

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ENGENHARIA DE ENERGIA

**IMPACTO DA RESPOSTA À DEMANDA DE CONSUMIDORES DE BAIXA TENSÃO NO
DESEMPENHO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

por

Eduardo Sfreddo Trindade

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, Julho de 2019



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
ENGENHARIA DE ENERGIA

**IMPACTO DA RESPOSTA À DEMANDA DE CONSUMIDORES DE BAIXA TENSÃO NO
DESEMPENHO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

por

Eduardo Sfreddo Trindade

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
BACHAREL EM ENGENHARIA DE ENERGIA.
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Prof.^a Dr.^a Letícia Jenisch Rodrigues
Coordenadora do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Prof. Dr. Flávio Antonio Becon Lemos

Banca examinadora:

Prof. Dr. Sérgio Luís Haffner – DELAE / UFRGS
M.^a Bibiana Maitê Petry Ferraz – LASEP / UFRGS
Prof.^a Dr.^a Mariana Resener – DELAE / UFRGS

Porto Alegre, 03 de Julho de 2019.

AGRADECIMENTOS

À Universidade Federal do Rio Grande do Sul por me proporcionar um ensino gratuito e de qualidade, me dando a oportunidade de usufruir de sua estrutura e da educação de excelência.

A todos os professores de quem tive ensinamentos que levarei para o resto da vida e que pude aprender em todos esses sete anos de graduação.

Ao Professor Dr. Flávio Antonio Becon Lemos, à Doutoranda Bibiana Maitê Petry Ferraz e ao Doutorando Tatiano Busatto que me auxiliaram ao longo deste trabalho, sempre presentes quando eu mais precisava dando dicas valiosas e lapidando as ideias durante o desenvolvimento do estudo.

Aos colegas da Petinelli com quem estou sempre aprendendo e que de certa forma moldaram meu caráter profissional nesses 2 anos trabalhando em conjunto.

A toda minha família que sempre esteve presente em todos os momentos da minha vida, principalmente em cada decisão tomada, inclusive da escolha do curso. Em especial aos meus pais Flávio e Irene, meu irmão Daniel, minha namorada Débora, minha cunhada Kamila, meus tios Airton e Claudete, minha madrasta Marisa e meu primo Luciano, que sempre me inspirou como pessoa, e toda sua família.

Aos meus amigos Leonardo, Onzi, Leandro, Douglas, Carnelos, Vinícius, Lucas, Benhur, Laryssa, Henrique, Lagartixa e Gustavo que sempre compartilham bons momentos comigo e que me fazem rir em qualquer ocasião desde a criação do BDM SB.

Aos colegas de instituição que estiveram presentes ao longo de minha trajetória acadêmica.

TRINDADE, E. S. **Impacto da Resposta à Demanda de Consumidores de Baixa Tensão no Desempenho de Sistemas de Distribuição**. 2019. 39 fl. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019.

RESUMO

Esta monografia apresenta uma análise comparativa de indicadores financeiros entre um sistema de distribuição de energia elétrica no modelo tarifário convencional e um sistema sob influência de resposta à demanda, considerando uma migração total dos consumidores residenciais de baixa tensão das faixas 2 e 3 para a modalidade tarifária branca. Os dados utilizados neste estudo foram obtidos mediante uma simulação computacional, aplicando como entrada as informações operacionais de uma subestação de uma empresa de distribuição do Rio Grande do Sul. Os parâmetros de operação foram extraídos de uma simulação de fluxo de potência com o auxílio do software PSL[®] DMS. A análise entre os indicadores é fundamentada pela alteração da curva de carga dos usuários cativos influenciada pela tarifa por período de uso, a qual cria uma tendência da redução de consumo pelo lado da demanda em períodos de elevação do custo da energia. A alteração da demanda pode ser interpretada através da matriz elasticidade. Foram utilizados nesta análise valores de elasticidade encontrados na literatura. O objetivo deste estudo é avaliar o potencial da resposta à demanda por período de uso e seu impacto no desempenho de um sistema de distribuição, constituído de uma subestação com 8 alimentados de média tensão. Os resultados obtidos indicam que há uma redução financeira significativa devido ao alívio de sobrecargas em elementos do sistema, possibilitando uma postergação dos investimentos em expansão do sistema de distribuição, sem comprometer o desempenho econômico e operacional através da migração de um maior número de usuários residenciais ao programa de resposta à demanda.

PALAVRAS-CHAVE: Resposta à Demanda, Período de Uso, Expansão do Sistema de Distribuição.

TRINDADE, E. S. **Demand Response Impact of Low Voltage Consumers in Electricity Distribution Networks Performance**. 2019. 39 p. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019.

ABSTRACT

This monograph approaches a comparative analysis of financial indicators between a conventional tariff that do not change the price along the day and a time of use tariff (ToU) in an electric distribution network considering a total adhesion of low voltage consumers of ranges 2 and 3 to white modality. The data utilized in this study was obtained through a computational simulation applying as input the operational information of a substation located in Rio Grande do Sul, Brazil. The operational parameters were extracted of the output of a power flow simulation executed with the aid of PSL[®] DMS software. The analysis among indicators is based on the residential load profile modification influenced by the time of use tariff which creates a consumption reduction trend by the demand side management increasing the energy price when there is a higher demand. An alteration in energy demand in this case can be represented by an elasticity matrix that includes price elasticity concepts applied to a demand response program. In this essay it was utilized elasticity values based in literature. The main objective of this study is to evaluate the white tariff potential and its impact in an electricity distribution network performance, consisting of a substation with 8 medium voltage feeders. The results appoint to a significant costs reduction due to the relief of overloads in some network elements, allowing postponing expansion investments without compromising the operational and economical performance through a big adhesion of low voltage residential consumers to demand response program.

KEYWORDS: Demand Response, Time of Use, Electric Distribution Network Expansion.

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1 - Classificação dos tipos de resposta à demanda.....	9
Figura 3.2 - Representação dos patamares da tarifa branca em um dia útil.	10
Figura 3.3 - Esquemático da matriz elasticidade-preço aplicado à tarifa branca.	11
Figura 4.1 - Fluxograma da metodologia proposta.	12
Figura 4.2 - Esquema de obtenção das curvas de carga modificadas.....	14
Figura 4.3 - Redes derivadas por alimentador da subestação avaliada.	16
Figura 4.4 - Estrutura do banco de dados.	17
Figura 4.5 - Critérios por tipologia para obtenção dos indicadores financeiros.	18
Figura 5.1 - Curvas de carga de um usuário da faixa 2 para um dia útil.	19
Figura 5.2 - Curvas de carga de um usuário da faixa 3 para um dia útil.	19
Figura 5.3 - Demanda total na subestação em um dia útil.....	20
Figura 5.2 - Representatividade dos indicadores antes (a) e após (b) a resposta à demanda.	21
Figura 5.3 - Representatividade dos indicadores dos TDs antes (a) e após (b) a resposta à demanda.	21
Figura 5.4 - Representatividade por alimentador antes (a) e após (b) a aplicação da tarifa branca.	21
Figura 5.5 - Custo mensal em transformadores por alimentador.	22
Figura 5.6 - Custo mensal com perdas em linhas por alimentador.....	22
Figura A.1 - Curva de carga de um usuário da faixa 2 para um Sábado.	26
Figura A.2 - Curva de carga de um usuário da faixa 2 para um Domingo.....	26
Figura A.3 - Curva de carga de um usuário da faixa 3 para um Sábado.	26
Figura A.4 - Curva de carga de um usuário da faixa 3 para um Domingo.....	27
Figura B.1 - Ranking dos dez piores transformadores na simulação com tarifa monômnia.	29
Figura B.2 - Ranking dos dez piores transformadores na simulação com tarifa branca.	30
Figura B.3 - Ranking dos dez trechos de distribuição com maiores perdas mensais do sistema.	30

LISTA DE QUADROS

Quadro 2.1 - Abordagens das bibliografias consultadas.	4
Quadro 3.1 - Tarifas residenciais utilizadas.	9
Quadro 4.1 - Elasticidade Própria dos consumidores estudados.	13
Quadro 4.2 - Resumo das informações da subestação avaliada por categoria de consumidores.	15
Quadro 5.1 - Resumo do impacto da tarifa branca no sistema de distribuição.	20
Quadro A.1 - Dados da modificação de curva de carga para dia útil e sábado da faixa 2.	27
Quadro A.2 - Dados da modificação de curva de carga para dia útil e sábado da faixa 3.	28
Quadro A.3 - Dados da modificação de curva de carga para domingo das faixas 2 e 3.	28
Quadro A.5 - Redução dos indicadores com a aplicação da tarifa branca detalhado por alimentador.....	29
Quadro A.6 - Custo mensal do sistema com a tarifa monômnia detalhado por alimentador (R\$).	29

LISTA DE ABREVIATURAS

AHP	Analytic Hierarchy Process
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CEEE-D	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GLD	Gerenciamento pelo Lado da Demanda
IBP	<i>Incentive Based Programs</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
PBP	<i>Price Based Programs</i>
PDD	Plano de Desenvolvimento da Distribuição
PRD	Programa de Resposta à Demanda
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SDBT	Sistema de Distribuição de Baixa Tensão
SDMT	Sistema de Distribuição de Média Tensão
SE	Subestação
SED	Subestação de Distribuição
TB	Tarifa Branca
TD	Transformador de Distribuição
ToU	<i>Time of Use</i>
UC	Unidades Consumidoras

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	2
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	5
	3.1 Sistema de Distribuição.....	5
	3.2 Expansão do Sistema de Distribuição.....	6
	3.3 Indicadores Financeiros na Distribuição de Energia Elétrica.....	7
	3.4 Resposta à Demanda.....	8
	3.5 Tarifa Branca.....	9
	3.6 Matriz Elasticidade-Preço.....	10
4	METODOLOGIA PROPOSTA.....	12
	4.1 Modelagem da Resposta à Demanda.....	13
	4.2 Simulação do Fluxo de Potência.....	14
	4.3 Organização do Banco de Dados.....	16
	4.4 Obtenção dos Indicadores Financeiros.....	17
5	ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	18
	5.1 Curvas de Carga Modificadas.....	18
	5.2 Análise do Fluxo de Potência.....	19
	5.3 Análise dos Indicadores Financeiros.....	20
	5.3.1 Custos com Transformadores.....	22
	5.3.2 Custos com Perdas em Linhas de Distribuição.....	22
6	CONCLUSÃO.....	23
6.1	Trabalhos Futuros.....	23
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	24
	APÊNDICE A - Curvas de Carga de Sábado e Domingo e Indicadores Expandidos.....	26
	APÊNDICE B - Ranking dos elementos do sistema com maiores custos.....	29

1 INTRODUÇÃO

Com o avanço das redes inteligentes – *smart grids* – e da infraestrutura de medição avançada presente neste tipo de instalação, o Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) se mostra cada vez mais aplicável visto a possibilidade de aquisição de dados em tempo real e a sinalização do preço de energia, possibilitada por meio de uma comunicação bidirecional (VIANA, JUNIOR E UDAETA 2018). Segundo o plano decenal de expansão de energia 2026, realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o aumento do consumo de energia elétrica total é estimado em 3,7% ao ano, enquanto que para o setor residencial é de 3,9%, mostrando uma tendência do aumento das cargas residenciais de baixa tensão na composição da matriz elétrica consumidora. Neste contexto os programas de resposta à demanda podem ser uma alternativa, uma vez que tem como objetivo evitar picos de consumo, e uma melhor gestão de energia ao longo do dia por parte dos consumidores. Essa gestão é caracterizada como GLD, cujo propósito é modificar a curva de carga dos consumidores através de um conjunto de procedimentos propostos pela concessionária. (TABATA, AOKI E SIEBERT, 2018). Os usuários finais da energia podem ser submetidos a incentivos ou penalidades com o objetivo de equilibrar os períodos de oferta e demanda, evitando a necessidade de um investimento precoce na expansão da rede.

Atualmente no Brasil já é possível uma adesão a uma modalidade tarifária chamada de “tarifa branca” por parte dos consumidores residenciais. Este tipo de tarifação representa uma modificação do custo da energia elétrica em períodos específicos ao longo do dia, classificada como uma resposta à demanda baseada em preço por período de uso, chamada na bibliografia internacional de *Time-of-Use* (ToU) (FERRAZ, 2016). A tarifa branca é opcional e pode ser uma boa opção tanto para o consumidor, reduzindo seus gastos mensais com eletricidade – caso haja uma boa gestão de energia entre os patamares –, quanto para a concessionária, melhorando seu desempenho, pela supressão da alta demanda nos períodos de ponta, aliviando o carregamento das linhas e o fator de utilização dos equipamentos de distribuição.

O presente trabalho é motivado pela versatilidade apresentada pela ToU que pode ser aplicado levando em consideração tudo o que influencia de alguma forma a operação do sistema ao longo do dia, por exemplo, a injeção de potência por instalações fotovoltaicas *on grid*, que em grande escala ocasiona um problema operacional na distribuição quando há uma produção excedente. Dado que há implantação cada vez maior de inteligência e tecnologia de informação nas redes elétricas, há uma tendência do aumento do conjunto de informações disponíveis para a gestão da rede de distribuição. Logo, a ToU não só pode ser considerada uma medida presente para auxílio na operação, como também uma medida futura acompanhando o desenvolvimento tecnológico – com o devido ajuste dos patamares de acordo com a tipologia de demanda no local de aplicação.

O presente estudo tem como objetivo avaliar o impacto de um PRD baseado em preços no desempenho de sistemas de distribuição. Mediante a hipótese de migração para tarifa branca de residências que consomem entre 81 e 500 kWh/mês, as curvas de carga de uma subestação são alteradas conforme proposto por Ferraz (2016). O estudo de fluxo de potência é realizado com o software PSL[®] DMS da companhia PowerSysLab. A avaliação financeira, por sua vez, é efetuada por meio da monetarização de indicadores técnicos da rede, proposto por Busatto (2015 b). Por fim, o trabalho tem o intuito de desenvolver uma comparação desses indicadores financeiros sob o efeito da tarifa branca frente a um caso sob uma tarifa monômnia, bem como, avaliar uma possível postergação de investimentos na expansão do sistema de distribuição. É esperada uma redução de perdas financeiras significativas na subestação e melhoria no perfil de tensão do sistema, mostrando os possíveis benefícios do gerenciamento pelo lado da demanda para a concessionária.

A estrutura desta monografia foi organizada de maneira que possibilite um entendimento crescente sobre os assuntos abordados ao longo da leitura, começando com a revisão bibliográfica na seção dois, no qual é apresentada uma contextualização referente a estudos já efetuados que complementam ou fazem parte da metodologia proposta. Na sequência, na seção três consta um aprofundamento dos temas com o propósito de facilitar a compreensão dos conceitos utilizados neste trabalho. A metodologia proposta é apresentada na quarta seção e a análise dos resultados na seção cinco. Por fim, a conclusão e sugestões de trabalhos futuros são apresentadas na última seção.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Na dissertação de Ferraz (2016) foi realizado um estudo sobre resposta à demanda baseando no conceito de matriz elasticidade. Os elementos de composição da matriz foram obtidos via acompanhamento histórico da variação de consumo pela variação do custo de energia elétrica anual de um grupo de clientes cativos residenciais da Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), no estado do Rio Grande do Sul. A autora identificou uma forte relação entre a variação da tarifa e o consumo de energia elétrica através da correlação de Pearson, bem como evidenciou uma retração da demanda ao aplicar um aumento tarifário.

Ainda nesse estudo foi desenvolvida uma estratificação aproximada a partir de uma subestação real para cada uma das faixas de consumidores residenciais, para uma base horária e para os dias da semana. Desta forma foram obtidas as regressões lineares que definem os elementos da matriz elasticidade para cada caso. Os valores encontrados da diagonal principal, chamados de elasticidade própria, são os coeficientes angulares da expressão obtidos através do método de mínimos quadrados e são posteriormente utilizados para obtenção das elasticidades cruzadas. A autora fez, ainda, uma análise de sensibilidade do PRD proposto em um sistema teste IEEE de 34 nós, onde as hipóteses de consumo foram consideradas em três situações: com deslocamento, sem deslocamento e com deslocamento parcial do consumo. Por fim, constatou-se que há um grande potencial na aplicação da tarifa branca em casos de sistemas reais.

Com o intuito de criar uma ferramenta de auxílio para tomada de decisão, quando em vista os investimentos de expansão de um sistema de distribuição, Busatto (2015 b) desenvolveu um programa computacional que retorna uma quantificação de custo por perdas em equipamentos e linhas (alimentadores e ramais) e custo em multas a partir das transgressões dos limites estipulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) referente a qualidade do produto, relacionado a níveis de tensão e confiabilidade da rede, determinado pela continuidade do fornecimento. Além disso, é determinado também pelo programa o custo por vida útil e por fator de utilização dos transformadores. Este algoritmo é baseado em um método multicritério chamado de *Analytic Hierarchy Process* (AHP), e é flexível a ponto de possibilitar a escolha do peso para o cálculo de cada indicador pelo usuário, podendo este mensurar a influência de cada elemento na decisão de investimento. Busatto (2015 a) aplicou a mesma metodologia para quantificação em tempo real baseado em medidores automáticos inserindo a proposta em *smart grids*.

Para avaliar o método, Busatto (2015 b) elaborou um estudo de caso utilizando dados operacionais obtidos de um conjunto de soluções de fluxo de potência de uma subestação real, com auxílio do software PSL[®] DMS, cujos resultados foram implementados em um banco de dados junto a outras informações complementares, tais como perfil de temperatura do ambiente, custo de aquisição de transformadores, etc. O autor concluiu que o algoritmo é uma boa ferramenta para tomada de decisão quando o objetivo é priorizar determinados investimentos e criar um *ranking* de melhorias visando os indicadores com maior valor (impacto) – visto que nestes se dão as maiores perdas do sistema avaliado.

