

UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS - UNISINOS
UNIDADE ACADÊMICA DE GRADUAÇÃO
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ANDERSON STÄHLER DA SILVA

ANÁLISE TARIFÁRIA DE UMA EMPRESA DO RAMO TÊXTIL

São Leopoldo

2022

ANDERSON STÄHLER DA SILVA

ANÁLISE TARIFÁRIA DE UMA EMPRESA DO RAMO TÊXTIL

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica, pelo Curso de Engenharia Elétrica da Universidade do Vale do Rio dos Sinos (UNISINOS).

Orientador: Prof. Me. Vinícius André Uberti

São Leopoldo

2022

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a minha família. A minha mãe Iria Stahler da Silva pelo incentivo e apoio incondicional dado durante toda a jornada acadêmica. Agradeço também ao meu pai, Renato Junges da Silva, pois através dele desenvolvi o interesse pelas áreas da ciência e dos números.

Agradeço a minha namorada, Maiara Santos da Silva, por toda a compreensão, apoio e conforto durante essa trajetória, sempre me dando forças e me incentivando em busca deste objetivo.

Aos meus colegas de curso, que sempre me proporcionaram muito conhecimento e aprendizados, compartilhando ideias e sempre auxiliando em diversas dúvidas relacionadas aos vários campos da engenharia.

Por fim, agradeço ao meu orientador, professor Me. Vinícius André Uberti, por todo o auxílio prestado, pela paciência e dedicação na hora de sanar as dúvidas e contribuir para a conclusão deste trabalho.

RESUMO

Este trabalho apresenta um estudo de caso realizado em uma empresa do ramo têxtil, que tem como objetivo a redução do custo da fatura de energia elétrica com base nas modalidades de contratação e na melhoria da qualidade de energia. Portanto, é imprescindível a adequação do sistema aos critérios estabelecidos pela ANEEL, em especial, na REN 1.000/2021 e no PRODIST módulo 8, que regulam o setor de fornecimento e qualidade de energia. Logo, o presente estudo abordou o atual cenário da empresa, considerando seu consumo de energia, e também realizando o levantamento do perfil de carga, com a finalidade de avaliar cada tipo de ambiente de contratação de energia através de comparações com o modelo atual de fornecimento, realizando também ajustes nos valores de demanda contratada, estes estudos apresentaram uma maior redução nos custos da fatura de energia através da aquisição de energia pelo ambiente de contratação livre, podendo chegar a cerca de 25% de economia em relação ao pago atualmente pela empresa, entretanto esta alteração de modelo de contratação necessita de investimento inicial, juntamente com tempo para a realização dos procedimentos. Também foram estudadas as características elétricas por meio de leituras realizadas com o uso do analisador de energia, e com base nos dados medidos para o fator de potência, tornou-se evidente a necessidade de propor uma solução visando a redução nos custos mensais provenientes de multas por potência reativa excedente, através da aplicação de um módulo fixo de capacitores para o transformador a vazio, como também a regulação dos controladores para ativação do atual banco automático.

Palavras-chave: Modalidade Tarifária; Ambiente de Contratação; Fator de Potência; Perfil de Carga.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Curva de Carga Típica de um Consumidor Residencial.....	16
Figura 2 – Curva de Carga Típica de um Consumidor Comercial	17
Figura 3 – Curva de Carga Típica de um Consumidor Industrial.....	17
Figura 4 – Postos Tarifários de Energia Elétrica	18
Figura 5 – Triângulo de Potências.....	20
Figura 6 – Triângulo de Potências Para Cálculo de Banco de Capacitores	21
Figura 7 – Estrutura do Ambiente de Contratação Regulado (ACR).....	22
Figura 8 – Divisão da Tarifa da Energia Elétrica	24
Figura 9 – Fluxograma da THS Verde.....	27
Figura 10 – Fluxograma do THS Azul	29
Figura 11 – Estrutura do Ambiente de Contratação Livre (ACL)	31
Figura 12 – Fluxograma de Migração para o Mercado Livre	36
Figura 13 – Fluxograma de Análises Tarifárias	39
Figura 14 – Fluxograma de Produção	41
Figura 15 – Diagrama Unifilar da Entrada de Energia Elétrica	42
Figura 16 – Discriminação de Custos da Fatura de Energia Elétrica	44
Figura 17 – Leituras de Consumo e Demanda.....	45
Figura 18 – Fluxograma para Análise de Demanda Contratada	47
Figura 19 – Composição das Taxas da THS Verde	48
Figura 20 – Composição das Taxas da THS Azul.....	49
Figura 21 – Ponto de Conexão do Fluke à Rede Elétrica da Empresa	63

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Custos Mensais da THS Verde.....	56
Gráfico 2 – Custos Mensais da THS Azul	58
Gráfico 3 – Custos Mensais para o Mercado Livre de Energia	61
Gráfico 4 – Porcentagens da Fatura em Relação a THS Verde 224 kW.....	62
Gráfico 5 – Curva de Carga Diária da Empresa	64
Gráfico 6 – Levantamento de Fatores de Potência para os Dias da Semana	65
Gráfico 7 – Relação Diária de Fator de Potência pela Potência Ativa.....	65
Gráfico 8 – Fator de Potência com Adição do Banco de Capacitores Fixo:.....	66
Gráfico 9 - Custos de Excedentes Reativos Mensais.....	67

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Bandeiras Tarifárias25
Quadro 2 – Detalhamento da Unidade Consumidora.....42

