informação  
ToU – Time-of-Use  
TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>15</b>
1.1	PROBLEMA DE PESQUISA .....	17
1.2	HIPÓTESE .....	21
1.3	JUSTIFICATIVA .....	22
1.4	OBJETIVOS .....	22
<b>1.4.1</b>	<b>Objetivos Específicos .....</b>	<b>22</b>
<b>2</b>	<b>REVISÃO DA LITERATURA.....</b>	<b>23</b>
2.1	GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA.....	23
<b>2.1.1</b>	<b>Resposta à Demanda .....</b>	<b>25</b>
2.2	USOS FINAIS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	27
2.3	GRUPOS TARIFÁRIOS.....	30
2.4	TARIFAS DE ENERGIA.....	31
2.5	A TARIFA BRANCA .....	34
2.6	A TARIFA BINÔMIA .....	36
2.7	CONCLUSÃO.....	39
<b>3</b>	<b>A ABORDAGEM METODOLÓGICA .....</b>	<b>41</b>
3.1	A CONFIGURAÇÃO DA PESQUISA.....	41
3.2	DA PESQUISA BIBLIOGRÁFICA E DOCUMENTAL .....	43
3.3	PLANEJAMENTO DA PESQUISA.....	44
3.4	COLETA E ANÁLISE DOS DADOS .....	46
<b>3.4.1</b>	<b>Consulta Pública N° 002/2018.....</b>	<b>46</b>
<b>3.4.2</b>	<b>Nota Técnica N° 46/2018-SGT.....</b>	<b>46</b>
3.4.2.1	<i>Perguntas Estabelecidas pela Nota Técnica n°46/2018.....</i>	<i>48</i>
3.4.2.2	<i>Grupo 1 – Objetivo.....</i>	<i>52</i>
3.4.2.3	<i>Grupo 2 – Tipos de Custos .....</i>	<i>55</i>
3.4.2.4	<i>Grupo 3 – Alocação dos Custos – Variáveis de Cobrança .....</i>	<i>56</i>

3.4.2.5	<i>Grupo 4 – Impactos, Implementação e Transição da Tarifa Binômia</i> .....	60
3.5	CONCLUSÃO .....	64
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES</b> .....	<b>65</b>
4.1	CONTRIBUIÇÕES DO AUTOR.....	65
4.1.1	<b>Análise da Fundamentação Legal</b> .....	<b>68</b>
4.1.2	<b>Análise da Viabilidade Técnica</b> .....	<b>70</b>
4.2	CONCLUSÃO .....	81
<b>5</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> .....	<b>83</b>
5.1	PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS .....	85
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>86</b>



## 1 INTRODUÇÃO

A cada dia, mais equipamentos elétricos chegam às residências de milhares de pessoas em todo o mundo. Estes equipamentos geram um aumento de consumo de energia elétrica que é preocupante para o setor elétrico e pode levar a um caos energético. A energia elétrica é um produto não armazenável e o seu fornecimento requer um complexo sistema de geração, transmissão e distribuição. Por isso, é necessário que se implementem políticas para que se utilize a energia elétrica com uma maior eficiência.

Para Falcão (2010, p. 01),

Os Sistemas de Energia Elétrica (SEE) estão prestes a sofrer uma transformação de grandes proporções. Esta transformação consiste na modernização das tecnologias de geração, transmissão, distribuição e uso final da energia elétrica, visando abordar questões que vão desde as preocupações com mudanças climáticas e o envelhecimento das instalações atuais até a possibilidade de proporcionar ao usuário final maior participação no planejamento e operação do sistema.

O termo *Smart Grid* (SG) é o nome dado a essa nova concepção dos SEE. O cenário atual das SG no Brasil, mostra que “Em 2010, quase todas as empresas elétricas brasileiras começaram a estudar a SG para preparar e orientar estrategicamente seus investimentos.” (PICA et al., 2011, p. 01, tradução nossa).

A expressão SG se baseia na utilização de tecnologia de automação, computação e comunicações para monitoramento e controle da rede elétrica. Uma SG utiliza fluxos de eletricidade e informações bidirecionais para criar uma rede de entrega de energia automatizada (FALCÃO, 2010).

Segundo Duarte et al. (2013), o desenvolvimento das SG traz a aplicação de uma série de funcionalidades avançadas no sistema de distribuição. Em 2011, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) desenvolveu um projeto de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D) sobre SG que visou nortear um Plano Nacional para a migração tecnológica do setor elétrico brasileiro para a adoção do conceito de Rede Inteligente (que é o termo também utilizado no Brasil para SG) em todo o país.

Existem algumas características geralmente atribuídas à SG. Uma em especial norteia o foco desse trabalho: a resposta à demanda mediante atuação remota em dispositivos de consumidores (FALCÃO, 2010).

Um sistema de atuação remota em dispositivos de consumidores pode se enquadrar em uma *Smart Home* (SH). Este termo retrata um estilo de vida equipado com tecnologia para

monitorar os moradores da residência e/ou melhorar sua qualidade de vida e bem-estar através de uma automação residencial dos dispositivos da casa. Uma SH pode ser construída com a tecnologia IoT (*Internet of Things* - Internet das Coisas, em português) de várias maneiras incluindo: controle de dispositivos locais, reconhecimento sensorial e de movimento, defesa contra ameaças de segurança, compreensão de linguagem e proteção de dados de computadores (MUQSIT et al., 2017).

Como demonstra Schiefer (2015), existem diversas definições para uma *Smart Home* (Casa Inteligente, em português): o dicionário Oxford chama de: “uma casa equipada com iluminação, aquecimento, dispositivos eletrônicos que podem ser controlados remotamente por smartphone ou computador.” O trabalho de Hoosain & Paul (2017, p. 03, tradução nossa) define “uma residência que contenha atuação remota pode ser chamada de SH, pois possui uma estrutura de circuitos que permite aos proprietários um controle remoto de uma variedade de dispositivos eletrônicos”.

Uma das possibilidades de se controlar a demanda de energia elétrica em uma residência é através da implementação de SH. Pode-se definir demanda de energia como sendo a média das potências elétricas ativas ou reativas em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado (PROCEL, 2011). Em outras palavras, demanda pode ser definida como o somatório de cargas elétricas operando no mesmo intervalo de tempo, ou seja, é a capacidade máxima que é exigida do Sistema Elétrico em determinado momento. Como será demonstrado na seção 1.1, as empresas de Geração, Transmissão e Distribuição de energia elétrica tem um grande problema na discrepância entre capacidade de fornecimento de demanda instalada e a demanda de energia utilizada ao longo do dia. A implementação de uma SH e o controle de demanda de energia elétrica pode ajudar a reduzir este problema das empresas de energia. Além disso, políticas públicas que incentivem a redução da demanda de energia elétrica podem acelerar o processo de implementação de SH e de redução da demanda de energia.

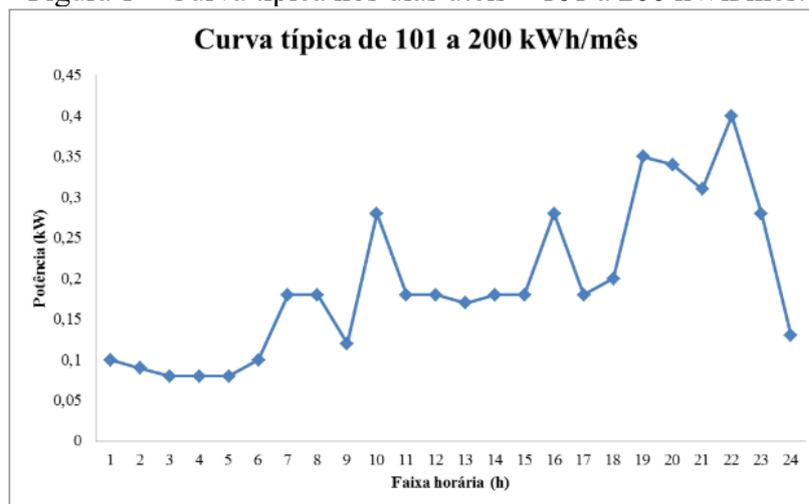
A partir destes conceitos, este trabalho de mestrado realiza uma pesquisa, a fim de analisar a fundamentação legal e a viabilidade técnica de se implementar um sistema tarifário de energia que ajude e incentive a SH a resolver o problema da discrepância entre capacidade de fornecimento de demanda instalada e a demanda de energia utilizada ao longo do dia. Este novo sistema tarifário denomina-se Tarifa Binômica (considerado como uma tarifa multipartes) com base no consumo e na demanda de energia elétrica contratada pelas unidades consumidores residenciais.

## 1.1 PROBLEMA DE PESQUISA

De acordo com o Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2017, apresentado pela Empresa de Pesquisa de Energia (EPE), o setor residencial responde por cerca de 28,8% do consumo de energia elétrica do país (EPE, 2017). A maioria destes consumidores possuem curva de carga que indica um pico de demanda de energia aproximadamente às 19h. Francisquini (2006) apresentou uma metodologia para estimar curvas de carga diárias de consumidores de energia elétrica em baixa tensão. A estimativa das curvas foi baseada em medições reais fornecidas por empresas de distribuição de energia. Em seu trabalho é possível visualizar dados que representam a curva média das unidades consumidoras de uma cidade do interior do estado de São Paulo.

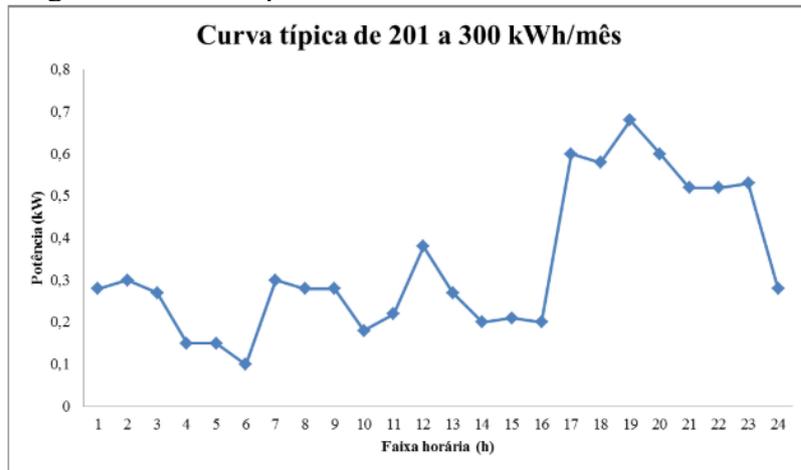
A curva de carga de um consumidor residencial caracteriza-se por um consumo praticamente constante durante o dia inteiro com um aumento no fim da tarde e um pico de demanda provocado pelo chuveiro elétrico entre 18h00 e 22h00 dependendo do perfil do usuário. As Figuras 1-4, mostram, respectivamente, a curva típica para consumidores residenciais nos dias úteis com consumo de 101 a 200 kWh/mês, 201 a 300 kWh/mês, 301 a 500 kWh/mês e acima de 500 kWh/mês, onde se confirmam os picos de energia supramencionados.

Figura 1 – Curva típica nos dias úteis – 101 a 200 kWh/mês.



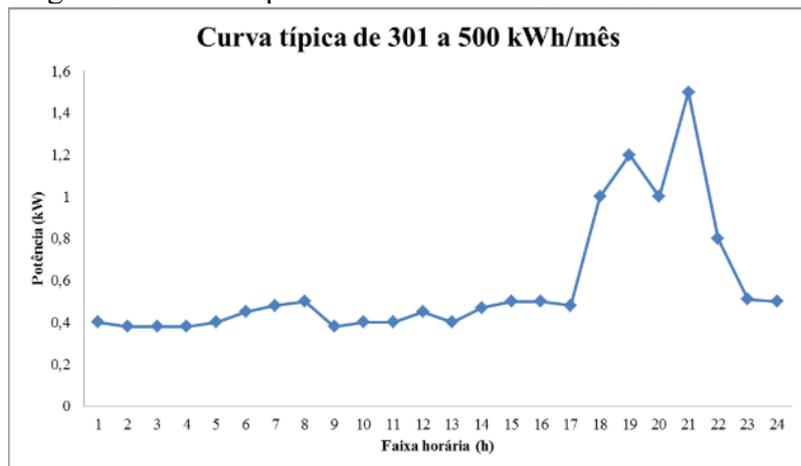
Fonte: (FRANCISQUINI, 2006).

Figura 2 – Curva típica nos dias úteis – 201 a 300 kWh/mês.



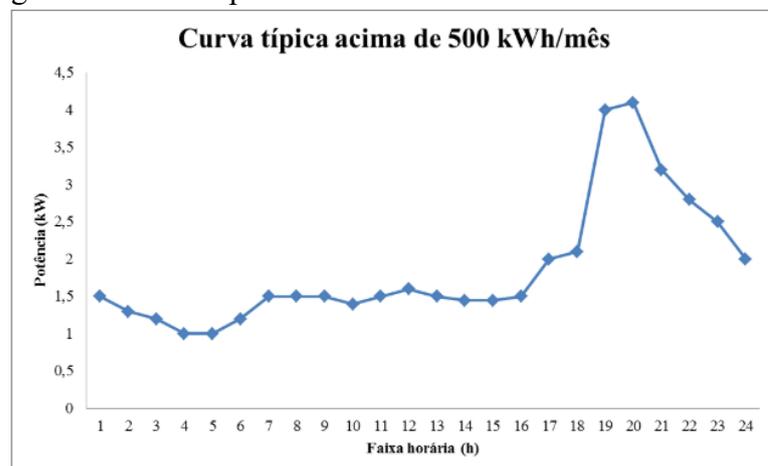
Fonte: (FRANCISQUINI, 2006).

Figura 3 – Curva típica nos dias úteis – 301 a 500 kWh/mês.



Fonte: (FRANCISQUINI, 2006).

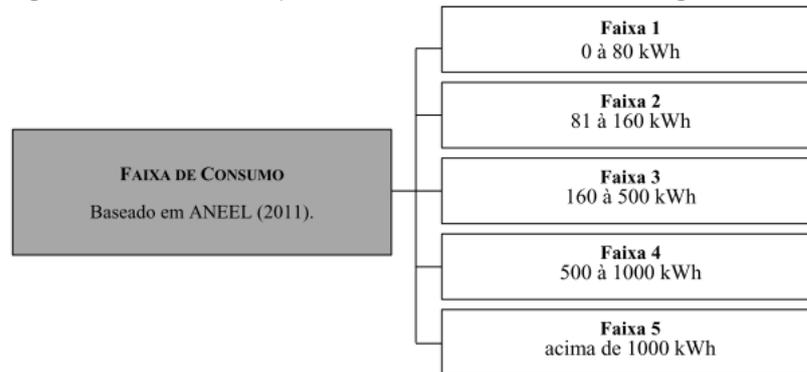
Figura 4 – Curva típica nos dias úteis – acima de 501 kWh/mês.



Fonte: (FRANCISQUINI, 2006).

Já o trabalho de Ferraz (2016) tem por objetivo analisar o impacto de um Programa de Resposta à Demanda baseado em preços com diferenciação horário. A autora elabora uma modelagem dos consumidores residenciais, classificando-os em faixas de consumo conforme demonstra a Figura 5.

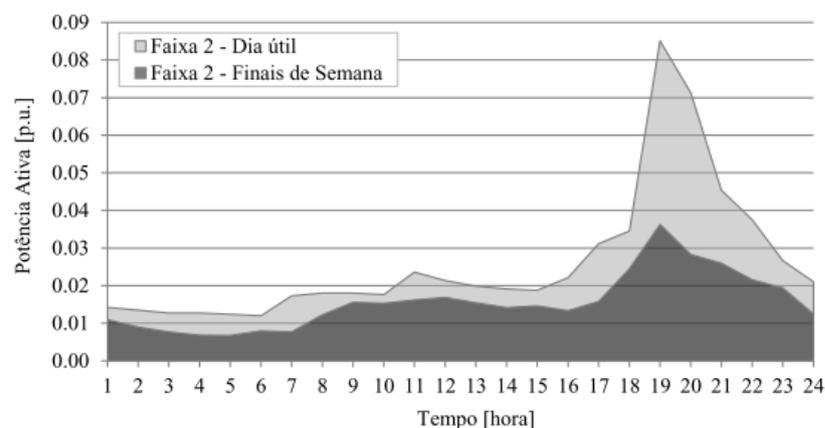
Figura 5 – Classificação dos Consumidores de Energia Elétrica.



Fonte: Adaptado de (FERRAZ, 2016).

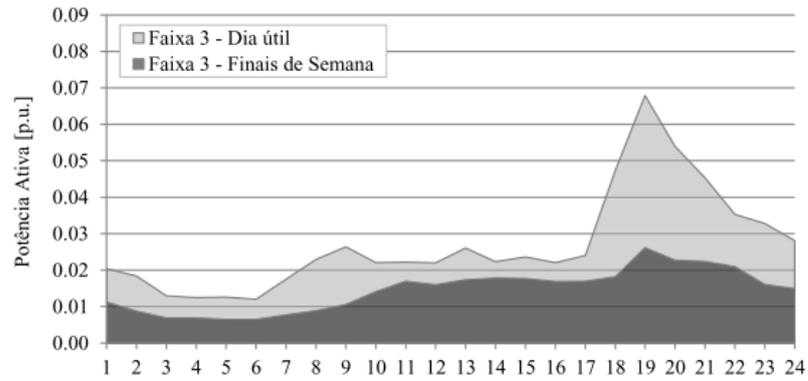
A autora também publica curvas de cargas típicas para as faixas de consumo 2 a 5 no apêndice de seu trabalho. É importante mencionar que seus gráficos possuem o eixo das abcissas como Potência Ativa [p.u.] diferentemente dos gráficos apresentados por Francisquini (2006) que apresenta em potência ativa [kW]. As Figura 6-9, mostram, respectivamente, as curvas típicas para consumidores residenciais nos dias úteis e finais de semana para os consumidores de faixa 2, 3, 4 e 5.

Figura 6 – Curvas de Carga Típicas - Faixa 2 (base = 160 kWh).



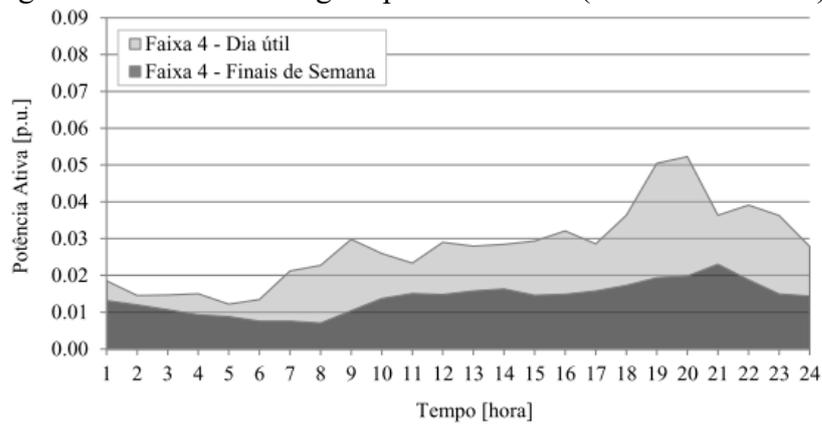
Fonte: (FERRAZ, 2016).

Figura 7 – Curvas de Carga Típicas - Faixa 3 (base = 500 kWh).



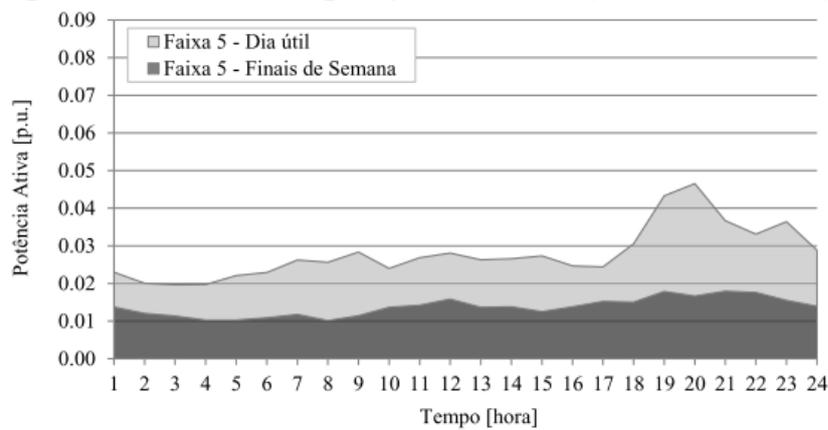
Fonte: (FERRAZ, 2016).

Figura 8 – Curvas de Carga Típicas - Faixa 4 (base = 1000 kWh).



Fonte: (FERRAZ, 2016).

Figura 9 – Curvas de Carga Típicas - Faixa 5 (base = 1500 kWh).



Fonte: (FERRAZ, 2016).

Embora sejam trabalhos com objetivos diferentes e em datas diferentes, comparando as curvas de cargas de Freancisquini (2006) e Ferraz (2016) é possível observar que ainda existe um período de pico de demanda de energia elétrica de consumidores residenciais que fica entre 18h00 e 22h00, aproximadamente. Além disso, é possível observar a discrepância entre o valor de demanda utilizado ao longo do dia e o período de pico de demanda de energia elétrica dos consumidores residenciais.

Essa discrepância entre a demanda de eletricidade utilizada ao longo do dia tem sido um problema para as empresas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, pois todo o sistema elétrico precisa ser dimensionado pelo valor da demanda máxima, incrementando significativamente os custos dessa implementação. As futuras SG podem gerenciar de forma inteligente o consumo de energia de uma SH reduzindo o consumo máximo de energia elétrica residencial e podendo reduzir significativamente os preços máximos e a volatilidade das tarifas, além de reduzir a necessidade de uma expansão da infraestrutura de energia elétrica (HOOSAIN; PAUL, 2017).

Com base na problemática anteriormente apresentada, a principal questão abordada nesta dissertação de mestrado é: com o objetivo de redistribuir o pico de demanda de energia elétrica e postergar investimentos no sistema elétrico, qual a possibilidade de se aplicar, no Brasil, uma estrutura de tarifa binômica (com base no consumo e demanda de energia) para os consumidores do grupo B?

## 1.2 HIPÓTESE

A estrutura tarifária dos consumidores do grupo A demonstra que estes possuem sistema de tarifa binômica e, além disso, são divididas em convencionais ou horosazonais (verde e azul) dando-lhes a possibilidade de pagar uma tarifa menor por consumo de energia caso tenham um bom controle de sua curva de demanda. Este sistema foi implementado para ajudar a reduzir as despesas dos consumidores além de diminuir o consumo de energia no horário de pico reduzindo a necessidade de uma expansão da infraestrutura de energia elétrica

É intuitivo pensar que um sistema binômio de tarifação de energia elétrica seria perfeitamente possível de ser implementado para consumidores do grupo B, oportunizando-os reduzir suas despesas com energia elétrica desde que tenham o controle de sua demanda máxima de energia.

### 1.3 JUSTIFICATIVA

A discrepância na curva de demanda de energia elétrica utilizada ao longo do dia tem sido um problema para as empresas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Um sistema de tarifa binômica para consumidores do grupo B induziria os consumidores residenciais a deslocarem no tempo o uso de seus eletrodomésticos. Esse sistema pode ajudar a suavizar a curva de demanda de energia de todo o setor elétrico visto que os consumidores residenciais consomem em torno de 28,8% de toda energia elétrica utilizada no país. Como consequência, a suavização na curva de demanda de energia do setor elétrico pode evitar a construção de mais usinas, reduzindo os impactos ambientais na geração de energia elétrica. Ademais, o custo da energia elétrica pode ser reduzido para os consumidores que conseguirem controlar suas curvas de cargas.