No estudo de caso desenvolvido por Tabata, Aoki e Siebert (2018) foi avaliado o impacto da tarifa branca e da geração fotovoltaica no desempenho operacional de um alimentador em três situações distintas: sob o efeito da tarifa branca, sob o efeito de geração distribuída, e por último, dois casos combinados de geração fotovoltaica e resposta à demanda. O artigo abordou um ponto crucial sobre a calibração do modelo dos períodos da ToU na tipologia de carga do sistema de distribuição que é aplicada. No entanto, nesse trabalho não se pode observar os benefícios da resposta à demanda devido ao formato da curva de carga do alimentador escolhido para a análise, uma vez que os patamares da tarifa branca não se enquadram na real necessidade de ajuste da demanda dos horários de ponta, os quais se encontram fora do intervalo entre 19 e 22 horas.

Viana, Junior e Udaeta (2018) também avaliaram o impacto da geração fotovoltaica e de resposta à demanda baseada em preço, para consumidores residenciais utilizando a tarifa branca. Entretanto, a avaliação foi feita em um sistema de distribuição de maior porte quando comparado com o estudo de Tabata, Aoki e Siebert (2018). Foram conduzidos testes em um modelo IEEE 8.500 nós com o objetivo de avaliar a aplicabilidade de ToU e geração fotovoltaica distribuída, focando nos resultados detalhados de demanda, energia consumida e perdas em linhas e transformadores. Os resultados do estudo mostram que há possibilidade de postergar investimentos quando em vista o planejamento de expansão da subestação, ocasionado pela redução do consumo de energia, a qual não é muito atrativa para a concessionária, e também de perdas técnicas, contribuindo para a eficiência do sistema de distribuição.

Ambos os trabalhos de Tabata, Aoki e Sieber (2018) e Viana, Junior e Udaeta (2018) focam a análise apenas no quesito operacional, não ultrapassando a barreira da análise econômica nos casos propostos. Deste modo, esses dois estudos deixam uma lacuna para um estudo de avaliação sob o ponto de vista econômico.

Bueno, Utubey e Hostt (2013) avaliaram o efeito da tarifa branca em projetos de distribuição utilizando modelos e ferramentas de gerenciamento de risco baseado em valor presente líquido através do método de simulação de Monte Carlo, uma vez que este possibilita aplicar fontes com determinado grau de incerteza no fluxo de caixa. Os autores concluíram que há necessidade de uma grande adesão para ocasionar um impacto significativo em projeto de expansão da distribuição. Esse estudo baseou-se em estimativas da bibliografia, bem como em uma análise de risco do impacto da tarifa branca. Não houve validação dos dados financeiros obtidos em cima de dados técnicos operacionais. Entretanto, a análise descreveu as possibilidades de uma postergação em um plano de expansão do sistema, possibilitando uma maior flexibilidade ao planejamento, o que não seria possível com o uso da tarifa monômnia.

Uma revisão sobre os empecilhos e oportunidades na avaliação de programas de resposta à demanda foi feita por Nolan e O'Malley (2015). Nesse trabalho é evidenciada a importância de quantificar valores quando em vista a implantação de programas de resposta à demanda, visto que hoje, segundo os autores, há uma escassez de dados adequados, levando a uma falta de clareza na forma de representar esse tipo de ação e incorporá-la em metodologias para análise de resultados quando comparado a outros recursos. É interessante a proposta desse estudo, haja vista que ele tem como objetivo expor as complexidades existentes na implantação, mostrando outra perspectiva do problema contemporâneo de operação e expansão dos sistemas elétricos de potência.

Para implementar um programa de gerenciamento pelo lado da demanda, se faz necessário a validação baseada em dados provando que há um benefício, tanto para o lado da concessionária quanto para o consumidor final. O estudo afirma que o usuário de energia poderá ter um comportamento imprevisível, não alterando seu perfil de consumo mesmo com um sinal tarifário, e isto deve ser levado em consideração quando em vista futuras análises desses programas. Por esse motivo, é de suma importância promover uma maior conscientização e compreensão da resposta à demanda para que os consumidores possam fazer suas próprias decisões, uma vez que, segundo os autores, algumas vezes a comprovação da economia nas contas de eletricidade não é o suficiente. Sem uma base de dados consistente sobre os benefícios desse tipo de ação, não haverá interesse tanto pelo lado do consumidor final quanto pela própria concessionária. Logo, o presente trabalho visa contribuir com uma análise de forma a melhorar e aprofundar o entendimento e os benefícios da tarifa branca, sobretudo para a concessionária.

Bartisch e Alvehag (2013) realizaram um estudo empírico em aplicações de ToU em longo prazo, analisando dados de usuários que aderiram ao programa. A análise mostra que os consumidores residenciais respondem ao sinal tarifário mesmo após 6 anos da implantação do programa de resposta à demanda, cortando o consumo nos horários de ponta e deslocando-os para os períodos fora de ponta.

Venkatesan, Solanki e Solanki (2012) propuseram um estudo de caso em uma rede IEEE de 8.500 nós sob diversos tipos de consumidores residenciais – mudando a forma de reação com uma variação na tarifa através de hipóteses nos elementos da matriz elasticidade – com o objetivo de avaliar a redução de demanda e a sua contribuição na tensão e nas perdas em um sistema de distribuição de energia elétrica. Nesse estudo ficou claro a mudança no perfil de tensão em pontos do sistema quando implantado um programa de resposta à demanda. Os valores da tensão em alguns dos nós – nos mais remotos do alimentador – mostraram um aumento representativo quando comparado aos consumidores fora do programa nos horários de ponta, e também uma redução significativa nos horários fora de ponta. Essa análise deixa evidente que deve-se ter cautela com os níveis de tensão ao aplicar esse tipo de programa em um sistema real. Com um estudo semelhante, porém de menor proporção – em um sistema IEEE de 33 barras – Narimani, Joo e Crow (2015) tinham como objetivo avaliar o perfil de tensão, de perdas na rede e o máximo fluxo de potência. Os autores concluem que quanto maior é a resposta pelo lado da carga, mais benefícios haverá para o sistema de distribuição. Percebe-se, assim como em Venkatesan, Solanki e Solanki (2012), uma diferença no perfil de tensão. O Quadro 2.1 apresenta um resumo das abordagens feitas em cada trabalho apresentado nessa seção.

Quadro 2.1 - Abordagens das bibliografias consultadas.

Abordagens		Referências								
		A	B	C	D	E	F	G	H	I
Modelagem de PRD	Matriz Elasticidade-Preço	X							X	X
	Tarifa Branca	X		X	X					
	Geração Distribuída			X	X					
	Discussão geral sobre PRD						X	X	X	
Estudo de Fluxo de Potência	Perspectiva do Planejamento de Expansão		X			X				
	Sistema de Distribuição	Avaliação Operacional	X	X	X	X			X	X
		Avaliação econômica		X			X			
	Sistema teste IEEE 34 nós	X								
	Sistema teste IEEE 8500 nós				X					

Fonte: Elaborado pelo autor.

- Nota: Referência A: (FERRAZ, 2016)
 Referência B: (BUSATTO, 2015 a) e (BUSATTO, 2015 b).
 Referência C: (TABATA; AOKI; SIEBERT, 2018).
 Referência D: (VIANA; JUNIOR; UDAETA, 2018).
 Referência E: (BUENO; UTUBY; HOSTT, 2013).
 Referência F: (NOLAN; O'MALLEY, 2015).
 Referência G: (BARTISCH; ALVEHAG, 2013).
 Referência H: (VENKATESAN; SOLANKI; SOLANKI, 2012).
 Referência I: (NARIMANI; JOO; CROW, 2015).

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 Sistema de Distribuição

O intuito de um sistema de distribuição é distribuir a energia elétrica recebida em alta tensão que vem dos sistemas de transmissão, no caso brasileiro do Sistema Interligado Nacional (SIN), para os consumidores finais. Portanto, o início de um sistema de distribuição pode ser considerado nas linhas de subtransmissão, logo após as subestações de subtransmissão, visto que estas podem alimentar grandes consumidores como complexos industriais, por exemplo (KAGAN, DE OLIVEIRA E ROBBA, 2005). Entretanto, na maioria das vezes, é típico considerar que o sistema inicia na conexão das linhas de subtransmissão em uma subestação de distribuição (SED), que também, dependendo da tipologia, pode receber uma alimentação diretamente de linhas de transmissão (acima de 138 kV) quando não há subestação (SE) intermediária para rebaixar em 69 ou 138 kV (KERSTING, 2007). Das SEDs ramifica-se todo o resto do sistema primário e por consequência secundário – onde a energia já é propícia para o consumo do usuário final de baixa tensão.

Uma subestação de distribuição tem como objetivo principal transformar a energia recebida em alta tensão para níveis de distribuição da rede primária em média tensão. Essa redução nos níveis de tensão se dá através de um ou mais transformadores da SE, que podem ser trifásicos ou um agrupamento de três equipamentos monofásicos em conexão padrão. As atividades exercidas por uma subestação além da transformação de tensão são: proteção dos alimentadores e sistemas elétricos anteriores interconectados, regulação de tensão, medição de variáveis e manobras no sistema elétrico (KERSTING, 2007). Com o intuito de manter o nível de tensão dentro dos limites aceitáveis pela regulamentação vigente, no caso brasileiro, seguindo o capítulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) referente à qualidade do produto exigido pela ANEEL, a concessionária utiliza equipamentos que auxiliam na regulação de tensão. Isso é necessário, pois pode ocorrer uma variação de tensão de fornecimento quando há uma variação repentina do carregamento dos alimentadores e transformadores vinculados a subestação.

Na subestação ou rede primária esse controle pode ser feito através de reguladores de tensão, banco de capacitores, ou diretamente nos *taps* dos transformadores. Essa última ação citada pode aumentar ou diminuir o número de espiras por comutação no núcleo do equipamento, tanto pelo lado primário – feito em casos quando o desnível estiver do lado da alimentação –, quanto no tap secundário, geralmente para o alimentador na SE – uma vez que a tensão de fornecimento dos transformadores locais de distribuição deve ser fixada. Na maioria dos casos essa mudança no *tap* do TD é feita para modular a tensão através do acompanhamento da demanda variável ao longo do dia. Segundo Kagan, Oliveira e Robba (2005), as tensões em sistemas de potência padronizadas no Brasil são: 34,5, 69 e 138 kV para subtransmissão em Alta Tensão (AT) e 34,5 e 13,8 kV para distribuição primária em Média Tensão (MT), podendo existir outras fora da padronização, como 22,5 e 11,9 kV em MT, e 88 kV em AT, por exemplo. A padronização para baixa tensão (BT) é em 220/380 e 220/127 volts e para tensão de transmissão em 138, 230, 345 e 500 kV.

A maior parte das linhas de distribuição brasileiras são aéreas e assim possuem elementos estruturais como postes, estruturas em cruzetas, isoladores, além de espaçadores e separadores para redes compactas, quando necessário. Com isso, fenômenos externos e, conseqüentemente, curto-circuitos podem ocorrer naturalmente, mesmo com um conjunto de isoladores bem dimensionados constituindo o isolamento na entrada e saída da subestação, em postes e ramificações da rede primária.

Não somente por esse motivo, como também para assegurar uma boa operação, uma subestação possui complexos esquemas de proteção, incluindo elos ou chaves fusíveis, para-raios, disjuntores e uma grande quantidade de relés para diversas aplicações. Além disso, há uma coordenação de proteção em “escada” na rede primária com o intuito de que os problemas no lado de baixa tensão não cheguem até a subestação quando possível, protegendo também os transformadores locais. Essa coordenação é composta por religadores, relés, seccionalizadores, chaves fusíveis, etc. A medição de variáveis também é essencial para o monitoramento do sistema, contribuindo não só para a operação, mas também para a própria proteção da subestação e equipamentos derivados.

A tipologia mais comum de redes primárias de distribuição é de forma radial e normalmente composta por um tronco saindo da subestação e ramificando-se em linhas laterais menores. Nesse formato, há somente um caminho entre o sistema e o consumidor final, entretanto, existe também a forma de distribuição primária seletiva, que pode ser definido como um *backup* no fornecimento de energia, aumentando a confiabilidade, e em alguns casos, também os custos de implementação dessa

configuração. Mais próximo dos usuários finais existem estações transformadoras locais, ou transformadores de distribuição (TDs), que rebaixam a tensão primária em secundária para o consumo em baixa tensão. A subestação que foi avaliada neste trabalho é apresentada e detalhada na Seção 4.2.

3.2 Expansão do Sistema de Distribuição

O conceito de expansão indica uma necessidade de ampliação da rede elétrica para suprir o aumento de demanda do sistema. Particularmente em sistemas de distribuição, a expansão está relacionada à necessidade de atender ao incremento do carregamento dos transformadores e condutores da rede, bem como a melhoria do perfil de tensão devido ao aumento de consumo das unidades consumidoras conectadas à rede primária e secundária. Com esse objetivo são feitas melhorias nas linhas e equipamentos do sistema, adequando a qualidade do produto e serviço para níveis aceitáveis estipulados pelo órgão regulador (ANEEL), fazendo com que, pelo lado da concessionária de energia, o não comprometimento com a qualidade implique em multas penalizando a empresa distribuidora.

A sobrecarga em equipamentos de um sistema de distribuição não só é tolerada, como é muito comum em períodos com um elevado pico de demanda, principalmente nos horários de ponta. Nesse contexto, o planejamento de expansão é executado considerando que alguns dos equipamentos em determinadas regiões já operam em sobrecarga em determinados períodos do dia. Portanto estudos são feitos com o intuito de manter a operação dentro dos limites técnicos especificados. O crescimento de consumidores influencia em um aumento da carga, que cada vez mais impacta na deterioração dos equipamentos ao operar em uma potência acima da nominal. Além disso, um grande crescimento da demanda acelera a necessidade da expansão do sistema para conseguir suprir as novas unidades consumidoras de forma segura, confiável e econômica.

Em alguns casos os investimentos de expansão são iniciados pelas concessionárias um pouco antes do período da revisão tarifária, uma vez que ao fazer isso há a possibilidade de o retorno sobre capital investido começar de forma imediata. Isso ocorre porque parte do custo de expansão é embutido dentro da nova composição tarifária, e caso a ANEEL aprove parte do aumento tarifário destinado às melhorias da rede de distribuição, a empresa distribuidora terá os ativos destinados ao aprimoramento do sistema retornando através da nova tarifa normatizada pelo órgão regulador (BUENO, UTUBEY e HOSTT, 2013). Algumas ações para suportar a demanda crescente do sistema são: recondutoramento de alimentadores (troncos e ramais), aumentando o limite de corrente nominal e emergencial, troca de equipamentos do sistema, como transformadores, e planejamento de uma nova linha de transmissão e/ou subestação de alta tensão para aliviar o carregamento das proximidades de uma região. Essa última opção também tem como objetivo aumentar a disponibilidade de energia, sendo esta uma medida estratégica em pontos com uma maior densidade de consumidores.

As melhorias em um sistema de distribuição são, na maioria das vezes, efetuadas nos casos em que há o fim de vida útil dos equipamentos, o carregamento elevado nos transformadores de distribuição, a manutenção corretiva e preventiva de condutores nos ramais de serviço ou quando a qualidade da energia entregue é inferior ao requerido pela ANEEL no Módulo 8 do PRODIST, geralmente para os itens de nível de tensão e indicadores de continuidade. A maioria das concessionárias brasileiras têm estratégias de melhorias na rede obtidas através de estudos de planejamento, uma vez que é necessário avaliar o carregamento dos sistemas de distribuição de forma antecipada prevendo algumas necessidades de melhoria com o objetivo de evitar modificações emergenciais. Isso se deve em grande parte por limitação financeira agregada a tais ações, já que há uma necessidade constante em aprimorar a rede primária, ocasionada pelo contínuo crescimento de carga. Embora se tenha um planejamento para a expansão do sistema, é comum existir reparos ou investimentos, efetuados no cotidiano, normalmente de caráter emergencial devido à pressão de órgãos de fiscalização para manter a qualidade e continuidade do serviço oferecido. Há na maioria das vezes uma falta de critério para localização dos pontos para melhoria, e consoante a isso, destaca-se uma necessidade visível de uma ferramenta de auxílio na tomada de decisão quando se trata de priorização de investimentos (BUSATTO, 2015 b).

O planejamento de expansão feito pela concessionária deve seguir o Módulo 2 do PRODIST, que estabelece diretrizes e requisitos mínimos para a condução do estudo que deverá ser efetuado. Esse estudo deve resultar em um Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD) que deverá ser entregue à ANEEL. De forma geral, o plano deve conter o planejamento de obras de Subestações de Distribuição (SED), do Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT) e Baixa Tensão (SDBT). O estudo deve se basear em uma previsão de carga discretizada anualmente cujo horizonte de planejamento deve ser de 5

anos para SDMT e SDBT e de 10 anos para SED. A análise deve também se apoiar em um diagnóstico dos equipamentos existentes, incluindo seu histórico de medições de dados operacionais como nível de tensão, perdas técnicas, além dos indicadores de confiabilidade das regiões e pontos de transformadores locais. Logo, para ordenar em ordem prioritária os elementos da rede primária de distribuição com o objetivo de avaliar os investimentos de expansão, a ferramenta computacional criada por Busatto (2015 a) pode desempenhar uma função fundamental para a concessionária e auxiliar na elaboração dos estudos e formulação da documentação necessária requerida pela ANEEL.