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Taxas da THS Verde	28
Tabela 2 – Taxas da THS Azul.....	29
Tabela 3 – Consumo e Demanda Anual	53
Tabela 4 – Custos da Fatura Atual da Empresa.....	53
Tabela 5 - Comparativo de Custo de Demanda Única:	54
Tabela 6 – Comparativo de Custos de Demanda Contratada:	55
Tabela 7 – Comparativo das Faturas Mensais do ACR Verde para Diferentes Demandas	56
Tabela 8 – Comparativo de Custo de Demanda no Horário de Ponta:	57
Tabela 9 – Comparativo das Faturas Mensais do ACR Verde e Azul	58
Tabela 10 – Comparativo das Faturas Mensais para Demanda Contratada de 500kW	59
Tabela 11 – Comparativo das Faturas Mensais para Demanda Contratada de 250kW	60

LISTA DE SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CCEAL	Contrato de Compra de Energia Elétrica no Ambiente Livre
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
DIT	Demais Instalações de Transmissão
MT	Média Tensão
NBR	Normas Brasileiras de Regulação
ONS	Operador Nacional do Sistema
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMF	Sistema de Medição e Faturamento
TE	Tarifa de Energia
THD	<i>Total Harmonic Distortion</i>
TUSD	Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
UC	Unidade Consumidora

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	11
1.1 Justificativa	12
1.2 Objetivos	12
1.2.1 Objetivo geral	12
1.2.2 Objetivos específicos	13
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	14
2.1 Especificações do Sistema Elétrico Brasileiro	14
2.1.1 Consumidores de Energia Elétrica	14
2.1.2 Demanda de Energia	15
2.1.3 Perfil de Carga	15
2.1.4 Horários de Ponta e Fora de Ponta	18
2.1.5 Fator de Potência	19
2.2 Ambiente de Contratação Regulado	22
2.3 Estrutura Tarifária	23
2.3.1 Bandeiras Tarifárias	24
2.3.2 Modalidades Tarifárias	25
2.4 Ambiente de Contratação Livre	31
2.4.1 Consumidores do ACL	32
2.4.2 Tarifação no Mercado Livre de Energia	33
2.4.3 Migração para o ACL	34
3 METODOLOGIA	38
3.1 Local de Estudo	40
3.1.1 Rede Elétrica da Empresa	42
3.2 Métodos para Levantamento de Dados	43
3.2.1 Analisador de Qualidade de Energia	43
3.2.2 Faturas de Energia Elétrica	44
3.3 Análise das Tarifas Horossazonais Verde e Azul	46
3.3.1 Valores de Demanda Contratada	46
3.3.2 Cálculos das Tarifas Horossazonais	48
3.4 Análise do Ambiente de Contratação Livre	50
3.5 Análise das Características Elétricas	51
3.5.1 Fator de Potência	51

4. APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS	52
4.1 Análise tarifária	52
4.1.1 Estudo de Viabilidade da THS Verde	54
4.1.2 Estudo de Viabilidade da THS Azul.....	57
4.1.3 Estudo de Viabilidade do Mercado Livre de Energia	59
4.1.4 Comparativo dos Casos de Estudo de Contratação.....	62
4.2 Eficiência de Energia	63
4.2.1 Estudo do Fator de Potência	64
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	69
REFERÊNCIAS	71
ANEXO A – TAXAS DE CONSUMO E DEMANDA PARA MERCADO CATIVO E MERCADO LIVRE DE ENERGIA	74
ANEXO B – MODOS DE MEDIDA DO ANALISADOR DE ENERGIA – FLUKE 435	75

1 INTRODUÇÃO

Muito se tem discutido, recentemente, acerca do mercado de energia e suas vertentes. Assim como a composição da tarifa de energia elétrica do consumidor que durante muitos anos seguiu, unicamente, o modelo do ambiente de contratação regulado, onde a comercialização da energia elétrica com o consumidor final é realizada apenas pela concessionária local, fato que criou um monopólio no setor elétrico brasileiro.

Com o intuito de incentivar a competitividade, desestagnando o mercado de energia, foi inserido o ambiente de contratação livre, que fornece mais liberdade de escolha ao consumidor, com comercialização e contratos mais flexíveis. Tanto o ambiente regulado de contratação quanto o ambiente livre, são regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME).

Como cada ambiente de contratação possui suas particularidades, os consumidores, excepcionalmente os industriais, buscam avaliar a estrutura que compõem seus custos de compra de energia. Por conseguinte, este estudo deve estar em conformidade com as normas estipuladas pela ANEEL.

Para a aplicação da análise dos custos de energia, apresenta-se uma empresa de médio porte, do ramo têxtil localizada na região metropolitana de Porto Alegre, que atualmente é atendida pela concessionária local, RGE Sul. A respectiva empresa vem sofrendo acréscimos na demanda, que geram aumento no consumo de energia. Desta forma, criando a necessidade de ajustes no sistema de contratação e avaliação da conformidade do fator de potência da instalação.

Através deste estudo de caso, serão apresentados os procedimentos para redução do custo da fatura de energia, considerando também conceitos para o controle da qualidade de energia utilizando métodos para manter o fator de potência da empresa dentro dos limites estabelecidos por lei, de forma a gerar mais trabalho útil com menos energia elétrica.

Os valores finais resultantes do estudo de caso serão avaliados e comparados, considerando a economia mensal gerada, como também os custos de investimento ocasionados pelas modificações a serem realizadas.