Entre as principais dificuldades destacam-se uma possível complexidade de entendimento por parte dos consumidores e um custo de implementação caso se opte por utilização de medidores eletrônicos, os quais devem monitorar o consumo e a demanda de energia elétrica nas diferentes horas do dia. Entretanto, este último problema já ocorre com a opção da Tarifa Branca que será comentada na seção 2.5.

### 1.4 OBJETIVOS

O principal objetivo dessa dissertação de mestrado é analisar a fundamentação legal e a viabilidade técnica de um modelo de tarifa binômica de energia elétrica para consumidores do Grupo B.

#### 1.4.1 Objetivos Específicos

- Analisar os critérios técnicos na implementação de uma tarifa multipartes do tipo binômica.
- Analisar a fundamentação legal de tarifação de energia elétrica residencial no formato da tarifa binômica.
- Analisar os problemas referente aos custos de implementação de uma tarifa binômica de energia elétrica.
- Socializar os resultados da pesquisa em eventos científicos e através de publicação de artigo em periódico especializado.

## 2 REVISÃO DA LITERATURA

Neste capítulo é realizado o estudo da literatura relacionado ao sistema de tarifa de energia elétrica aplicado aos consumidores de baixa tensão (grupo B). Inicialmente é apresentado o conceito de gerenciamento pelo lado da demanda que é um recurso utilizado para que o sistema elétrico de potência consiga um equilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica.

Logo após, é demonstrada a distribuição e utilização da energia elétrica para os diferentes equipamentos e eletrodomésticos no setor residencial.

Então, é apresentada a classificação brasileira dos consumidores de energia em diferentes grupos tarifários e como é a composição tarifária para estes grupos.

Em seguida, será apresentado o funcionamento da tarifa branca que tem por objetivo reduzir o consumo de energia nos horários de pico do sistema elétrico aplicando valores de tarifas de consumo diferentes ao longo do dia.

Por fim, é realizado um estudo sobre a tarifa binômia e a sua utilização por consumidores residenciais em outros países.

### 2.1 GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA

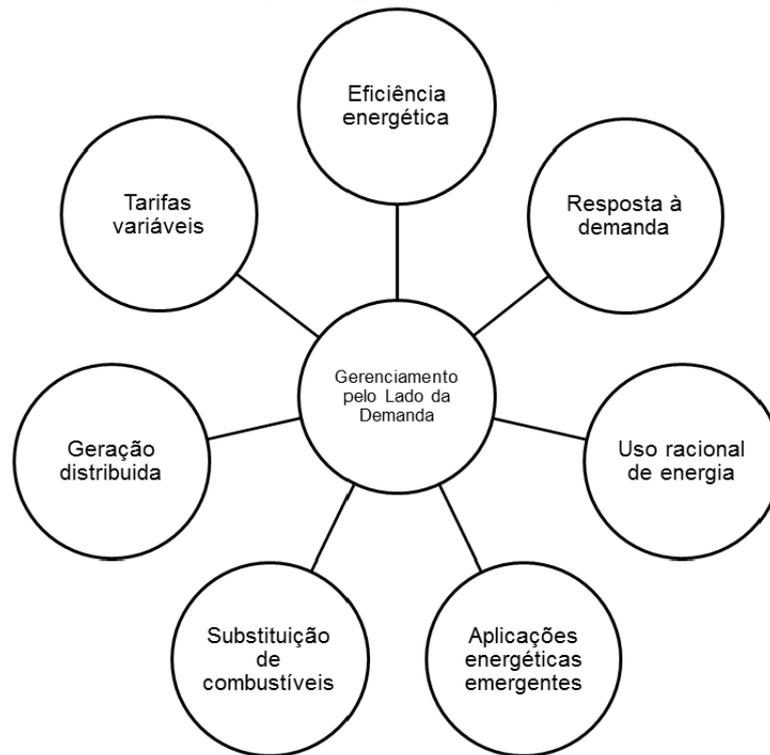
A operação confiável do Sistema Elétrico de Potência (SEP) exige um equilíbrio perfeito entre oferta e demanda de energia em tempo real. Este equilíbrio não é fácil de alcançar, dado que os níveis de oferta e demanda podem mudar rapidamente e inesperadamente devido a muitas razões. O Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) é um dos recursos mais baratos disponíveis para operar o sistema de acordo com a demanda (ALBADI; EL-SAADANY, 2008).

Segundo Gellings (1985), GLD (no original, em inglês, *Demand-Side Management* (DSM)) pode ser definido como o planejamento e implementação de atividades para influenciar o uso da eletricidade do consumidor de maneira que produza mudanças desejadas na curva de carga de um sistema elétrico.

Diversos conceitos recaem ao GLD, agregando diferentes ações para o gerenciamento de carga, incluindo tarifas variáveis, uso racional de energia entre outros, como pode ser visto na Figura 10. Entretanto, apenas são consideradas atividades de GLD as

que envolvem uma intervenção deliberada da concessionária de energia em alterar a demanda (SIEBERT, 2013)

Figura 10 – Alternativas para o gerenciamento pelo lado da demanda.

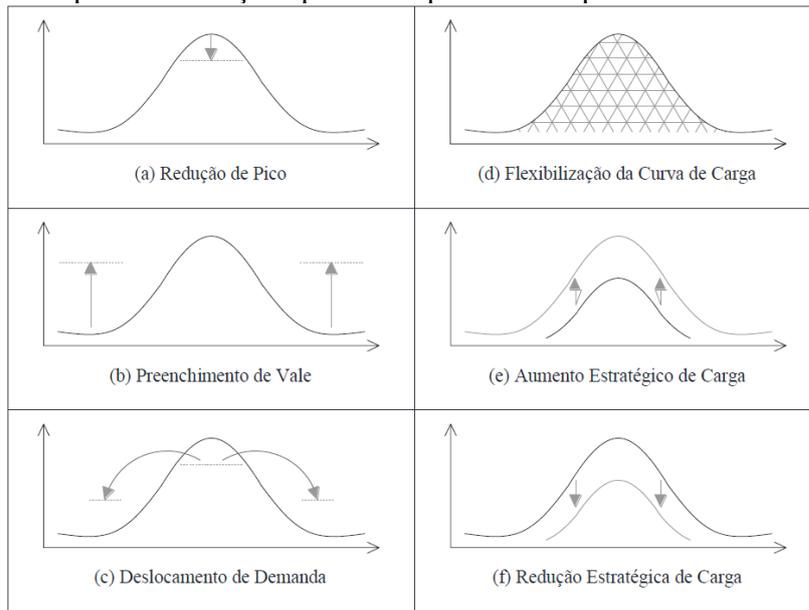


Fonte: (SIEBERT, 2013).

Dentre os diversos benefícios da utilização de técnicas de GLD, destacam-se a postergação de investimentos em novas usinas, linhas de transmissão e distribuição; o alívio de sobrecargas da rede nos horários de maior demanda; a potencial redução das contas de energia dos clientes; e a potencial redução da emissão de poluentes (SIEBERT, 2013).

Existem diferentes mudanças nos padrões de consumo de energia. A consequência pode ser classificada em seis categorias genéricas de acordo com o horizonte de tempo e o objetivo da GLD. Como mostra a Figura 11, é possível reduzir a demanda de pico, preencher os períodos de baixo consumo (denominados vales), deslocar a demanda máxima, flexibilizar a curva de carga e aumentar ou reduzir o consumo total (FERRAZ, 2016).

Figura 11 – Tipos de alterações possíveis provocadas por GLD na curva de carga.



Fonte: (FERRAZ, 2016).

### 2.1.1 Resposta à Demanda

A Resposta à Demanda, do inglês *Demand Response* (DR), pode ser descrita como um termo usado para sistemas que encorajam os consumidores a reduzirem sua demanda de energia em consequência da tarifa de energia em determinadas horas do dia (ROWLES, 2010).

Ela pode ser basicamente de dois tipos: Resposta à Demanda com Base em Incentivos (RDBI) (do inglês, *incentive-based*) e Resposta à Demanda com Base em Tarifas (RDBT) (do inglês, *price-based*) (SIEBERT, 2013). No trabalho de Ferraz (2016) são detalhadas todas as subcategorias dos programas de Resposta à Demanda como apresentado na Figura 12.

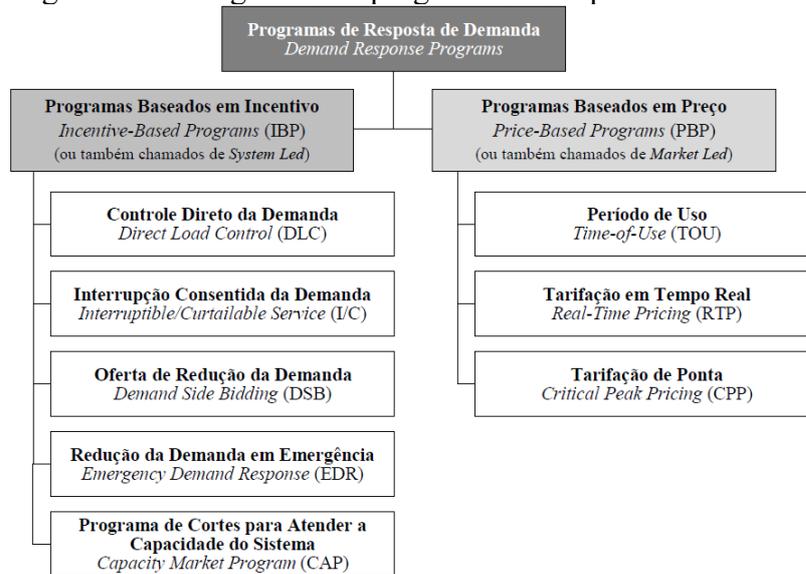
Conforme demonstra Siebert (2013, p. 30),

RDBI (ou também IBP) representa arranjos contratuais desenvolvidos por concessionárias de energia elétrica e/ou operador da rede para que clientes contribuam com reduções necessárias em momentos críticos.

RDBT (ou também PBP) se refere à possibilidade de clientes que utilizam tarifas com postos tarifários reduzirem seus gastos com energia elétrica caso ajustem o momento e montante do consumo da energia para obterem vantagem em períodos com preço reduzido e evitem períodos nos quais os preços são mais altos.

Em comparação com RDBI, a RDBT permite, ao não atuar diretamente em dispositivos, obter flexibilidade da curva de carga ao mesmo tempo que permite ao cliente o controle de seu padrão de consumo.

Figura 12 – Categorias dos programas de resposta à demanda.



Fonte: (FERRAZ, 2016).

Conforme ilustra a Figura 12, os programas RDBI são classificados em cinco subcategorias. O *Controle Direto da Demanda* concede à concessionária a permissão de desligar remotamente equipamentos dos clientes. No programa de *Interrupção Consentida da Demanda* é ofertado um desconto na tarifa ou no crédito na fatura de energia elétrica para o consumidor que reduza sua demanda quando solicitado pela concessionária. A modalidade de *Oferta de Redução de Demanda*, ou leilões de redução de demanda, ocorre quando a concessionária oferta no mercado reduções de demanda para grandes consumidores. Já o programa de *Redução da Demanda em Emergência* remunera clientes por reduções de energia medidas quando o sistema está em condições de emergência. Por fim, o *Programa de Cortes para Atender a Capacidade do Sistema* é oferecido à clientes que podem fornecer reduções quando de contingências no sistema, no qual as concessionárias informam aos clientes com 24 horas de antecedência os cortes necessários na demanda de energia elétrica.

A utilização de técnicas de resposta à demanda nos mercados de eletricidade traz potenciais benefícios que podem ser enquadrados em quatro categorias principais: participantes, mercado, confiabilidade e desempenho do mercado. Os participantes podem economizar na conta de eletricidade ou aumentar seu consumo total de energia. O mercado prevê uma redução global do preço da eletricidade. A confiabilidade aumenta, pois reduz o risco de interrupções. O desempenho de mercado proporciona mais opções de tarifação no mercado para os participantes, além de permitir aos consumidores o gerenciamento do seu próprio consumo (ALBADI; EL-SAADANY, 2008).

## 2.2 USOS FINAIS DE ENERGIA ELÉTRICA

Com relação aos usos finais de energia elétrica no setor residencial brasileiro, o trabalho de Fedrigo, Ghisi, Lamberts (2009) fez uma análise, em forma de questionário, de 5625 residências distribuídas em 18 estados e no Distrito Federal, no ano de 2005. O estudo foi dividido em cinco regiões geográficas e em oito Zonas Bioclimáticas brasileiras. Para cada classificação foram realizadas duas análises no decorrer do ano, uma para o verão e outra para o inverno, onde o chuveiro elétrico e o ar condicionado foram analisados separadamente.

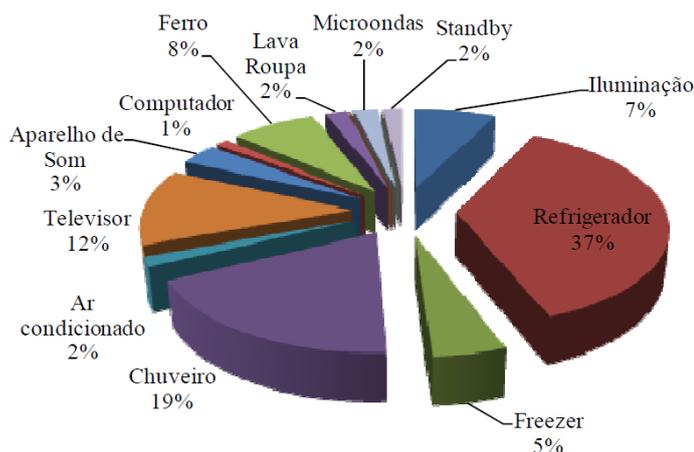
Segundo Fedrigo, Ghisi, Lamberts (2009),

O consumo médio residencial brasileiro por mês atingiu o valor de 143,30 kWh no verão e 161,14 kWh no inverno. O uso final, em termos médios para todo o Brasil, ficou distribuído da seguinte forma: 7% para iluminação, 42% para refrigerador e freezer, 19% para aquecimento de água de banho, 2% para ar condicionado, 7% para televisor, 18% para os demais equipamentos eletrônicos e 2% em standby.

Essas informações podem ser melhor visualizadas na Figura 13.

Fazendo uma comparação entre as cinco regiões, a região Sul apresentou o maior consumo residencial atingindo o valor de 273,1 kWh/mês no verão e 261,3 kWh/mês no inverno. O menor consumo foi registrado na região Norte com 96,5 kWh/mês no verão e 81,0 kWh/mês no inverno.

Figura 13 – Usos finais de energia elétrica residencial no Brasil.



Fonte: (FEDRIGO; GHISI; LAMBERTS, 2009).

Já o trabalho de Silva et al. (2013) apresentou os usos finais de eletricidade e rotinas de uso em habitantes em uma amostra de 60 habitações da região de Florianópolis – SC, por

meio de aplicações de questionários aos moradores e medições de consumo de energia elétrica por um período maior do que duas semanas em cada habitação.

Os resultados mostraram que o chuveiro elétrico representa o maior uso final, com 36,8% de mediana<sup>1</sup>, seguido dos refrigeradores, televisores e iluminação. Os resultados mais detalhados são apresentados na Tabela 1.

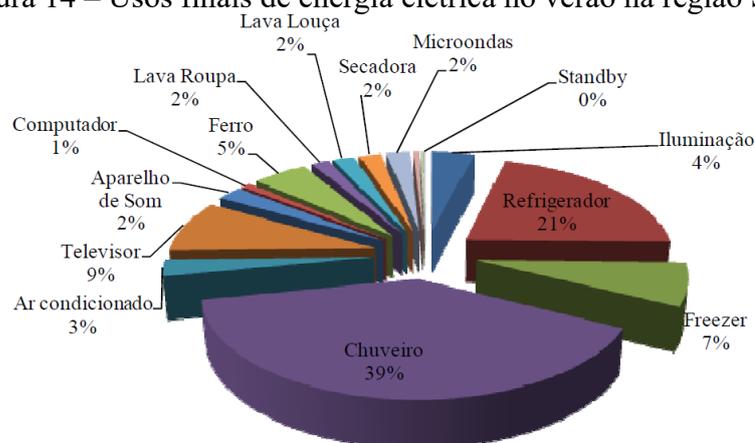
Tabela 1 – Usos finais de eletricidade (confiança de 90%).

Valor	Chuveiro elétrico	Refrigeradores	Televisão	Iluminação	Máquina de lavar roupa	Micro-ondas	Outros
Superior	40,3%	33,1%	12,2%	6,1%	1,1%	0,9%	13,5%
Mediana	36,8%	29,9%	10,2%	5,2%	0,9%	0,6%	10,5%
Inferior	33,5%	27,4%	8,4%	4,5%	0,7%	0,4%	8,0%

Fonte: (SILVA et al., 2013).

Observa-se uma grande semelhança aos resultados encontrados por Fedrigo, Ghisi, Lamberts (2009). A região sul possui uma média de temperatura baixa durante grande parte do ano, tendo assim o chuveiro elétrico como principal fonte de consumo de energia no verão e no inverno, consumindo em média 41% da energia residencial durante o ano. As Figura 14 e Figura 15 apresentam detalhadamente o uso final de energia elétrica da região Sul do Brasil, por aparelho, respectivamente no verão e no inverno.

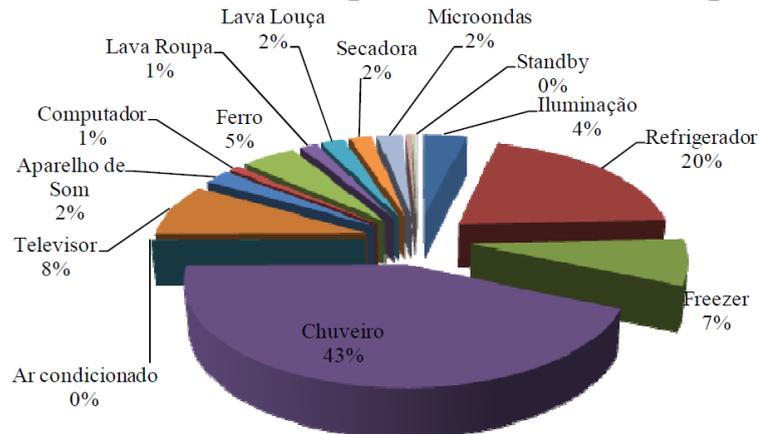
Figura 14 – Usos finais de energia elétrica no verão na região Sul.



Fonte: Adaptado de (FEDRIGO; GHISI; LAMBERTS, 2009).

<sup>1</sup> Utilizando o teste de Wilcoxon – um teste não paramétrico que pode ser usado para determinar se duas amostras dependentes foram selecionadas a partir de populações que têm a mesma distribuição – com intervalo de confiança de 90%

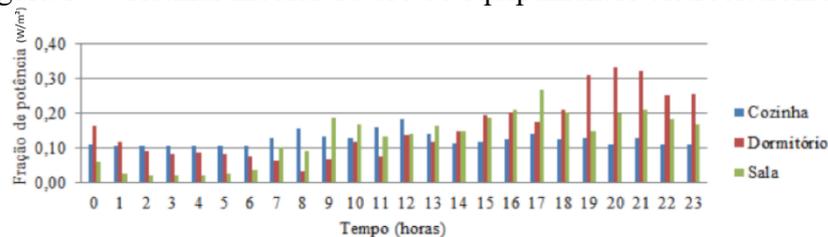
Figura 15 – Usos finais de energia elétrica no inverno na região Sul.



Fonte: Adaptado de (FEDRIGO; GHISI; LAMBERTS, 2009).

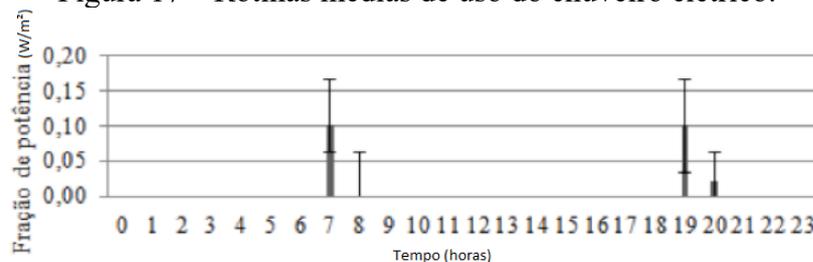
Silva et al. (2013) analisam uma residência em três ambientes de permanência prolongada: cozinha, dormitório e sala. A Figura 16 apresenta a rotina diária de uso dos aparelhos eletrodomésticos. O eixo y representa a fração de potência utilizada, a qual é associada às densidades de potência de cada ambiente (em  $W/m^2$ ). Percebe-se que as frações são pequenas em relação às potências médias totais instaladas em cada ambiente. Observa-se, também, através da Figura 16, um leve incremento no consumo de energia elétrica dos eletrodomésticos no período das 18h às 23h.

Figura 16 – Rotinas médias de uso de equipamentos eletroeletrônicos.



Fonte: (SILVA et al., 2013).

Figura 17 – Rotinas médias de uso do chuveiro elétrico.



Fonte: (SILVA et al., 2013).

O chuveiro elétrico, que tem o maior uso, apresenta rotina média de utilização de acordo com a Figura 17. Percebe-se a predominância às 7h e às 19h.

Os estudos citados comprovam que o pico de consumo de energia gerado pelos consumidores residenciais, em sua maioria, é resultante do uso do chuveiro elétrico ao anoitecer.

### 2.3 GRUPOS TARIFÁRIOS

No Brasil, as unidades consumidoras estão classificadas em dois grupos tarifários: Grupo A e Grupo B. Os consumidores do grupo A são atendidos com tensões nominais acima de 2,3 kV. Em geral os consumidores do grupo A são indústrias, *shopping centers* e alguns edifícios comerciais. Já os consumidores do grupo B são atendidos em tensões abaixo de 2,3 kV e, em geral, são residências, agências bancárias, lojas, pequenas oficinas, edifícios residenciais, grande parte dos edifícios comerciais e a maioria dos prédios públicos federais (PROCEL, 2011).

A Figura 18 mostra a divisão dos grupos tarifários no Brasil. Percebe-se que os consumidores do grupo A possuem tarifa de energia binômica, ou seja, suas faturas de energia são compostas da soma de parcelas referentes ao consumo de energia e a demanda de energia (e, se existir, a demanda de ultrapassagem). Além disso, a estrutura se diferencia em convencional (na qual as tarifas de energia são iguais independente da hora do dia) e em horosazonal (quando as tarifas são diferentes no horário de ponta e fora de ponta) que podem ser subdivididas em verde e azul (PROCEL, 2011).

É importante mencionar que a modalidade tarifária convencional está sendo descontinuada conforme resolução normativa 414 da ANEEL, Art 57, § 6°.

Figura 18 – Grupos tarifários no Brasil.



Fonte: Do Autor.

Observa-se, também, que os consumidores do grupo B possuem apenas a opção de tarifa monômnia, ou seja, suas faturas de energia levam em conta apenas o consumo de energia e independe da época do ano e da hora do dia. Um outro sistema tarifário que está sendo implantado para os consumidores do grupo B é o sistema de Tarifa Branca que será explicado na seção 2.5.

Conforme descreve a ANEEL (2018b), na opção de tarifa monômnia, a recuperação dos custos da rede é altamente dependente da venda de eletricidade. Caso o mercado retraia, os custos fixos não serão cobertos e haverá perda de receita para as distribuidoras. É importante que a tarifa de energia mostre aos consumidores os custos reais do sistema uma vez que os consumidores fazem escolhas baseadas em preços. Se a tarifa não refletir os custos, os prejuízos serão do sistema e dos próprios consumidores.

A tarifação binômnia e horosazonal dos consumidores do grupo A é uma técnica de gerenciamento de demanda de energia que tem o objetivo de reduzir o pico de energia e suavizar a curva de demanda desses consumidores. Além disso, ela diminui as distorções causadas pela tarifa volumétrica possibilitando que o consumidor analise os custos reais classificados como custos fixos, potência contratada e compra de energia (MAGALHAES et al. 2015).