3.3 Indicadores Financeiros na Distribuição de Energia Elétrica

Os indicadores monetários utilizados neste trabalho têm como objetivo contribuir para a avaliação dos aspectos financeiros de uma subestação, abordando as condições operacionais e a qualidade da energia elétrica distribuída. Por esse motivo, os critérios de cálculo dos indicadores levam em conta os dados operacionais, os quais possibilitam obter informações como as perdas de energia e da vida útil dos equipamentos, perdas nas linhas de distribuição e carregamento nos transformadores locais aferidos pelo fator de utilização, além das transgressões de tensão.

As equações apresentadas ao longo desta seção representam de forma sucinta os custos em uma rede primária de distribuição derivada de uma SED, partindo dos alimentadores, e que se baseia o programa criado por Busatto (2015 b) utilizado neste trabalho. Essas expressões regem a aproximação de custos calculados pelo algoritmo e são posteriormente utilizados para formulação dos indicadores financeiros que foram utilizados na análise comparativa descritas na Seção 4.4. A equação (3.1) estima o custo por vida útil dos transformadores:

$$c(PV) = \sum_{i=1}^{N_T} \frac{PV_i \times c(Tr_i)}{100} \quad , \quad (3.1)$$

onde $c(PV)$ representa o custo por perda de vida útil para o grupo de transformadores avaliados, PV_i é a perda de vida útil em percentual e $c(Tr_i)$ é o custo de aquisição do transformador i . O cálculo do indicador do custo de perdas por fator de utilização é apresentado na equação (3.2):

$$c(K_U) = \sum_{i=1}^{N_T} \left[\frac{c(S_{N_i}) - c(K_U.S_{N_i})}{\Delta t \cdot 20} \right] \quad , \quad (3.2)$$

sendo $c(K_U)$ o custo total pelo fator de utilização, $c(S_{N_i})$ e $c(K_U.S_{N_i})$ o custo de aquisição do transformador instalado e o custo do transformador modelo para o carregamento calculado, respectivamente. Δt representa o período de avaliação sendo igual a 12 para análise mensal e 360 para análise diária. A forma de obtenção do indicador de custo referente às perdas técnicas em um transformador é mostrada na equação (3.3):

$$c(P_{TR}) = \sum_{i=1}^{N_T} \Delta P_{TR_i} \times TE \quad , \quad (3.3)$$

onde a variável $c(P_{TR})$ representa o custo das perdas totais nos transformadores, onde ΔP_{TR_i} é a perda no transformador i , considerando as perdas no ferro e nos enrolamentos do equipamento, e TE é a tarifa de energia. A equação (3.4) representa o indicador relacionado aos custos por transgressão de tensão:

$$c(\Delta V) = \sum_{i=1}^{N_T} \left[\left(\frac{DRP_i - DRP_M}{100} \right) k_1 + \left(\frac{DRC_i - DRC_M}{100} \right) k_2 \right] EUSD \quad , \quad (3.4)$$

onde $c(\Delta V)$ representa os custos totais de compensação referente a violação de tensão, DRP_M e DRC_M a duração relativa de transgressão de tensão precária e crítica máxima de 3% e 0,5%, respectivamente. Já DRP_i e DRC_i são os valores da duração relativa da tensão precária e crítica apurada no transformador i . A constante k_1 assume o valor de 3 quando a medição de DRP for superior ao limite máximo permitido. Quando o DRC apurado for superior ao máximo permitido, k_2 varia de acordo com a unidade consumidora atendida e assume os valores de 3, 5 e 7 para leituras de consumidores em alta, média e baixa tensão, respectivamente. Quando DRC medido for inferior ao máximo permitido k_1 e k_2 são nulos. O indicador de custo por perdas nas linhas de distribuição é representado pela equação (3.5):

$$c(P_L) = \sum_{i=1}^{N_s} \Delta P_{L_i} \times TE \quad , \quad (3.5)$$

onde $c(P_L)$ indica o custo total por perdas em linhas de distribuição do sistema primário e ΔP_{L_i} a perda de energia elétrica no trecho i . A equação (3.6) por sua vez refere-se aos custos de confiabilidade na continuidade de serviço:

$$c(R) = \sum_{i=1}^{N_T} [c_i(DIC) + c_i(FIC) + c_i(DMIC)] \quad , \quad (3.6)$$

sendo $c(R)$ o custo de compensação referente a continuidade de serviço, $c_i(DIC)$, $c_i(FIC)$ e $c_i(DMIC)$ os custos referentes a duração de interrupção, frequência de interrupção e duração máxima de duração contínua por unidade consumidora, respectivamente. Todos os procedimentos necessários para obtenção dos dados e variáveis anteriores e a descrição detalhada da rotina efetuada no software para o cálculo dos indicadores representados pelas equações mostradas nessa seção são encontradas de forma detalhada na dissertação de mestrado de Busatto (2015 b).

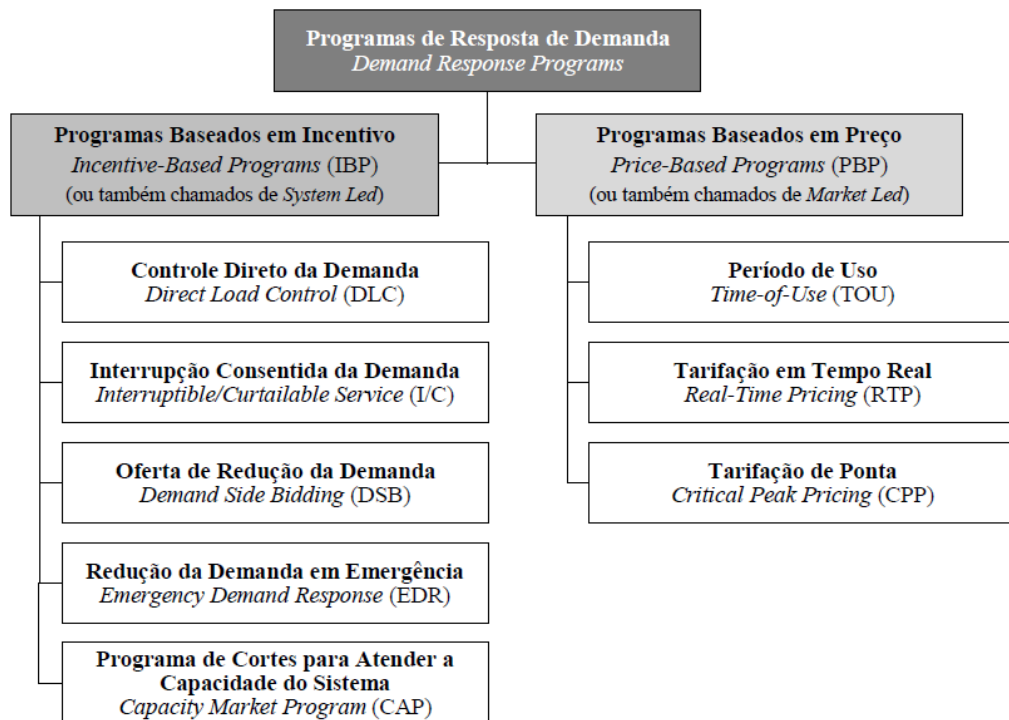
3.4 Resposta à Demanda

Existem dois segmentos de programas de resposta à demanda, o primeiro baseado em incentivo chamado na bibliografia internacional de *Incentive Based Programs* (IBP), o qual tem o intuito de reduzir o consumo do usuário por meio de incentivos como descontos ou créditos, sendo fundamentado por um contrato concessionária/cliente, onde a segunda parte pode ser punida, com multa, por exemplo, caso não cumprir a redução ou corte de sua carga ao sinal do agente distribuidor ou operador do sistema. Esses incentivos têm como objetivos aumentar a proximidade do distribuidor com o consumidor, melhorar as condições financeiras para o usuário final de energia e também melhorar as condições operacionais, dependendo do contrato, para a concessionária.

A outra vertente classificada como resposta à demanda são os programas baseados na variação tarifária ou *Price Based Programs* (PBP). Esse tipo de programa baseia-se na variação do custo da energia conforme o aumento da demanda, o qual pode ser definido em três tipos fundamentais: a tarifação em tempo real ou *Real-Time Pricing*, a tarifação em ponta ou *Critical Peak Pricing* e a tarifação em período de uso ou *Time of Use*. A tarifação em tempo real atua, como o próprio nome indica, na variação do custo de energia baseado na demanda em tempo real, na qual a energia elétrica pode ser comparada a ações em uma bolsa de valores, por exemplo. Já a tarifação em ponta tem o intuito de impactar no “bolso” do consumidor somente nos horários críticos de alta demanda.

As tarifas em período de uso são caracterizadas pela sua implementação de acordo com a demanda típica da localidade, ou seja, teoricamente deve-se analisar as curvas de carga típicas regionais para aplicar diferentes proporções tarifárias de acordo com a demanda característica no período. Assim, uma tarifação por período de uso pode ter tantos patamares tarifários quanto o órgão regulador achar necessário. A tarifa branca, que será discutida na seção a seguir, é uma tarifação por período de uso constituída por três períodos tarifários ao longo do dia. Os tipos de resposta à demanda podem ser vistos na Figura 3.1 referente às vertentes dos programas IBP e PBP.

Figura 3.1 - Classificação dos tipos de resposta à demanda.



Fonte: FERRAZ, 2016.

As alterações ocasionadas pela aplicação da resposta à demanda, quando em vista a modificação nas curvas de carga característica da região em que o plano ou programa for aplicado, podem ser benéficas. Essas ações podem ser estratégicas possibilitando uma implantação que pode ser simulada de forma preditiva. Sendo assim, estudos preliminares podem definir qual a melhor decisão a ser tomada, quando em vista as tipologias de resposta à demanda. Algumas das ações que podem ser aplicadas trazendo benefícios na operação, através de uma modalidade tarifária que diferencie o preço ao longo do dia, que é o foco deste estudo, são: o preenchimento do vale, a redução de pico, a conservação, crescimento estratégico e o deslocamento de carga, além de uma flexibilização da curva de demanda (CUNHA *et al*, 2016).

3.5 Tarifa Branca

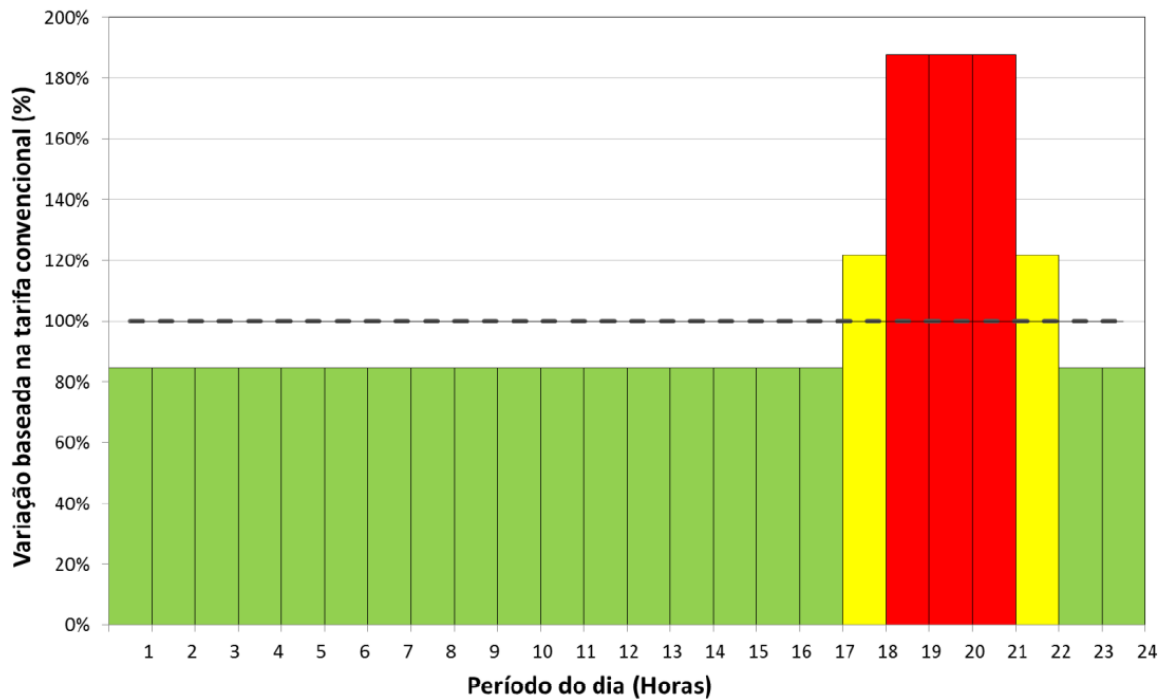
Neste estudo, será abordada uma aplicação da tarifa branca, a qual é um programa de resposta à demanda classificado como período de uso. Essa tarifa pode ser caracterizada como uma mudança de preço baseado no estereótipo da curva de carga convencional brasileira com o objetivo de reduzir o pico de carga nos horários de ponta. Essa modalidade tarifária eleva os custos com a energia elétrica durante os dias úteis da semana em 22% nos períodos classificados como intermediários relativos aos horários das 17 às 18 e das 21 às 22 horas, em 88% para os períodos de ponta das 18 às 21 horas, e reduz o custo em 15% para os horários fora de ponta incluindo feriados, finais de semana e todo período fora das 17 às 22 horas em dias úteis, quando comparado com a tarifa monômnia (CEEE, 2018). O Quadro 3.1 é referente às tarifas dos patamares especificados, incluindo também a tarifa convencional para um consumidor residencial convencional do Subgrupo B1. A Figura 3.2 mostra a variação percentual da tarifa branca ao longo do dia baseada na tarifa convencional, a qual é apresentada em uma linha pontilhada.

Quadro 3.1 - Tarifas residenciais utilizadas.

Tarifa	Convencional	Fora de Ponta	Intermediário	Ponta
Custo (R\$/kWh)	0,50542	0,42830	0,61533	0,94808

Fonte: CEEE, 2018.

Figura 3.2 - Representação dos patamares da tarifa branca em um dia útil.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Com a tendência de manutenção de um consumo elevado na chamada ponta do sistema, horário entre 18 e 21 horas em algumas regiões do Brasil, exigindo um investimento alto em redes de distribuição para atender um pico de consumo e intensificando as perdas em horários de ponta, o modelo tarifário com diferenciação horária foi implementado como opção para os consumidores de baixa tensão, entrando em vigor através da resolução normativa 733 que aborda as condições de aplicação da modalidade (ANEEL, 2016). É especificado nessa resolução que a instalação dos medidores com funcionalidades adicionais, que possibilita a migração para a tarifa branca, deve ser de modo imediato para consumidores residenciais com média superior a 500kWh a partir de 2018, em até um ano para 250kWh – 2019 – ou em até dois anos para os demais usuários da rede – 2020.

3.6 Matriz Elasticidade-Preço

Uma das maneiras de avaliar a influência de mudança de patamar de consumo de energia por parte dos consumidores, quando em vista uma tarifação por período de uso, é pelo modelo de matriz elasticidade. A matriz elasticidade-preço representa a resposta do consumidor frente a uma variação da tarifa de energia elétrica em termos de demanda. Nela encontram-se elementos que representam a relação da demanda com o preço através das mudanças entre os patamares estipulados. Na estrutura da matriz existem elasticidades que representam os períodos da tarifa, como a chamada elasticidade própria, encontrada na diagonal principal, que representa a tendência de aumento ou redução da demanda de um consumidor no patamar vigente. Há também a relação demanda/preço do patamar vigente em outros períodos, chamado de elasticidade cruzada, que representa na maioria das vezes o potencial de deslocamento de consumo – postergação ou adiamento do consumo. Essas informações são responsáveis por apontar a disponibilidade de mudança do usuário final de energia perante o grau de flutuação do preço fixado para os períodos de mudança na tarifa, influenciando na curva de carga final do consumidor de baixa tensão (FERRAZ, 2016).

Em outras palavras, a aplicação dessa matriz em um programa de resposta à demanda representa a sensibilidade da mudança de demanda pela variação do custo da energia elétrica, evidenciada na equação (3.7). Isso quer dizer que teremos uma nova coluna e uma nova linha na matriz na mesma proporção do número de patamares quando em vista uma tarifação do tipo ToU. Portanto, a aplicação desse modelo, com enfoque na tarifa branca, resulta em uma matriz que é composta por quatro colunas e quatro linhas, representando os três patamares referentes aos períodos fora ponta, intermediário e ponta, para os dias úteis da semana, e um patamar para o período fora de ponta para todo final de semana.