1.1 Justificativa

Este estudo propõe gerar economia na fatura de energia elétrica, visando, principalmente, baixo investimento por parte da empresa. Portanto, a empresa intenciona analisar opções para a diminuição de gastos decorrentes da contratação de energia, estudando a modalidade de contratação que melhor se aplica ao seu perfil de consumo, juntamente com a demanda contratada mais adequada para o consumidor, de forma a realizar otimização considerando a possibilidade de ultrapassagem de demanda para meses de alto consumo.

A escolha da melhor modalidade de fornecimento para compra de energia poderá proporcionar a redução nos preços pagos na fatura, ocasionando em economia com baixo custo de investimento, uma vez que, a maioria dos processos são resolvidos com boa gestão e muitas vezes não necessitam de investimentos estruturais.

Outro fator considerado para o estudo de economia é o fator de potência, onde um baixo fator de potência diminui a eficiência do maquinário, resultando em acréscimos nos valores cobrados pela concessionária e assim causando gastos desnecessários ao consumidor.

Desta forma, é muito importante atentar-se às normas e resoluções da ANEEL, que atualmente podem estar resultando em multas por não conformidade do consumidor. Desta forma, o trabalho auxiliará revisando a conformidade com as regulações impostas na resolução normativa da ANEEL Nº 1.000/21, como também do PRODIST módulo 8, que especificam condições para fornecimento e qualidade de energia.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

Este trabalho tem como objetivo principal apresentar, através de cálculos matemáticos e da análise das faturas de energia, qual modalidade de contratação de energia se enquadra melhor no perfil da empresa, de forma a buscar a diminuição do custo mensal de energia elétrica.

1.2.2 Objetivos específicos

Com o intuito de atingir o objetivo almejado, são elucidados os seguintes objetivos específicos.

- a) Analisar faturas de energia e comportamento do perfil do consumidor para escolher o melhor ambiente de contratação de energia elétrica;
- b) Fazer a leitura da demanda medida dos últimos 12 meses, visando encontrar o valor que melhor se aplique.
- c) Analisar e efetuar correção, se necessário, no fator de potência da empresa;

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Na elaboração deste trabalho foi imprescindível o conhecimento sobre o mercado de energia e suas vertentes, assim como também, a composição para a tarifa de energia elétrica de um consumidor. Logo, para a pesquisa foram citadas normas e resoluções da ANEEL, órgão responsável pela regulamentação do setor elétrico brasileiro, e autores que tratam sobre gerenciamento da fatura de energia e instalações elétricas, com suas respectivas características elétricas.

2.1 Especificações do Sistema Elétrico Brasileiro

O setor elétrico brasileiro possui características elétricas para a contratação e leitura da energia, estas definições servem para limitar o uso da rede, não excedendo a capacidade dos condutores e trazendo mais qualidade de energia para o sistema elétrico, como também classificando o fornecimento de energia para os consumidores.

2.1.1 Consumidores de Energia Elétrica

Um consumidor é qualquer pessoa física ou jurídica que contrata fornecimento de energia elétrica e/ou paga pelo uso do sistema elétrico da distribuidora local (ANEEL, 2021).

Este consumidor é assegurado por contratos para garantir o cumprimento das obrigações da unidade contratada, podendo ser uma unidade de venda ou de distribuição de energia (CREDER, 2016).

Para o fornecimento da energia, a ANEEL classifica os consumidores em grupos e subgrupos, divididos de acordo com a tensão de fornecimento (ANEEL, 2021):

- Grupo A – Alta Tensão (AT) e Média Tensão (MT): Fornecimento $\geq 2,3$ kV
 - Subgrupo A1: ≥ 230 kV;
 - Subgrupo A2: 88kV a 138 kV;
 - Subgrupo A3: 69 kV;
 - Subgrupo A3a: 30 kV a 44 kV;
 - Subgrupo A4: 2,3 kV a 25 kV

- Subgrupo AS: $\leq 2,3$ kV para sistema subterrâneo de distribuição.
- Grupo B – Baixa Tensão (BT): Fornecimento $\leq 2,3$ kV
 - Subgrupo B1: Residencial;
 - Subgrupo B2: Rural;
 - Subgrupo B3: Demais classes;
 - Subgrupo B4: Iluminação Pública.

A estrutura do custo da energia elétrica para consumidores do grupo A e B são diferentes, desta forma os consumidores enquadrados ao grupo B são faturados pelo consumo de energia, enquanto os do grupo A pagam o consumo juntamente da demanda de energia contratada (FERREIRA & GEDRA, 2020).

2.1.2 Demanda de Energia

Demanda é a potência elétrica solicitada de um sistema em um determinado intervalo de tempo. Os consumidores, excepcionalmente do grupo A, devem firmar contratos com a concessionária, onde deverão estipular o valor de demanda a ser contratada (ANEEL, 2021).

A demanda contratada, por sua vez, possui valor fixo e deve ser integralmente paga, inclusive quando a mesma não for utilizada. Logo o consumidor deverá organizar o perfil de carga para o controle das cargas ativas na instalação durante o dia, a fim de que os equipamentos ligados não ultrapassem o valor de demanda contratada (ANEEL, 2010; CREDER, 2016).