Entretanto, segundo Zurn et al. (2017), os grandes consumidores com cargas inflexíveis geram a energia necessária durante o período de pico de energia por meio de geradores a diesel. Como consequência, consegue-se diminuir o pico de energia do sistema, tendo melhor controle por parte do sistema de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, porém, no quesito consumir com mais inteligência os recursos do planeta, este sistema se torna menos sustentável ambientalmente.

## 2.4 TARIFAS DE ENERGIA

O Setor industrial brasileiro é de extrema importância para o Sistema de Energia Elétrica pois consome cerca de 35,8% do total de energia elétrica fornecida no país. Já o setor residencial consome uma parcela de cerca de 28,8% enquanto o setor comercial consome cerca de 18,9%. O restante é dividido entre os setores rural, poder público, iluminação pública, serviço público entre outros (EPE, 2017).

No Brasil, os tributos estão embutidos nos preços dos bens e serviços. Os consumidores de energia elétrica pagam, em suas faturas de energia, tributos federais,

estaduais e municipais, que posteriormente são repassados aos cofres públicos pelas distribuidoras de energia. A ANEEL publica, por meio de resolução, o valor da tarifa de energia elétrica por classe de consumo (sem tributos). Com base nesses valores, as distribuidoras de energia incluem tributos (PIS, COFINS, ICMS e CIP) e emitem a fatura de energia para que seja paga pelos consumidores (PROCEL, 2011).

Conforme o site da ABRADDEE (2018), a tarifa de energia elétrica tem como objetivo cobrir os custos incorridos desde a geração até a sua disponibilização aos consumidores. Além disso, na composição da tarifa não está incluso apenas o consumo de energia propriamente dito, mas também o custo pela sua disponibilidade. Em resumo, a tarifa de energia elétrica dos consumidores cativos<sup>2</sup> é constituída por:

- Custos com aquisição de energia elétrica;
- Custos relativos ao uso do sistema de distribuição;
- Custos relativos ao uso do sistema de transmissão;
- Perdas técnicas e não técnicas, tributos e encargos;

Os *Custos com aquisição de energia elétrica* são decorrentes da contratação de montantes de energia por meio de leilões regulados, no qual a empresa distribuidora compra uma quantidade de energia que considera suficiente para seu mercado cativo e repassa integralmente esses custos na Tarifa de Energia (TE) sem auferir margens de lucro.

Os *Custos relativos ao uso do sistema de distribuição*, como as despesas de capital e os custos de operação e manutenção das redes de distribuição, estão inclusos na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

Os *Custos relativos ao uso do sistema de transmissão* estão inclusos na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), que é um encargo legal que incide sobre os consumidores conectados aos sistemas elétricos de transmissão das concessionárias.

Os *Custos relativos às perdas elétricas* incluem os custos das perdas técnicas e não técnicas bem como os diversos encargos e impostos.

Uma explicação gráfica sobre as subcomponentes tarifárias (TUSD e TUST) é apresentada na Figura 19. A indicação por setas indica para onde vai o recurso mencionado.

Ainda no artigo sobre Tarifas de Energia da ABRADDEE (2018) é apresentado um gráfico produzido pela própria associação que indica a composição tarifária média do Brasil em 2015. Este gráfico<sup>3</sup> é apresentado na Figura 20 onde observa-se que, para estrutura de

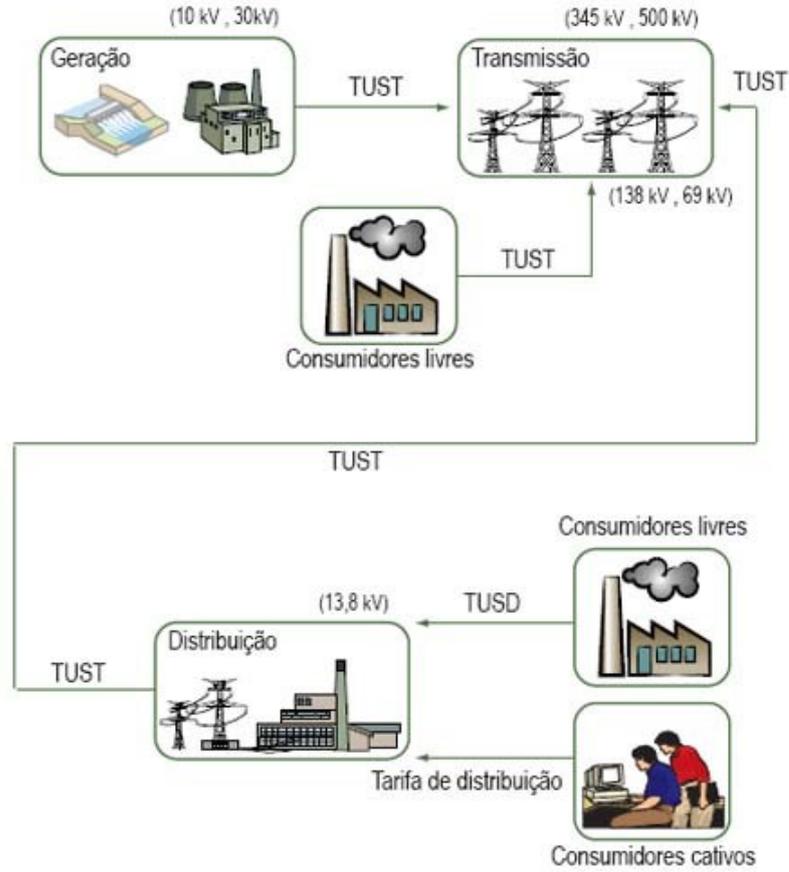
---

<sup>2</sup> Consumidores obrigados a contratar a energia elétrica somente através da concessionária distribuidora de energia não podendo escolher a fonte de geração desta energia.

<sup>3</sup> O gráfico consolida a receita de todas as faixas de consumo, bem como de todos os tipos de consumidores (industriais, comerciais, residenciais, baixa renda etc.) em todos os Estados.

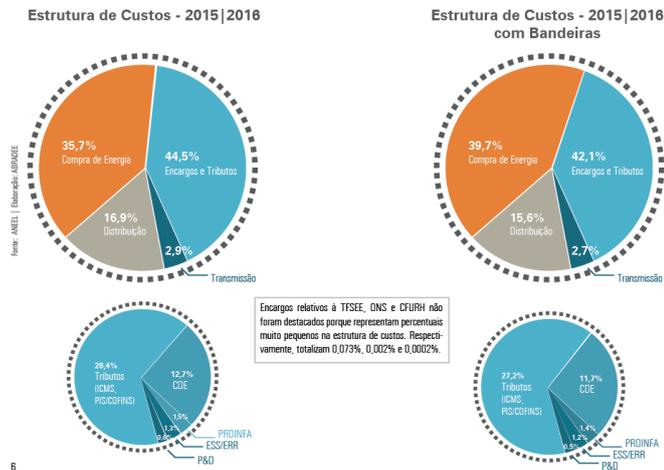
custos com bandeiras tarifárias, 39,7% dos custos são relativos a TE, 15,6% são relativos a TUSD, 2,4% relativos a TUST e 42,1% são de encargos e tributos.

Figura 19 – Explicação gráfica da TUSD e TUST.



Fonte: ABRADEE (2018).

Figura 20 – Destinação dos recursos recolhidos na conta de energia.



Fonte: ABRADEE (2018).

A ANEEL separa os custos de energia elétrica de uma forma um pouco diferente da apresentada pela ABRADÉE. Para fins de cálculo tarifário, os custos são classificados em Parcela A, que engloba os custos de produção e transmissão de energia elétrica até chegar à rede da distribuidora (compra de energia, transmissão e encargos setoriais) e Parcela B, composta por custos gerenciáveis pela distribuidora (distribuição de energia). Conforme se observa na Figura 21, a maior parcela dos custos está presente na Parcela A (53,5%) seguido dos custos com Tributos (29,5%) e, por fim, a menor parcela dos custos está na parcela B (17%) (ANEEL, 2017a).

Figura 21 – Valor final de energia elétrica.



Fonte: (ANEEL, 2017a).

## 2.5 A TARIFA BRANCA

Em 2011, a ANEEL aprovou a criação da tarifa branca que pode ser usada pelos consumidores residenciais (Grupo B) a partir de 2018. Tal tarifa é do tipo *Time-of-Use* (TOU), monômnia<sup>4</sup>, de adesão voluntária (caso o consumidor desejar, ele poderá retornar à Tarifa Convencional a qualquer tempo). Este sistema requer a instalação de um medidor de energia eletrônico onde é possível tarifar a energia elétrica com três diferentes preços: horas de pico, horas intermediárias e horas fora de pico (SOUZA, DE; SOUSA, 2014).

Antes da criação da Tarifa Branca havia apenas uma tarifa para os consumidores residenciais, a Convencional, que tem um valor único (em R\$/kWh) cobrado pela energia consumida e é igual em todos os dias, em todas as horas (AFFONSO; SILVA, 2015).

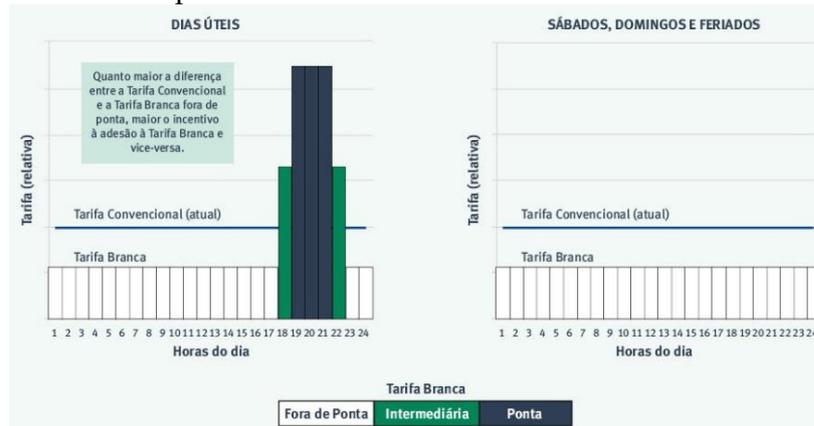
A tarifa branca segue a mesma filosofia e motivação do atual modelo de tarifa horosazonal aplicados aos consumidores do grupo A. Para os horários de ponta, definidos pela distribuidora local, o consumidor pagaria uma tarifa mais cara. Isso visa motivar o consumidor através da oportunidade de reduzir o valor pago pela energia consumida a adotar

<sup>4</sup> Tarifa de fornecimento de energia elétrica constituída por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa, não sendo a demanda faturável.

hábitos que priorizem o uso da energia fora do período de ponta definido pela distribuidora, redistribuindo seu consumo ao longo do dia e diminuindo o pico de carga nos horários de ponta, que são os horários mais críticos para o sistema como um todo. Um esboço do sistema de tarifa branca é apresentado na Figura 22.

O horário de ponta refere-se ao período composto por três horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico. O horário intermediário refere-se ao período de uma hora anterior e posterior ao horário de ponta, aplicado exclusivamente as unidades tarifárias pertencentes à tarifa branca. O horário fora de ponta refere-se ao período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta e intermediário. A implementação da tarifa branca está condicionada à substituição dos medidores eletromecânicos por medidores eletrônicos que permitam registrar e diferenciar o consumo em horas do dia (ANEEL, 2017b).

Figura 22 – Comparativo entre a Tarifa Branca e a Tarifa Convencional



Fonte: (SILVA, 2018 apud Geração Smart Grid, 2016).

Esta modalidade tarifária entrou em vigor em 01 de janeiro de 2018, podendo aderir imediatamente as unidades consumidoras com média anual de consumo igual ou superior a 500 kWh/mês. A partir de 2019 as unidades consumidoras com média anual de consumo superior a 250 kWh/mês também podem aderir a Tarifa Branca e, a partir de 2020, os demais consumidores (SILVA, 2018).

Segundo Goulart (2015), um item bastante polêmico na implementação da Tarifa Branca é o sistema de medição. De acordo com o proposto, os custos relativos ao medidor e à sua instalação são de responsabilidade da distribuidora e eventuais custos na alteração do padrão de entrada de energia ficam sob responsabilidade do consumidor.

Silva (2018) apresenta o impacto causado na curva de carga no período de ponta, considerando diferentes cenários de adesão de usuários residenciais à Tarifa Branca. A autora afirma que através dos resultados obtidos nas simulações, a adesão de até 5% dos consumidores residenciais que consumam acima de 500 kWh/mês não produz redução significativa nos sistemas de distribuição, assim como para uma adesão de até 10% dos consumidores abaixo de 500 kWh/mês não resulta em valores representativos na redução máxima da curva de carga. Para adesão entre 10% e 50% dos consumidores residenciais os valores na redução máxima da curva de carga são pequenos. Unicamente nos cenários extremos, com mais de 75% de adesão dos usuários é que haveria uma relativa redução máxima na curva de carga.

Ela conclui que a Tarifa Branca é ineficiente pois sendo uma modalidade opcional, pode reduzir o faturamento das concessionárias distribuidoras de energia elétrica, sem resolver o problema de sobrecarga nos horários de ponta. Esse fato pode ocorrer caso consumidores que já possuem hábitos de consumo nos horários fora de ponta escolham essa opção tarifária.

Além disso, o sistema de Tarifa Branca continuará sendo um sistema de tarifa monômnia horosazonal para consumidores residenciais, embora um sistema de tarifa binômnia também possa oferecer um controle de curva de demanda com uma menor tarifa de consumo de energia elétrica.

## 2.6 A TARIFA BINÔMIA

A tarifa binômnia é considerada uma tarifa multipartes. Uma tarifa multipartes é uma tarifa não linear, composta por partes fixas e partes variáveis. A parte fixa é relacionada a tarifa de acesso e as  $n$  partes variáveis são relacionadas ao custo de produção. A tarifa binômnia é considerada um tipo de tarifa multipartes com a característica de ter uma parte faturada pelo consumo (R\$/MWh) e outra parte faturada por capacidade (demanda contratada/medida ou capacidade do disjuntor) (ANEEL, 2018a).

A criação de uma tarifa binômnia para consumidores do grupo B se torna pertinente para permitir que o consumidor que optar pela instalação de um sistema de geração distribuída possa conhecer quais são os custos de sua responsabilidade na utilização das redes da distribuidora em que ele está conectado quando não houver geração suficiente para suprir a sua demanda de energia. Além disso, estes consumidores continuarão a usufruir dos serviços

de medição, de uma central de atendimento e de outros serviços disponibilizados pelas distribuidoras de energia (CPFL, 2018b).

Já existem países europeus que comercializam energia elétrica residencial por demanda de energia, como mostra o relatório da EURELECTRIC. O objetivo do relatório foi delinear diferentes opções de estruturas tarifárias para desencadear uma discussão a nível europeu sobre o tema de tarifação de energia por demanda. Em todos os países que participaram da pesquisa, as tarifas de rede são pelo menos parcialmente definidas com base no consumo. Os países europeus que possuem sistema tarifário residencial de energia por demanda são: Espanha, França, Grã-Bretanha, Itália, Holanda e Portugal. Uma visão geral das estruturas tarifárias dos países participantes do relatório pode ser vista na Tabela 2.

Tabela 2 – Estrutura tarifária de 17 países europeus.

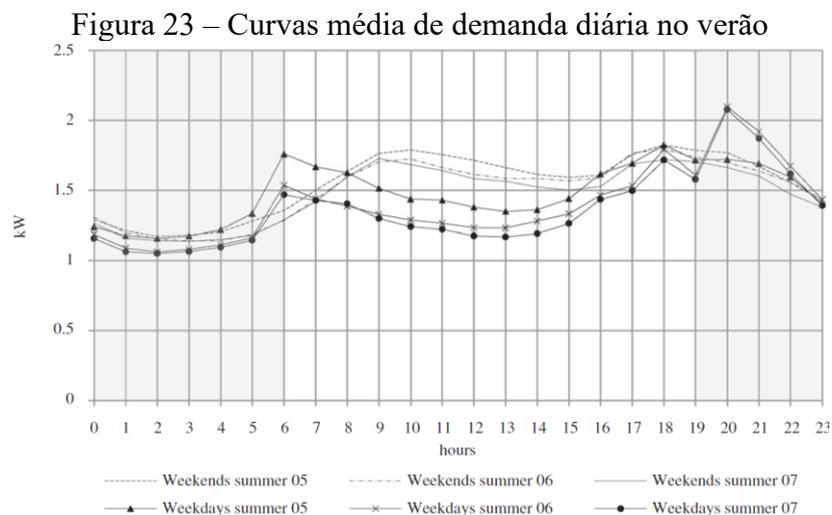
Países	Estrutura das tarifas de energia elétrica para consumidores residenciais.				
	Tarifa Fixa [€]	Tarifa de Capacidade [€/kW]	Tarifa de Energia Ativa [€/kWh]	Tarifa de Energia Reativa Reativa [€/kVarh]	Outros
Bélgica	Sim	Não	Sim	Não	N.A.
Suíça	Sim (max 40%)	Raro	Sim (até 70%)	Não	N.A.
Rep. Tcheca	Sim	Não	Sim	Não	N.A.
Alemanha	Possível	Não	Sim	Não	N.A.
Dinamarca	Sim	Não	Sim	Não	N.A.
Estônia	Sim	Não	Sim	Não	N.A.
Espanha	Não	Sim	Sim	Não	Aluguel de Medidor
Finlândia	Sim	Não	Sim	Não	Taxa de Medição
França	Sim	Sim	Sim	Não	N.A.
Grécia	Não	Sim	Sim	Não	N.A.
Itália	Não	Sim	Sim	Não	N.A.
Lituânia	Possível**	Não	Sim	Não	N.A.
Holanda	Sim	Sim	Não	Depende (OSD)	N.A.
Noruega	Sim	Raro	Sim	Não	N.A.
Polónia	Sim	Não	Sim	Não	N.A.
Portugal	Não	Sim	Sim	Não	N.A.
Suécia	Sim	Raro	Sim	Não	N.A.

Fonte: Adaptado de Mandatova et al., (2014).

Um fato curioso sobre sistemas tarifários residenciais com base em consumo e demanda é apresentado no trabalho de Bartusch et al., (2011). O estudo, feito na Suécia em 2011, foi realizado para estimar o alcance da resposta das famílias e avaliar a percepção dos clientes residenciais se aplicada uma tarifa de distribuição de energia elétrica baseada em demanda. O operador do sistema de distribuição introduziu uma tarifa de tempo de uso baseada em demanda para um grupo de 500 famílias como parte de um projeto piloto. Todas as famílias abrangidas pelo projeto piloto foram contatadas por telefone e solicitadas a responderem um conjunto de perguntas como número de membros da família, área da residência, entre outras. Destas famílias, 362 responderam às perguntas da pesquisa e entre

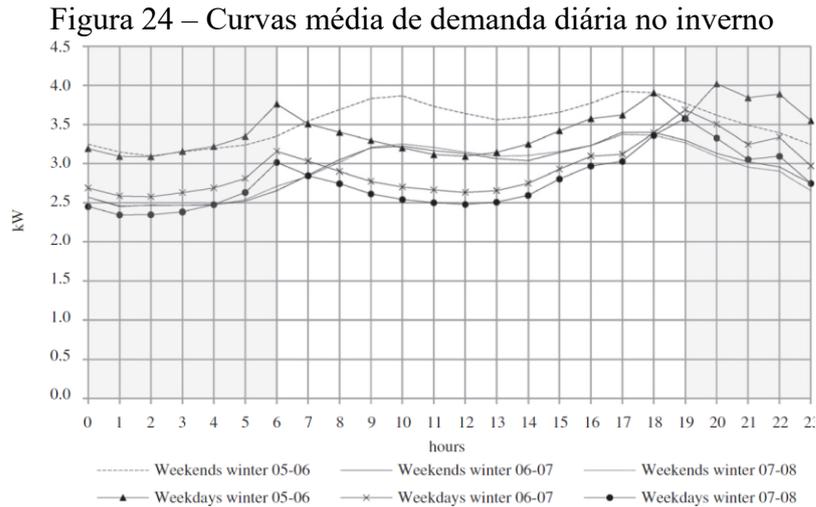
elas, 232 estavam dispostas a serem entrevistadas. Esses domicílios foram posteriormente agrupados em categorias homogêneas de acordo com o sistema de aquecimento do ambiente: elétrico, caldeira elétrica, bomba de calor, combinada e não elétrico. Esses agrupamentos foram divididos de acordo com o número de membros da família. Dentro de cada subgrupo por sistema de aquecimento ambiente, um domicílio com poucos e um com muitos membros foram selecionados aleatoriamente para participar de uma pesquisa aprofundada sobre a percepção e a experiência dos consumidores de eletricidade. A pesquisa foi realizada em dez famílias e, no momento das entrevistas (cerca de dez meses após a implementação), oito das dez famílias sabiam que estavam sendo cobradas por tarifa de demanda. Todos os clientes que estavam cientes de sua existência tinham uma atitude positiva em relação à tarifa baseada em demanda. A maioria dos informantes, no entanto, acreditava que a principal motivação dos operadores do sistema de distribuição para o lançamento da tarifa era que eles queriam que os clientes usassem menos eletricidade em horas de alta demanda do setor industrial (o horário de pico de eletricidade na Suécia é das 7h00 às 19h00). O que chama a atenção é que em geral muitos usuários têm dificuldade em entender a diferença entre consumo de energia e demanda de energia.

O trabalho de Bartusch et al. (2011) ainda realizou uma análise da curva de carga diária com 50 famílias, onde foi possível comparar o uso de energia elétrica antes e depois de implementado o projeto piloto. Essa análise foi realizada tanto no verão quanto no inverno e os resultados podem ser vistos nas Figura 23 e Figura 24, respectivamente. O verão de 2005 e o inverno de 2005-2006 são as referências, ou seja, ainda não se tinha implementado a tarifa baseada em demanda de energia (BARTUSCH et al., 2011).



Fonte: Adaptado de (BARTUSCH et al., 2011).

Analisando as figuras, é possível observar que após a implementação da tarifa baseada em demanda, o comportamento médio de uso de energia diário se manteve, havendo apenas uma leve diminuição da demanda nos horários de pico (7h00 às 19h00) e um aumento no horário fora de pico (19h00 às 7h00), o que não é um problema para o operador de distribuição de energia.



Fonte: Adaptado de (BARTUSCH et al., 2011).

Outro fato interessante é que, como na Suécia se utiliza pouco aquecimento de água por chuveiros elétricos, o valor de demanda máxima não ultrapassou os 4,0kW no inverno. A realidade brasileira é diferente pois apenas a potência elétrica de um chuveiro elétrico atual é na média de 5,0kW (COOPERLUZ, 2013).

## 2.7 CONCLUSÃO

Conforme apresentado neste capítulo, ações de GLD podem auxiliar no balanceamento entre a geração e a demanda de energia. Uma ação de GLD já implementada por um programa RDBT (também conhecida como PBP, Programa Baseado em Preço) é a Tarifa Branca (do tipo Período de Uso) que, conforme Silva (2018), é ineficiente quanto ao objetivo de reduzir o pico de demanda máxima a não ser que mais de 75% dos consumidores de baixa tensão aderissem a este sistema tarifário.

Já uma tarifa binômia, que também pode ser considerada uma ação de GLD de programa RDBT do tipo Tarifação de Ponta, pode trazer benefícios para a redução da demanda máxima na curva de carga do setor elétrico desde que os consumidores tenham

controle de seus equipamentos deslocando seus funcionamento de forma que não ultrapassem um valor de demanda definido.