Na Figura 3.3, que mostra a estrutura de uma matriz elasticidade-preço, pode-se perceber que a diagonal principal da imagem está preenchida pela cor cinza para se referir às elasticidades próprias de cada patamar. Acima da diagonal principal, os termos de elasticidade cruzada representam uma antecipação do consumo, onde a flexibilização é possibilitada pelo “deslocamento entre as colunas” continuando na mesma linha, que representa o período. Seguindo essa lógica, caso o consumidor opte por antecipar seu consumo do patamar intermediário para o patamar fora de ponta em um dia da semana o índice de elasticidade que representa este fenômeno é a elasticidade cruzada da coluna 2 com a linha 1. Em contrapartida, caso o consumidor queira postergar seu consumo entre o patamar de ponta para o final de semana, que se encontra em período fora de ponta, a elasticidade cruzada da linha 4 e coluna 3 representa tal ação. A equação 3.7 apresenta a relação entre a variação da demanda em função do preço através da matriz elasticidade

$$\mathbf{E} \times \Delta \mathbf{P} = \Delta \mathbf{D} \quad , \quad (3.7)$$

sendo \mathbf{E} a matriz elasticidade preço da energia elétrica, $\Delta \mathbf{P}$ a matriz referente ao preço da energia e $\Delta \mathbf{D}$ a matriz resultante com a variação de demanda. A equação (3.8) representa cada elemento da matriz elasticidade

$$\varepsilon_{(i,j)} = \frac{p(j)}{d(i)} \frac{\partial d(i)}{\partial p(j)} \quad , \quad (3.8)$$

os quais indicam a variação de demanda em (i) em função do preço em (j). Na Figura 3.3 os elementos $\varepsilon_{(i,j)}$ já estão com seus respectivos índices preenchidos, sendo o primeiro a esquerda (i), representando o patamar atual do período, e o segundo à direita (j) representando o período relacionado. Em suma, quando o número de ambos os índices for igual, a elasticidade é definida como própria, representando o aumento ou redução de consumo no período vigente. Entretanto, quando são diferentes, definem-se como elasticidades cruzadas, as quais podem representar um deslocamento do consumo no patamar do índice secundário (adiantando ou postergando). Os patamares estão representados por números e cores correlacionando-os com a Figura 3.2. Os números 1, 2 e 3 são referentes aos dias úteis em fora ponta, intermediário e ponta, respectivamente. O último, número 4, representa os horários fora de ponta dos dias de final de semana (sábado e domingo).

Figura 3.3 - Esquemático da matriz elasticidade-preço aplicado à tarifa branca.

	1	2	3	4
1	$\varepsilon_{(1,1)}$	$\varepsilon_{(1,2)}$	$\varepsilon_{(1,3)}$	$\varepsilon_{(1,4)}$
2	$\varepsilon_{(2,1)}$	$\varepsilon_{(2,2)}$	$\varepsilon_{(2,3)}$	$\varepsilon_{(2,4)}$
3	$\varepsilon_{(3,1)}$	$\varepsilon_{(3,2)}$	$\varepsilon_{(3,3)}$	$\varepsilon_{(3,4)}$
4	$\varepsilon_{(4,1)}$	$\varepsilon_{(4,2)}$	$\varepsilon_{(4,3)}$	$\varepsilon_{(4,4)}$

Fonte: Elaborada pelo autor.

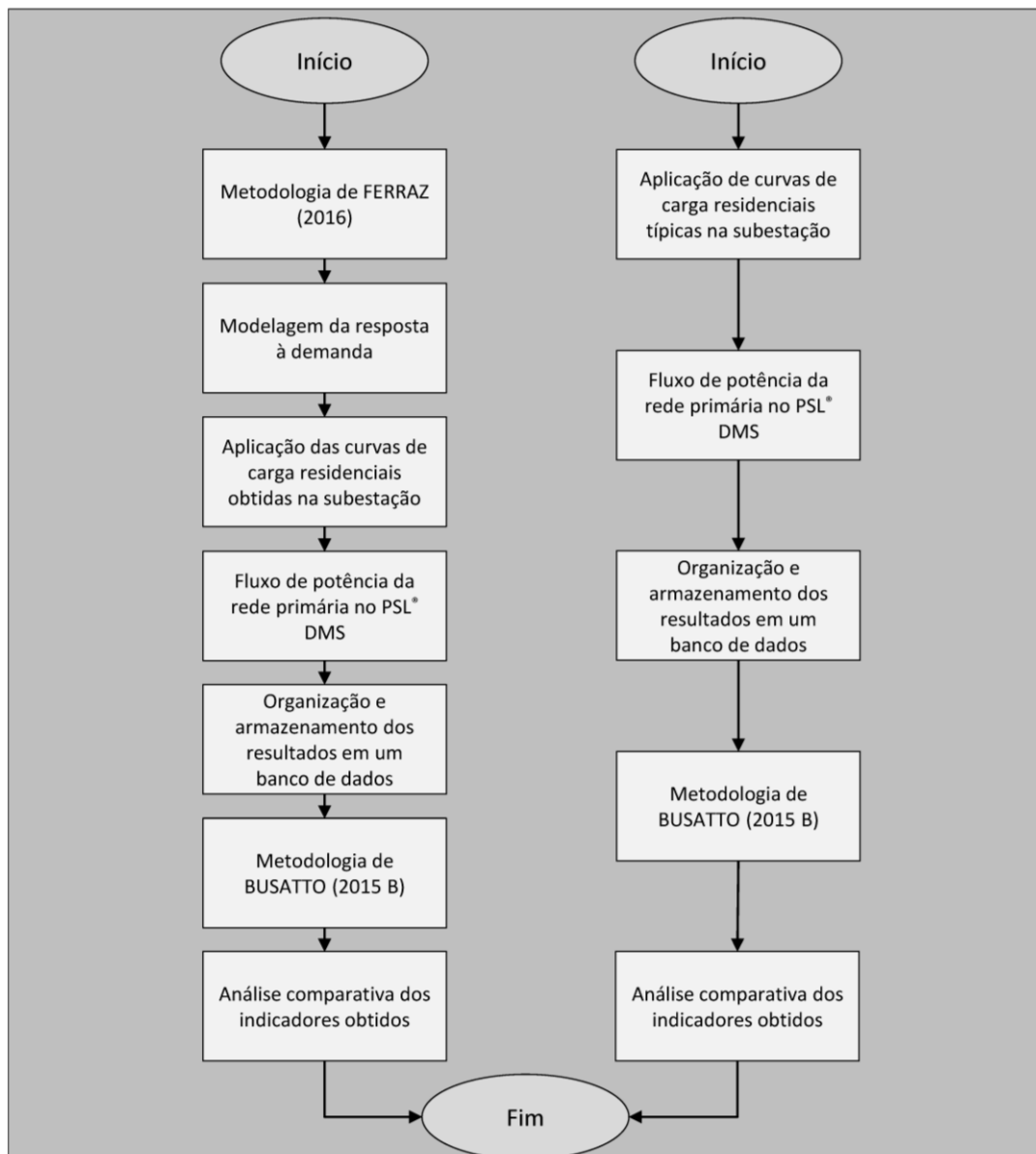
Outra característica importante para a implementação da matriz elasticidade é a definição dos conceitos de consumidor de curto e longo alcance. O consumidor de curto alcance é definido como aquele que não possui a possibilidade de flexibilização entre os patamares, ou seja, não pode postergar ou antecipar sua demanda, somente consumir ou deixar de consumir energia no período estipulado. Os consumidores de longo alcance, no entanto, possuem uma total flexibilização entre os patamares, podendo consumir ou deixar de consumir deslocando a demanda para outros períodos, fazendo o proveito das elasticidades cruzadas. Partindo desse princípio, os elementos da matriz acompanham ambos os casos

e diferem-se principalmente quanto aos valores fora da diagonal principal. Isso se deve ao fato de que a representação de consumidores de curto alcance somente utiliza a diagonal principal, zerando todas as elasticidades cruzadas, enquanto a de longo alcance pode possuir todos os elementos da matriz não nulos, depende da modelagem efetuada (VENKATESAN, SOLANKI E SOLANKI, 2012).

4 METODOLOGIA PROPOSTA

De forma geral, a metodologia proposta visa unificar duas metodologias já existentes: a modelagem da resposta do consumidor pela variação de tarifa proposta por Ferraz (2016), e a ferramenta de auxílio para tomada de decisão na expansão de sistemas de distribuição com enfoque em priorização de investimentos proposta por Busatto (2015 a e b). Com o intuito de analisar o impacto da tarifa branca em uma rede de distribuição real, a Figura 4.1 apresenta um fluxograma que de forma sucinta mostra os procedimentos realizados neste trabalho, bem como onde foram aplicadas as metodologias propostas pelos autores anteriormente citados. No esquema apresentado é possível notar que há duas vertentes para obtenção dos indicadores para uma análise comparativa final. Um dos fundamentos que difere os dois caminhos é a curva de carga aplicada no modelo da subestação avaliada. Além disso, criou-se um banco de dados para cada uma das situações, no qual foram organizadas as informações provenientes do fluxo de potência e dados adicionais que serão detalhados na Seção 4.3.

Figura 4.1 - Fluxograma da metodologia proposta.



Fonte: Elaborada pelo autor.

As subseções a seguir seguem a linha de raciocínio apresentada na Figura 4.1. Portanto os temas de enfoque na modificação da curva de carga influenciada pela resposta à demanda e hipóteses assumidas quanto à escolha dos consumidores, a simulação por fluxo de potência, a estrutura do banco de dados e a obtenção dos indicadores financeiros que foram analisados são discutidos nas Seções 4.1, 4.2, 4.3 e 4.4 respectivamente.

4.1 Modelagem da Resposta à Demanda

Neste estudo, optou-se por analisar o potencial do impacto na rede somente caso os consumidores residenciais de baixa tensão das faixas 2 e 3 aderissem a tarifa branca. Essas duas faixas de consumidores, de acordo com Ferraz (2016), encaixam-se nos limites de consumo de 81 à 160 kWh e 160 à 500 kWh mensais, respectivamente (ANEEL, 2011). Isso se deve ao fato de que usuários do sistema de distribuição que se enquadram nessas duas categorias especificadas são os mais propensos a uma reação ao migrar para uma tarifa por período de uso, uma vez que apresentam uma modificação considerável no perfil de consumo quando comparado à tarifação monômnia convencional. Esse efeito pode ser observado uma vez que há um limite de efetividade da resposta à demanda implementada por meio da tarifa branca aos consumidores, na qual os que consomem pouco têm dificuldades para reduzir sua demanda, e, em contrapartida, os que consomem muito não são tão flexíveis, não respondendo tão bem à variação do preço da energia elétrica (FERRAZ, 2016).

Para obter as curvas de carga dos consumidores que hipoteticamente aderiram à nova modalidade tarifária, considerando as hipóteses feitas no parágrafo anterior, utilizou-se os elementos da matriz elasticidade-preço formuladas por Ferraz (2016). Os critérios utilizados para obtenção das elasticidades próprias em cada período e demais estratificações efetuadas são encontrados de forma sucinta na revisão bibliográfica deste trabalho. No Quadro 4.1 são apresentados os valores dos componentes da diagonal principal da matriz elasticidade para as duas faixas estudadas, referentes à elasticidade própria dos patamares da tarifa branca em dias úteis e finais de semana.

Quadro 4.1 - Elasticidade Própria dos consumidores estudados.

Período	Dia da semana	Elasticidade Própria	Faixa	
			$f = 2$	$f = 3$
Fora de Ponta	Dia Útil	$\epsilon (1,1)$	-0,306	-0,357
Intermediário		$\epsilon (2,2)$	-0,093	-0,085
Ponta		$\epsilon (3,3)$	-0,136	-0,011
Fora de Ponta	Final de Semana	$\epsilon (4,4)$	-0,314	-0,297

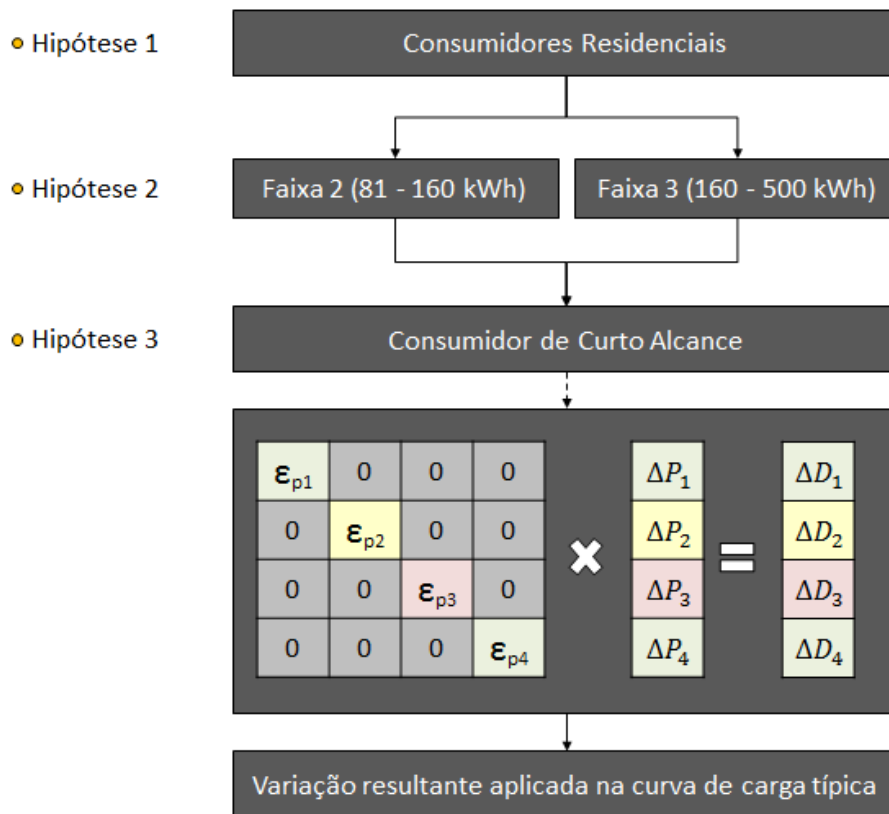
Fonte: Adaptado de Ferraz, 2016.

Considerou-se, neste trabalho, somente os dados da diagonal principal da matriz elasticidade, ou seja, somente a elasticidade própria, restringindo o consumidor para como de curto alcance, ou chamado na bibliografia internacional de *short range consumers*. Assumindo esta nova hipótese, e consequentemente, lapidando a tipologia do consumidor, considerou-se que não há postergação ou adiantamento do consumo para outros períodos, apenas consumo ou não no período vigente. Esse conceito é melhor definido na Seção 3.4. Partindo desse princípio, e tendo em vista que a tarifa branca tem um aumento nos custos de energia no período de ponta, esperou-se por um resultado de suavização do pico de demanda.

Dessa forma, as curvas de carga foram estimadas simulando a demanda através da variação dos preços por patamar ao longo do dia, aplicando os valores referentes aos períodos fora de ponta, intermediário e de ponta, vide Quadro 3.1, para o preço da energia e Quadro 4.1 para as elasticidades próprias. Um esquemático com objetivo de simplificar o entendimento das hipóteses consideradas e mostrar a metodologia utilizada para obtenção dessas curvas modificadas é mostrado na Figura 4.2. Os impostos considerados para a composição da tarifa final foram de 30% para o ICMS e 4,1% para o PIS e COFINS somados, assumindo uma média dos meses de novembro de 2017 a outubro de 2018 (CEEE, 2018).

Com o objetivo de expandir a primeira parte do fluxograma mostrado na Figura 4.1, a Figura 4.2 mostra o método utilizado para obtenção da variação de demanda, bem como um resumo das hipóteses consideradas. Esse procedimento foi efetuado utilizando uma rotina no software MATLAB, cujos resultados foram exportados para o software Excel e então trabalhados para obtenção das novas curvas de carga. O método leva em conta somente a potência ativa requerida pelo consumidor. Portanto, como a nova demanda reativa também deve ser obtida, uma aproximação foi feita mantendo o fator de potência idêntico ao das curvas de carga típicas antes da aplicação da variação calculada. Dessa forma, a potência reativa requerida ao longo do dia, que é necessária para cálculo do fluxo de potência, foi aproximada.

Figura 4.2 - Esquema de obtenção das curvas de carga modificadas.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Como já comentado, a Figura 4.2, faz referência aos patamares de ponta, intermediário e fora ponta da tarifa branca tanto na matriz elasticidade quanto na matriz dos preços da tarifa de energia elétrica em vermelho, amarelo e verde, respectivamente. É evidenciado que conforme a hipótese de número 3, a qual considera os consumidores residenciais com perfil de curto alcance, limita-se a matriz elasticidade com valores somente na diagonal principal – elasticidade própria –, e desse modo identificando-os assim pelas cores dos respectivos períodos. Este trabalho segue a estratificação de patamares efetuada por Ferraz (2016) levando em conta os dias de final de semana como o quarto período.

4.2 Simulação do Fluxo de Potência

A modelagem do fluxo de potência desta monografia baseia-se na metodologia aplicada por Busatto (2015 b), o qual utilizou o software *Power SysLab* (PSL[®] DMS), e extraiu seus dados operacionais por fluxo de potência de uma rede de distribuição modelada da cidade de Porto Alegre. O resumo por alimentador das instalações e dos consumidores supridos pela subestação em questão pode ser visto na Tabela 4.1. Nela é possível verificar o número de equipamentos, extensão das linhas e número de unidades consumidoras, com enfoque para aqueles que são classificados dentro das faixas 2 e 3. Essas informações foram obtidas do modelo disponibilizado da subestação. Fez-se a estratificação do número

de consumidores das faixas 2 e 3 através de um arquivo de dados para definir a tipologia dos consumidores do modelo do sistema de distribuição.

Tabela 4.1 - Informações da subestação avaliada.

Alimentador	Número de UC	Extensão da Rede (km)	Número de TDs	Número de UC Residenciais faixa 2 e 3
141	5117	25,40	160	3582
142	5955	39,06	227	3907
143	6200	198	616	3649
144	4543	61,68	247	2722
145	7835	41,66	272	5456
146	6709	39,52	206	4593
147	5130	23,49	160	3477
148	4847	36,88	170	3453
Total	46389	465,7	2059	30820

Fonte: Elaborada pelo autor.