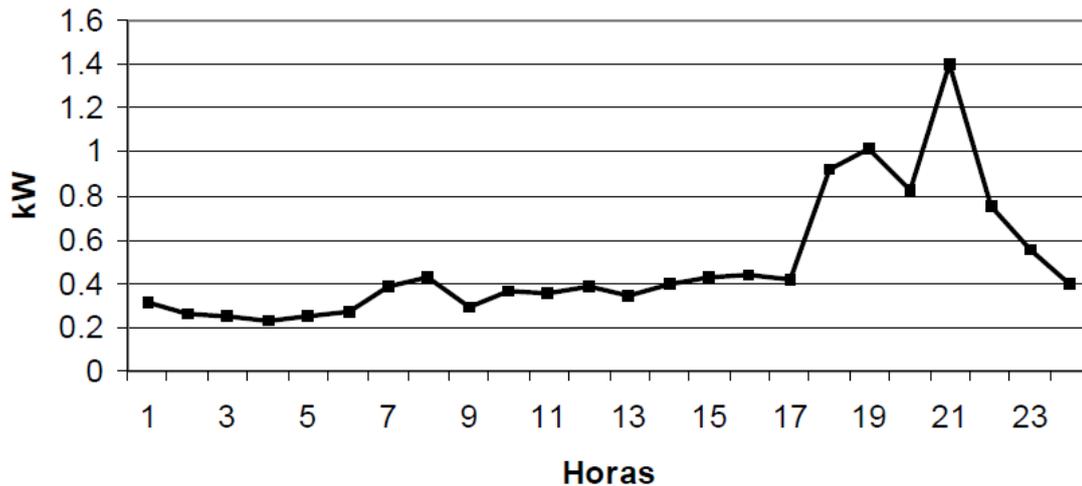
2.1.3 Perfil de Carga

O consumo de energia em uma residência, comércio ou industrial pode ser representado graficamente ao longo do dia, traçando o perfil de carga de um consumidor, também conhecido como curva de carga (FRANCISQUINI, 2006).

A curva de carga pode ser prevista através de métodos estatísticos, computacionais ou levantada com a utilização de equipamentos de análise e medição adequados, discretizando em intervalos de horas ou minutos as curvas típicas para cada tipo de consumidor (OLIVEIRA, 2013).

Os consumidores residenciais representam um quarto da demanda de energia do país, este consumo, em sua maior parte, é referente a utilização de equipamentos aquecedores e refrigeradores (MARQUES, 2014). A figura 1 evidencia o comportamento típico do perfil de carga de um consumidor residencial:

Figura 1 – Curva de Carga Típica de um Consumidor Residencial

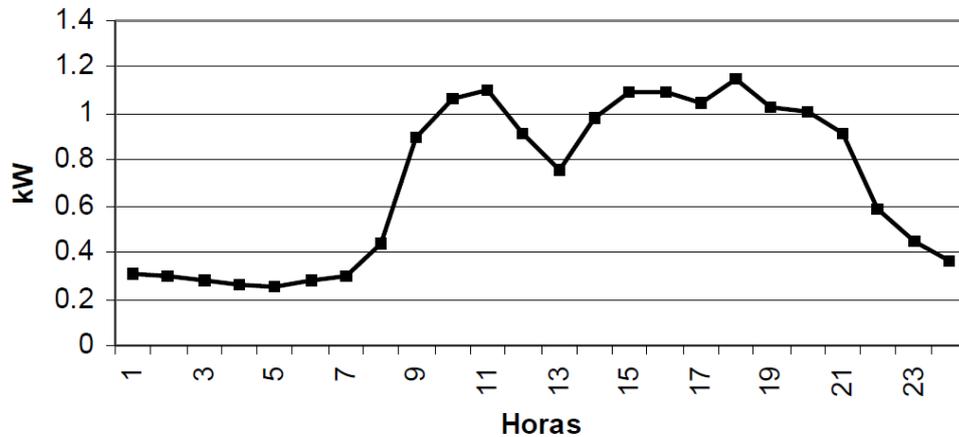


Fonte: Francisquini (2006).

Analisando a curva de carga, pode-se verificar que há um aumento significativo durante o horário das 17h às 21h, horário em que os consumidores residenciais em sua maioria estão voltando para casa e possivelmente utilizando chuveiros elétricos, que são as cargas mais expressivas em uma residência (FRANCISQUINI, 2006).

Por outro lado, consumidores comerciais tem os perfis de carga variados devido ao ramo de atividade, pois podem ser bares, bancos, supermercados entre outros. Desta forma tanto o horário de funcionamento como o tipo de equipamentos serão diferentes, criando curvas características para cada aplicação, mas, como apresentado na figura 2, com comportamento variando dentro do horário comercial (MARQUES, 2014).

Figura 2 – Curva de Carga Típica de um Consumidor Comercial

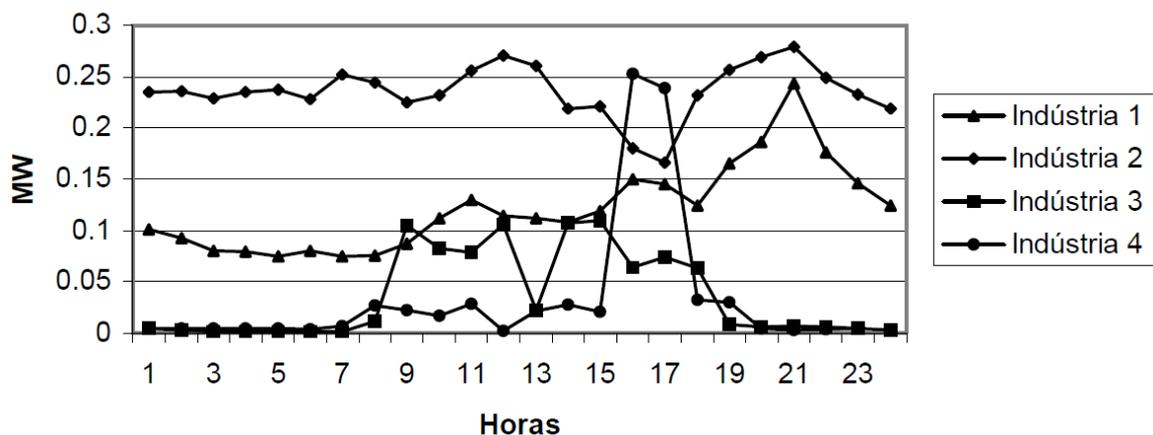


Fonte: Francisquini (2006).