### 3 A ABORDAGEM METODOLÓGICA

A pesquisadora Cecília Minayo, (2002, p. 09) afirma que, desde o *homo sapiens*, a humanidade sempre esteve preocupada com o conhecimento da realidade, buscando explicações para “os fenômenos que cercam a vida e a morte, o lugar dos indivíduos na organização social, seus mecanismos de poder, controle e reprodução”. Nessa jornada em busca do conhecimento, as respostas encontradas para a explicação das realidades, ultrapassando as justificativas meramente míticas, foram dando lugar a “uma forma particular de conhecer o mundo” (FONSECA, 2002, p. 11-12), ou seja: a ciência. Na saga de produzir conhecimento para facilitar “a interação com o mundo, possibilitando previsões confiáveis sobre acontecimentos futuros e indicar mecanismos de controle que possibilitem uma intervenção sobre eles” (FONSECA, 2002, p. 11-12), a humanidade tem aprimorado a pesquisa, buscando respostas para diferentes questionamentos.

No sentido amplo, ‘pesquisar’ significa realizar empreendimento para descobrir uma resposta significativa a uma dúvida ou problema. Para que seja considerada uma ‘pesquisa científica’, ela deve ser efetivada pela utilização de uma metodologia científica meticulosa, compreendendo uma série de etapas encadeadas e seguindo uma sequência rigorosamente lógica (BARROS; LEHFELD, 2007).

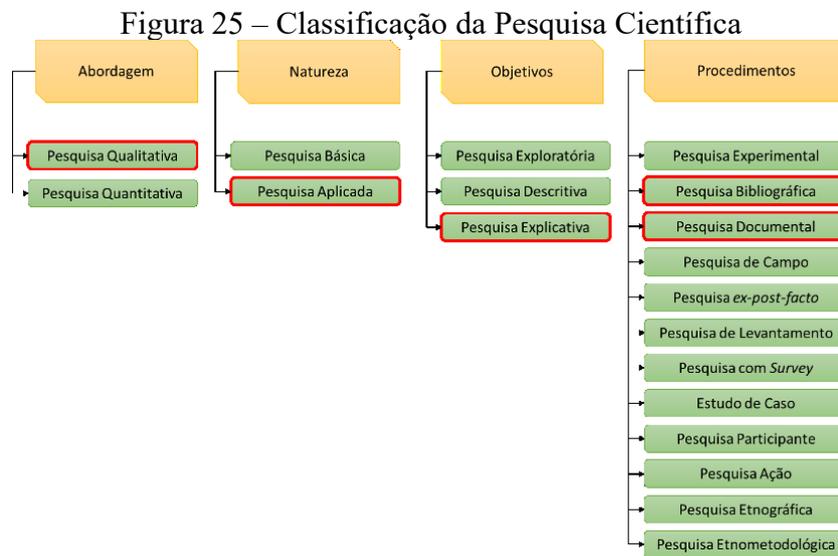
Esse capítulo expõe as questões que caracterizam a pesquisa em tela, destacando a sua classificação no que tange à sua natureza, os objetivos, a abordagem e os métodos pretendidos, tendo em vista o cumprimento dos seus objetivos. Em seguida, é apresentada de forma mais explícita as opções metodológicas, clarificando o que se indica como “pesquisa bibliográfica” e “pesquisa documental”, assumidas como procedimentos principais da presente investigação.

Com a pretensão de tornar mais evidente os caminhos da pesquisa, será apresentado um quadro, onde se dá a conhecer o planejamento da pesquisa e da coleta e análise dos dados realizados nesta dissertação.

#### 3.1 A CONFIGURAÇÃO DA PESQUISA

A pesquisa é uma atividade que possibilita uma aproximação e um entendimento de uma realidade a investigar. A classificação dos tipos de pesquisa é bastante controversa e só é possível mediante o estabelecimento de alguns critérios. Para Gergardt e Silveira (2009), ela é um processo permanentemente inacabado e processa-se por meio de aproximações sucessivas

da realidade. Ainda segundo os autores, os tipos de pesquisa podem ser classificados conforme a Figura 25.



Fonte: Do Autor.

Com base nesse esquema de classificação da pesquisa científica, esse estudo é caracterizado, quanto a abordagem, como uma pesquisa *qualitativa* pois “ela não se preocupa com representatividade numérica, mas, sim, com o aprofundamento da compreensão de um grupo social”. Além disso, “os pesquisadores que utilizam os métodos qualitativos buscam explicar o porquê das coisas” (GERHARDT; SILVEIRA, 2009, p. 31).

Quanto a natureza desta pesquisa, o estudo é caracterizado como uma pesquisa *aplicada*, com o objetivo “de gerar conhecimento para aplicação prática, dirigidos à solução de problemas específicos. Envolver verdades e interesses locais” (SILVA; MENEZES, 2005, p. 20).

Com relação aos objetivos da pesquisa, ela se caracteriza como *explicativa*, considerando a sua preocupação em identificar e explicar o porquê das coisas através dos resultados oferecidos. (GERHARDT; SILVEIRA, 2009).

Por fim, uma maneira de se classificar os tipos de pesquisa diz respeito aos procedimentos metodológicos aplicáveis, a qual este trabalho se enquadra como uma pesquisa bibliográfica e uma pesquisa documental. Tais definições serão apresentadas na seção 3.2.

Em resumo, a classificação desta pesquisa científica está sendo representada através das bordas avermelhadas que podem ser observadas na Figura 25.

### 3.2 DA PESQUISA BIBLIOGRÁFICA E DOCUMENTAL

Em consonância com as opções metodológicas apresentadas, a presente pesquisa conforma-se como bibliográfica e documental.

De acordo com Gil (2002, p. 44),

A pesquisa bibliográfica é desenvolvida com base em material já elaborado, constituído principalmente de livros e artigos científicos. Embora em quase todos os estudos seja exigido algum tipo de trabalho dessa natureza, há pesquisas desenvolvidas exclusivamente a partir de fontes bibliográficas. Boa parte dos estudos exploratórios pode ser definida como pesquisas bibliográficas. As pesquisas sobre ideologias, bem como aquelas que se propõem a uma análise das diversas posições acerca de um problema, também costumam ser desenvolvida quase exclusivamente mediante fontes bibliográficas. (GIL, 2002, p. 44).

No caso específico dessa pesquisa, no campo bibliográfico se buscou reunir elementos para as respostas ao problema de pesquisa a partir das teorias publicadas em diversos tipos de fontes, privilegiando artigos e periódicos científicos.

Sabe-se que a pesquisa bibliográfica em muito se aproxima à pesquisa documental. O que as tornam peculiares é, exatamente, a natureza das suas fontes. Gil (2002) prossegue discorrendo que ao passo que a pesquisa bibliográfica se utiliza fundamentalmente das contribuições dos diversos autores sobre determinado assunto, a pesquisa documental prima pela utilização de materiais necessariamente ainda não lapidados, ou seja, que ainda não receberam “um tratamento analítico, ou que ainda podem ser reelaborados de acordo com os objetos da pesquisa.” (GIL 2002, p. 45).

Ainda sobre as particularidades entre as pesquisas bibliográficas e documentais, é importante também destacar o acesso às fontes. Na pesquisa bibliográfica, as fontes parecem estar mais acessíveis, uma vez que se podem localizá-la em material impresso disponíveis em bibliotecas, ou em formato digital em base de dados de periódicos científicos.

As fontes documentais, por sua vez, nem sempre aparecem de forma tão disponível, mesmo com o advento da internet. Para Evangelista (2004, p. 24), “a seleção de fontes para a constituição de um *corpus* documental consistente depende de inúmeras variáveis, entre elas a de sua acessibilidade; afinal, onde dormem as fontes”? Ou seja, reunir um *corpus* documental pode significar um movimento bastante exigente, uma vez que requer uma aprimorada pesquisa em diferentes frentes, pois nem sempre todos os documentos estão disponíveis e acessíveis a todos os momentos.

Será sempre importante ressaltar que a pesquisa documental apresenta uma enorme contribuição à pesquisa, pois “os documentos constituem fonte rica e estável de dados. Como

os documentos subsistem ao longo do tempo, tornam-se a mais importante fonte de dados em qualquer pesquisa de natureza histórica.” (GIL 2002, p. 46).

Ademais, a pesquisa documental “pode se constituir uma técnica valiosa de abordagem de dados qualitativos, seja complementando as informações obtidas por outras técnicas, seja desvelando aspectos novos de um tema ou problemas” (Lüdke e André, 1986, p. 38).

Em suma, podemos dizer que esta dissertação se classifica como uma pesquisa bibliográfica pois as contribuições do autor, que serão apresentadas na seção 4.1, tiveram como embasamento artigos científicos analisados após a realização da pesquisa bibliográfica. Igualmente, é importante marcar que este trabalho se enquadra em uma perspectiva de pesquisa documental, pois os dados coletados para análise foram obtidos através da Consulta Pública Nº 002/2018 da ANEEL.

### 3.3 PLANEJAMENTO DA PESQUISA

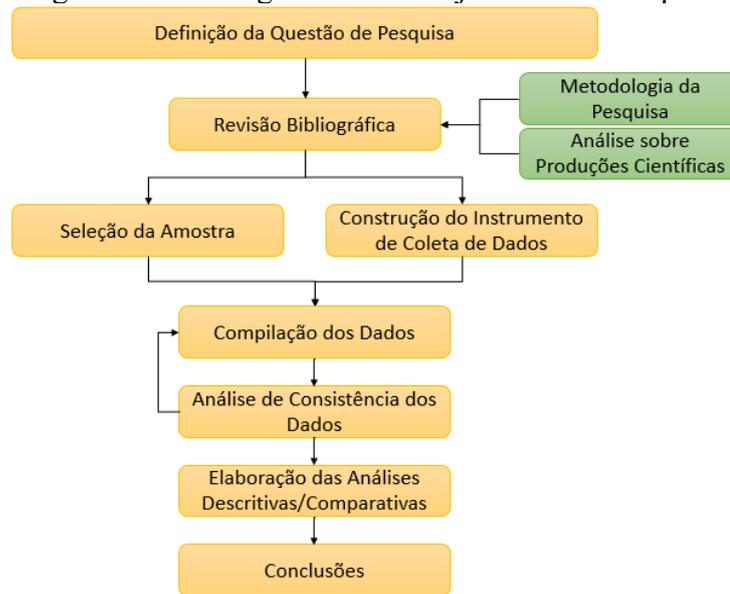
Neste tópico será demonstrado como foi realizado o planejamento de toda a pesquisa iniciando com a definição da questão de pesquisa, passando pela revisão bibliográfica, seleção das amostras, compilação dos dados e, por fim, elaboração das análises comparativas e conclusões.

Inicialmente foi elaborada a questão que motivou a pesquisa estabelecendo uma pergunta central: “Qual a viabilidade de um modelo de comercialização de energia elétrica por demanda no Brasil para consumidores residenciais?” A partir da pergunta central foram elaboradas perguntas adicionais:

- Quais as formas de comercialização de energia elétrica no Brasil?
- Quais países utilizam modelo de comercialização de energia elétrica por demanda máxima?
- Quais os benefícios para o consumidor e para o sistema de energia elétrica na comercialização de energia por demanda?
- Quais as formas técnicas de controlar a demanda máxima?

A Figura 26 apresenta em forma de fluxograma o planejamento desenvolvido nessa pesquisa.

Figura 26 – Fluxograma do Planejamento da Pesquisa.



Fonte: Do Autor.

Definida a questão central e as perguntas adicionais iniciou-se uma revisão bibliográfica utilizando como bases o IEEE Xplore, o Science Direct e o Periódico da CAPES. Nesta etapa foram pesquisados artigos para embasamento teórico sobre Gerenciamento pelo Lado da Demanda, Sistema Brasileiro de Tarifa de Energia Elétrica e Tarifa Baseada em Demanda de Energia. Em resumo, os dados utilizados para escrever o item Revisão da Literatura foram obtidos através dos documentos com maior número de acessos e citações pesquisados nas fontes citadas. Ainda no decorrer da etapa da revisão bibliográfica descobriu-se sobre a Consulta Pública descrita na seção 3.4.1.

A partir dos documentos/contribuições da consulta pública, realizou-se uma revisão de livros e artigos que tratavam exclusivamente de temas ligados à metodologia da pesquisa. O objetivo foi classificar a pesquisa, conforme demonstrado na Figura 25, e definir uma técnica de análise dos dados de uma pesquisa documental, pois nesse momento era necessário selecionar as amostras das contribuições da Consulta Pública para, então, compilar e analisar os dados.

Após revisada a metodologia da pesquisa definiu-se que a técnica utilizada para analisar os dados seria a Análise de Conteúdo. A Análise de Conteúdo pode ser definida como um conjunto de instrumentos metodológicos para analisar diferentes fontes de conteúdo. É uma técnica que exige do pesquisador disciplina, dedicação, paciência e tempo. A técnica

aposta no rigor do método como forma de não se perder na heterogeneidade de seu objeto. (SILVA; FOSSÁ, 2015).

Utilizando-se da técnica de Análise de Conteúdo iniciou-se o processo de compilação dos dados e análise de consistência dos dados. Esta etapa está estruturada na seção 3.4. Finalizou-se a pesquisa com as conclusões e as contribuições do autor conforme será apresentado no capítulo 4.

### 3.4 COLETA E ANÁLISE DOS DADOS

Este tópico está organizado de modo a apresentar a coleta dos dados analisados nesta dissertação a partir da Consulta Pública N° 002/2018 e da Nota Técnica (NT) n° 46/2018 ambas da ANEEL. Após apresentadas as perguntas estabelecidas na NT, é realizada uma análise dos dados e por fim são apresentadas as contribuições do autor.

#### 3.4.1 Consulta Pública N° 002/2018

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), no uso da sua competência que lhe foi atribuída por meio da Portaria ANEEL n° 4.595, de 23 de maio de 2017, abriu uma consulta pública por intercâmbio documental no período de 09/03/2018 a 11/05/2018 com o objetivo de “Obter subsídios relativos à necessidade de aperfeiçoamentos na estrutura tarifária aplicada às unidades consumidoras do Grupo B (Baixa Tensão) e os impactos associados à sua aplicação” (ANEEL, 2018b, p. 01).

Em paralelo, a Superintendência de Gestão Tarifária da ANEEL lançou, em 02 de março de 2018, a Nota Técnica n° 46/2018-SGT titulando-se “Modelo Tarifário do Grupo B”. Esta Nota Técnica está estruturada com os seguintes tópicos: i) breve revisão dos principais conceitos teóricos a respeito da tarifação; ii) a atual forma de tarifação no Brasil; iii) os atuais avanços tecnológicos que impactam ou poderão impactar o setor elétrico; e iv) um resumo dos modelos de tarifação aplicados em alguns países (ANEEL, 2018a).

#### 3.4.2 Nota Técnica N° 46/2018-SGT

O objetivo da Nota Técnica n° 46/2018 é avaliar a necessidade de aperfeiçoamentos na estrutura tarifária aplicada às unidades consumidores do Grupo B (Baixa Tensão) e os impactos associados à sua aplicação. Em seu texto, a NT traz como fato o Decreto n°

62.724/68 que estabeleceu normas gerais de tarifação para empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica onde, em seu artigo 13, definia que as tarifas para o grupo B fossem calculadas sob a forma binômia, e fixadas, após conversão, para a forma monômia equivalente. A NT também descreve sobre o Decreto nº 8.826/16 que revogou o artigo 13 citado, possibilitando a implementação de tarifas multipartes para tais consumidores, a exemplo do que já ocorre para os consumidores do grupo A (ANEEL, 2018a).

Anteriormente, a NT nº5/2017/AEREG/SE, que faz parte da Consulta Pública nº 33/2017 do Ministério de Minas e Energia (MME), trouxe em sua seção *Grupo 3 – Alocação de Custos e Racionalização* a proposta de que, independentemente da tensão de fornecimento, “[...] a tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão não poderá ser cobrada em Reais por unidade de energia elétrica consumida.”, e que a implantação de uma nova forma de cobrança deve ocorrer até 31 de dezembro de 2021.

Conforme a (ANEEL, 2018A, p. 04), o projeto de Lei encaminhado para a Presidência da República limitou a abrangência da proposta do MME apenas para os consumidores com geração própria e ficou com a redação,

“§ 9º Até 31 de dezembro de 2023, a tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão para os consumidores com geração própria de qualquer porte, independentemente da tensão de fornecimento, não poderá ser cobrada em Reais por unidade de energia elétrica consumida.

§ 10. A vedação de que trata o § 9º não se aplica aos componentes tarifários de perdas, inadimplência e encargos setoriais.”

Entretanto, pairam dúvidas sobre a redação da proposta e existe uma discussão no projeto de Lei sobre a aplicação da tarifa binômia para consumidores com geração própria de qualquer porte, em qualquer nível de tensão.

Como resultado da CP nº 33/2017 do MME, apresentou-se a necessidade de estudos para a abertura do mercado livre de energia para consumidores do grupo B, sinalizando a necessidade da separação dos custos dos serviços fio (TUSD fio A e B) e energia que se materializam na implantação de uma tarifa multipartes.

No sistema tarifário atual (tarifa monômia) a Resolução Normativa (REN) nº 414/2010 define que o custo de disponibilidade para consumidores do grupo B é baseado em uma franquia de consumo mínimo, sendo 30 kWh/mês para unidades consumidoras monofásicas ou bifásicas a 2 condutores, 50 kWh/mês para unidades consumidoras bifásicas a 3 condutores e 100 kWh/mês para as unidades consumidoras trifásicas, sendo que estes valores foram aplicados pela Portaria MME nº 378/1975 e nunca foram revistos.

O atual custo de disponibilidade de energia para consumidores do grupo B permite que exista um possível subsídio cruzado entre os consumidores e os *prosumidores* – unidades consumidoras que consomem energia e produzem energia através da Geração Distribuída (GD). Isto acontece devido ao descasamento entre o custo de disponibilidade e a cobertura dos custos de uso da rede destes consumidores do grupo B que possuem GD, afinal, a rede disponibiliza toda uma estrutura elétrica que é tarifada de forma volumétrica com base no consumo e se o consumo diminui devido a GD os custos desta estrutura não são corretamente tarifados nestes consumidores.

Além disso, o faturamento das distribuidoras para o Grupo B é totalmente vinculado ao mercado de consumo de energia, e as variações nos padrões de consumo (influenciados pela GD, novas tecnologias e questões econômicas) causam incertezas na recuperação das receitas definidas pela distribuidora. É importante também destacar que, embora exista uma necessidade cada vez maior de implementação de medidas de eficiência energética e GLD, as distribuidoras não incentivam a implementação destas políticas, pois a diminuição do consumo de energia diminui suas receitas brutas muitas vezes não cobrindo os custos de disponibilidade de energia.

Em resumo, a introdução de uma tarifa multipartes tem por objetivo a redução de distorções causadas pela tarifa volumétrica, trazendo a teórica econômica de forma mais presente ao contexto tarifário.

#### *3.4.2.1 Perguntas Estabelecidas pela Nota Técnica nº46/2018*

O principal objetivo da NT nº 46/2018 é buscar o aprimoramento do modelo tarifário aplicado ao subgrupo de baixa tensão. Isto porque a atual forma de tarifação monômnia apresenta desvantagens como subsídio cruzado, alocação ineficiente de custos e desincentivo das concessionárias de realizarem ações de eficiência energética e apoiarem a geração distribuída, pois diminuindo-se o consumo diminui-se a receita. Assim, a NT estabelece, no modelo de resposta da Consulta Pública, um conjunto de dezessete<sup>5</sup> perguntas divididas em quatro grupos: objetivo; tipos de custos; alocação dos custos e variáveis de cobrança; impactos, implementação e transição da tarifa binômnia.

Entre associações, conselhos, distribuidoras de energia e outros interessados, houve 37 contribuições sendo 21% de Associações e Entidades de Classe, 32% de Distribuidoras,

---

<sup>5</sup> O arquivo original possui 18 perguntas, porém com duas perguntas repetidas.

26% de Conselho de Consumidores e Consumidores e 21% de Consultorias e demais empresas. Embora a ANEEL tenha fornecido um modelo de arquivo para resposta, muitas contribuições foram enviadas de forma não padronizada o que dificultou a compilação e análise dos dados.

A condução da análise dos dados utilizando a técnica de Análise de Conteúdo abrange diferentes etapas para se conseguir conferir os dados coletados. Segundo Silva e Fossá (2015), as etapas podem ser organizadas em três fases: 1) pré-análise, 2) exploração do material e 3) tratamento dos resultados, inferência e interpretação.

A fase de pré-análise tem por objetivo sistematizar as ideias iniciais. Nesta fase foi realizada a leitura geral de todas as contribuições da Consulta Pública e desenvolvido um quadro referencial teórico. De modo geral, o Quadro 1 fornece uma visão geral dessas contribuições. As células marcadas com “V” correspondem as perguntas respondidas pela contribuição. A coluna de observações destaca as contribuições que não responderam às perguntas propostas pela NT nº 46/2018 ou responderam de forma não padronizada.

A fase de exploração do material consiste na construção das operações de codificação onde foram destacados os parágrafos que respondiam as perguntas da Consulta Pública. Destes parágrafos, as palavras-chave foram identificadas e um resumo dos parágrafos foi realizado. As contribuições foram então tabeladas e recortadas em unidades de registro (palavras, frases, parágrafos), e agrupadas tematicamente em grupos de perguntas (grupos 1, 2, 3 e 4). Ainda nesta fase algumas contribuições foram descartadas por não terem respondido as perguntas da Consulta Pública e/ou respondido de forma não objetiva e não se enquadrando nas palavras-chave. Ao fim desta etapa as contribuições onde houve exploração do material foi organizada conforme Quadro 2.

A terceira fase da técnica de Análise de Conteúdo compreende o tratamento dos resultados, inferência e interpretação. Nesta fase o objetivo é captar os conteúdos contidos em todo o material coletado e realizar uma análise comparativa ressaltando os aspectos considerados semelhantes e os que foram concebidos como diferentes.

Nesta fase o autor realizou a leitura e comparação das contribuições, a fim de propor soluções para os problemas que serão apresentadas na seção 4.1.2. Para responder a estas questões o autor utilizou como referência as contribuições realçadas apresentadas no Quadro 3.

Quadro 1 – Contribuições Após a Fase de Pré-Análise

	GRUPO DE PERGUNTAS																Observação	
	1			2		3					4							
Contribuições\Perguntas	Pergunta 01	Pergunta 02	Pergunta 03	Pergunta 04	Pergunta 05	Pergunta 06	Pergunta 07	Pergunta 08	Pergunta 09	Pergunta 10	Pergunta 11	Pergunta 12	Pergunta 13	Pergunta 14	Pergunta 15	Pergunta 16	Pergunta 17	
ABGD	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V			V		V	
ABIAPE																		*
ABRACE	V	V	V	V		V	V			V		V		V		V	V	
ABRADEE																		*
ABSOLAR	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	
AES Tietê		V	V															*
ALSOL								V										*
CELESC	V			V							V							*
EQUATORIAL	V	V	V	V		V	V	V	V	V	V	V	V	V				
CEMIG	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	
CONCCEL	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	
ConEDP/SP	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	
CONSELPA	V	V	V	V		V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	
COPEL	V	V	V	V			V	V	V		V	V	V	V				
CPFL	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	
CPFL (Paulista)	V	V	V	V	V	V	V	V		V	V	V	V	V	V	V	V	
ELETROPAULO	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V		V	V	V		V	
ENERGISA	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V		V	
GRUPO EDP	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	
ENEL ENERGIA	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	
ESCHER	V	V	V	V	V	V	V	V		V	V	V	V					
IEP	V	V	V	V	V	V	V	V	V		V	V	V	V	V	V	V	
IS																		*
LANDIS+GYR	V	V	V	V	V	V	V	V		V	V	V	V	V	V	V		
LIGHT																		*
MARAGON	V	V		V		V	V			V			V					
NEOENERGIA	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	
OAB/RJ																		*
PRIME ENERGY ETC AL	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V				
RAÍZEN																		*
SINDIENERGIA	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V						
ALEXANDRE KRAMEL																		*
CAIO MOREIRA NUNES																		*
LENO PORTO DUTRA	V	V	V	V		V	V	V	V	V	V	V			V	V	V	
NATHAN ALMEIDA																		*
LUCAS DIOAN	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V				V	V	
CID KLAUTAU	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V			V	V	

Fonte: Do Autor.