Neste modelo de sistema de distribuição aplicou-se para uma porcentagem de consumidores das faixas de consumo mensal já restringidas anteriormente – faixas 2 e 3 – as variações de demanda diárias obtidas na Seção 4.1 para os dias úteis, sábado e domingo. É possível notar pela Tabela 4.1 que a maior parte das unidades consumidoras dessa subestação são consumidores residenciais da hipótese abordada, totalizando aproximadamente 66% de todos os consumidores da subestação. Uma vez que este trabalho quer se aproximar de uma análise do potencial do impacto de resposta à demanda, considerou-se uma migração total dos consumidores das faixas avaliadas, cerca de 71% de todos usuários residenciais. No Quadro 4.2 é possível analisar um resumo da energia média mensal, número de consumidores e as representatividades separadas por categoria de consumidor.

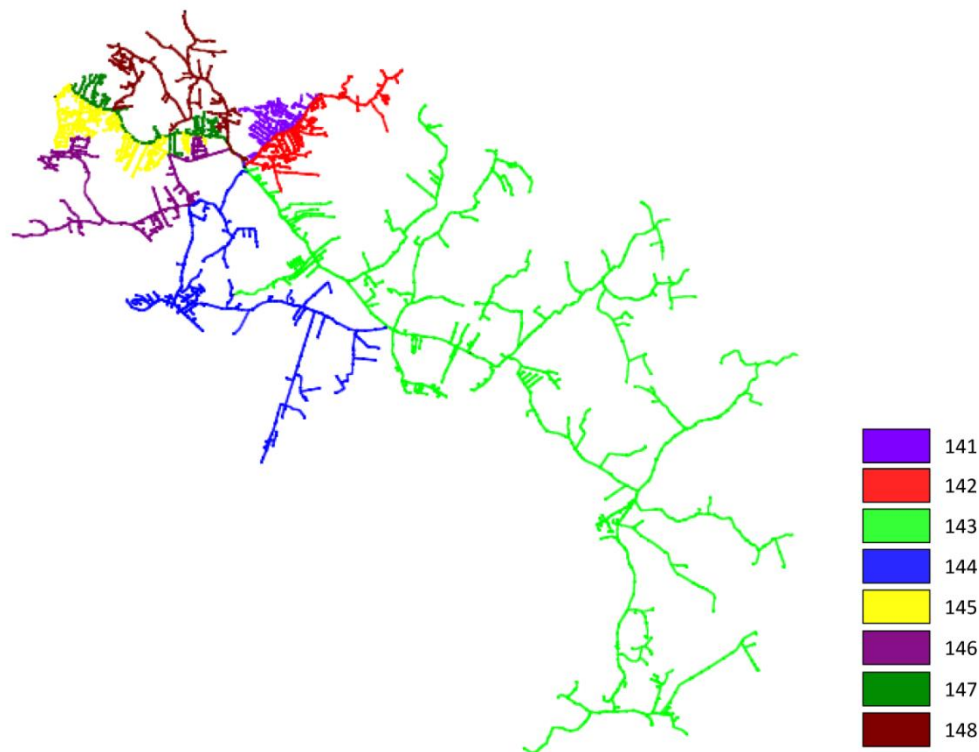
Quadro 4.2 - Resumo das informações da subestação avaliada por categoria de consumidores.

Dados	Residencial	Industrial	Comercial	Rural	Outros
Consumidores	43161	625	2257	167	179
Energia mensal média (MWh)	8411,9	257,3	1474,8	113,1	194,1
Representatividade de Consumidores	93,0%	1,3%	4,9%	0,4%	0,4%
Consumo de Energia	80,5%	2,5%	14,1%	1,0%	1,9%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Com o aprofundamento da análise voltada para o consumo médio de energia incluído como entrada do modelo utilizado para o método de fluxo de potência, pode-se estimar que o potencial da tarifa branca no sistema, seguindo as hipóteses consideradas neste estudo, é de aproximadamente 57% da energia mensal total distribuída pela SE. Esse valor é a representatividade de energia mensal que os consumidores que aderiram à tarifa branca têm frente a todo o sistema de distribuição. Fez-se essa aproximação com a multiplicação da porcentagem total de energia média mensal de consumidores residenciais, de 80,5%, com a porcentagem dos usuários que se enquadram na classificação das faixas residenciais 2 e 3 de 71%. Da mesma forma foi obtido o valor de 66% da representatividade em número de consumidores, sendo este o resultado da multiplicação dos 71% anteriormente previstos com os 93% referentes a consumidores residenciais. A Figura 4.3 apresenta a configuração do sistema de distribuição avaliado separando por cores as regiões atendidas por diferentes alimentadores. Fica evidente que a região atendida pelo alimentador 143 é longa, quando comparada com as demais, e presume-se como resultado maiores perdas técnicas nas linhas derivadas desse subsistema. Já os demais alimentadores atendem regiões mais condensadas, principalmente os 141 e 142.

Figura 4.3 - Redes derivadas por alimentador da subestação avaliada.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Após o cálculo do fluxo de potência, os resultados obtidos foram armazenados em banco de dados que foi posteriormente utilizado no algoritmo criado por Busatto (2015 b). Esse conjunto de informações foi alocado em um arquivo de dados do Microsoft Access contendo também dados e valores auxiliares utilizados no algoritmo, os quais são necessários para o cálculo dos indicadores financeiros. Entre eles estão os de temperatura ambiente com perfil mensal, características dos transformadores e dados de seu funcionamento, todos esses são necessários para entrada da rotina. A organização e estrutura do banco de dados são explicadas de forma detalhada na próxima seção.

Para implementar as curvas simuladas obtidas do consumidor residencial que aderiu à tarifa branca ao modelo no PSL[®] DMS, criou-se uma nova categoria dentro do programa e alterou-se a classificação dos consumidores dentro do arquivo auxiliar. Dessa forma ao carregar as curvas de carga, o programa vincula a informação do arquivo externo e busca pela nova curva dentro dos dados disponibilizados. Sendo assim, depois de carregado corretamente as curvas de carga deu-se seguimento à simulação de fluxo de potência para obtenção dos resultados que foram organizados, tratados e utilizados como entrada para o algoritmo de formulação dos indicadores financeiros.

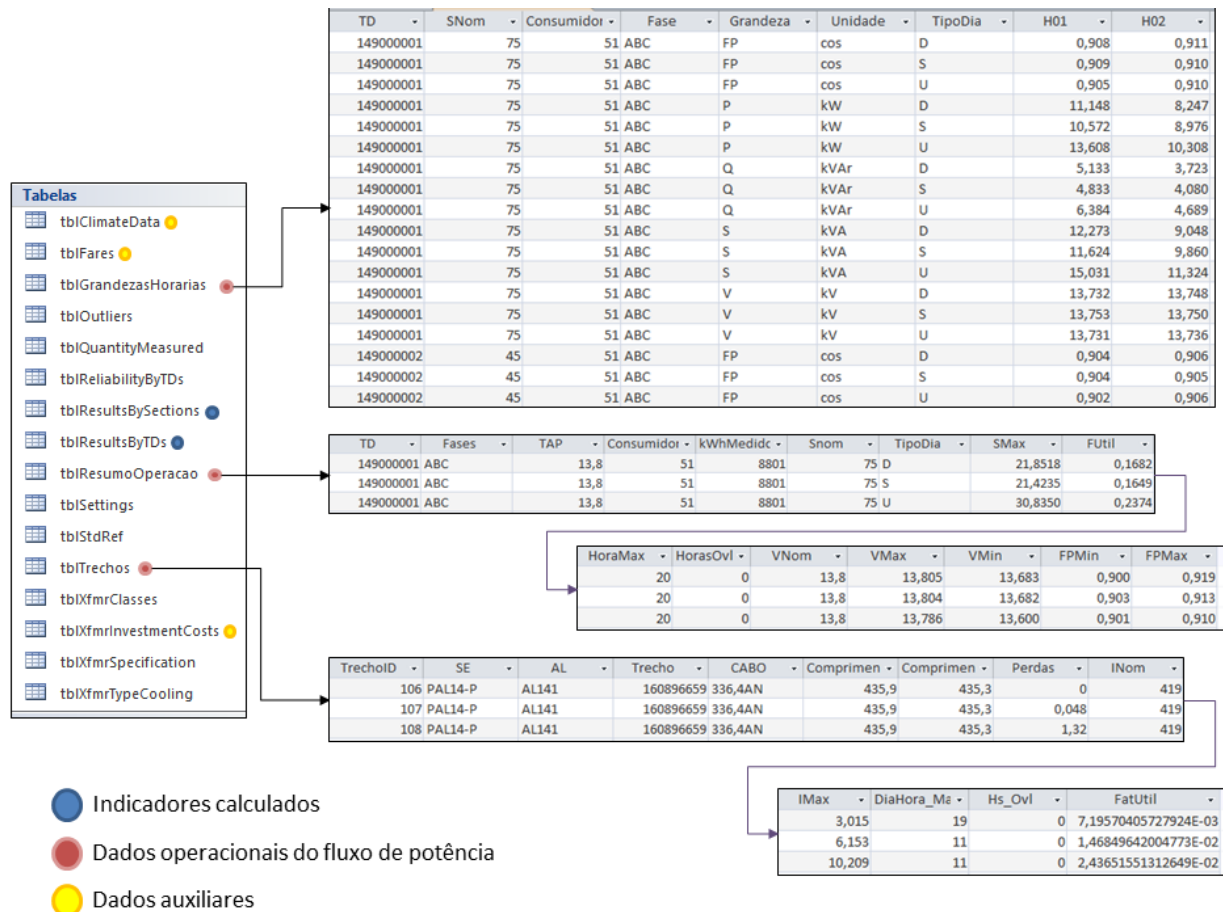
4.3 Organização do Banco de Dados

Após a análise preliminar dos resultados do fluxo de potência com o objetivo de validar os dados obtidos, iniciou-se a organização e estruturação do banco de dados. Seguindo o modelo de Busatto (2015 b), criou-se três tabelas principais de informações operacionais: uma tabela com as grandezas horárias dos transformadores, uma com o resumo da operação dos transformadores e uma tabela com as informações das linhas de distribuição. Além disso, incluiu-se no banco de dados tabelas adicionais com informações auxiliares para o cálculo dos indicadores como dados climáticos, custos dos equipamentos e tarifas. Para os resultados do algoritmo criou-se duas tabelas: uma para os indicadores dos transformadores e uma para os indicadores das linhas de distribuição.

As informações como fator de potência, potência aparente (S) e tensão nos transformadores locais foram calculadas com os valores de potência ativa, reativa e corrente dos transformadores e linhas, respectivamente. O motivo do cálculo para a tensão nos transformadores é que a saída do PSL[®] DMS não indica os resultados diretamente conectados à identificação desses equipamentos, apenas para todos os

nós do modelo. Para não haver a necessidade de identificar manualmente 2055 transformadores em mais de 10000 nós do modelo da subestação, optou-se por calcular a tensão baseada nas informações com saída já indicada diretamente na identificação (ID) dos equipamentos. Depois de efetuado o cálculo, conferiu-se os resultados de tensão para validar os valores obtidos em uma amostragem de nós em que os transformadores estavam alocados. A Figura 4.4 mostra a estrutura do banco de dados e a organização final das tabelas utilizadas, bem como evidencia os principais elementos e suas respectivas informações armazenadas. Em vermelho são indicadas as tabelas que reúnem as informações operacionais organizadas e ou calculadas a partir do fluxo de potência do sistema de distribuição. As informações adicionais necessárias para o cálculo dos indicadores são destacadas em amarelo e a saída dos indicadores calculados em azul. Os elementos que não possuem indicação representam configurações do algoritmo.

Figura 4.4 - Estrutura do banco de dados.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Algumas alterações foram efetuadas, em relação ao método de Busatto (2015 b), nas tabelas que incluíam dados e informações auxiliares para o cálculo dos indicadores, entre eles: a correção da inflação dos custos de aquisição dos transformadores para o período atual pelo índice geral de preços do mercado (IGP-M), considerados em 31,45%, e a atualização das tarifas utilizadas de uso do sistema de distribuição e da tarifa de energia para os usuários cativos seguindo a Seção 3.5. Não houve modificação na tabela do banco de dados que continha as informações climatológicas.

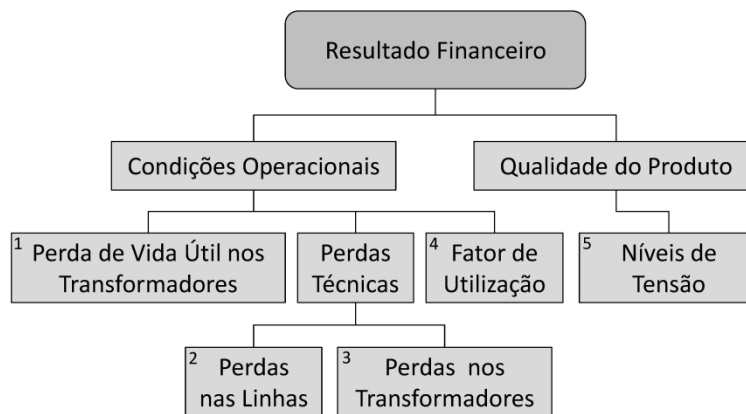
4.4 Obtenção dos Indicadores Financeiros

O último procedimento para o desenvolvimento deste estudo, antes da análise comparativa do sistema frente ao impacto da tarifa branca em cada alimentador, seguindo o fluxograma mostrado na Figura 4.1, é a obtenção dos indicadores financeiros. Após a aproximação das curvas de carga influenciadas pela migração total dos clientes, considerando as hipóteses apresentadas na Seção 4.1, da simulação do fluxo de potência do sistema de distribuição, indicado na Seção 4.2, e da organização e

estruturação do banco de dados, comentado na Seção 4.3, utilizou-se o algoritmo para priorização de investimentos com enfoque no planejamento criado por Busatto (2015 b). Com este programa é possível avaliar o panorama geral dos custos relativos às perdas do sistema de acordo com as informações operacionais e auxiliares.

Uma contextualização geral dos critérios utilizados neste estudo é mostrada na Figura 4.5 referente aos indicadores que foram obtidos e utilizados na análise comparativa. Os índices 1, 2, 3, 4 e 5 da figura fazem referência aos indicadores calculados de acordo com as equações (3.1), (3.5), (3.3), (3.2) e (3.4), respectivamente. Neste trabalho não foram obtidos os indicadores referentes aos custos com a qualidade de serviço através dos dados de confiabilidade do sistema. Isso se deve a falta de dados, limitando a análise a apenas aos outros cinco critérios. O funcionamento detalhado do programa pode ser encontrado na dissertação de Busatto (2015 b).

Figura 4.5 - Critérios por tipologia para obtenção dos indicadores financeiros.



Fonte: Adaptado de BUSATTO (2015 b).

Aproximou-se a tarifa de energia utilizada para todo sistema como residencial devido à representatividade de 80,5% sobre o consumo de energia mostrado na Seção 4.3. Além disso, os dados climatológicos considerados para a estimativa do perfil de temperatura são do mês de março, os quais influenciam no cálculo da temperatura do óleo, necessário para o indicador de perda de vida útil.

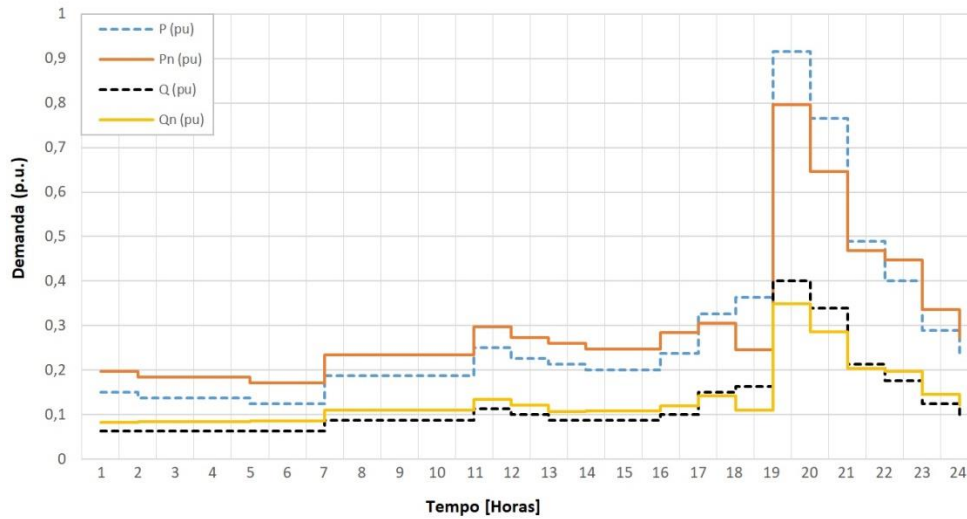
5 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Os resultados obtidos através da metodologia apresentada anteriormente são comentados nesta seção, a qual está estruturada de maneira a seguir a linha de raciocínio similar ao da Figura 4.1, apresentando cada tópico na ordem das atividades executadas durante o trabalho. No primeiro momento são mostradas as curvas de carga, e, de forma resumida, alguns dados obtidos do fluxo de potência nas Seções 5.1 e 5.2, respectivamente. A análise dos indicadores, sendo parte fundamental deste estudo, é apresentada em uma abordagem geral na Seção 5.3, aprofundando-a nas Seções 5.4 quanto aos transformadores e 5.5 quanto às linhas do sistema primário de distribuição. Por motivos de inconsistência dos indicadores obtidos, dentre os 2055 transformadores avaliados, desconsiderou-se da análise os equipamentos 149005890 e 149009583 vinculados aos alimentadores 146 e 142, respectivamente.