Este perfil de carga se caracteriza por ter demanda superior durante o horário comercial, com um declive durante o horário de almoço dos funcionários.

Já para os consumidores industriais, que correspondem à maioria do consumo de energia no Brasil, têm curvas de carga variando nos três turnos de funcionamento, como também alterações devido ao maquinário para cada ramo de atividade. Esta divisão por tipo de atividade é demonstrada na figura 3 (MARQUES, 2014):

Figura 3 – Curva de Carga Típica de um Consumidor Industrial



Fonte: Francisquini (2006).

A figura anterior demonstra a enorme variação das curvas de carga do setor industrial, onde as indústrias 3 e 4 funcionam apenas em dois turnos, e tem variações durante o horário de pico. Essa diferença de consumo ao longo do dia é referente a

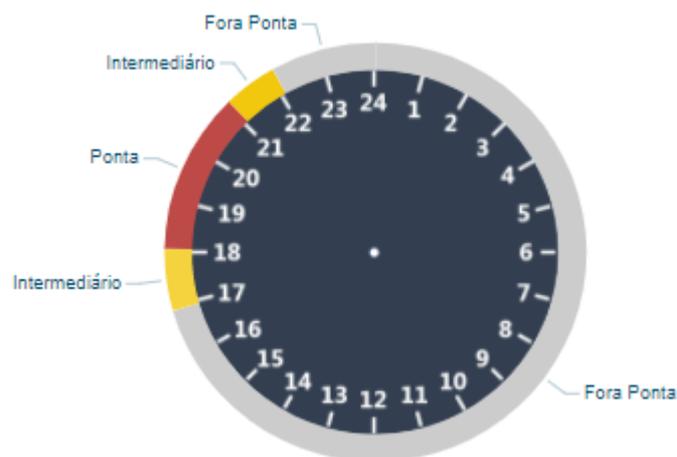
vários fatores, como horário de funcionamento da empresa, tipo de modalidades tarifárias, padrões operacionais entre outros fatores (FRANCISQUINI, 2006).

Nota-se, então, a importância de uma boa organização do perfil de carga para os consumidores do grupo A com o intuito de diminuir custos durante os horários de maior custo de energia elétrica, denominado como horário de ponta.

2.1.4 Horários de Ponta e Fora de Ponta

Os horários de ponta e fora de ponta são aplicados aos consumidores do grupo A tanto para o consumo de energia elétrica quanto para a demanda ativa. Essa distinção é devido ao consumo de energia elétrica ser maior em certos períodos do dia (COPEL, 2019), como pode ser visto no gráfico da figura 4 que destaca os postos tarifários durante as horas do dia:

Figura 4 – Postos Tarifários de Energia Elétrica



Fonte: ANEEL (2020).

O horário de ponta, é descrito pela ANEEL na resolução normativa Nº 1000/21, e cita que a concessionária deve definir um período de 3 horas consecutivas, baseando-se na curva de carga do sistema, exceto sábados e feriados, e tem como objetivo diminuir o fluxo de energia elétrica, assim não excedendo os limites de dimensionamento da rede de distribuição durante o horário de pico, evitando sobrecargas nas malhas do sistema, uma vez que neste horário os consumidores residenciais estão chegando em casa e utilizando muitos equipamentos elétricos (MENDES, 2015).

Assim os consumidores do grupo A com modalidades tarifárias horossazonais são faturados com taxas maiores para o consumo neste horário. As horas restantes do dia que não se enquadram na “ponta”, são chamadas de horário fora de ponta, e seu custo na tarifa é bem menor em função da demanda total do sistema de distribuição brasileiro não estar perto de ser excedido (FERREIRA & GEDRA, 2020).

2.1.5 Fator de Potência

Antes de especificar fator de potência, deve-se primeiramente ter conhecimento sobre a potência que é injetada na rede. Esta potência pode ser dividida em três tipos: potência ativa (P), que basicamente é responsável por produzir trabalho, como gerar força motriz ou ser convertida em calor, potência reativa (Q), que não produz trabalho, sendo utilizada para produzir e sustentar campos eletromagnéticos, e a potência aparente (S), que é a soma vetorial das duas componentes (FERREIRA & GEDRA, 2020; GERBER, 2019).

O fator de potência nada mais é do que a relação entre o que está gerando trabalho útil com o que é absorvido pela rede, desta forma pode ser representado pela equação 1 (MAMEDE, 2003):

$$FP = \frac{P}{S} \quad (1)$$

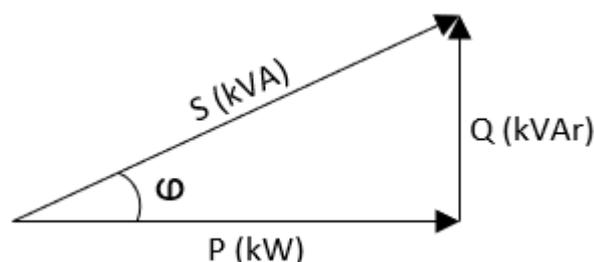
Em que:

P: É a potência ativa;

S: É a potência aparente.