Quadro 2 – Contribuições Após a Fase de Exploração do Material

Contribuições\Perguntas	GRUPO DE PERGUNTAS																
	1			2		3					4						
	Pergunta 01	Pergunta 02	Pergunta 03	Pergunta 04	Pergunta 05	Pergunta 06	Pergunta 07	Pergunta 08	Pergunta 09	Pergunta 10	Pergunta 11	Pergunta 12	Pergunta 13	Pergunta 14	Pergunta 15	Pergunta 16	Pergunta 17
ABGD	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V			V		V
ABRACE	V	V	V	V		V	V			V		V		V		V	V
ABSOLAR	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	
EQUATORIAL	V	V	V	V		V	V	V	V	V	V	V	V	V			
CEMIG	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
CONCCEL	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
ConEDP/SP	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
CONSELPA	V	V	V	V		V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
COPEL	V	V	V	V			V	V	V		V	V	V	V			
CPFL	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
CPFL (Paulista)	V	V	V	V	V	V	V		V	V	V	V	V	V	V	V	V
ELETROPAULO	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V		V	V	V		V
ENERGISA	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V		V
GRUPO EDP	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
ENEL ENERGIA	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
ESCHER	V	V	V	V	V	V	V	V		V	V	V	V				
IEP	V	V	V	V	V	V	V	V	V		V	V	V	V	V	V	V
LANDIS+GYR	V	V	V	V	V	V	V	V		V	V	V	V	V	V	V	
MARAGON	V	V		V		V	V			V			V				
NEOENERGIA	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
PRIME ENERGY ETC AL	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V			
SINDIENERGIA	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V					

Fonte: Do Autor.

Quadro 3 – Contribuições Após o Tratamento e Interpretação dos Resultados

	GRUPO DE PERGUNTAS																
	1			2		3					4						
Contribuições\Perguntas	Pergunta 01	Pergunta 02	Pergunta 03	Pergunta 04	Pergunta 05	Pergunta 06	Pergunta 07	Pergunta 08	Pergunta 09	Pergunta 10	Pergunta 11	Pergunta 12	Pergunta 13	Pergunta 14	Pergunta 15	Pergunta 16	Pergunta 17
ABGD	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V			V		V
ABRACE	V	V	V	V		V	V			V				V		V	V
ABSOLAR	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	
EQUATORIAL	V	V	V	V		V	V	V	V	V	V	V	V	V			
CEMIG	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
CONCCEL	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
ConEDP/SP	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
CONSELPA	V	V	V	V		V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
COPEL	V	V	V	V			V	V	V		V	V	V	V			
CPFL	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
CPFL (Paulista)	V	V	V	V	V	V	V		V	V	V	V	V	V	V	V	V
ELETROPAULO	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V			V	V	V		V
ENERGISA	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V		V
GRUPO EDP	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
ENEL ENERGIA	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
ESCHER	V	V	V	V	V	V	V			V	V	V					
IEP	V	V	V	V	V	V	V	V	V		V	V	V	V	V	V	V
LANDIS+GYR	V	V	V	V	V	V	V	V		V	V	V	V	V	V	V	
MARAGON	V	V		V		V	V			V			V				
NEOENERGIA	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
PRIME ENERGY ETC AL	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V			
SINDIENERGIA	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V					

Fonte: Do Autor.

### 3.4.2.2 Grupo 1 – Objetivo

Quanto ao objetivo da consulta pública, foram estabelecidas três perguntas referente ao tipo mais adequado, o principal objetivo e as variáveis a serem analisadas de um novo modelo tarifário. Como já apresentado neste trabalho, a atual forma de tarifação monômnia apresenta desvantagens como a alocação ineficiente de custos, o subsídio cruzado e o desincentivo das distribuidoras em realizar ações de eficiência energética e Geração Distribuída. A íntegra destas perguntas é mostrada no Quadro 4.

Quadro 4 – Grupo de Perguntas Referente ao Objetivo

Pergunta 01	Qual deve ser o principal objetivo para aperfeiçoamento do modelo tarifário aplicado aos consumidores de baixa tensão?
Pergunta 02	Qual o modelo tarifário (tarifa monômnia, binômnia com parcela fixa mensal (diária ou anual), binômnia com parcela fixa proporcional ao tamanho da unidade consumidora, tarifa em três partes, tarifas em blocos, etc) é mais adequado ao setor elétrico brasileiro considerando os trade off envolvidos?
Pergunta 03	Quais variáveis devem ser analisadas para definição e tomada de decisão sobre o aperfeiçoamento do modelo tarifário aplicado ao subgrupo baixa tensão?

Fonte: Do Autor.

A análise das contribuições das perguntas referentes ao *objetivo* da Consulta Pública demonstra que, em geral, o principal objetivo para aperfeiçoamento do modelo tarifário aplicado aos consumidores de baixa tensão é promover o faturamento dos consumidores de baixa tensão de acordo com suas parcelas de uso da rede a fim de melhorar o equilíbrio econômico e financeiro dos agentes do setor, evitando subsídios cruzados e aumentando ações de eficiência energética e apoio à Geração Distribuída.

Para o Grupo ENEL (2018, p. 03), “A tarifa volumétrica monômnia cria uma inércia tarifária sem a devida sinalização ao consumidor de baixa tensão do real custo da utilização da rede”. O grupo entende que o principal objetivo é tornar mais eficiente a alocação de custos de forma a evitar subsídios cruzados entre os diferentes tipos de usuários. Outros objetivos tratados como principais são o incentivo a novas tecnologias, com a implantação de medidores inteligentes, e ações de eficiência energética e apoio à Geração Distribuída.

Da mesma forma, Prime Energy et al. (2018) afirma que o principal objetivo é criar sinais econômicos para que os consumidores possam tomar decisões relacionados a um consumo consciente de energia elétrica com o objetivo de otimizar a utilização e remunerar adequadamente as empresas de distribuição.

Quanto ao modelo tarifário para consumidores de baixa tensão mais adequado ao sistema elétrico brasileiro, a maioria das contribuições sugerem a permanência do sistema monômio atual (tarifa volumétrica com base apenas no consumo em kWh). Para o Grupo ENERGISA (2018, p. 03), “exceto para os consumidores com geração distribuída, onde a aplicação da tarifa binômnia é necessária e urgente, a tarifa monômnia faturada pelo consumo (kWh) é a mais indicada para a baixa tensão.”. Em geral a justificativa dada é a maior complexidade do consumidor no entendimento de uma tarifa multipartes e o investimento

necessário em *smart metering* caso a opção de tarifação de capacidade (parcela de demanda) seja realizada através de medidores eletrônicos.

Já ESCHER (2018) sugere que para os clientes de baixa tensão a melhor tarifa deve ser composta de uma parte fixa para cobrir os custos comerciais (leitura, faturamento, arrecadação, cobrança, medição, etc), e várias partes em R\$/kWh, diferenciadas em postos tarifários, conforme o comportamento da rede da distribuidora. Em contrapartida, a CONCEL (2018) considera que a tarifa multipartes comprometerá o entendimento do cidadão comum e acredita que a representação monômnia atual é a que torna a tarifa menos complicada para o consumidor.

O ConEDP/SP, o Grupo ENEL Energia a Landis+Gyr Equipamentos de Medição LTDA e o grupo CPFL (2018a) entendem que o modelo mais adequado pode ser uma tarifa multipartes. Para o Grupo ENEL (2018, p. 06),

Para refletir os custos reais do sistema, o modelo tarifário que entendemos como sendo o mais adequado é a implementação da tarifa em três partes, sendo uma tarifa por demanda (proporcional ao uso máximo da rede), outra volumétrica (proporcional ao montante de energia consumida) e outra parcela, relativa ao custo operacional, que poderia ser cobrada mediante uma tarifa pela demanda máxima ou como uma parcela fixa paga igualmente por todos os consumidores.

Para o grupo EDP (2018), os modelos mais adequados ao setor elétrico brasileiro são, em ordem, tarifa multipartes, tarifa ToU e tarifas dinâmicas pois possuem a capacidade de sinalizar corretamente ao consumidor os períodos de pico no sistema e de alocar os custos em parcelas fixas, por demanda contratada e pelo consumo.

Entre as variáveis a serem analisadas para definição e tomada de decisão sobre o aperfeiçoamento do modelo tarifário destacam-se o aumento do custo da tarifa do consumidor (principalmente consumidores com menor fator de carga<sup>6</sup>), custos de implementação de *smart metering*, tarifação binômnia atrelada aos sinais horários, benefícios para a geração distribuída, além da facilidade de entendimento do novo modelo. Conforme a CEMIG (2018, p. 12), as variáveis a serem observadas são,

- i) Minimização dos subsídios;
- ii) Incentivo às distribuidoras em promover a geração distribuída e medidas de efficientização energética;
- iii) Incentivo aos consumidores em promover a geração distribuída e medidas de efficientização energética;
- iv) Impacto nas tarifas no curto e no longo prazo;
- v) Aperfeiçoamento da sinalização econômica em relação aos custos da rede;
- vi) Facilidade de entendimento do novo modelo pelo usuário;
- vii) Cobertura dos custos (proteção da receita);

---

<sup>6</sup> Razão entre a demanda média e a demanda máxima da unidade consumidora ocorridas no mesmo intervalo de tempo especificado.

## viii) Risco de aumento das fraudes

A companhia ainda afirma que a definição de quais variáveis devem ser analisadas deve estar diretamente ligada aos objetivos que se espera alcançar com o aperfeiçoamento do modelo tarifário a ser aplicado em baixa tensão.

A ABGD (2018) corrobora afirmando que as variáveis a serem analisadas são o aumento do custo da tarifa do consumidor, os benefícios para a geração distribuída, os custos de implementação de *smart metering*, a inclusão de sinais de preços e a preocupação em um modelo tarifário bem definido e que ajude a promover a geração distribuída.

O grupo EDP (2018) reconhece e alerta sobre os investimentos necessários para implementação de um sistema de tarifação binômia utilizando medidores inteligentes de energia elétrica. O grupo apresenta em seu relatório que o custo médio de um medidor convencional é de R\$ 35,00 enquanto o custo médio de um medidor eletrônico é de R\$ 500,00. É importante que se incentive a entrada de fabricantes de medidores inteligentes no mercado nacional e que sejam instituídos processos mais ágeis para aprovação de novos modelos por parte do INMETRO.

Por fim, a ESCHER (2018) considera que as variáveis são: a aderência aos custos de forma a maximizar o bem-estar social, sinal econômico capaz de incentivar o uso racional das redes e postergar investimentos, nível de complexidade que seja entendido pelos consumidores, custos de implantação menores que os benefícios e equilíbrio econômico financeiro da distribuidora.

#### 3.4.2.3 Grupo 2 – Tipos de Custos

O acesso de um usuário à rede é realizado por meio de diferentes tipos de custos, como custos de investimento, custos de manutenção e operação, custos comerciais etc. Com relação ao grupo de perguntas referente aos tipos de custos, a Consulta Pública questiona sobre o nível de detalhamento dos custos que forma a receita regulatória da distribuidora e o nível de desagregação para uma adequada alocação dos custos. É importante que se determine todos os custos do sistema e quais podem ser relacionados à capacidade ou a energia consumida. As perguntas desse grupo são mostradas no Quadro 5.

Quadro 5 – Grupo de Perguntas Referente ao Tipo de Custos

Pergunta 04	Em qual nível de detalhe devemos desagregar os custos que formam a receita regulatória da distribuidora? Seria necessário maior nível de desagregação para a adequada alocação/classificação?
Pergunta 05	A distinção/repartição dos custos deve ser baseada na definição da receita regulatória ou podem ser utilizados modelos que fazem uma distinção/repartição adicional das receitas regulatórias para efeito de construção das tarifas?

Fonte: Do Autor.

Para o grupo Neoenergia (2018), a primeira opção seria manter o mesmo nível de segregação atual e aperfeiçoar a desagregação a medida que o mercado de BT se torne mais maduro. No caso da mini e micro geração distribuída, aplicar imediatamente um sistema de compensação apenas para a componente de energia.

Em geral, as contribuições convergem para a manutenção do atual detalhamento e desagregação, que já seriam suficientes para a transição de modelo tarifário.

Lima (2018) sugere um maior nível de detalhamento dos custos permitindo as concessionárias uma maior liberdade devido as diferenças entre regiões. Da mesma forma, Sindienergia (2018) sugere uma revisão no modelo atual de remuneração das distribuidoras, com maior intensificação à busca de eficiência operacional e aproveitamento máximo dos ativos.

Com relação a pergunta sobre a distinção e repartição dos custos, a maioria das contribuições sugere que sejam mantidas a adoção do mesmo critério realizado atualmente, ou seja, devem ser baseados na receita regulatória. Apenas Prime Energy et al. (2018) e Sindienergia (2018) acreditam que o ideal seria utilizar modelos que fazem distinção/repartição adicional das receitas regulatórias para efeito de construção de uma nova tarifa, sendo que cada componente de custo deve ter sua correspondente receita regulatória.

#### 3.4.2.4 Grupo 3 – Alocação dos Custos – Variáveis de Cobrança

O Quadro 6 traz a íntegra das perguntas relacionadas a alocação dos custos e as variáveis de cobrança. Pode-se considerar que as perguntas referentes ao grupo são perguntas de origem técnica.

Quadro 6 – Grupo de Perguntas Referente a Alocação dos Custos

Pergunta 06	Tarifas baseadas no pico de demanda individual, sem levar em conta o momento em que ocorre o pico (que pode não ser coincidente com a demanda máxima do sistema), são suficientes para refletir os custos do sistema?
Pergunta 07	O disjuntor é um bom parâmetro (proxy) para estimativa do uso máximo do sistema dos consumidores?
Pergunta 08	As distribuidoras possuem informações consolidadas sobre os tipos, quantidade e tamanho dos disjuntores em uso nas unidades consumidoras do grupo B?
Pergunta 09	As normas adotadas pelas distribuidoras para dimensionamento da capacidade instalada (e, portanto, dos disjuntores) são padronizadas ou podem existir particularidades?
Pergunta 10	Qual é a unidade de faturamento mais adequada para cada tipo de custo vis a vis os desafios de sua utilização?

Fonte: Do Autor.

Entre as contribuições, é unânime o entendimento de que o pico de demanda não é suficiente para refletir os custos do sistema, exceto pela contribuição do grupo CPFL (2018, p. 04) que afirma “No entendimento dos Conselhos, tarifas baseadas no pico de demanda individual, sem levar em conta o momento em que o pico ocorre já são suficientes para refletir os custos do sistema”.

Para o grupo Equatorial (2018, p. 04),

[...] os picos de demanda dos consumidores individualmente não podem ser utilizados para refletir os picos do sistema, visto que o planejamento de expansão do sistema da distribuidora considera necessariamente as demandas máximas, médias e mínimas do bloco de energia do sistema envolvido como um todo e o uso dos consumidores e seus picos de demanda ocorrem de forma não previsível de acordo com seus hábitos de consumo.

Da mesma forma, o sindicato Sindienergia (2018, p. 03), afirma “O pico de demanda individual somente afeta de forma perceptível nos custos do sistema se for coincidente com a demanda máxima do sistema”. O autor comenta que, às vezes, o pico de demanda individual é benéfico para o sistema, por exemplo, se ocorrer no mesmo momento em que haja excesso de geração de energia variável.

Já o grupo Energisa (2018, p. 05), argumenta que,

A aplicação de um sinal tarifário apenas pela demanda, sem levar em consideração o momento do pico de demanda, pode onerar os consumidores que possuem demanda máxima em momento de baixa demanda no sistema. Em contrapartida, consumidores que possuem demanda máxima coincidente com a demanda máxima

do sistema podem estar percebendo um sinal tarifário que não esteja refletindo o real custo da disponibilização naquele momento.

Em uma possível tarifação binômia, a consulta pública questiona se o disjuntor é um bom parâmetro para estimativa do uso máximo do sistema dos consumidores e se as distribuidoras possuem informações consolidadas sobre os tipos, quantidades e tamanho dos disjuntores em uso nas unidades consumidoras do Grupo B. Entre as contribuições, exceto pela CEMIG (2018, p. 13) que afirma “O disjuntor pode ser considerado um bom parâmetro para estimar o uso máximo do sistema, visto ser possível através do mesmo controlar a demanda individual do cliente, delimitando o uso do sistema de distribuição”, as contribuições foram unânimes de que o disjuntor não pode ser considerado um bom parâmetro.

Para a ABGD (2018, p. 03), o disjuntor não é um bom parâmetro para estimativa do uso máximo do sistema pois,

1. Não é incomum que haja superdimensionamento do disjuntor, com fins de se evitar eventual sobrecarga e conseqüente "queda". Nesses casos, à unidade consumidora será atribuída tarifa de acesso maior que o devido;
2. O exposto acima fica ainda mais agravado no caso de micro e minigeradores de energia com geração junto à carga, uma vez que o efeito do sistema de geração na redução da carga daquela unidade percebida pela rede não será considerado para fins de estabelecimento do valor a ser pago pela parcela TUSD;
3. Tal metodologia não permite que haja adequada sinalização de preço horário.

Já o grupo Energisa (2018, p. 05) apresenta alguns entraves referentes à utilização do disjuntor como parâmetro para a demanda da UC argumentando que:

- i) Existem consumidores que possuem demanda inferior ao disjuntor instalado;
- ii) Divergência entre o condutor informado no projeto elétrico e o condutor instalado na UC (caso o condutor possua bitola inferior ao informado no projeto, deve ser instalado um disjuntor com capacidade inferior visando garantir a proteção do circuito elétrico);
- iii) Divergência entre os disjuntores instalados e os que constam no cadastro da distribuidora;
- iv) Substituição dos disjuntores sem comunicação ou, se for o caso, sem a devida solicitação à distribuidora;
- v) Demanda acima do valor nominal do disjuntor devido à característica técnica dos mesmos, uma vez que, dependendo da característica do disjuntor, pode ocorrer sobrecarga por períodos próximos de duas horas ( $1,45 \times I_n$ ).

Para ESCHER (2018) o disjuntor não possibilita estimar o uso do sistema pelos consumidores pois apenas limita a demanda do cliente em uma gama pequena de potências além de não estimular a mudança de hábito de uso dos equipamentos de forma a reduzir a carga máxima da rede.

Por fim, a ELETROPAULO (2018) considera que o disjuntor não é a forma adequada para estimar o uso máximo do sistema dos consumidores pois em sua rede de distribuição o disjuntor está após o medidor e é de responsabilidade e propriedade do cliente. Ela ainda contribui sugerindo que o padrão de entrada de energia (monofásico, bifásico e trifásico) pode ser utilizada como variável de aperfeiçoamento pois existe uma correlação entre a reserva de capacidade de rede e o padrão de ligação.

Com relação a padronização dos disjuntores por conta das distribuidoras de energia, a ABSOLAR (2018) afirma que mesmo que as distribuidoras possuam tais informações, não há como assegurar que os dados estejam atualizados. O CONCEL (2018, p. 03) “entende que é possível que a distribuidora não tenha as informações atualizadas, mas que pode atualizar seu cadastro e apresentá-las para a discussão.”

Ainda no grupo de perguntas sobre variáveis de cobrança, é questionado se as normas adotadas pelas distribuidoras para dimensionamento dos disjuntores são padronizadas e, em geral, as contribuições sugerem que as normas são padronizadas, porém, podem existir particularidades e não refletem a realidade. O grupo EDP (2018) afirma que todas as normas utilizam como referência a NBR5410, entretanto é possível que o cálculo para a escolha do disjuntor seja através de uma gama de valores aproximados.

A distribuidora COPEL (2018, p. 02) afirma que,

Há dificuldade para manter a confiabilidade do parque tendo em vista que disjuntores não homologados podem ser utilizados sem o consentimento da Copel. Outro problema é a falta de qualidade dos produtos comercializados no mercado brasileiro, onde os modelos mais baratos são importados da China e não há um sistema de controle de qualidade que garanta a exatidão das curvas de atuação e a durabilidade da calibração dos componentes.

Por último, a Consulta Pública coloca em debate qual é a unidade de faturamento mais adequada para cada tipo de custo comparando com os desafios de sua utilização. Entre as contribuições, o grupo CEMIG (2018), Lima (2018) e o conselho CONEDP-SP (2018) sugerem ser a tarifa em três partes (parcela fixa em R\$/dia ou R\$/mês, parcela de demanda em R\$/kW medido e parcela de energia em R\$/kWh) a unidade de faturamento mais adequada. O grupo ENEL (2018, p. 10) relaciona diversas tarifas dependendo do tipo de custo,

Para os custos associados ao mercado de venda e volume de energia, por exemplo, Compra de energia, ESS, Risco Hidrológico, CDE, a tarifa volumétrica (\$/kWh) seria mais adequada. Para os custos de transmissão e de remuneração e depreciação dos investimentos, a tarifa pela demanda máxima (\$/kW) é a mais apropriada. Já a parcela do custo operacional poderia ser cobrada como uma tarifa pela demanda máxima ou como uma parcela fixa paga igualmente por todos os consumidores

O grupo CPFL (2018a) entende que a unidade de faturamento mais adequada deve ser por consumo para os custos de energia, perdas e encargos setoriais e de demanda para os custo de transporte (Fio A e Fio B). O grupo ainda descarta a utilização de variáveis de faturamento associadas ao uso do disjuntor e a variável de faturamento por dia, mês ou ano por estarem associadas a um considerável aumento da tarifa para os consumidores de baixo consumo.

De forma contrária, a ELETROPAULO (2018) afirma que 91% dos custos de distribuição são eminentemente fixos e não se alteram com a variação do volume de energia consumido. Ela propõe que os custos relativos à Parcela B sejam repartidos de forma fixa entre todos os consumidores do grupo B. A distribuidora também lembra que a TUSD fio B representa apenas 15,5% da tarifa total e argumenta que uma alteração nesta componente terá baixo impacto para os consumidores. Alternativamente, a distribuidora ainda afirma que o custo pelo serviço de rede (TUSD fio B) deve ser composto por uma tarifa em duas partes, sendo a parte fixa em R\$/mês representando os custos referente a OPEX<sup>7</sup> e uma parte variável em R\$/kW representando os custos referente a CAPEX<sup>8</sup>.

Já ESCHER (2018) considera que a unidade de faturamento mais adequada seria a TUSD volumétrica (em R\$/MWh) com diferenciação horária para cobertura do Fio e mais uma componente fixa para cobertura dos custos de comercialização. Ainda afirma que uma TUSD Fio em R\$/kW implicaria em um aumento da fatura dos consumidores de menor fator de carga, em sua maioria de menor poder aquisitivo.

As outras contribuições sugerem que se permaneça na tarifa monômnia (volumétrica) atual, conforme afirma o grupo Energisa (2018, p. 08) que,

[...] entende que a forma mais adequada para o faturamento é através da energia consumida (kWh), ou seja, tarifa monômnia para os consumidores de BT exceto àqueles enquadrados na modalidade de compensação de energia (GD) que devem ser faturados por tarifa binômnia.

#### 3.4.2.5 Grupo 4 – Impactos, Implementação e Transição da Tarifa Binômnia

Por fim, as questões referentes aos impactos na implementação e na transição de um novo sistema tarifário tem por objetivo avaliar, de diferentes perspectivas, os impactos positivos e negativos para os envolvidos (consumidores, distribuidoras, setor elétrico e sociedade em geral) e quais as melhores formas de se implementar e monitorar os resultados

---

<sup>7</sup> Custos de administração da concessão, atividades comerciais, operação e manutenção sendo de natureza fixa.