5.1 Curvas de Carga Modificadas

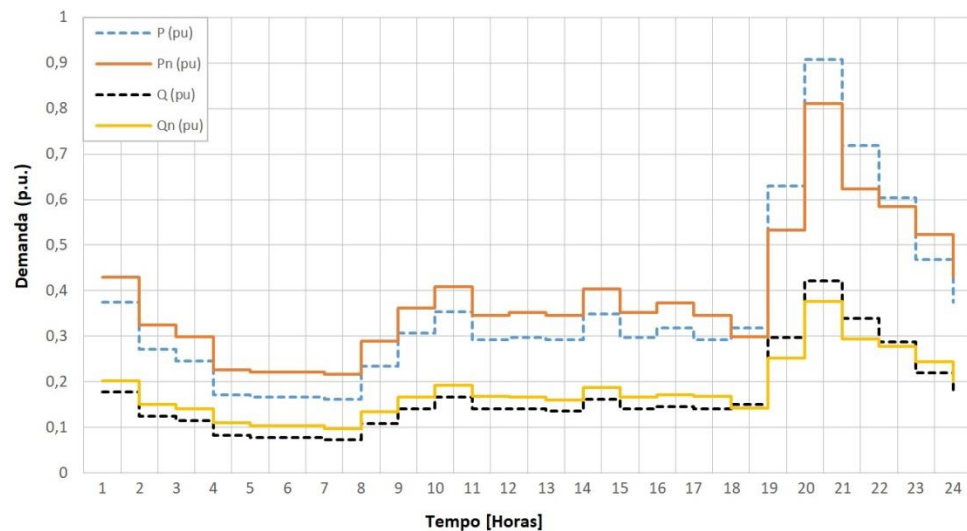
As Figuras 5.1 e 5.2 apresentam os gráficos das curvas de demanda de potência ativa e reativa convencionais e simuladas sob tarifa branca em dias úteis para os consumidores das faixas 2 e 3, respectivamente. As curvas simuladas com migração à tarifa branca são apresentadas em linhas contínuas da cor laranja para a potência ativa (P_n) e amarela para a potência reativa (Q_n). Em contrapartida são apresentadas as curvas convencionais em linhas pontilhadas na cor azul para a potência ativa (P) e cor cinza para a potência reativa (Q). O perfil de demanda para sábado e domingo, bem como os dados obtidos das novas curvas de carga com a modelagem da resposta à demanda, podem ser encontrados no Apêndice A.

Figura 5.1 - Curvas de carga de um usuário da faixa 2 para um dia útil.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 5.2 - Curvas de carga de um usuário da faixa 3 para um dia útil.



Fonte: Elaborada pelo autor.

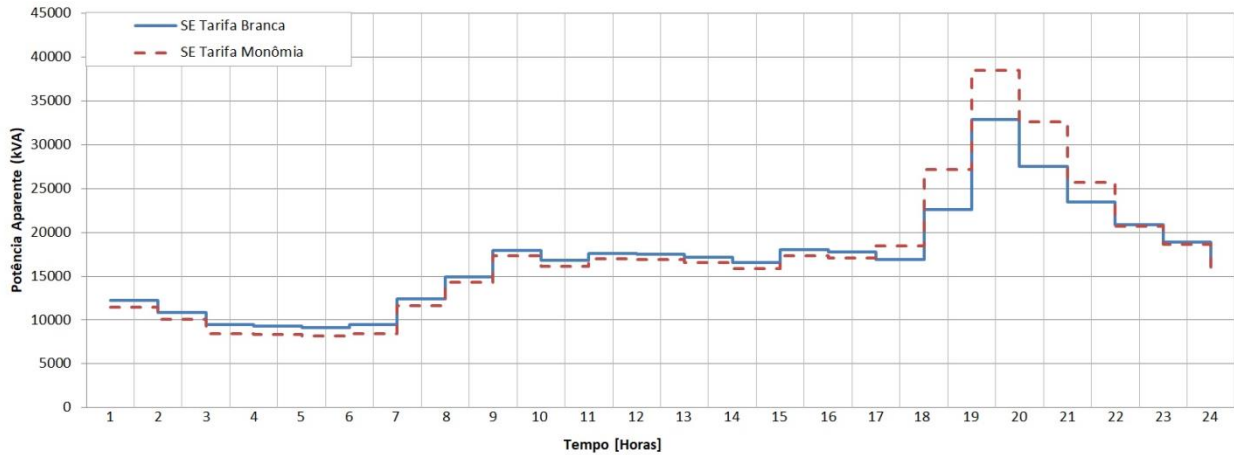
Notou-se que houve uma redução significativa da demanda de aproximadamente 0,1 p.u. nos horários de pico para ambos os casos e um aumento nos horários fora de ponta devido à variação do preço da energia elétrica. Com as hipóteses consideradas, pode-se observar um aumento do consumo de energia em 7 e 8% em dias úteis e 20 e 16% nos finais de semana para as Faixas 2 e 3, respectivamente. Por consequência disso, há também um incremento dos custos semanais para o consumidor residencial de curto alcance em 17% para a Faixa 2 e 14% para a Faixa 3. Dessa forma, para o usuário avaliado a migração para a tarifa branca não é atrativa. Caso a modalidade tarifária branca permaneça de forma facultativa, embora fazendo jus aos custos do sistema, o consumidor modelado provavelmente não iria optar pela migração devido à barreira do custo. Portanto, a migração tarifária de um grande número de consumidores ocorreria somente se fosse obrigatória. A hipótese assumida considera consumidores de curto alcance, portanto, essas curvas de carga foram utilizadas para avaliar o impacto no sistema primário.

5.2 Análise do Fluxo de Potência

A redução no pico crítico de demanda dentro do período de ponta foi de aproximadamente 14,5%, de 38.530 para 32.924 kW, podendo ser conferida na Figura 5.3, a qual apresenta a carga total da subestação ao longo do dia somando a demanda de todos os oito alimentadores. Ademais, pode-se

perceber também um leve preenchimento do vale durante o período da madrugada. O resultado do fluxo de potência aparentou ter forte influência das curvas de carga anteriores obtidas.

Figura 5.3 - Demanda total na subestação em um dia útil.



Fonte: Elaborada pelo autor.

5.3 Análise dos Indicadores Financeiros

Os resultados dos indicadores financeiros podem ser vistos no quadro 5.1. Nele, estão apresentadas, em porcentagens, a redução total dos indicadores somados de perda de vida útil $c(PV)$, fator de utilização $c(K_U)$, transgressão de tensão $c(\Delta V)$ e perdas nos transformadores de distribuição $c(P_{TR})$, na coluna *Transformadores*, e a redução do indicador de perdas em linhas de distribuição $c(P_L)$, somente, na coluna *Linhas*, para cada alimentador avaliado, quando a tarifa branca é aplicada aos consumidores residenciais. O quadro também inclui a redução total – soma da redução dos indicadores – por alimentador e a redução global na subestação ocasionada pelo impacto do PRD na rede primária, encontrado na última linha em destaque. Salienta-se que a apresentação de um percentual negativo representa o aumento do indicador, ocasionando assim em uma elevação do custo relacionado ao item avaliado. No Apêndice A é mostrado de forma detalhada o valor integral dos indicadores com a tarifa monômnia, bem como a redução obtida quando aplicada a TB.

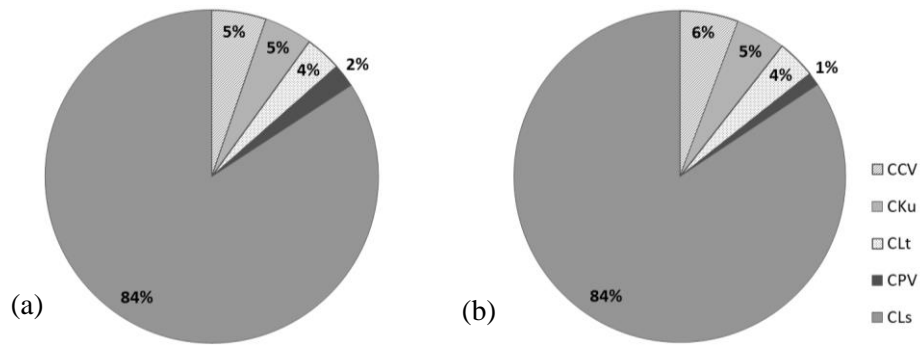
Quadro 5.1 - Resumo do impacto da tarifa branca no sistema de distribuição.

Alimentadores	<i>Transformadores</i>	<i>Linhas</i>	Total
141	18,2%	8,9%	11,8%
142	27,3%	5,0%	15,0%
143	-0,1%	3,7%	2,9%
144	4,5%	6,5%	6,4%
145	4,7%	7,2%	7,0%
146	1,9%	9,3%	8,7%
147	5,8%	5,8%	5,8%
148	0,0%	9,1%	8,3%
Subestação	7,1%	6,2%	6,4%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Notou-se que há uma melhora no desempenho da subestação de forma geral, entretanto, os alimentadores 141 e 142 mostram-se com um desempenho superior aos demais quando em vista o potencial de aplicação da tarifa branca. Além disso, o alimentador 143 apresenta um aumento financeiro de 0,9% nas compensações por transgressão de tensão, ocasionando um aumento global dos custos relacionados aos transformadores conectados a ele. Esses dois pontos destacados serão melhor abordados nas seções seguintes, incluindo também uma análise detalhada dos indicadores dos transformadores e das linhas de distribuição. Com o intuito de mostrar o impacto nos custos de expansão, a Figura 5.2 apresenta a distribuição dos indicadores obtidos antes e depois da migração dos consumidores residenciais à tarifa branca.

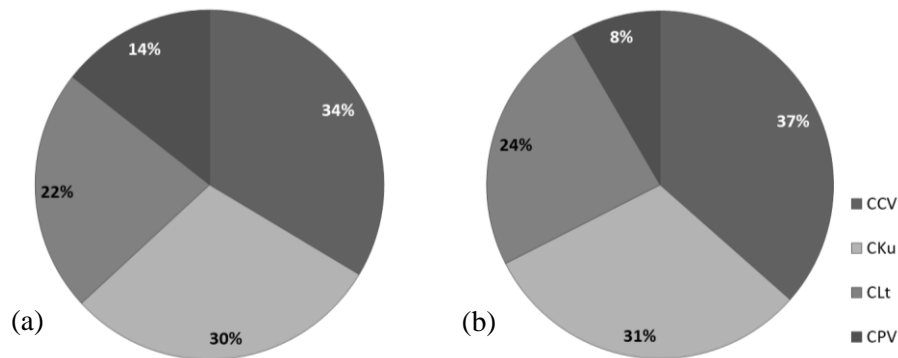
Figura 5.2 - Representatividade dos indicadores antes (a) e após (b) a resposta à demanda.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Percebe-se que os custos do sistema de distribuição avaliados se dão quase em totalidade pelas perdas nas linhas. Além disso, não há uma redistribuição significativa entre os indicadores financeiros pela perspectiva global antes e depois da alteração tarifária por parte dos usuários residenciais. É visível, portanto, que as proporções são mantidas, e por esse motivo decidiu-se expandir a análise apenas aos indicadores dos transformadores mostrados na Figura 5.3 a seguir. Salienta-se que há uma mudança de base para apenas os custos relacionados aos transformadores, de aproximadamente 16% do total.

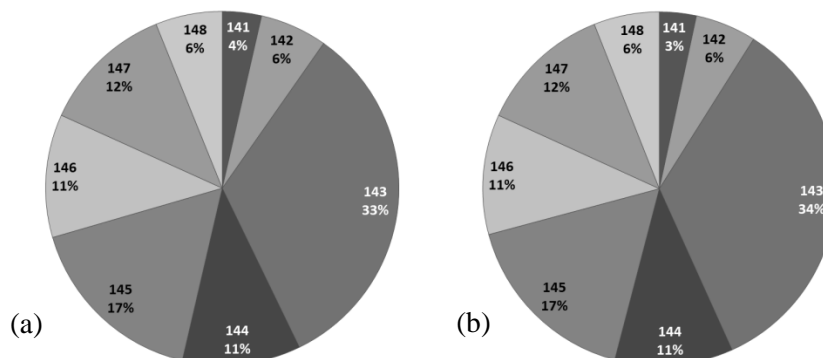
Figura 5.3 - Representatividade dos indicadores dos TDs antes (a) e após (b) a resposta à demanda.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Há uma redução significativa de 6% na contribuição dos custos relacionados à perda de vida útil em contrapartida de um aumento de 3% na contribuição dos indicadores de transgressão de tensão e 2% das perdas técnicas nos transformadores, quando avaliado apenas os indicadores dos transformadores. Isso se dá devido à redução na temperatura do óleo durante o período de ponta, que está diretamente vinculada à redução do pico de demanda, impactando na temperatura do ponto mais quente do transformador, o qual responde de forma exponencial ao aumento de demanda, e a redução na queda de tensão, respectivamente (BUSATTO, 2015 b; VENKATESAN, SOLANKI E SOLANKI, 2012). A Figura 5.4 mostra a distribuição dos custos totais da subestação.

Figura 5.4 - Representatividade por alimentador antes (a) e após (b) a aplicação da tarifa branca.



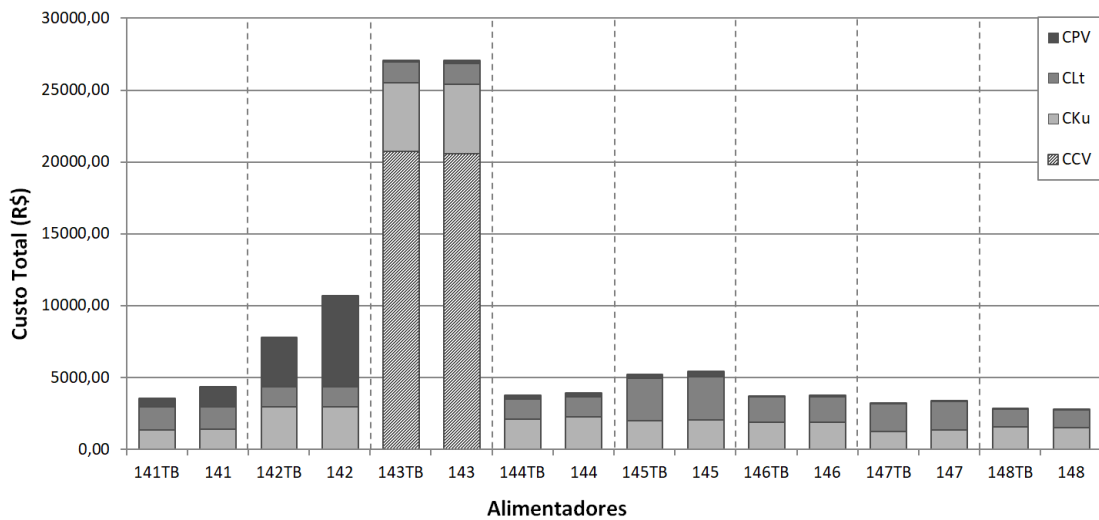
Fonte: Elaborada pelo autor.

Mais de um terço dos custos da subestação avaliada estão alocados no alimentador 143. Nele é encontrada uma grande quantidade de transformadores que operam sob transgressão do regime de tensão estipulado. Assim como na Figura 5.2, a Figura 5.4 evidencia que a proporção dos custos é mantida após a aplicação da tarifa branca, indicando um benefício global para o sistema avaliado.

5.3.1 Custos com Transformadores

Com a redução de demanda ocasionada pela tarifa branca, a queda de tensão também é reduzida no sistema, o que ocasiona um aumento na tensão em regiões mais remotas da subestação (VENKATESAN, SOLANKI E SOLANKI, 2012). Portanto, como as derivações do alimentador 143 cobrem trechos extensos, é natural que ocorra um leve aumento nos indicadores de transgressão de tensão em alguns TDs das regiões afetadas por esse fenômeno. Esse efeito pode ser visto na Figura 5.5 a seguir, que mostra o custo total dos indicadores relacionados aos transformadores em cada um dos oito alimentadores, onde o índice TB refere-se à tarifa branca.

Figura 5.5 - Custo mensal em transformadores por alimentador.

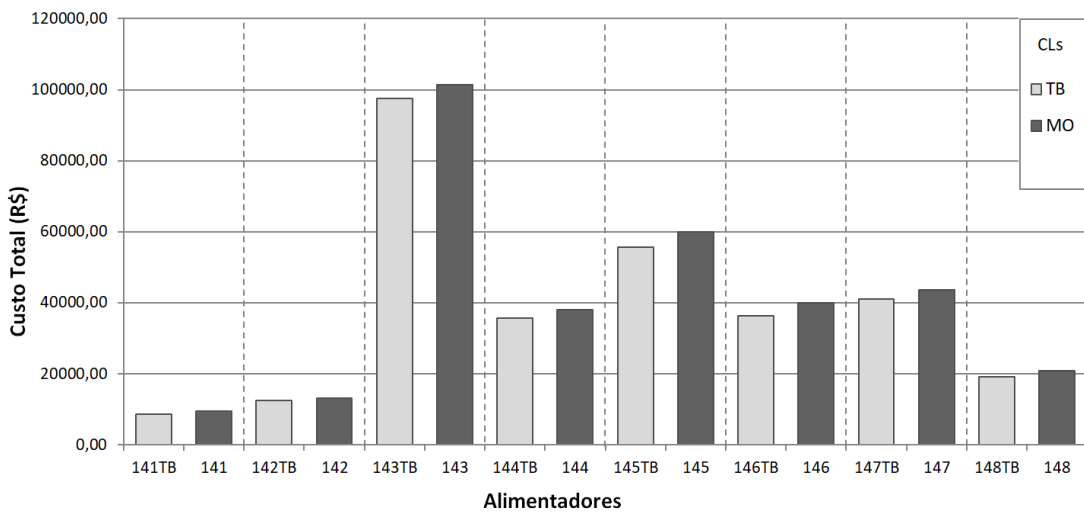


Fonte: Elaborada pelo autor.