Esta relação também pode ser representada pelo triângulo de potências, ilustrado na figura 5, como uma outra forma de analogia para as três potências (GERBER, 2019):

Figura 5 – Triângulo de Potências



Fonte: Adaptado de Ferreira & Gedra (2020).

A figura 5 demonstra a relação entre as potências onde o acréscimo ou decréscimo de um componente influenciará na magnitude das outras. Desta forma pode-se afirmar que o ângulo ϕ (Fi) está diretamente relacionado a eficiência de uma instalação, visto que quanto maior o ângulo, maior a quantidade de potência reativa no sistema. Logo, a equação 2 demonstra outro meio de calcular o fator de potência (FERREIRA & GEDRA, 2020):

$$FP = \cos \phi \quad (2)$$

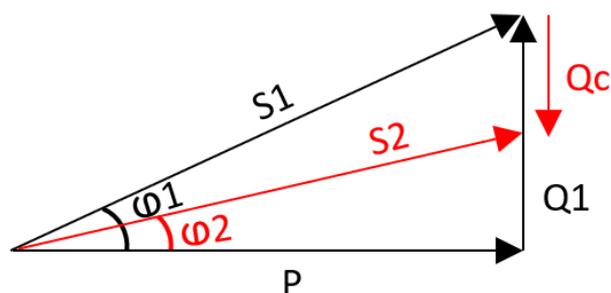
Onde ϕ é o ângulo interno entre a potência ativa e a potência aparente. Este ângulo, como dito anteriormente, representa a eficiência do sistema elétrico, portanto quanto maior o valor do cosseno deste ângulo, denominado fator de potência, mais potência ativa estará sendo injetada no sistema e conseqüentemente produzindo trabalho útil (MAMEDE, 2003).

Pelo contrário, um baixo fator de potência, ou seja uma maior quantidade de potência reativa, pode acarretar no aumento da corrente total que circula nos condutores, produzindo o chamado efeito Joule, responsável por gerar aquecimento devido a passagem de corrente elétrica, e conseqüentemente resultando em quedas de tensão da rede e criando a necessidade de aumento da capacidade dos condutores (FERREIRA & GEDRA, 2020).

Devido à necessidade de maior eficiência no sistema de energia elétrica, a ANEEL estabelece critérios legislativos, e limita o fator de potência entre 0,92 e 1 capacitivo ou indutivo. Desta forma há necessidade de utilização de métodos para a correção deste fator. O procedimento mais comum é a adição de bancos de capacitores (MAMEDE, 2003).

É frequente a utilização de bancos de capacitores para gerar energia reativa fornecendo a rede a quantidade necessária consumida, portanto para calcular a potência reativa a ser instalada para a compensação deve-se seguir os seguintes passos, considerando a figura 6 (FERREIRA & GEDRA, 2020):

Figura 6 – Triângulo de Potências Para Cálculo de Banco de Capacitores



Fonte: Adaptado de Ferreira & Gedra (2020).

Deve-se calcular a potência reativa total (Q_1):

$$Q_1 = P \times \operatorname{tg} \varphi_1 \quad (3)$$

Em que P é a potência ativa do sistema e φ_1 é o ângulo entre a potência ativa e a potência aparente.

Após calcula-se o valor de potência reativa desejada (Q_F) utilizando a mesma equação 3. Por fim, para descobrir a quantidade de potência reativa injetada pela capacitor, subtrai-se os dois valores (MAMEDE, 2003):

$$Q_C = Q_1 - Q_F \quad (4)$$

Em posse do valor de energia reativa pode-se escolher entre os tipos de bancos de capacitores: fixo ou automático. O banco de capacitores fixos, onde o valor de potência reativa não varia durante o período de operação, serve para indústrias com carga com comportamento retilíneo que possuem pouca variação ao longo do dia (FERREIRA & GEDRA, 2020).

Por outro lado, o banco de capacitores automático é comumente utilizado onde exista variação da curva de carga reativa, desta forma através de dispositivos de

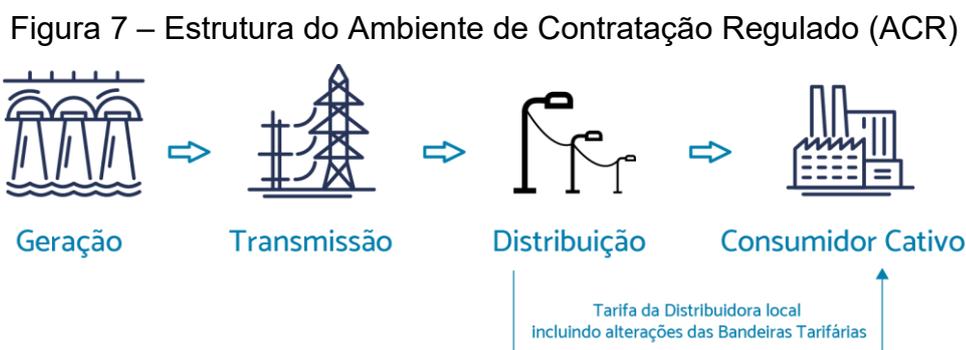
manobra realiza-se a ligação dos capacitores necessários para compensar a potência reativa em determinado momento (FERREIRA & GEDRA, 2020; MAMEDE, 2003).