<sup>8</sup> Custos compostos por investimentos em medidores, linhas de distribuição, redes de distribuição e subestações sendo de natureza variável de acordo com a demanda do consumidor.

de uma nova estrutura tarifária uma vez que qualquer mudança na forma de tarifação, por maior que seja o embasamento teórico, irá trazer repercussões para os usuários, para os operadores do sistema, e por consequência para todo o setor e sociedade.

As perguntas originais fornecidas pela NT nº 46 podem ser vistas na íntegra no Quadro 7.

Quadro 7 – Grupo de Perguntas Referente aos Impactos, Implementação e Transição da Tarifa Binômia

Pergunta 11	Quais são os impactos dos diversos modelos tarifários para os consumidores e as distribuidoras?
Pergunta 12	Caso se implemente uma tarifa multipartes, quais seriam os impactos, positivos e negativos: a.- para os consumidores; b.- para as distribuidoras; c.- para o setor elétrico; d.- para a sociedade
Pergunta 13	Quais seriam as melhores práticas para implantação de um novo modelo tarifário (escalonamento gradual seletivo, <i>opt in</i> <sup>9</sup> , <i>opt out</i> <sup>10</sup> , etc)?
Pergunta 14	Quais seriam as melhores práticas para disseminar o conhecimento junto a sociedade? Quais as formas adequadas de comunicação e seus desafios?
Pergunta 15	Quais os principais aspectos a serem considerados face às regras vigentes (REN 414/2010, contrato de adesão, direitos e deveres dos consumidores)?
Pergunta 16	Quais os impactos da alteração do modelo tarifário face a outras dimensões normativas (qualidade, regulação econômica, fiscalização)?
Pergunta 17	Quais seriam formas adequadas de acompanhamento dos resultados da implantação da tarifa binômia?

Fonte: Do Autor.

Em geral, as respostas para estas perguntas concluem que entre os diversos impactos destacam-se uma possível complexidade de entendimento do sistema tarifário pelos consumidores e um possível risco em encarecer o valor absoluto pago de conta de energia.

O grupo EDP (2018, p. 32) menciona como impactos que,

Tarifa fixa: desincentivo ao uso eficiente da rede, mas garante fluxo de receita constante.

Tarifa binômia: pode não cobrir totalmente o custo com disponibilidade e requer troca de medidores para realizar a conta correta.

Tarifa multiparte: cobre disponibilidade e fornece sinalização para o consumo, mas pode ser mais complexa de se implementar.

ToU: reflete o sinal horário e locacional do consumo, mas é ainda mais complexa que a multiparte.

Tarifas dinâmicas: preços podem se alterar sem rigidez, de acordo com o uso da rede, constituindo uma grande evolução em termos de estrutura tarifária, mas

<sup>9</sup> Adesão por decisão do usuário.

<sup>10</sup> Adesão compulsória e oportunidade de retorno ao modelo anterior por decisão do usuário.

elevando demais a complexidade do modelo para ser aplicada de imediato na Baixa Tensão.

Para o grupo Equatorial (2018), os impactos de uma implementação de tarifa binômica para os consumidores de baixa tensão seriam positivos se aplicados com eficácia e relembra que atualmente na tarifa volumétrica os consumidores de alto fator de carga acabam subsidiando os consumidores de baixo fator de carga.

Já o grupo Cemig (2018) afirma que os impactos serão o aumento da fatura para consumidores com baixo fator de carga, a redução dos incentivos para práticas de geração distribuída e eficiência energética e a necessidade de se declarar a carga de forma mais fidedigna à realidade. O grupo também comenta que as distribuidoras teriam uma maior garantia de recebimento da receita regulatória, uma redução das perdas decorrentes da variação de mercado e a possibilidade de gastos adicionais com a implementação do novo modelo tarifário.

As contribuições da COPEL (2018) mostram que, ainda com relação aos impactos positivos e negativos, os consumidores poderiam eliminar o subsídio cruzado, porém poderiam ter um eventual aumento da tarifa. As distribuidoras poderiam aumentar a eficiência do sistema e teriam uma remuneração mais adequada, porém seria necessário investimentos significativos.

Corroborando, o IEP (2018a) afirma que como pontos positivos os consumidores que utilizam a energia de uma forma mais racional pagariam o mesmo valor da sua conta de energia elétrica, porém dando margem para um aumento no valor da tarifa para os consumidores que não utilizem a energia de forma racional e que possuam equipamentos elétricos mais potentes. As distribuidoras teriam um melhor controle de sua curva de carga, porém com um custo de implementação de um novo sistema tarifário. O setor elétrico possuiria um modelo de tarifação mais transparente, porém com maior complexidade. A sociedade sentiria uma maior segurança no seu sistema tarifário, entretanto seria mais uma mudança para complicar a vida do cidadão.

A distribuidora NEOENERGIA (2018) acredita que a tarifa binômica possibilita aos consumidores um maior conhecimento e controle sobre os critérios de faturamento de sua unidade, porém causando dificuldades de entendimento.

As melhores práticas para a implementação de um novo modelo tarifário têm diferentes opiniões entre as contribuições. O Grupo Equatorial de Energia e o Grupo Energisa sugerem aplicar um projeto piloto e realizar simulações para avaliar os impactos e repercussões (ENERGISA, 2018; EQUATORIAL, 2018).

As empresas de energia e de medidores Capital Energia, Lerós Geradora e Prime Energy (2018) concordam que a implementação deve acontecer de forma *opt-out* com prazo de transição de pelo menos 10 anos para os consumidores que já implementaram algum projeto de GD.

Já para a Companhia de Energia de Minas Gerais, o Conselho de Consumidores da EDP São Paulo, a Copel Distribuição e o Grupo Enel Energia, a implementação deve ser compulsória (CEMIG, 2018; CONEDP-SP, 2018; COPEL, 2018; ENEL, 2018).

Demais contribuições defendem a manutenção da estrutura atual e/ou não fazem sugestões.

As melhores práticas para disseminar o conhecimento junto a sociedade são campanhas intensivas na mídia (TV, rádio, jornal, redes sociais, sites das distribuidoras e dos órgãos competentes) (ABRACE, 2018; LANDIS+GYR, 2018). Na visão do CONCCEL (2018) deve-se utilizar das diversas mídias atuais, sobretudo de base tecnológica. No entender da CONSELPA (2018) as práticas para disseminar o conhecimento devem ser claras, simples, sem termos técnicos e com palavras de uso comum no cotidiano das pessoas. Já os meios de comunicação devem ser rádio, internet, aplicativos de celular, jornais, revistas, informativos e outros. O IEP (2018b) acredita que a melhor forma de transmitir o conhecimento no curto prazo é utilizar sites de distribuidoras, ANEEL e institutos, e que no longo prazo o conhecimento deve ser realizado na escola. Já o grupo EDP (2018) sugere que devem ser implementados projetos pilotos com simuladores em sites eletrônicos e em lojas físicas para conhecer as principais dificuldades de compreensão e apreensões dos consumidores.

Com relação a pergunta sobre os principais aspectos a serem considerados face às regras vigentes, a ABSOLAR (2018) comenta que um dos principais aspectos é a segurança jurídica para preservar os investimentos dos consumidores de Geração Distribuída. O grupo CPFL (2018) afirma que devem ser adequados todos os dispositivos às mudanças realizadas e corroboram com o grupo as contribuições do ConEDP-SP (2018) e do CONCCEL (2018).

Para a ELETROPAULO (2018), a implantação da tarifa binômica deverá ser precedida de um período de testes onde os consumidores seriam faturados da forma monômica mas com indicativo informando a mudança de faturamento e o novo valor da fatura considerando a mudança da estrutura tarifária.

Por fim, quanto as formas de acompanhamento dos resultados de uma implementação de tarifa binômica, a ABRACE e a Neoenergia sugerem realizar uma pesquisa

de mercado. O ConEDP e a CPFL sugerem que a concessionárias apresentem indicadores periódicos para validar a eficácia da implementação.

### 3.5 CONCLUSÃO

Este capítulo apresentou sobre a abordagem metodológica utilizada nesta dissertação. Conforme demonstrado, esta pesquisa se enquadra na abordagem qualitativa, de natureza aplicada, com objetivos de ser explicativa utilizando como procedimento uma pesquisa bibliográfica e documental. Após a elaboração das questões que motivaram esta pesquisa, uma pesquisa bibliográfica foi realizada com objetivo de encontrar respostas para as questões levantadas. No decorrer da pesquisa bibliográfica foram encontradas as contribuições da Consulta Pública Nº 002/2018 da ANEEL. A análise das contribuições foi realizada utilizando a técnica de Análise de Conteúdo. Por meio do qual os dados foram compilados e analisados quanto a sua consistência. Em seguida, foi elaborada uma análise descritiva/comparativa que ajudaram a embasar as contribuições e conclusões do autor.

Em resumo, as contribuições recebidas apontam dificuldades e altos custos associados a troca de medidores, bem como obstáculos para implantação de modelo baseado em disjuntores, devido à falta de informações e padronização dos parques de medidores. Também se verificou a divergência entre distribuidoras e representantes de GD quanto à aplicação da tarifa multipartes. Os primeiros defendem uma tarifa multipartes que mitigue eventuais subsídios cruzados e perda de receita. Os últimos defendem continuidade da tarifação monômnia ou preservação da situação atual para os clientes que já possuem GD.

Grande parte das contribuições solicitam uma implantação gradual das alterações, bem como priorizam a necessidade de que se tenha uma tarifa com características de simplicidade de entendimento pelos usuários e ampla divulgação junto à sociedade.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Este capítulo discorre sobre as contribuições do autor referente ao problema de pesquisa apresentado na seção 1.1. A partir das definições e conceitos explanados no capítulo de Revisão da Literatura e da análise dos dados coletados através da Consulta Pública, o autor possui o embasamento teórico para colaborar com o assunto.

Inicialmente o autor contribui com explicações sobre tarifas de energia. Em seguida, é demonstrada a fundamentação legal que permite a proposição de um novo sistema tarifário. Na sequência, as colaborações referentes a viabilidade técnica de aplicação de um sistema de tarifação binômia para consumidores residenciais são apresentadas.

### 4.1 CONTRIBUIÇÕES DO AUTOR

No Brasil, o valor monetário da fatura de energia elétrica dos consumidores residenciais depende unicamente da quantidade de energia elétrica consumida, quanto maior o consumo de energia elétrica maior o valor da fatura. Esse modelo tarifário é chamado de tarifa monômia volumétrica. Monômia, pois tem um único valor de tarifa e volumétrica pois depende do volume de energia consumida. A grande vantagem deste modelo tarifário é o fácil entendimento e a simples implementação, porque exige apenas um medidor eletromecânico de energia que totalize a energia consumida ao longo do tempo.

O valor da tarifa dos consumidores residenciais se baseia em diferentes tipos de custos como investimento, manutenção, operação, comercial, etc. Alguns custos não dependem da quantidade de energia elétrica consumida. Antes de se propor um novo sistema tarifário, deve-se entender quais são os custos do sistema e como podem ser agrupados para então determinar quais custos tem natureza de custo fixo e quais podem ser relacionados à capacidade ou energia consumida.

Qualquer tarifa proposta deve ser capaz de sinalizar o comportamento do consumidor e, por isso, deve-se avaliar quando um custo é afetado pelo comportamento do consumidor. O atual modelo tarifário monômio e volumétrico não incentiva uma efetiva gestão de energia. Um consumidor residencial que perceba um incentivo econômico e implemente alguma ação de eficiência energética ou geração distribuída, poderá causar uma perda de receita para as distribuidoras. Para que não resulte em perdas financeiras, as distribuidoras irão transferir estes custos para todos os consumidores.

O custo de disponibilidade de energia elétrica é definido, atualmente, pela REN nº 414/2010 e tem por objetivo atribuir um valor mínimo a ser pago pelos consumidores por estarem conectados ao sistema elétrico. Para unidades consumidoras do grupo B, este custo é recuperado através da cobrança de um consumo mínimo de energia em kWh/mês diferenciando através do padrão de entrada de energia elétrica (monofásico ou bifásico a 2 condutores 30kWh/mês, bifásico a 3 condutores 50kWh/mês e trifásico 100kWh/mês). Este valor mínimo de consumo tem por objetivo sinalizar ao consumidor o preço da disponibilidade do sistema, independente se houve consumo de energia elétrica no período. Tais montantes de disponibilidade foram definidos pela Portaria nº 378 de 1975, e nunca foram revisados. Para os consumidores de energia que possuem micro ou mini geração distribuída conectadas ao sistema de distribuição, o custo de disponibilidade de energia elétrica é faturado mesmo que a quantidade de energia elétrica gerada e exportada para a rede seja superior ao consumo de energia, conforme estabelecido na REN nº 482/2012. Por isso, hoje em dia, as distribuidoras de energia não incentivam a implementação de políticas relacionadas a eficiência energética e o gerenciamento pelo lado de demanda, pois seus faturamentos estão totalmente vinculados ao mercado de consumo de energia.

A tarifa aplicada no faturamento das unidades consumidoras conectadas em baixa tensão é formada por dois tipos de tarifas: TUSD e TE. A separação da tarifa em TUSD e TE tem por objetivo demonstrar o preço do serviço de disponibilização do sistema e do produto de energia, respectivamente. Isso acontece pois não há como dissociar a utilização do consumo do produto de energia e do uso do sistema de transporte. O Anexo 1 do Relatório Análise de Impacto Regulatório (ANEEL, 2018c) apresenta uma imagem, apresentada neste trabalho na Figura 27, com as funções de custos e os componentes tarifários que compõem a TUSD e a TE. O Anexo 1 ainda traz uma discussão da definição da variável de faturamento de cada modalidade tarifária, ou funções de custo. O relatório afirma que uma parcela significativa dos custos de distribuição (Parcela B) possuem características de custo fixo, sendo uma parte proporcional ao número de unidades consumidoras e outra proporcional ao uso máximo do sistema.

Para todas as funções de custo de TE, o relatório afirma que o mais adequado é manter o atual critério de faturamento, proporcional ao montante de energia para todas as componentes tarifárias.

Figura 27 – Composição da tarifa dos consumidores de baixa tensão.



Fonte: (ANEEL, 2018d).

A tarifa TUSD apresenta uma maior heterogeneidade de características por função de custo e, por isso, o relatório faz uma análise de cada função de custo. Para a função TUSD Perdas, o relatório entende que deve ser mantido a forma volumétrica e proporcional a energia consumida como forma de faturamento. Para a função TUSD Encargos, o entendimento é de que tal custo deve ser proporcional ao volume de energia faturada. Da mesma maneira, o custo para TUSD Transporte Fio A deve se manter na forma volumétrica e proporcional ao consumo de energia elétrica. Já a função TUSD Transporte Fio B incorpora custos típicos de atividades de distribuição e é dividida em dois grandes grupos: Custos de Administração, Operação e Manutenção (CAOM) e Custo Anual dos Ativos (CAA). A parcela CAA tem natureza de custo fixo e, por isso, os custos devem ser relacionados com a capacidade do sistema. Já a parcela CAOM é subdividida em parte por capacidade, parte por unidade consumidora e parte por energia. Em resumo, o Quadro 8 relaciona os critérios de alocação da variável de faturamento das componentes tarifárias para o grupo B.

Quadro 8 – Critérios de variável de faturamento das componentes tarifárias para o grupo B.

COMPONENTE		CRITÉRIO	VARIÁVEL	
TE		Volumétrica (energia)	R\$/MWh	
TUSD	ENCARGOS	Volumétrica (energia)	R\$/MWh	
	PERDAS	Volumétrica (energia)	R\$/MWh	
	TRANSPORTE FIO A	Volumétrica (energia)	R\$/MWh	
	TRANSPORTE FIO B	Parcela CAA	Capacidade	R\$/Mês
		Parcela CAOM	Capacidade	Capacidade
UC			Unidade Consumidora	R\$/Mês
	Energia	Volumétrica (energia)	R\$/MWh	

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2018d).

Os critérios realçados destacam que existem três parcelas de custos fixos que atualmente são cobrados de forma volumétrica, mas que na verdade tem caráter de custo fixo, como por exemplo, a parcela CAA (Custos Anuais de Ativos) e dois critérios da parcela CAOM (Custo de Manutenção, Operação e Administração). Estas componentes podem ser incluídas na parcela de tarifa de capacidade de um sistema de tarifação binômia. Com base nestas informações, realizou-se uma análise da fundamentação legal e da viabilidade técnica de implementação de um modelo de tarifa binômia de energia elétrica para consumidores do grupo B.

#### 4.1.1 Análise da Fundamentação Legal

Em 22 de setembro de 1988 foi aprovada pela Assembleia Nacional Constituinte a Constituição da República Federativa do Brasil, considerada a lei fundamental e suprema do Brasil e servindo de parâmetro a todas as demais espécies normativas. O art. 175 da Constituição Federal incumbe ao Poder Público a prestação de serviços públicos de forma direta ou sob regime de concessão ou permissão através de licitação.

A Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previstos no art. 175 da Constituição Federal. Esta lei define em seu art. 13 que as tarifas poderão ser diferenciadas em função das características técnicas e dos custos específicos provenientes do atendimento aos distintos segmentos de usuários

A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos. Em seu art. 15, § 6º, assegura aos fornecedores e respectivos consumidores o livre acesso aos sistemas de distribuição e

transmissão de concessionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo Poder Concedente.

A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, institui a ANEEL e disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica. Em seu art. 3º, a Lei atribui à ANEEL, entre outros, definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

O Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, Anexo I, art. 4º, inciso X, estabelece a competência da ANEEL, entre outros itens, atuar, na forma da lei e dos contratos de concessão, nos processos de definição e controle de preços e tarifas.

A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, reforça a competência da ANEEL para regular as tarifas e estabelecer as condições gerais de contratação do acesso e uso dos sistemas de transmissão e de distribuição de energia.

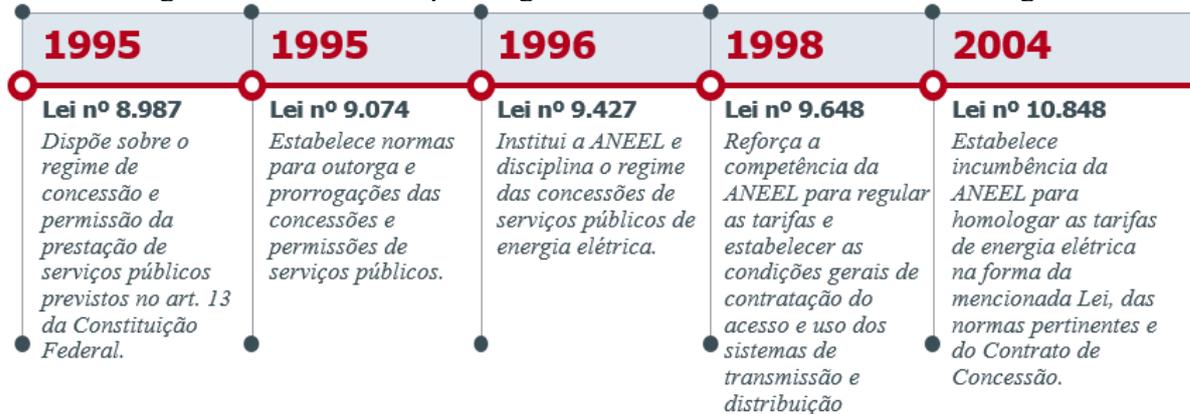
O Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica e define as regras de organização do Operador nacional do Sistemas Elétrico, de que trata Lei nº 9.648/98. Em seu art. 7, a Lei compete que a ANEEL estabelecerá as condições gerais do acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição regulando as tarifas correspondentes.

A Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004, dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. Esta lei alterou o art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 destacando, dentre as competências da ANEEL, o estabelecimento das tarifas de uso dos sistemas de distribuição e de transmissão. Além disso, em seu art. 9º, estabelece incumbência da ANEEL para homologar as tarifas de energia elétrica na forma da mencionada Lei, das normas pertinentes e do Contrato de Concessão.

O Decreto nº 62.724 de 17 de maio de 1968, estabelece normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica. Em seu art. 13, o Decreto definia que as tarifas para o Grupo B deveriam ser calculadas sob a forma binômica e convertidas para uma forma monômica equivalente. Em 29 de julho de 2016, o Decreto nº 8.826 revogou o artigo 13 citado, possibilitando a implementação de tarifas multipartes para tais consumidores, a exemplo do que já ocorre para os consumidores do grupo A.

Em resumo, pode-se afirmar que um novo sistema de tarifação de energia elétrica para consumidores do Grupo B está amparado legalmente nas Leis demonstradas na Figura 28.

Figura 28 – Leis de amparo legal a um novo sistema tarifário de energia.



Fonte: Do Autor.

Considerada como jurisprudência, a Tarifa Branca é um recente modelo de tarifa de energia elétrica implementada nos últimos anos. Conforme Silva (2018), a aprovação de uma nova estrutura tarifária para o setor elétrico brasileiro ocorreu mediante a Audiência Pública nº 120, em dezembro de 2010. Entretanto, apenas em 2016 foram estabelecidas as condições para o uso da Tarifa Branca através da Resolução Normativa nº 733 que utilizou como embasamento legal as Leis citadas nesta seção.

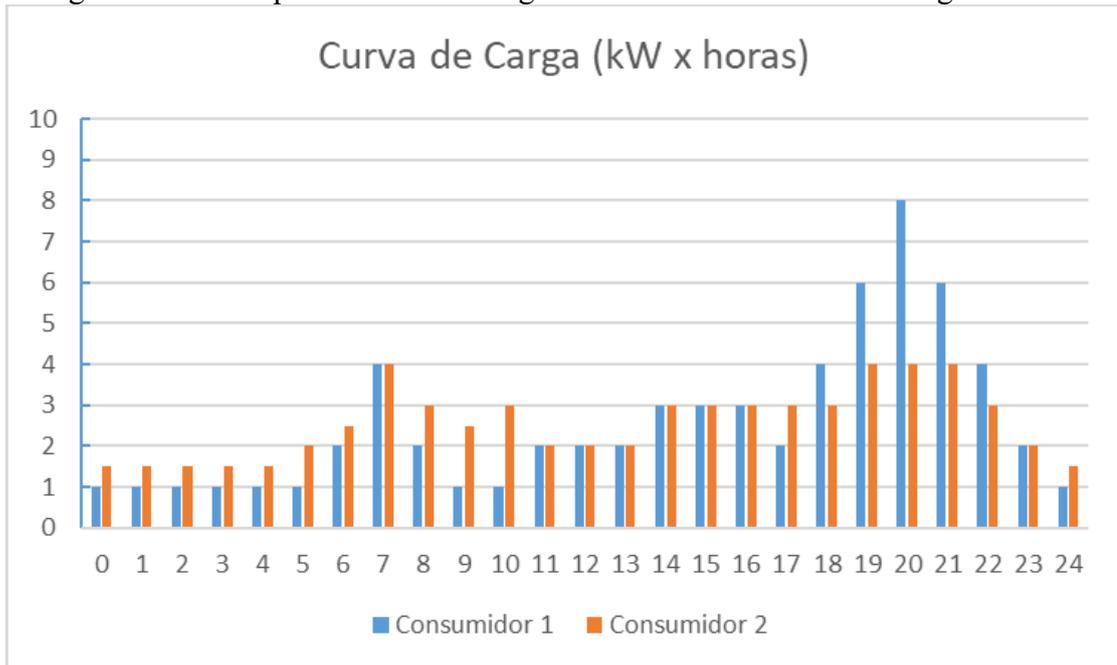
Vale ressaltar que o problema demonstrado nesta dissertação de mestrado, e que motivou o estudo do presente neste trabalho, iniciou no ano de 2017. Concomitantemente, em 2018 a ANEEL publicou sua Agenda Regulatória Indicativa para o biênio 2018-2019 onde apresentou uma relação de 77 temas passíveis de regulamentação ou aperfeiçoamento processual. Esta agenda contempla um conjunto de atividades que estão sendo debatidas por meio de audiências ou consultas públicas neste ciclo bienal de trabalhos da Agência.