5.3.2 Custos com Perdas em Linhas de Distribuição

Os resultados obtidos indicam uma redução das perdas nas linhas de distribuição em todos os alimentadores. O impacto da tarifa branca nas perdas dos trechos é mostrado na Figura 5.6 a seguir.

Figura 5.6 - Custo mensal com perdas em linhas por alimentador.



Fonte: Elaborada pelo autor.

6 CONCLUSÃO

Os resultados obtidos no desenvolvimento deste trabalho possibilitam concluir que a aplicação da modalidade tarifária branca é benéfica para o sistema de distribuição avaliado. Além disso, pode-se verificar a possibilidade de postergação dos investimentos de expansão nos subsistemas que apresentam uma redução de todos os indicadores, principalmente nos equipamentos e linhas derivados dos alimentadores 141 e 142, embora não demonstrem uma grande representatividade do custo total quando comparados aos demais. De certa forma, a redução do pico crítico de demanda está vinculada à capacidade necessária dos equipamentos instalados no sistema, e uma vez que houve sua redução, pode-se confirmar que há a possibilidade de postergação nos investimentos de expansão das derivações da subestação.

Em contrapartida, não houve mudança significativa nas proporções dos custos totais do sistema de distribuição avaliado, permanecendo semelhante mesmo após a migração dos consumidores para tarifa branca. Logo, pode-se concluir que o impacto causado pela resposta à demanda por período de uso, tendo em vista a divisão dos períodos e preços de energia elétrica estipulada pela tarifa branca, altera a ordem de priorização de alguns componentes da rede primária de distribuição estudada. Ademais, a análise mostra que a maior concentração dos custos da subestação encontra-se nas perdas das linhas de distribuição, principalmente nos trechos derivados dos alimentadores 143 e 145. Também foi possível constatar um problema na adaptação dos transformadores do subsistema do alimentador 148 com a nova curva de carga modificada com a migração tarifária dos consumidores de maneira que, quando balanceada com as reduções nos outros indicadores, não há aumento nem redução dos custos totais do sistema atendido pelo equipamento. Isso se deve pelo aumento da demanda nos períodos fora de ponta.

Os indicadores obtidos através da metodologia proposta, após a análise comparativa, indicam que a tarifa branca tem a capacidade de aliviar a operação e melhorar o desempenho econômico da concessionária minimizando suas perdas durante a operação em dias úteis. Entretanto há uma necessidade de avaliar a flexibilidade da tarifa principalmente em regiões onde há uma maior deterioração dos transformadores, como nas derivações do alimentador 143, devido às transgressões de tensão. Por esse motivo é essencial que estudos preliminares sejam conduzidos para reconhecimento da capacidade do sistema em uma mudança representativa na curva de carga dos usuários conectados e para certificar que o mesmo está apto a receber esse tipo de ação ou programa sem o comprometimento dos equipamentos. Seria importante, por exemplo, o redimensionamento dos elementos de compensação de tensão ao longo das linhas conectadas ao alimentador 143, que nesse caso, já há necessidade antes mesmo de uma grande migração dos consumidores para o PRD baseado em preço avaliado.

A metodologia utilizada neste trabalho se mostrou não só útil para identificação dos pontos críticos do sistema de distribuição em uma perspectiva econômica global, como também versátil a ponto de possibilitar a análise comparativa proposta. Tal versatilidade é concretizada com a utilização das duas metodologias referenciadas ao longo do trabalho, as quais possibilitaram a simulação de uma migração total dos consumidores residenciais para a tarifa branca. Além disso, destaca-se o indicador referente a fator de capacidade, o qual apresenta a adaptação do transformador e a suportabilidade do equipamento frente à aplicação de uma modificação na curva de carga para o qual foi dimensionado. O presente estudo evidenciou que, com as considerações feitas, os maiores benefícios que a tarifa branca oferece ao sistema de distribuição avaliado são o prolongamento da vida útil dos transformadores e a redução das perdas nas linhas do sistema primário. Dessa forma pode-se considerar que, em algumas regiões atendidas pela subestação, há a possibilidade da postergação nos investimentos de expansão com uma migração substancial dos usuários cativos da rede atendida pela subestação analisada. Salienta-se por fim que para a tipologia do consumidor de curto alcance a mudança tarifária não é atrativa e provavelmente ocorreria em grande escala apenas se viesse a se tornar obrigatória.

6.1 Trabalhos Futuros

A metodologia proposta abre portas para uma ampla gama de estudos, dentre eles merecem destaque: a aplicação de um caso de estudo similar, entretanto com tarifação em tempo real, a criação de uma modalidade tarifária calibrada através das características da subestação baseada em um possível método de otimização e a análise da sensibilidade com a modificação de parâmetros auxiliares e implementação de geração distribuída (*prosumers*). Além disso, pode-se também avaliar o impacto de diferentes tipos de consumidores de longo alcance em diferentes patamares tarifários, variando não só o número de períodos ao longo do dia como também os valores das elasticidades cruzadas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição.** Revisão 7, 2016. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/modulo-2> >. Acesso: 05/02/2019.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição.** Revisão 2, 2011. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/modulo-2> >. Acesso: 03/02/2019.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica.** Revisão 10, 2018. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/modulo-8> >. Acesso em: 15/01/2019.

ANEEL. **Resolução Normativa n.º 733, de 06 de Setembro de 2016.** Estabelece as condições para a aplicação da modalidade tarifária horária branca. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016733.pdf>>. Acesso em: 06/11/2018.

BARTUSCH C.; ALVEHAG, K. Further Exploring the Potential of Residential Demand Response Programs in Electricity Distribution. **Elsevier Applied Energy**, v. 125, p.39-59, April 2014.

BUENO E. A. B.; UTUBEY W.; HOSTT R. R. Evaluating the Effect of the White Tariff on a Distribution Expansion Project in Brazil. In: **IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies, ISGT LA, Apr. 2013**, São Paulo, Brazil. IEEE, 2013. Disponível em: <<https://ieeexplore-ieee-org.ez45.periodicos.capes.gov.br/document/6554479/>>. Acesso em: 08/03/2019.

BUSATTO, T. *et al.* A Methodology for Real-time Quantification of Financial Losses In Distribution Systems Based on Automated Measurements. In: **ISGT LATAM - IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies: Latin America**, October 2015. Montevideo, Uruguay. p. 41-45. Disponível em: <<https://ieeexplore-ieee-org.ez45.periodicos.capes.gov.br/document/7381127>> Acesso em: 05/08/2018.

BUSATTO, T. **Metodologia Multicritério para Priorização de Investimentos no Planejamento de Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.** 2015. 98 f. Dissertação – (Mestrado em Engenharia Elétrica). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre 2015.

COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CEEE-D). **Custos e Tarifas.** Disponível em: <<http://www.cee.com.br/pportal/cee/Component/Controller.aspx?CC=1782>>. Acesso em: 10/10/2018.

CUNHA, M. V. *et al*, Techniques of Demand-Side Management Applied to LV Consumers with Hourly Rate and Distributed Generation. In: **IEEE - 51st International Universities Power Engineering Conference (UPEC)**, September 2016, Coimbra, Portugal. IEEE, 2016, p. 1-6. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8114024>>. Acesso em: 03/04/2019.

FERRAZ, B. M. P., **Programa de Resposta à Demanda Baseado em Preços Aplicado a Consumidores de Baixa Tensão**. 2016. 124 f. Dissertação – (Mestrado em Engenharia Elétrica). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre 2016.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B.; BORBA E. J. **Introdução aos sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgard Blucher, 2005. 328 p.

KERSTING, W. H.; **Distribution System Modeling and Analysis**. Florida: CRC Press, second edition, 2007. 421 p.

NARIMANI, M. R.; JOO, J.; CROW M. L. The Effect of Demand Response on Distribution System Operation. In: **PECI 2015 – IEEE Power and Energy Conference**, February 2015, Champaign, Illinois, USA. IEEE, 2015, p. 1-6. Disponível em: <<https://ieeexplore-ieee.org.ez45.periodicos.capes.gov.br/document/7064916>>. Acesso em: 20/03/2019.

NOLAN S.; O'MALLEY M. Challenges and Barriers to Demand Response Deployment and Evaluation. **Elsevier Applied Energy**, v. 152, p.1-10, May 2015.

Plano decenal de Expansão de Energia 2026. Ministério de Minas e Energia Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, 2017. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>. Acesso em: Abril de 2018.

TABATA, A. N.; AOKI, A. R.; SIEBERT, L. C. Analysis of Demand Response Program Impact on Prosumers. In: **SBSE 2018 - 7th Brazilian Electrical Systems Symposium**, maio 2018, Niterói, Rio de Janeiro, Brazil. IEEE, 2018, p. 1-6. Disponível em: <<https://ieeexplore-ieee.org.ez45.periodicos.capes.gov.br/document/8395698>>. Acesso em: 05/04/2019.

VENKATESAN, N.; SOLANKI, J; SOLANKI, S. K. Residential Demand Response Model and Impact on Voltage Profile and Losses of an Electric Distribution Network. **Elsevier Applied Energy**, v. 96, p.84-91, January 2012.

VIANA, M. S.; JUNIOR, G. M.; UDAETA, M. E. M. Analysis of Demand Response and Photovoltaic Distributed Generation as Resources for Power Utility Planning. **Elsevier Applied Energy**, v. 217, p.456-466, May 2018.

APÊNDICE A - Curvas de Carga de Sábado e Domingo e Indicadores Expandidos.

Figura A.1 - Curva de carga de um usuário da faixa 2 para um Sábado.

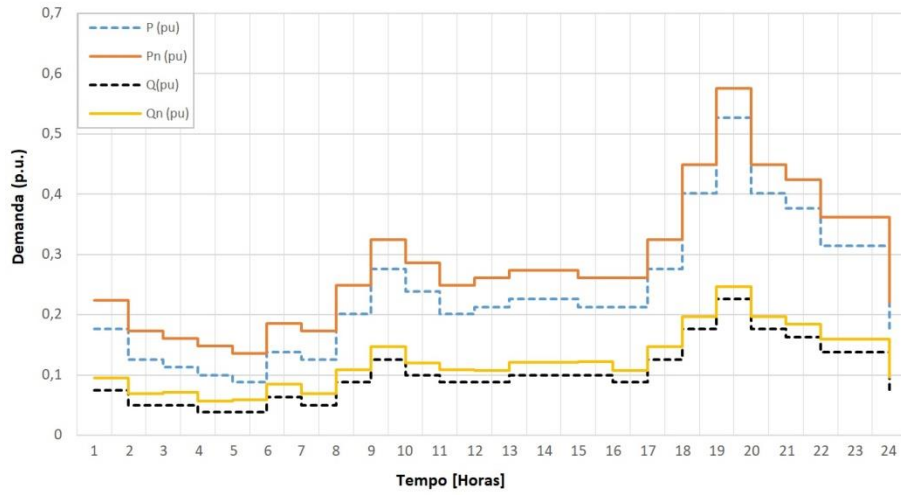


Figura A.2 - Curva de carga de um usuário da faixa 2 para um Domingo.

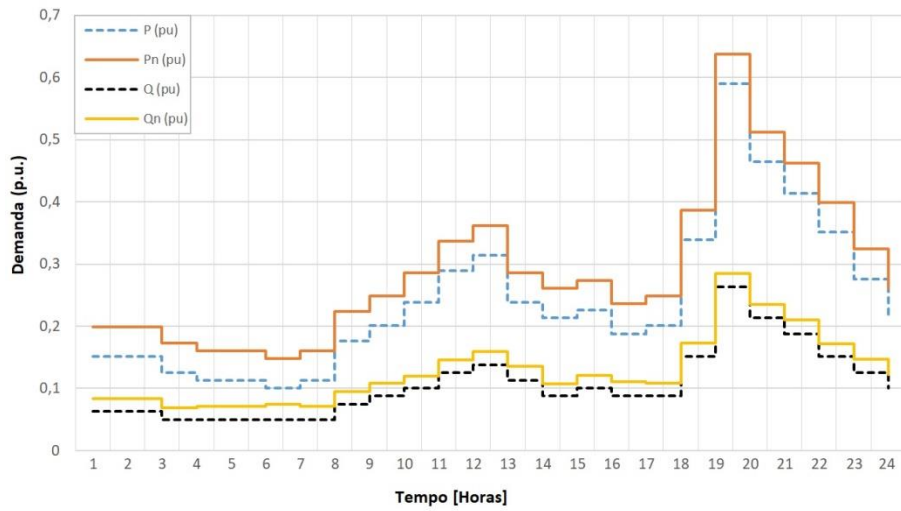


Figura A.3 - Curva de carga de um usuário da faixa 3 para um Sábado.

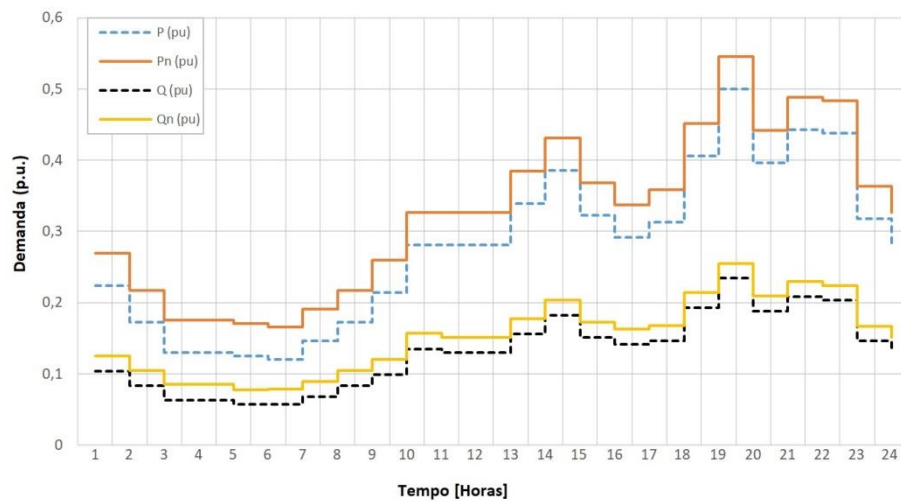
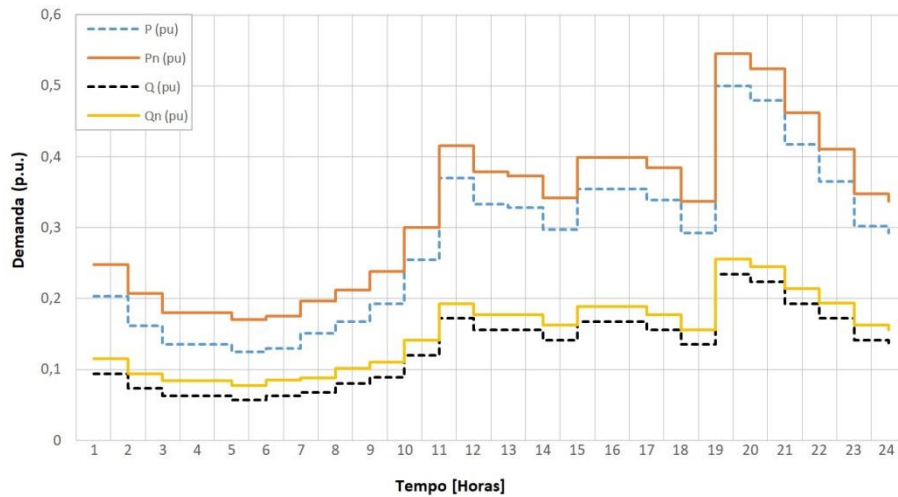


Figura A.4 - Curva de carga de um usuário da faixa 3 para um Domingo.



Os quadros A.1, A.2 e A.3 abaixo mostram os resultados das modificações de curva de carga ocasionados pela tarifa branca, onde P e Pn são as potências ativas típica e a nova obtida, Q e Qn a potência reativa típica e nova obtida, FP o fator de potência, Θ o ângulo de fase em radianos e ΔD a variação de demanda ocasionada pela relação da elasticidade com o preço no patamar.

Quadro A.1 - Dados da modificação de curva de carga para dia útil e sábado da faixa 2.