Desta forma, a correção do fator de potência é uma importante ferramenta para a diminuição do custo com energia elétrica que aplicada juntamente com a boa gestão dos métodos de contratação de energia elétrica pode resultar em uma alta economia para as empresas

2.2 Ambiente de Contratação Regulado

O Ambiente de Contratação Regulado (ACR), também conhecido como mercado cativo, é uma modalidade de compra de energia elétrica, onde através de contratos de adesão o consumidor estará condicionado a receber energia da concessionária local, que, por sua vez, realizará todas as funções de comercialização, transporte e distribuição (SCHOR, 2016).

A figura 7 representa a estrutura básica de funcionamento do mercado cativo:



Fonte: Everest Energia (2021).

Pode-se notar que a estrutura do mercado cativo é simples de se administrar, uma vez que o preço da energia já é tarifado e estabelecido e apenas repassado ao consumidor. Em contrapartida o consumidor não negocia os reajustes, que são realizados anualmente pela ANEEL, como também não tem direito de escolha e negociação de condições de contrato com a concessionária (RIZKALLA, 2018).

Desta forma, para criar um controle dos preços propostos pelas concessionárias, a venda da energia elétrica das geradoras aos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional (SIN) é feita por leilões públicos realizados pela CCEE e regulados pela ANEEL, que utilizando o critério de menor

valor ofertado pela demanda total, oferecem o montante de energia visando o menor custo na tarifa do consumidor (ANEEL, 2016).

Estes leilões são a forma dos agentes geradores competirem preços podendo realizar contratos por quantidade ou disponibilidade. Os contratos por quantidade são dispostos à contratação de energia gerada por grandes hidrelétricas, onde é comprado um montante de energia sujeitando as unidades geradoras a faltas ou sobras de energia. Ou também contratos por disponibilidade onde a geração normalmente provém de termelétricas, e tem como objetivo complementar a energia hidráulica caso for necessário (MENDES, 2015).

Estes valores de compra de energia dos leilões são repassados ao consumidor juntamente com os custos de operação para transmissão e distribuição formando a estrutura tarifária (FERREIRA & GEDRA, 2020).

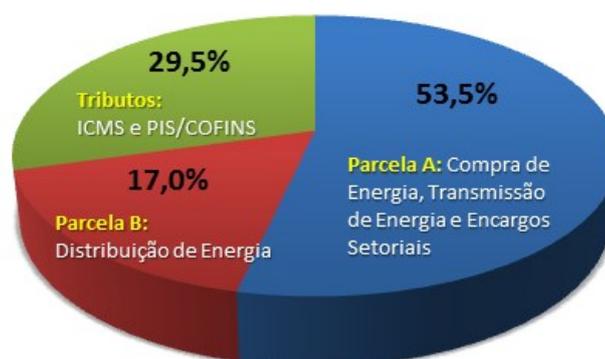
2.3 Estrutura Tarifária

A estrutura tarifária representa o conjunto de tarifas que formam os custos de operação, investimento e remuneração dos prestadores de serviço. De um modo geral, ela representa para o consumidor o custo da energia elétrica gerada e levada ao ponto de entrega pela concessionária (FERREIRA & GEDRA, 2020).

Esta tarifa pode ser discretizada em dois itens, a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). A TE compõe os custos relativos à compra de energia ofertada pelos agentes geradores as concessionárias. E a TUSD representa custos da rede de distribuição, como manutenção, ampliações e demais custos operacionais (SANTOS, 2020).

O valor final da energia elétrica cobrado do consumidor não é constituído apenas das tarifas TE e TUSD, desta forma também é composta de custos de transmissão, encargos setoriais e tributos. Estes itens são divididos em três grupos: Parcela A, Parcela B e Tributos, onde cada item representa uma porcentagem do total cobrado do consumidor, como ilustrado na figura 8 que distingue os processos realizados por cada componente (ANEEL, 2017).

Figura 8 – Divisão da Tarifa da Energia Elétrica



Fonte: ANEEL (2017).

Pode-se notar que além dos tributos que são impostos federais, municipais e estaduais, grande parte da tarifa de energia é resultante da parcela A que representa a TE, juntamente com o custo de transmissão de energia e os encargos setoriais. E apenas uma pequena parte provém da Parcela B que abrange apenas os custos de distribuição até as unidades consumidoras (ANEEL, 2017).

2.3.1 Bandeiras Tarifárias

Em 2015 o sistema de bandeiras tarifárias foi implementado para mensurar os níveis de água dos reservatórios das hidrelétricas. Estando diretamente relacionado a Parcela A, a bandeira tarifária representa condições de geração de energia, pois a geração hidráulica tem custo reduzido quando seus reservatórios se encontram em níveis adequados, entretanto em períodos de seca a geração térmica é utilizada para auxiliar a suprir a demanda do sistema, assim gerando um aumento no custo de energia elétrica (FERREIRA & GEDRA, 2020).

Ao início do período seco (maio) a ANEEL prevê a alteração no valor das bandeiras tarifárias durante os próximos 12 meses, levando em consideração as despesas para a geração de energia, as condições para a geração termelétrica com combustíveis fósseis e/ou outras fontes e os riscos hidrológicos das hidrelétricas (ANEEL, 2021).