#### 4.1.2 Análise da Viabilidade Técnica

A Tarifa Binômica é um tipo de tarifa multipartes com características de ter uma parte faturada pelo consumo e a outra por capacidade. O objetivo de qualquer sistema tarifário de energia elétrica é refletir os custos do sistema. Então, qualquer alteração que aumente a complexidade deve acompanhar de benefícios. É importante que a tarifa de energia elétrica reflita nos usuários a responsabilidade de cada um nos investimentos futuros do sistema, uma vez que o sistema de energia elétrica é desenvolvido para atender a utilização máxima (demanda).

A implementação de uma Tarifa Binômia ajuda a diminuir as distorções causadas pela tarifa média volumétrica possibilitando ao consumidor analisar os custos reais fixos, de potência contratada e de compra de energia elétrica. Na Figura 29 é apresentado um exemplo de dois consumidores de energia elétrica. Este exemplo é usado para uma análise de como a tarifa volumétrica (sistema atual) pode ser ineficiente no faturamento de dois consumidores de mesmo volume de energia elétrica.

Figura 29 – Exemplo de curva de carga de dois consumidores de energia elétrica.



Fonte: Do Autor.

Ambos os consumidores consumiram um volume de 64kWh e, considerando uma tarifa de energia de R\$0,50/kWh as faturas de energia seriam a mesma no valor de R\$32,00. Entretanto, observa-se que a demanda máxima utilizada pelo Consumidor 1 foi de 8kW enquanto o Consumidor 2 utilizou, no máximo, 4kW. Este exemplo mostra que a tarifa volumétrica incentiva apenas a redução total de consumo de energia e não a redução de picos de uso da rede.

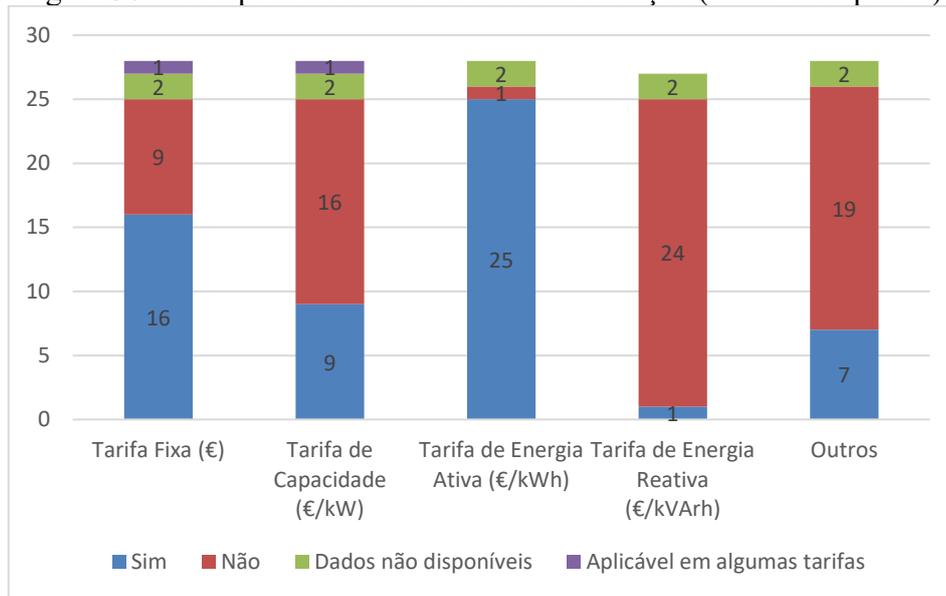
Analisando por outra perspectiva, os consumidores de baixo consumo (e conseqüentemente menores faturas de energia) e alta demanda acabam pagando proporcionalmente menos pelos custos de disponibilização da rede, porém, contribuindo da mesma forma na formação da demanda máxima da rede. Da mesma forma, os consumidores de alto consumo e baixa demanda arcam com mais custos de disponibilização da rede.

Logo, um sistema tarifário pode ser considerado mais eficiente se trazer a correspondência entre os tipos de custo e a forma de cobrança das tarifas. Por exemplo, se for estabelecido que as concessionárias de energia possuem três tipos de custos (fixos, relacionados com a capacidade e relacionados com o consumo de energia), um bom sistema tarifário é a tarifa em três partes, sendo uma tarifa fixa em \$/mês (dia ou ano), uma tarifa de capacidade (proporcional ao uso máximo da rede) e outra tarifa volumétrica (proporcional a energia consumida). A tarifa de três partes pode ser considerada o esquema mais refinado, porém, depende de uma medição adequada de consumo e demanda e de uma maior compreensão do consumidor.

Analisando de forma mais profunda o relatório da EURELECTRIC realizado em 2015 pela Comissão Europeia cujo objetivo foi coletar informações sobre esquemas regulatórios aplicados aos Estados Membros da Comissão Europeia, identificar boas práticas e desenvolver recomendações para a Comissão sobre características desejáveis de regulamentação de tarifa de distribuição, pode-se verificar que em cada país da EU, a estrutura tarifária é definida pelo regulador nacional de acordo com determinada segmentação de clientes. Na maioria dos casos, os segmentos são definidos pelo nível de tensão, porém, outras variáveis são consideradas na definição de estruturas tarifárias como capacidade/potência contratual, grupos de consumidores, sistema de medição, consumo anual e zona geográfica.

O relatório traz uma análise das estruturas tarifárias de diferentes grupos de usuários, entre eles, usuários domésticos conectados à rede de baixa tensão. Os critérios de tarifas mais comuns para os países da EU são a componente fixa (€/dia, €/mês, €/ano), também conhecida como tarifa permanente ou tarifa de serviço, a componente de capacidade (€/kW) para cobrar dos usuários pela disponibilidade para usar a energia máxima (normalmente controlada através de disjuntor para usuários domésticos), a componente de energia ativa (€/kWh) cobrada pelo uso real de energia e também conhecida como mercadoria ou tarifa variável, a componente de energia reativa (€/kVArh) e a componente de perda de energia sendo que na maioria dos países as perdas são incluídas no componente de energia ativa. A Figura 30 apresenta o grupo de consumidores domésticos e descreve, para cada componente da tarifa, em quantos Estados Membros da EU ele é aplicado (EUROPEAN COMMISSION, 2015).

Figura 30 – Componentes das tarifas de distribuição (número de países).



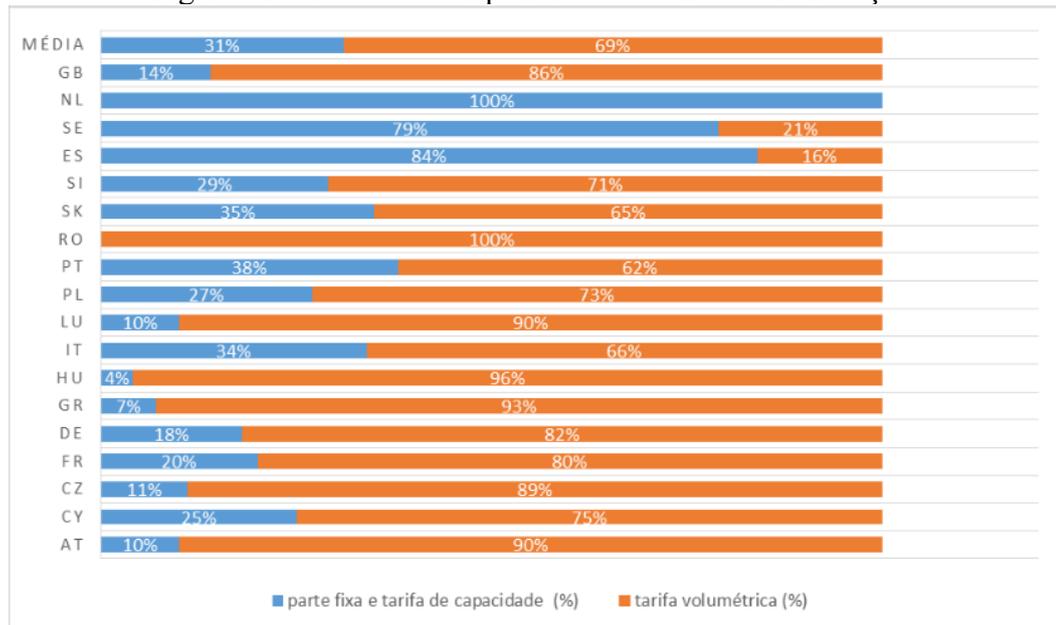
Fonte: Adaptado de (EUROPEAN COMMISSION, 2015).

Observa-se que no caso dos clientes residenciais, a maioria dos países aplicam uma tarifa fixa (16), enquanto um número pequeno de países aplica uma tarifa por capacidade (9). A componente de capacidade se aplica na Finlândia, França, Grécia, Itália, Portugal, Eslováquia, Eslovênia, Espanha e Holanda. Na Estônia, os encargos de capacidade podem ser aplicados ou não. Normalmente, nos países em que o usuário paga uma tarifa de capacidade ele não paga uma tarifa fixa, com exceção da França, Itália, Holanda e Suécia. Esses tipos de tarifa incentivam os consumidores a usar energia em horários fora dos picos, o que reduz a energia usada em períodos de pico, equilibrando o consumo da rede (EUROPEAN COMMISSION, 2015).

Com as informações do relatório da União Europeia, a Nota Técnica 46 da ANEEL (2018a) apresenta um gráfico (Figura 31) que mostra uma comparação dos pesos dos componentes tarifários nos Estados Membros da EU para consumidores domésticos.

Verifica-se a aplicação de tarifas multipartes na grande maioria das nações europeias. Ainda, existe uma gama de arranjos possíveis, como exemplo, temos nos dois extremos: a Holanda (NL) com toda a tarifa fixa, e a Romênia (RO) com toda tarifa volumétrica.

Figura 31 – Peso dos componentes da tarifa de distribuição.

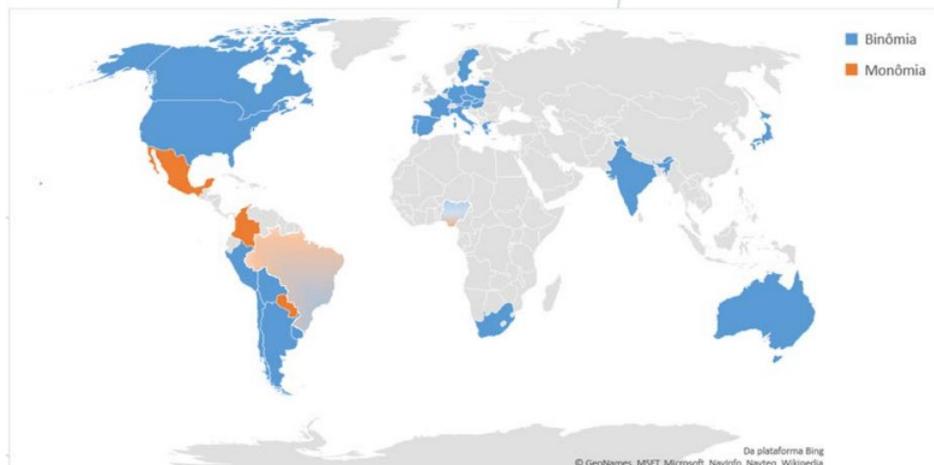


Fonte:(ANEEL, 2018a).

A NT46 ainda traz um estudo sobre o sistema tarifário residencial em 9 países, sendo eles, Chile, Inglaterra, Portugal, Holanda, Espanha, Itália, Canadá, Suécia e Estados Unidos (estado do Arizona). Em nível global, a NT 46 ilustra, através da

Figura 32, quais países possuem uma tarifa multipartes. O mapa destaca os casos do Brasil, em que existe uma discussão de migração de um modelo monômio para um modelo multipartes (binômio) e da Nigéria que está adotando o caminho inverso, de um modelo multipartes para um modelo monômio.

Figura 32 – Tipo de tarifa nos países estudados pela NT46.



Fonte:(ANEEL, 2018a).

Existem basicamente três tipos possíveis de variáveis de faturamento de energia elétrica. Conforme a NT N° 46/2018, as possíveis variáveis de faturamento das tarifas são:

- i. Tarifa fixa por consumidor: (\$/dia, \$/mês, \$ano) – baseada nos custos fixos do sistema.
- ii. Tarifa por capacidade:
  - a. \$/kW (Reais por potência ativa) – medição ou contrato;
  - b. \$/A (Reais por corrente elétrica) – disjuntor;
  - c. \$/kVA (Reais por potência aparente) – contratada ou disjuntor;
  - d. \$/kVAr (Reais por potência reativa).
- iii. Tarifa por consumo de energia ativa (ou volumétrica): (\$/kWh)

Um modelo de tarifação binômia faz a união da tarifa por capacidade com a tarifa por consumo de energia ativa. Em termos de entendimento por parte do consumidor e administração por parte das distribuidoras, as tarifas baseadas em capacidade podem ser consideradas como tarifas simples para serem implementadas, apesar de o conceito de demanda medida (kW) ser de difícil compreensão e um pouco abstrato para alguns consumidores. Ainda, a variável de tarifa por capacidade pode ser tecnicamente implementada de duas maneiras: a demanda máxima pode ser mensurada através de *smart meters* ou estabelecida através do valor da corrente máxima do disjuntor.

O primeiro fator técnico analisado é a definição de utilização de *Smart meters* ou de disjuntores para mensurar a demanda máxima. Uma implementação utilizando *smart meters* acabaria gerando um alto custo de implementação. No passado, conforme a NT n° 98/2012-SDR/ANEEL, a Agência avaliou a substituição de disjuntores por medidores eletrônicos e concluiu pela inviabilidade econômica da definição de um plano de substituição dos medidores de forma obrigatória. A troca de medidores se fundamenta em outras motivações: principalmente a abertura do mercado e implantação de *smart grid*.

Uma forma bastante difundida, com amplo uso em alguns países, é a utilização da informação da capacidade de corrente máxima dos disjuntores como estimativa da demanda a ser contratada pelo consumidor. Este método coloca em questionamento a falta de padronização entre as distribuidoras de energia elétrica sendo que uma possível padronização acarretaria custos referente a troca dos disjuntores devido a um possível sobredimensionamento dos atuais disjuntores instalados. Além disso, os padrões de entrada (caixa de medição e proteção) deverão ser ajustados por meio de lacres nas tampas de acesso dos disjuntores para garantir a inviolabilidade dos disjuntores.

Devido aos problemas apresentados na utilização do disjuntor como informação de capacidade máxima e da premissa de não se alterar o parque de medição e o uso dos disjuntores, o Anexo 2 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório (ANEEL, 2018c) apresenta um estudo com variáveis elétricas semelhantes à demanda que podem ser utilizadas

no faturamento das unidades consumidoras do Grupo B. O estudo conclui que o consumo médio de energia é a variável que melhor se correlaciona com a demanda máxima dos consumidores e pode ser utilizada para diferenciar os consumidores de acordo com quanto demandam dos sistemas de distribuição.

Outro fator técnico que deve ser analisado é o impacto de uma implementação de Tarifa Binômica e de qual forma deve ser realizada a transição entre a tarifa monômica para a tarifa binômica. Devido a tarifa única volumétrica, os consumidores de alto fator de carga subsidiam os de baixo fator de carga. Uma implementação de uma parcela fixa ou parcela por capacidade pode afetar os consumidores de menor porte elevando suas faturas de energia elétrica. Para uma boa transição entre tarifas, é importante que os consumidores se preparem antecipadamente. A Holanda, por exemplo, implementou um sistema de tarifa binômica com base na utilização de disjuntores para controle de demanda. Os consumidores puderam modificar a capacidade do seu disjuntor antes que as novas tarifas entrassem em vigor. Já na Espanha a reforma introduzida foi muito criticada por apresentar efeitos retroativos e pouca consulta aos agentes.

Tivemos recentemente no Brasil a aplicação das bandeiras tarifárias em que as ferramentas de divulgação utilizadas foram campanhas de marketing utilizando recursos do fundo de Eficiência Energética. Além disso, foi definido um período de teste com avisos padronizados nas faturas. No caso da tarifa binômica deve-se definir a estratégia adequada.

A forma de realizar a implementação também impacta na sua efetividade. A maneira mais rápida de implementação seria por meio do esquema mandatório podendo gerar diversas críticas pelos consumidores. Também é possível ser implementado de forma compulsória com oportunidade de retorno ao modelo (*opt-out*) ou deixar a cargo do usuário decidir se deseja ingressar no novo sistema tarifário (*opt-in*), o que pode retardar a implementação de reformas tarifárias, apesar de trazer menor probabilidade de oposição pública. Esta oposição pode ocorrer pois alguns consumidores não serão beneficiados pela nova tarifa e podem considerar injusta a tarifa binômica. Vale ressaltar que o atual sistema de tarifação volumétrica pode ser visto como injusto para os consumidores de alto consumo que acabam por subsidiar os de baixo consumo. Uma possível solução para o problema da implementação seria a implementação gradual ao longo de um período, aumentando a tarifa de capacidade e diminuindo a volumétrica gradativamente.

A partir das contribuições da CP apresentadas no Quadro 3 e selecionadas após a técnica de análise de conteúdo, uma análise das informações com o objetivo de relacionar os

principais problemas na proposta de implementação da tarifa binômica foi realizada. Nesta análise seis problemas foram elencados e divididos em três quadros: problemas técnicos, problemas de custos e problemas de impactos e divulgação. O Quadro 9 apresenta os problemas técnicos: disjuntor vs medidor eletrônico e forma de implementação. Para embasar cada um destes problemas são utilizadas as respostas das contribuições da consulta pública. Na última linha de cada quadro são apresentadas, em negrito, possíveis soluções para cada problema.

Os dois principais problemas técnicos relacionados na consulta pública se referem a qual dispositivo deve ser utilizado para mensurar a capacidade de energia das unidades consumidoras: disjuntor ou medidor eletrônico. O estado da arte sugere a utilização do medidor eletrônico, pois permite a medição da demanda máxima de energia utilizada pelo consumidor, entretanto, este medidor tem um custo de aproximadamente R\$500,00 o que gera um grande impacto econômico. A ANEEL realizou uma avaliação em 2012 e concluiu pela inviabilidade econômica da substituição obrigatória dos medidores eletromecânicos por medidores eletrônicos. Logo, a utilização do disjuntor do quadro de medição tende a ser uma boa solução técnica neste quesito, embora as distribuidoras não possuam uma informação atualizada dos disjuntores instalados em suas unidades consumidoras. Este disjuntor pode ter sido substituído sem a devida autorização das distribuidoras. Além disso, o disjuntor é um dispositivo de proteção e pode haver superdimensionamento nas atuais instalações. Quanto a forma de implementação de um novo sistema tarifário, sugere-se que seja realizada de forma gradual, com períodos de testes e com comparativos que indicam aos consumidores do valor da fatura no modelo atual e no novo modelo tarifário.

Quadro 9 – Principais problemas técnicos levantados na consulta pública.

Técnicos	
Disjuntor vs Medidor Eletrônico	Forma de Implementação
<p>A CEMIG (2018) afirma que o disjuntor pode ser considerado um bom parâmetro para estimar o uso máximo do sistema.</p> <p>O grupo ENERGISA (2018) considera que o mais adequado é a utilização de medidores específicos para registrar a real demanda do consumidor e para aplicar um sinal tarifário que venha a reduzir o consumo nos momentos de pico do sistema.</p> <p>Para a ABGD (2018) o disjuntor não é um bom parâmetro para estimar o uso máximo do sistema pois existem superdimensionamentos em unidades consumidoras.</p>	<p>O grupo ENEL ENERGIA (2018) sugere a realização de um plano de migração obrigatório, com autorização da ANEEL e prazo para implementação entre 5 (cinco) e 10 (dez) anos.</p> <p>As empresas Capital Energia, Lerós Geradora e Prime Energy (2018) concordam que a implementação deve acontecer de forma opt-out com prazo de transição de pelo menos 10 anos para os consumidores que já implementaram algum projeto de GD.</p> <p>Para a Eletropaulo (2018), a implantação da tarifa binômia deverá ter um período de testes onde os consumidores seriam faturados da forma monômia com informação da mudança e o novo valor da fatura considerando a mudança da estrutura tarifária.</p>
<p><b>A ANEEL já avaliou a substituição de disjuntores por medidores eletrônicos e concluiu pela inviabilidade econômica (NT N°98/2012). Sugere-se implementar um modelo com utilização de disjuntor sendo necessário regulação e atualização do parque de disjuntores ou implementar modelo de custo fixo diferenciado utilizando a média de consumo das UC.</b></p>	<p><b>Implementar conforme sugestão da Eletropaulo (2018) com período de testes demonstrando na fatura o valor na forma monômia e informando o valor da fatura no novo modelo.</b></p>

Fonte: Do Autor.

O Quadro 10 apresenta os problemas referentes a custos, sendo eles: aumento da tarifa e custo de implementação.

Quadro 10 – Principais problemas de custos levantados na consulta pública.

Custos	
Aumento da Tarifa	Implementação
Conforme o IEP (2018), a tarifa binômica pode dar margem a um aumento no valor da tarifa para os consumidores que não utilizem a energia de forma racional e que possuam equipamentos elétricos mais potentes.	A EDP (2018) solicita que haja reconhecimento dos investimentos em medidores inteligentes e traz um custo de medidor de R\$ 35 para o modelo convencional e de aproximadamente R\$ 500 para o modelo eletrônico.
O grupo CPFL (2018a) descarta a utilização de variáveis de faturamento associados ao uso do disjuntor e a variável de faturamento fixa por estarem associadas a um considerável aumento da tarifa para os consumidores de baixo consumo.	O IEP (2018) afirma que as distribuidoras teriam um melhor controle de sua curva de carga, porém com um custo de implementação de um novo sistema tarifário.
ESCHER (2018) afirma que uma TUSD Fio em R\$/kW implicaria em um aumento da fatura dos consumidores de menor Fator de Carga, em sua maioria de menor poder aquisitivo.	Para a ABGD (2018) o custo de implementação de <i>smart metering</i> deve ser analisado para se propor um sistema de Tarifa Binômica.
<b>Atualmente os consumidores de baixo fator de carga são subsidiados pelos consumidores de alto fator de carga. A adoção de um modelo de tarifa binômica é um caminho natural e justo a ser seguido para os consumidores do grupo B.</b>	<b>Implementar modelo compulsório de custo fixo diferenciado por faixa de consumo (sem utilização de medidores inteligentes) e modelo compulsório por demanda para prossumidores (com utilização de medidores inteligentes).</b>

Fonte: Do Autor.

O atual sistema monômio de tarifa de energia possui franquia de consumo mínimo de energia para sinalizar ao consumidor sua responsabilidade pelo uso da rede elétrica e para cobrir os custos fixos da distribuidora de energia. Quando o consumo ultrapassa o consumo mínimo, uma tarifa volumétrica é aplicada resultando em uma fatura de energia proporcional ao consumo total de energia elétrica. Atualmente, todos os custos citados no Quadro 8 estão inclusos na tarifa volumétrica. Logo, um consumidor com alto consumo de energia elétrica acaba pagando um valor maior do que o necessário no componente transporte fio B subsidiando os consumidores que possuem um baixo consumo de energia elétrica. Entretanto, ambos os consumidores podem exigir a mesma capacidade máxima no uso do sistema de

energia. A proposta de um sistema de tarifação binômia tende a ser um modelo mais justo a ser seguido para os consumidores do grupo B, aumentando naturalmente as faturas de energia dos consumidores de menor fator de carga. Este problema pode ser solucionado educando os consumidores de baixo consumo a utilizarem a energia de uma forma mais racional, deslocando no tempo o uso de seus equipamentos elétricos. Este deslocamento pode ser realizado através da implementação de SH para garantir que estes consumidores possuam um mesmo consumo de energia e um maior fator de carga. Assim, as faturas de energia destes consumidores tenderiam a diminuir pois pagariam uma menor parcela fixa referente a capacidade do sistema. Quanto aos custos de implementação, sugere-se que o novo modelo tarifário seja compulsório para todos os consumidores, utilizando um custo fixo diferenciando pela faixa de consumo de energia e não sendo necessária a aquisição de medidores eletrônicos. A exceção fica para os prosumidores que obrigatoriamente devem possuir medidores eletrônicos.