Horário (h)	Dia Útil – Faixa 2							Sábado – Faixa 2						
	P (pu)	ΔD (pu)	Pn (pu)	Q (pu)	FP	Θ (rad)	Qn (pu)	P (pu)	ΔD (pu)	Pn (pu)	Q (pu)	FP	Θ (rad)	Qn (pu)
0	0,375	0,055	0,430	0,177	0,904	0,441	0,203	0,281	0,045	0,326	0,130	0,908	0,433	0,151
1	0,271	0,055	0,326	0,125	0,908	0,432	0,150	0,224	0,045	0,269	0,104	0,907	0,435	0,125
2	0,245	0,055	0,300	0,115	0,905	0,439	0,141	0,172	0,045	0,217	0,083	0,901	0,450	0,105
3	0,172	0,055	0,227	0,083	0,901	0,450	0,109	0,130	0,045	0,175	0,063	0,900	0,451	0,085
4	0,167	0,055	0,222	0,078	0,906	0,437	0,103	0,130	0,045	0,175	0,063	0,900	0,451	0,085
5	0,167	0,055	0,222	0,078	0,906	0,437	0,103	0,125	0,045	0,170	0,057	0,910	0,428	0,078
6	0,162	0,055	0,217	0,073	0,912	0,423	0,098	0,120	0,045	0,165	0,057	0,903	0,443	0,079
7	0,234	0,055	0,289	0,109	0,906	0,436	0,134	0,146	0,045	0,191	0,068	0,907	0,436	0,089
8	0,307	0,055	0,362	0,141	0,909	0,431	0,166	0,172	0,045	0,217	0,083	0,901	0,450	0,105
9	0,354	0,055	0,409	0,167	0,904	0,441	0,193	0,214	0,045	0,259	0,099	0,908	0,433	0,120
10	0,292	0,055	0,347	0,141	0,901	0,450	0,167	0,281	0,045	0,326	0,135	0,901	0,448	0,157
11	0,297	0,055	0,352	0,141	0,903	0,443	0,167	0,281	0,045	0,326	0,130	0,908	0,433	0,151
12	0,292	0,055	0,347	0,135	0,908	0,433	0,160	0,281	0,045	0,326	0,130	0,908	0,433	0,151
13	0,349	0,055	0,404	0,162	0,907	0,435	0,187	0,339	0,045	0,384	0,156	0,908	0,431	0,177
14	0,297	0,055	0,352	0,141	0,903	0,443	0,167	0,386	0,045	0,431	0,182	0,904	0,441	0,203
15	0,318	0,055	0,373	0,146	0,909	0,430	0,171	0,323	0,045	0,368	0,151	0,906	0,437	0,172
16	0,292	0,055	0,347	0,141	0,901	0,450	0,167	0,292	0,045	0,337	0,141	0,901	0,450	0,163
17	0,318	-0,019	0,300	0,151	0,903	0,443	0,142	0,313	0,045	0,358	0,146	0,906	0,436	0,167
18	0,630	-0,096	0,534	0,297	0,905	0,441	0,252	0,406	0,045	0,451	0,193	0,903	0,444	0,215
19	0,907	-0,096	0,811	0,422	0,907	0,435	0,377	0,500	0,045	0,545	0,234	0,906	0,438	0,255
20	0,719	-0,096	0,623	0,339	0,905	0,441	0,294	0,396	0,045	0,441	0,188	0,903	0,443	0,210
21	0,604	-0,019	0,586	0,287	0,903	0,444	0,278	0,443	0,045	0,488	0,208	0,905	0,439	0,229
22	0,469	0,055	0,524	0,219	0,906	0,437	0,244	0,438	0,045	0,483	0,203	0,907	0,434	0,224
23	0,438	0,055	0,493	0,203	0,907	0,434	0,228	0,318	0,045	0,363	0,146	0,909	0,430	0,167

Quadro A.2 - Dados da modificação de curva de carga para dia útil e sábado da faixa 3.

Horário (h)	Dia Útil – Faixa 3							Sábado – Faixa 3						
	P (pu)	ΔD (pu)	Pn (pu)	Q (pu)	FP	Θ (rad)	Qn (pu)	P (pu)	ΔD (pu)	Pn (pu)	Q (pu)	FP	Θ (rad)	Qn (pu)
0	0,226	0,047	0,273	0,100	0,914	0,417	0,121	0,173	0,048	0,221	0,075	0,917	0,409	0,096
1	0,151	0,047	0,198	0,063	0,923	0,395	0,082	0,176	0,048	0,224	0,075	0,920	0,403	0,095
2	0,138	0,047	0,185	0,063	0,910	0,428	0,084	0,125	0,048	0,173	0,050	0,928	0,381	0,069
3	0,138	0,047	0,185	0,063	0,910	0,428	0,084	0,113	0,048	0,161	0,050	0,914	0,417	0,071
4	0,138	0,047	0,185	0,063	0,910	0,428	0,084	0,100	0,048	0,148	0,038	0,935	0,363	0,056
5	0,125	0,047	0,172	0,063	0,893	0,467	0,087	0,088	0,048	0,136	0,038	0,918	0,408	0,059
6	0,125	0,047	0,172	0,063	0,893	0,467	0,087	0,138	0,048	0,186	0,063	0,910	0,428	0,085
7	0,188	0,047	0,235	0,088	0,906	0,438	0,110	0,125	0,048	0,173	0,050	0,928	0,381	0,069
8	0,188	0,047	0,235	0,088	0,906	0,438	0,110	0,201	0,048	0,249	0,088	0,916	0,413	0,109
9	0,188	0,047	0,235	0,088	0,906	0,438	0,110	0,276	0,048	0,324	0,125	0,911	0,425	0,147
10	0,188	0,047	0,235	0,088	0,906	0,438	0,110	0,238	0,048	0,286	0,100	0,922	0,398	0,120
11	0,251	0,047	0,298	0,113	0,912	0,423	0,134	0,201	0,048	0,249	0,088	0,916	0,413	0,109
12	0,226	0,047	0,273	0,100	0,914	0,417	0,121	0,213	0,048	0,261	0,088	0,924	0,392	0,108
13	0,213	0,047	0,260	0,088	0,924	0,392	0,107	0,226	0,048	0,274	0,100	0,914	0,417	0,121
14	0,201	0,047	0,248	0,088	0,916	0,413	0,108	0,226	0,048	0,274	0,100	0,914	0,417	0,121
15	0,201	0,047	0,248	0,088	0,916	0,413	0,108	0,213	0,048	0,261	0,100	0,905	0,439	0,122
16	0,238	0,047	0,285	0,100	0,922	0,398	0,120	0,213	0,048	0,261	0,088	0,924	0,392	0,108
17	0,326	-0,020	0,306	0,151	0,907	0,434	0,142	0,276	0,048	0,324	0,125	0,911	0,425	0,147
18	0,364	-0,119	0,245	0,163	0,913	0,421	0,110	0,401	0,048	0,449	0,176	0,916	0,414	0,197
19	0,916	-0,119	0,797	0,401	0,916	0,413	0,349	0,527	0,048	0,575	0,226	0,919	0,405	0,247
20	0,765	-0,119	0,646	0,339	0,914	0,417	0,286	0,401	0,048	0,449	0,176	0,916	0,414	0,197
21	0,489	-0,020	0,469	0,213	0,917	0,411	0,204	0,376	0,048	0,424	0,163	0,917	0,409	0,184
22	0,401	0,047	0,448	0,176	0,916	0,414	0,196	0,314	0,048	0,362	0,138	0,915	0,414	0,159
23	0,289	0,047	0,336	0,125	0,918	0,408	0,145	0,314	0,048	0,362	0,138	0,915	0,414	0,159

Quadro A.3 - Dados da modificação de curva de carga para domingo das faixas 2 e 3.

Horário (h)	Domingo – Faixa 2							Domingo – Faixa 3						
	P (pu)	ΔD (pu)	Pn (pu)	Q (pu)	FP	Θ (rad)	Qn (pu)	P (pu)	ΔD (pu)	Pn (pu)	Q (pu)	FP	Θ (rad)	Qn (pu)
0	0,213	0,048	0,261	0,100	0,905	0,439	0,122	0,292	0,045	0,337	0,135	0,908	0,433	0,156
1	0,151	0,048	0,199	0,063	0,923	0,395	0,083	0,203	0,045	0,248	0,094	0,907	0,434	0,115
2	0,151	0,048	0,199	0,063	0,923	0,395	0,083	0,162	0,045	0,207	0,073	0,912	0,423	0,093
3	0,125	0,048	0,173	0,050	0,928	0,381	0,069	0,135	0,045	0,180	0,063	0,906	0,437	0,084
4	0,113	0,048	0,161	0,050	0,914	0,417	0,071	0,135	0,045	0,180	0,063	0,906	0,437	0,084
5	0,113	0,048	0,161	0,050	0,914	0,417	0,071	0,125	0,045	0,170	0,057	0,910	0,428	0,078
6	0,100	0,048	0,148	0,050	0,894	0,464	0,074	0,130	0,045	0,175	0,063	0,900	0,451	0,085
7	0,113	0,048	0,161	0,050	0,914	0,417	0,071	0,151	0,045	0,196	0,068	0,912	0,423	0,088
8	0,176	0,048	0,224	0,075	0,920	0,403	0,095	0,167	0,045	0,212	0,080	0,902	0,447	0,102
9	0,201	0,048	0,249	0,088	0,916	0,413	0,109	0,193	0,045	0,238	0,089	0,908	0,432	0,110
10	0,238	0,048	0,286	0,100	0,922	0,398	0,120	0,255	0,045	0,300	0,120	0,905	0,440	0,141
11	0,289	0,048	0,337	0,125	0,918	0,408	0,146	0,370	0,045	0,415	0,172	0,907	0,435	0,193
12	0,314	0,048	0,362	0,138	0,915	0,414	0,159	0,333	0,045	0,378	0,156	0,906	0,438	0,177
13	0,238	0,048	0,286	0,113	0,903	0,443	0,136	0,328	0,045	0,373	0,156	0,903	0,444	0,178
14	0,213	0,048	0,261	0,088	0,924	0,392	0,108	0,297	0,045	0,342	0,141	0,903	0,443	0,163
15	0,226	0,048	0,274	0,100	0,914	0,417	0,121	0,354	0,045	0,399	0,167	0,904	0,441	0,188
16	0,188	0,048	0,236	0,088	0,906	0,438	0,110	0,354	0,045	0,399	0,167	0,904	0,441	0,188
17	0,201	0,048	0,249	0,088	0,916	0,413	0,109	0,339	0,045	0,384	0,156	0,908	0,431	0,177
18	0,339	0,048	0,387	0,151	0,913	0,419	0,172	0,292	0,045	0,337	0,135	0,908	0,433	0,156
19	0,590	0,048	0,638	0,263	0,913	0,419	0,284	0,500	0,045	0,545	0,234	0,906	0,438	0,255
20	0,464	0,048	0,512	0,213	0,909	0,430	0,235	0,479	0,045	0,524	0,224	0,906	0,437	0,245
21	0,414	0,048	0,462	0,188	0,911	0,426	0,210	0,417	0,045	0,462	0,193	0,908	0,433	0,214
22	0,351	0,048	0,399	0,151	0,919	0,406	0,172	0,365	0,045	0,410	0,172	0,905	0,440	0,193
23	0,276	0,048	0,324	0,125	0,911	0,425	0,147	0,302	0,045	0,347	0,141	0,906	0,437	0,162

Quadro A.5 - Redução dos indicadores com a aplicação da tarifa branca detalhado por alimentador.

Alimentador	Transgressão de Tensão (CCV)	Fator de Utilização (CKu)	Perda nos TDs (CLt)	Vida Útil (CPV)	Perda nas Linhas (CLs)
141	27,0%	3,2%	0,4%	54,2%	8,9%
142	13,1%	0,2%	0,3%	45,8%	5,0%
143	-0,9%	2,0%	0,3%	32,0%	3,7%
144	20,7%	6,4%	0,3%	10,2%	6,5%
145	61,5%	3,3%	0,3%	42,4%	7,2%
146	1,4%	0,9%	0,4%	63,7%	9,3%
147	8,4%	10,8%	0,3%	67,1%	5,8%
148	16,8%	-3,7%	0,4%	80,5%	9,1%

Quadro A.6 - Custo mensal do sistema com a tarifa monômnia detalhado por alimentador (R\$).

Alimentador	Transgressão de Tensão (CCV)	Fator de Utilização (CKu)	Perda nos TDs (CLt)	Vida Útil (CPV)	Perda nas Linhas (CLs)
141	0,94	1384,64	1578,58	1359,35	9579,20
142	4,09	2944,40	1388,67	6342,70	13180,70
143	20547,27	4859,04	1427,91	194,41	101346,24
144	2,39	2228,78	1384,18	307,83	38069,51
145	1,90	2023,29	2980,46	416,78	60044,73
146	3,05	1855,86	1787,68	74,63	39972,46
147	1,87	1336,34	1960,58	67,62	43670,61
148	3,26	1467,32	1240,91	60,77	20955,29

APÊNDICE B - Ranking dos elementos do sistema com maiores custos.

Figura B.1 - Ranking dos dez piores transformadores na simulação com tarifa monômnia.

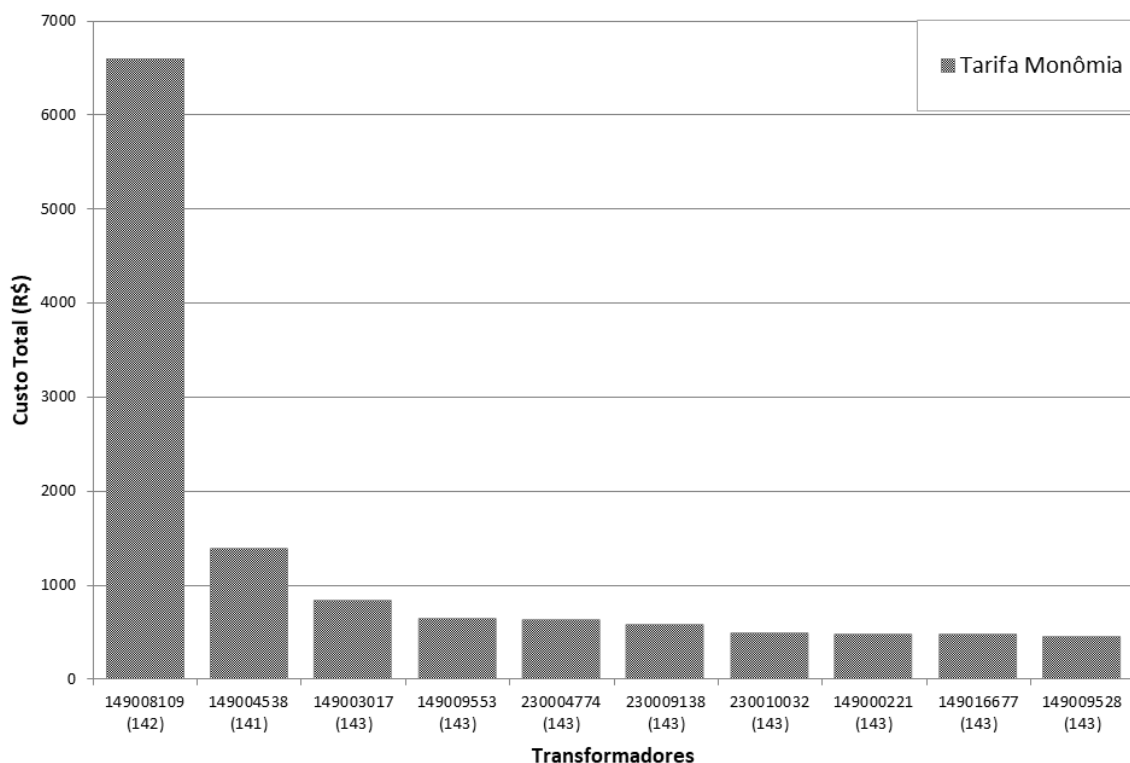


Figura B.2 - Ranking dos dez piores transformadores na simulação com tarifa branca.

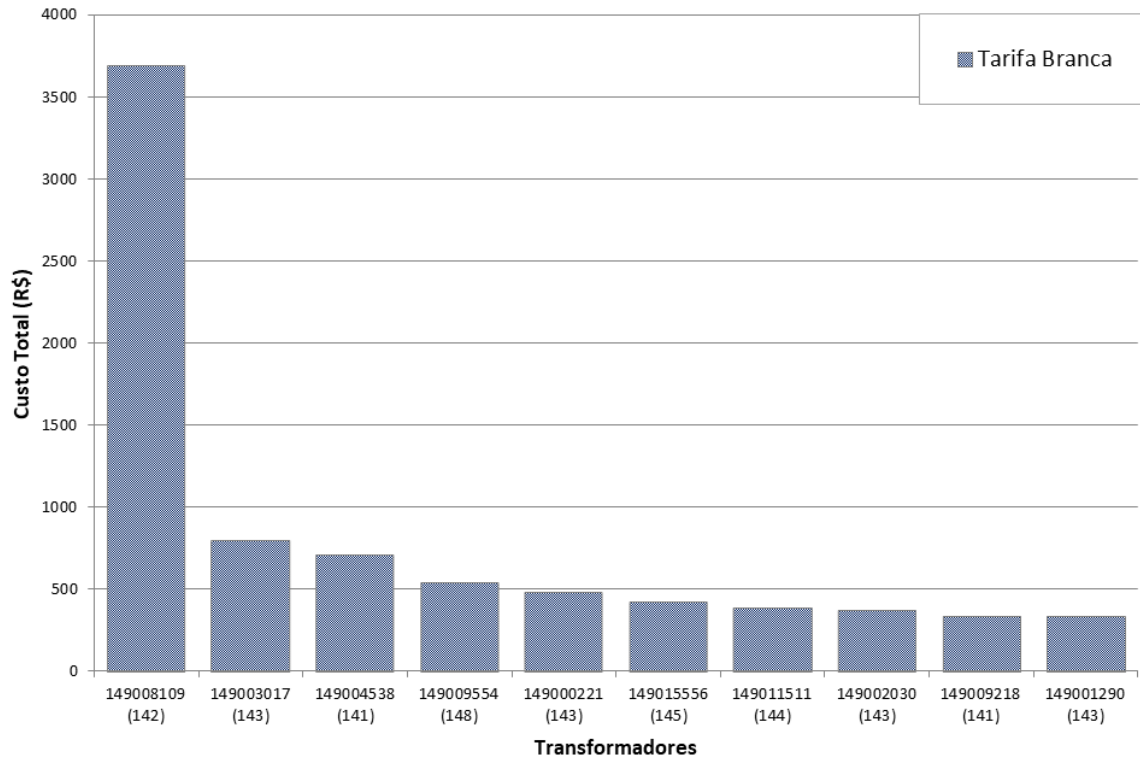


Figura B.3 - Ranking dos dez trechos de distribuição com maiores perdas mensais do sistema.