Por fim, o Quadro 11 apresenta os impactos na geração distribuída e as práticas de divulgação da tarifa binômia.

Para a geração distribuída, os impactos de uma tarifa binômia podem reduzir os incentivos em novas instalações além de aumentar o *pay back* dos investimentos já realizados. Entretanto, atualmente estes consumidores são beneficiados por um subsídio cruzado, pois necessitam de toda estrutura elétrica e serviços comerciais da distribuidora de energia e devido a sua geração distribuída suas faturas de energia não cobrem estes custos. Por isso, um sistema de tarifa binômia é obrigatório para novos consumidores com geração distribuída e uma política de transição deve ser implementada para os atuais consumidores. Quanto a prática de divulgação, é importante que sejam feitas campanhas intensivas em todas as mídias disponíveis (TV, rádio, jornal, redes sociais etc.) utilizando informações claras, simples e com palavras do cotidiano da população.

Quadro 11 – Principais problemas de impactos e divulgação levantados na consulta pública.

Impactos e Divulgação	
Geração Distribuída	Práticas de Divulgação
A ABSOLAR (2018) comenta que um dos principais aspectos é a segurança jurídica para preservar os investimentos dos consumidores de Geração distribuída com a implementação de um sistema de tarifação binômia.	As práticas de divulgação precisam ter informações claras, simples, sem termos técnicos, com palavras de uso comum e devem usar mídias de rádio, televisão, internet, aplicativos de celular entre outros conforme sugere a CONSELPA (2018).
O grupo Cemig (2018) afirma que um dos impactos para a Geração Distribuída é a redução dos incentivos para a prática de GD e eficiência energética.	Para a ABRACE (2018) e a LANDIS+GYR (2018), as melhores práticas para disseminar o conhecimento junto a sociedade são campanhas intensivas na mídia (TV, rádio, jornal, redes sociais, sites das distribuidoras e dos órgãos competentes).
Para o Grupo ENERGISA (2018), a tarifa binômia é necessária e urgente para os consumidores com Geração Distribuída.	O IEP (2018) acredita que a melhor forma de transmitir o conhecimento no curto prazo é utilizar sites de distribuidoras, ANEEL e institutos, e que no longo prazo o conhecimento deve ser realizado na escola.
<b>Implementar de forma compulsória para novos consumidores de Geração Distribuída e estabelecer um prazo de transição para consumidores que já possuam instalação de GD.</b>	<b>Campanhas intensivas na mídia utilizando informações claras, simples, com palavras do cotidiano e demonstrando exemplos de faturamentos.</b>

Fonte: Do Autor.

## 4.2 CONCLUSÃO

Este capítulo apresentou as contribuições do autor referente ao problema de pesquisa. Inicialmente foi apresentada uma introdução sobre o atual sistema de faturamento de energia elétrica dos consumidores residenciais (grupo B). Este sistema monômio e volumétrico não incentiva uma efetiva gestão de energia, pois a redução de consumo por parte das unidades consumidoras gera perda de receita por parte das distribuidoras de energia ou uma transferência dos custos de disponibilidade para todos os consumidores. Conforme apresentado, a tarifa aplicada aos consumidores de baixa tensão é formada por tarifas TUSD e

TE e seus componentes tarifários. Dentre os diversos componentes tarifários verificou-se que a parcela CAA e a parcela CAOM possuem critérios de custos fixos que atualmente são cobrados de forma volumétrica e podem ser aplicadas tarifas de capacidade por demanda de energia.

A análise da fundamentação legal demonstrou que a ANEEL é o órgão brasileiro instituído para gestão de serviços públicos de energia elétrica e que tem competência de regular as tarifas e estabelecer condições gerais de contratação de acesso e uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Foi apresentado que o Decreto 62.724/1968 definia, em seu art. 13, que as tarifas para o grupo B fossem calculadas sob a forma binômica e convertidas para uma forma monômica equivalente e que o Decreto 8.826/2016 revogou este art. 13 e possibilitou a implementação de tarifas multipartes para consumidores do grupo B.

A análise da viabilidade técnica inicia apresentando um exemplo de consumo de energia com perfis diferentes de uso de energia, demonstrando a ineficiência no faturamento de dois consumidores de mesmo volume de energia. Um sistema tarifário pode ser considerado mais eficiente se trazer a correspondência entre os tipos de custo (fixos, capacidade ou consumo) e a forma de cobrança das tarifas. Neste contexto é apresentada uma análise do sistema tarifário de consumidores residenciais em diversos países da União Europeia onde verifica-se que na Finlândia, França, Grécia, Itália, Portugal, Eslováquia, Eslovênia, Espanha e Holanda possuem componentes de tarifa de capacidade/demanda de energia elétrica.

Em seguida, apresentam-se os principais problemas técnicos, de custo e de implementação de um sistema de tarifa binômica que foram encontrados a partir das contribuições da Consulta Pública Nº 002/2018. A partir das contribuições tratadas através da técnica de análise de conteúdo, elaboram-se e apresentam-se três quadros com contribuições que expõem sobre os problemas encontrados e possíveis soluções para cada um destes problemas são sugeridas.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho teve como objetivo principal analisar a viabilidade técnica e a fundamentação legal de aplicação de uma tarifa binômica para consumidores de energia elétrica do grupo B. Conforme apresentado, esta pesquisa é caracterizada como uma pesquisa qualitativa quanto à abordagem, aplicada quanto à natureza, explicativa quanto aos objetivos e bibliográfica e documental quanto aos procedimentos metodológicos.

As principais contribuições estão relacionadas com a apresentação da fundamentação legal e dos principais problemas técnicos de implementação de uma tarifa binômica. A Análise de Conteúdo foi o principal procedimento metodológico para compilar e analisar a consistência dos dados encontrados na consulta pública N° 002/2018. Não foi encontrada na literatura nenhum trabalho que tenha analisado esta Consulta Pública, portanto, acredita-se que foi o primeiro trabalho que se utilizou da referida Consulta Pública para mostrar os principais problemas da proposta de implementação de uma tarifa binômica.

Um sistema de tarifação binômica é considerado uma ação de Gerenciamento pelo Lado da Demanda com objetivo de trazer benefícios para a redução da demanda máxima na curva de carga do setor elétrico, incentivando o uso racional da rede elétrica e postergando investimentos em novas usinas, linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica. Além disso, uma redução dos custos de eletricidade aos consumidores que deslocarem no tempo o uso de seus eletrodomésticos pode ser gerada. Os consumidores podem implementar sistemas de controle automático de demanda de energia, para que exista um controle de uso de seus eletrodomésticos, incentivando a disseminação das SHs e ajudando na implementação das SGs. Adicionalmente, a postergação de investimentos em novas usinas e em linhas de transmissão ajuda a reduzir os impactos ambientais, colaborando com o desenvolvimento sustentável.

Em uma tarifa de energia elétrica existem componentes que possuem custos fixos e independem do volume de energia elétrica consumido, tais como o custo de disponibilidade, custos anuais dos ativos e custos de administração, operação e manutenção. O atual sistema monômio e volumétrico sugere que todos os custos dependem unicamente do volume de energia consumido. Este sistema monômio e volumétrico não incentiva uma efetiva gestão de energia, pois a redução de consumo por parte das unidades consumidoras gera perda de receita por parte das distribuidoras de energia ou uma transferência dos custos de disponibilidade para todos os consumidores.

Diversos países possuem componentes tarifários de capacidade/demanda de energia elétrica para consumidores residenciais, a destacar Finlândia, França, Grécia, Itália, Portugal, Eslováquia, Eslovênia, Espanha, Holanda, Chile, Canadá e Suécia.

Embora um sistema de tarifa binômica possa trazer benefícios ao sistema elétrico, existem problemas técnicos, de custos e de implementação a serem analisados. Como principal problema técnico pode-se destacar o dispositivo utilizado para mensurar a capacidade de energia das unidades consumidores (disjuntor ou medidor eletrônico). O medidor eletrônico permite a medição da demanda máxima de energia utilizada pelo consumidor, entretanto possui um alto custo de aquisição quando comparado ao disjuntor. A utilização do disjuntor tende a ser uma boa solução técnica, entretanto as distribuidoras não possuem informações atualizadas de seus parques de medição. A ANEEL já avaliou a substituição de disjuntores por medidores eletrônicos e concluiu pela inviabilidade econômica, logo, sugere-se a utilização do disjuntor para diferenciar o custo de disponibilidade dos consumidores.

Dentre os principais problemas referente a custos tem-se o aumento da tarifa e o custo de implementação. De fato, a tarifa binômica pode gerar um aumento nas faturas de energia elétrica de consumidores que não utilizem a energia de forma racional. Isto pode acontecer pois atualmente os consumidores de baixo fator de carga são subsidiados pelos consumidores de alto fator de carga. Ou seja, uma tarifa binômica que sinalize o real custo de disponibilidade ao consumidor é algo natural e justo a ser seguido pelos consumidores do grupo B. Quanto ao custo de implementação, a adoção de um sistema compulsório de custo fixo diferenciado pelo valor nominal da corrente elétrica dos disjuntores tende a não gerar um alto custo de implementação. Neste caso, as distribuidoras de energia elétrica devem atualizar as informações de seus parques de medição e garantir lacres que impeçam a mudança sem aviso por parte dos consumidores. Para os consumidores que possuem geração distribuída, deve ser implementado um sistema compulsório por demanda com utilização de medidores eletrônicos.

Por fim, dentre os principais problemas de impactos e divulgação, os novos consumidores com geração distribuída devem obrigatoriamente possuir sistema de tarifação binômica para eliminar o subsídio cruzado referente aos custos de disponibilidade. Esta medida pode reduzir os incentivos em novas instalações, porém outras políticas públicas poderão amenizar esta redução. Quanto as práticas de divulgação, sugere que se utilize campanhas intensivas na mídia, com informações claras, palavras do cotidiano e demonstrações

comparativas de exemplos de faturamento entre a atual tarifa monômnia e a possível tarifa binômnia.

Os resultados desta pesquisa foram socializados através da submissão do artigo com o título *Binomial Tariff for Low Voltage Energy Consumers in Brazil: Technical and Legal Viability Analysis* para uma possível publicação na revista IEEE Latin América.

## 5.1 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Como trabalhos futuros, sugere-se que sejam realizadas pesquisas com os seguintes temas:

- Realizar análise de viabilidade econômica de tarifa binômnia para consumidores do grupo B.
- Incentivar a pesquisa e desenvolvimento de sistemas de controle de demanda que consiga deslocar no tempo a utilização de eletrodomésticos.
- Incentivar a pesquisa e desenvolvimento de disjuntores eletrônicos de baixo custo.

## REFERÊNCIAS

- ABGD. **Contribuições Referente à Audiência Pública nº 002/2018**. Disponível em: <<http://bit.ly/2GrBROr>>. Acesso em: 4 abr. 2019.
- ABRACE. **Contribuições Referentes à Consulta Pública nº 02/2018**. Disponível em: <<http://bit.ly/30ZpIKj>>. Acesso em: 4 abr. 2019.
- ABRADEE. **Tarifas de Energia**. Disponível em: <<https://www.abradee.org.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/>>.
- ABSOLAR. **ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 002 / 2018**. Disponível em: <<http://bit.ly/2GrBROr>>. Acesso em: 4 abr. 2019.
- AFFONSO, C.; SILVA, R. DA. Demand Side Management of a Residential System using Simulated Annealing. **IEEE Latin America Transactions**, v. 13, n. 5, p. 1355–1360, 2015.
- ALBADI, M. H.; EL-SAADANY, E. F. A summary of demand response in electricity markets. **Electric Power Systems Research**, v. 78, n. 11, p. 1989–1996, 2008.
- ANEEL. **Entendendo a Tarifa**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa>>. Acesso em: 7 maio. 2019a.
- ANEEL. **Tarifa Branca**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>. Acesso em: 22 jan. 2018b.
- ANEEL. **Modelo Tarifário do Grupo B (NT46)**. Disponível em: <<http://bit.ly/2GdhxC>>. Acesso em: 26 mar. 2019a.
- ANEEL. **Aviso de Consulta Pública nº. 002/2018**. Disponível em: <<http://bit.ly/2U2YyAy>>. Acesso em: 4 abr. 2019b.
- ANEEL. **AIR - Relatório de Análise de Impacto Regulatório: Tarifa Binômia**. Disponível em: <<http://bit.ly/38tsABq>>. Acesso em: 7 jun. 2019c.
- ANEEL. **Anexo 1 AIR - Variáveis De Faturamento Das Componentes Tarifárias**. Disponível em: <<http://bit.ly/2vbtYdM>>. Acesso em: 7 jun. 2019d.
- BARROS, A. J. DA S.; LEHFELD, N. A. DE S. **Fundamentos de Metodologia Científica**. 3. ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2007.
- BARTUSCH, C. et al. Introducing a demand-based electricity distribution tariff in the residential sector: Demand response and customer perception. **Energy Policy**, v. 39, n. 9, p. 5008–5025, 2011.
- CAPITAL, E.; GERADORA, L.; ENERGY, P. **Avaliação da Necessidade de Aperfeiçoamento do Modelo**

**Tarifário Aplicado ao Grupo B.** Disponível em: <<http://bit.ly/2U2YyAy>>. Acesso em: 4 abr. 2019.

CEMIG. **Nota Técnica nº 12/2018 - RE/RG.** Disponível em: <<http://bit.ly/2U2YyAy>>. Acesso em: 4 abr. 2019.

CONCEL. **Processo de Consulta Pública 002/2018.** Disponível em: <<http://bit.ly/2U2YyAy>>. Acesso em: 4 abr. 2019.

CONEDP-SP. **Consulta Pública 002/2018.** Disponível em: <<http://bit.ly/2U2YyAy>>. Acesso em: 4 abr. 2019.

CONSELPA. **CP 002/2018 - Tarifa Multipartes Baixa Tensão.** Disponível em: <<http://bit.ly/2U2YyAy>>. Acesso em: 4 abr. 2019.

COOPERLUZ. **Tabela de Consumo (kWh).** Disponível em: <[http://www.cooperluz.com.br/informacoes Ao Cooperado/tabela\\_de\\_consumo.php](http://www.cooperluz.com.br/informacoes Ao Cooperado/tabela_de_consumo.php)>. Acesso em: 23 jan. 2018.

COPEL, D. S. **Contribuições à Consulta Pública nº 02 / 2018 – Nota Técnica nº 046 / 2018.** Disponível em: <<http://bit.ly/2U2YyAy>>. Acesso em: 4 abr. 2019.

CPFL. **Tarifa Binômica para Baixa Tensão.** Disponível em: <<http://bit.ly/2U2YyAy>>. Acesso em: 4 abr. 2019a.

CPFL, G. **Consulta Pública 002/2018.** Disponível em: <<http://bit.ly/2TOkrU7>>. Acesso em: 4 abr. 2019b.

DE SOUZA, R. V. X.; SOUSA, T. Impacts of white tariff on spot price in the Brazilian electricity market. **2014 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, PES T and D-LA 2014 - Conference Proceedings**, v. 2014- Octob, 2014.

DUARTE, D. P. et al. Brazilian smart grid roadmap-An innovative methodology for proposition and evaluation of smart grid functionalities for highly heterogeneous distribution networks. **IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies, ISGT LA**, 2013.

EDP. **Aperfeiçoamento do Modelo Tarifário Aplicado ao Grupo B.** Disponível em: <<http://bit.ly/2U2YyAy>>. Acesso em: 4 abr. 2019.

ELETROPAULO. **CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 002/2018.** Disponível em: <<http://bit.ly/2U2YyAy>>. Acesso em: 4 abr. 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2017**, 2017.

ENEL, G. **CP 002/2018 – Coletar a percepção dos interessados sobre a inovação do modelo tarifário aplicado ao subgrupo da baixa tensão (grupo B).** Disponível em: <<http://bit.ly/2U2YyAy>>. Acesso em: 4 abr. 2019.

ENERGISA, G. **Contribuição ao Processo de Consulta Pública nº 002 / 2018 Aprimoramento da estrutura tarifária das unidades Objetivos :** Disponível em: <<http://bit.ly/2U2YyAy>>. Acesso em: 4 abr. 2019.

EQUATORIAL, E. **Contribuições à Consulta Pública nº 002/2018**. Disponível em: <<http://bit.ly/2U2YyAy>>. Acesso em: 4 abr. 2019.

ESCHER, C. E E. **CONTRIBUIÇÃO CONSULTA PÚBLICA ANEEL CP002 / 2018**. Disponível em: <<http://bit.ly/2U2YyAy>>. Acesso em: 4 abr. 2019.

EURELECTRIC. **Network tariff structure for smart energy system** *International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (Cired)* Roma EURELECTRIC, , 2014. Disponível em: <<http://bit.ly/37gjrVZ>>

EUROPEAN COMMISSION. **Study on tariff design for distribution systems (Final Report)**. Disponível em: <<http://bit.ly/3avKfdv>>. Acesso em: 30 jul. 2019.

EVANGELISTA, O. **Algumas indicações para o trabalho com documentos**. In: Shiroma, E. O. **Dossiê. Uma metodologia para análise conceitual de documentos sobre política educacional**. Florianópolis EED/CED/UFSC, , 2004.

FALCÃO, D. M. Integração de Tecnologias para Viabilização da Smart Grid. **III Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Belém**, p. 1–5, 2010.

FEDRIGO, N. S.; GHISI, E.; LAMBERTS, R. Usos Finais De Energia Elétrica No Setor Residencial Brasileiro. **X Encontro Nacional e VI Encontro Latino Americano de Conforto no Ambiente Construído**, p. 1076–1085, 2009.

FERRAZ, B. M. P. **Programa de resposta à demanda baseado em preços aplicado a consumidores de baixa tensão**. [s.l.] Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.

FONSECA, J. J. S. DA. **Metodologia da pesquisa científica**. [s.l.] Universidade Estadual do Ceará, 2002.

FRANCISQUINI, A. A. **Estimação de Curvas de Carga em Pontos de Consumo e em Transformadores de Distribuição**. [s.l.] Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, 2006.

GELLINGS, C. W. The concept of demand-side management for electric utilities. **Proceedings of the IEEE**, v. 73, n. 10, p. 1468–1470, 1985.

GERHARDT, T. E.; SILVEIRA, D. T. **Métodos de Pesquisa**. Porto Alegre: Editora da UFRGS, 2009.

GIL, A. C. **Como Elaborar Projetos de Pesquisa**. 4. ed. São Paulo: Atlas, 2002.

GOULART, J. A. G. **Efeitos de programas de resposta à demanda e da microgeração nas redes de distribuição**. [s.l.] Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015.

HOOSAIN, M. S.; PAUL, B. S. Smart homes: A domestic demand response and demand side energy management system for future smart grids. **2017 International Conference on Domestic Use of Energy**, p. 285–291, 2017.

IEP. **Consulta Pública nº 2 / 2018**. Disponível em: <<http://bit.ly/2U2YyAy>>. Acesso em: 4 abr. 2019a.

IEP. **Obter subsídios relativos à necessidade de aperfeiçoamentos na estrutura tarifária aplicada às unidades consumidoras do Grupo B (Baixa Tensão) e os impactos associados à sua aplicação**. Disponível em: <<http://bit.ly/2U2YyAy>>. Acesso em: 4 abr. 2019b.

LANDIS+GYR. **Modelo Para Envio De Contribuições Referente À Audiência Pública Nº 002 / 2018**. Disponível em: <<http://bit.ly/2U2YyAy>>. Acesso em: 4 abr. 2019.

LIMA, J. W. M. **Avaliação da Necessidade de Aperfeiçoamento do Modelo Tarifário Aplicado ao Grupo B**. Disponível em: <<http://bit.ly/2U2YyAy>>. Acesso em: 4 abr. 2019.

LÜDKE, M.; ANDRÉ, M. E. D. A. **Pesquisa em Educação Abordagens Qualitativas**. São Paulo: EDU, 1986.

MAGALHAES, F. B. et al. Development of an application for Brazilian energy tariff choice. **IEEE Latin America Transactions**, v. 13, n. 4, p. 1005–1010, 2015.

MINAYO, M. C. DE S. (ORG). **Pesquisa Social. Teoria, método e criatividade**. 21. ed. Petrópolis: Editora Vozes, 2002.

MUQSIT, S. et al. Effective Smart Home System Based On Flexible Cost In Pakistan. **HCT INFORMATION TECHNOLOGY TRENDS**, n. Itt, p. 25–26, 2017.

NEOENERGIA. **Contribuições sobre a avaliação da necessidade de aperfeiçoamento do modelo tarifário aplicado ao Grupo B ( Baixa Tensão )**. Disponível em: <<http://bit.ly/2U2YyAy>>. Acesso em: 4 abr. 2019.

PICA, C. Q.; VIEIRA, D.; DETTOGNI, G. An Overview of Smart Grids in Brazil - Opportunities, Needs and Pilot Initiatives. **ENERGY 2011: The First International Conference on Smart Grids, Green Communications and IT Energy-aware Technologies** Communications and IT Energy-aware Technologies, n. c, p. 93–97, 2011.

PROCEL. **Manual de Tarifação da Energia Elétrica**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <[www.eletrobras.com](http://www.eletrobras.com)>.

ROWLES, P. **Demand Response and Demand Side Management What ' s the Difference ?** Disponível em: <<http://www.energyadvantage.com/blog/2010/02/demand-response-demand-side-management-what's-difference/>>. Acesso em: 27 jun. 2017.

SCHIEFER, M. **Smart Home Definition and Security Threats**. 2015 Ninth International Conference on IT Security Incident Management & IT Forensics. **Anais...IEEE**, maio 2015 Disponível em:

<<http://ieeexplore.ieee.org/document/7195812/>>. Acesso em: 18 jan. 2018

SIEBERT, L. C. **Sistema de Otimização de Resposta à demanda para Redes elétricas inteligentes**. [s.l.] Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2013.

SILVA, A. H.; FOSSÁ, M. I. T. Análise de Conteúdo: Exemplo de Aplicação da Técnica para Análise de Dados Qualitativos. **Qualitas Revista Eletrônica**, v. 17, n. 1, 2015.

SILVA, A. S. et al. Usos finais de eletricidade e rotinas de uso como base para estratégias de eficiência energética por meio de auditoria residencial. **XII Encontro Nacional e VIII Latinoamericano de Conforto no Ambiente Construído**, v. 12, n. 1, p. 85–93, 2013.

SILVA, E. L.; MENEZES, E. M. Metodologia da Pesquisa e Elaboração de Dissertação. **Universidade Federal de Santa Catarina**, p. 138p, 2005.

SILVA, N. N. **Análise da migração de consumidores residenciais para a tarifa branca em sistemas de distribuição de energia elétrica**. Foz do Iguaçu: Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e Computação) Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Foz do Iguaçu, 2018.

SINDIENERGIA. **Modelo Para Envio De Contribuições Referente À Audiência Pública Nº 002 / 2018**. Disponível em: <<http://bit.ly/2U2YyAy>>. Acesso em: 4 abr. 2019.

ZURN, H. H. et al. Electrical energy demand efficiency efforts in Brazil, past, lessons learned, present and future: A critical review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 67, p. 1081–1086, 2017.