No quadro 1 é possível elucidar as cores das bandeiras tarifárias e suas condições de geração:

Quadro 1 – Bandeiras Tarifárias

BANDEIRA	CONDIÇÕES	CUSTO
 Verde	Favoráveis	Não há acréscimo na tarifa
 Amarela	Menos favoráveis	R\$ 1,874 a cada 100 kWh consumidos (ou 0,01874 por kWh)
 Vermelha P. 1	Mais custosas	R\$ 3,971 a cada 100 kWh consumidos (ou 0,03971 por kWh)
 Vermelha P. 2	Mais custosas ainda	R\$ 9,492 a cada 100 kWh consumidos (ou 0,09492 por kWh)

Fonte: CEMIRIM (2021).

As modalidades do Sistema de Bandeiras Tarifárias mantêm as mesmas cores para todo o território brasileiro abastecido pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), tendo a cor verde como bandeira para condições favoráveis de geração; amarela para condições menos favoráveis; e os dois patamares da bandeira vermelha para indicar a ativação das termelétricas, usinas de maior custo para o atendimento a carga (FERNANDES, 2018).

O sistema de bandeiras se aplica para todos os clientes do território nacional, vigorando para as modalidades tarifárias convencionais (Monômia e Binômia) e horrossazonais (FERREIRA & GEDRA, 2020).

2.3.2 Modalidades Tarifárias

A estrutura tarifária também é dividida em modalidades de fornecimento de energia elétrica, onde os consumidores do grupo A e do grupo B possuem estruturas diferentes e desta forma a ANEEL regulamenta a cobrança aplicada aos componentes de consumo de energia e demanda ativa destes grupos (RIZKALLA, 2018).

São três as modalidades tarifárias: Convencional (podendo ser Monômia ou Binômia), Horrossazonal Verde, e Horrossazonal Azul (NAGAYOSHI, 2012).

2.3.2.1 Tarifa Convencional

A tarifa convencional é um dos tipos de modalidades do mercado cativo que se caracteriza por não considerar os horários e períodos de utilização, sendo dividida em 2 tipos:

- **Monômnia:** Tem tarifa única para consumo de energia elétrica ativa. É o tipo de contratação que atende ao grupo B e em alguns casos excepcionais ao grupo A (ANEEL, 2010). Representado através da equação 5 e considerando os componentes de consumo (CF) e tarifa de consumo (TC) (RIZKALLA, 2018):

$$VT = \frac{CF.TC}{1 - (PIS/PASEP + COFINS + ICMS)} \quad (5)$$

- **Binômnia:** Essa tarifa é constituída pelo consumo de energia elétrica e a demanda contratada, podendo ter um acréscimo no valor caso a demanda seja excedida (tarifa de ultrapassagem de demanda). Atende aos consumidores do grupo A (FERREIRA & GEDRA, 2020). A equação 6 que apresenta a tarifa binômnia é dada por (RIZKALLA, 2018):

$$VT = \frac{(CF.TC).(DF.TD)}{1 - (PIS/PASEP + COFINS + ICMS)} \quad (6)$$

Em que:

CF e TC: São consumo e tarifa de energia elétrica;

DF e TD: São demanda e tarifa de demanda faturada;

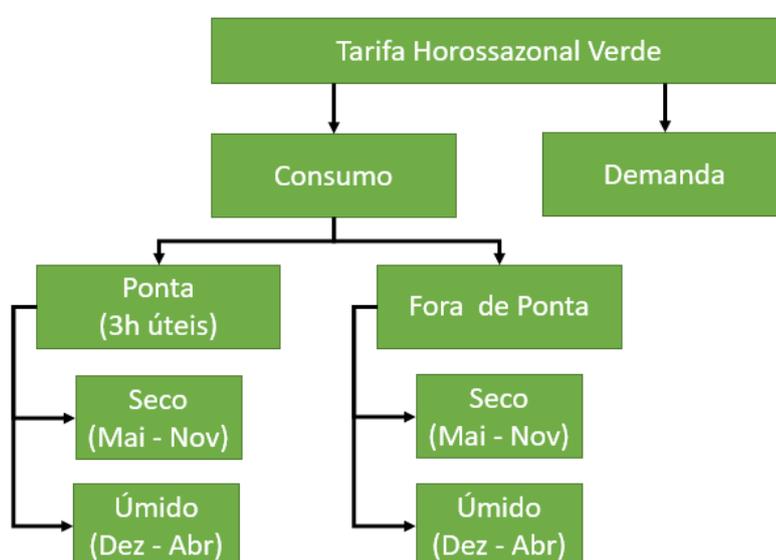
VT: É o valor total da fatura de energia cobrada do consumidor;

PIS/PASEP, COFINS e ICMS: São as alíquotas referentes aos tributos municipais, estaduais e federais.

2.3.2.2 Tarifa Horossazonal Verde

A Tarifa Horossazonal (THS) verde é uma modalidade aplicada ao grupo A, exclusivamente aos subgrupos A3a, A4 e AS que possuem tensão de fornecimento até 69 kV. É definida como tendo duas tarifas diferenciadas de consumo de energia durante o dia e único valor de demanda contratada, conforme representado na figura 9 (ANEEL, 2010):

Figura 9 – Fluxograma da THS Verde



Fonte: Adaptado de ANEEL (2010).

Os horários de ponta e fora ponta são considerados para fins de cálculo e são usados na equação 7 da tarifa horossazonal verde (RIZKALLA, 2018):

$$VT = \frac{(CF_f \cdot TC_f) + (CF_p \cdot TC_p) + (DF \cdot TD)}{1 - (PIS/PASEP + COFINS + ICMS)} \quad (7)$$

Em que:

CF: São os consumos de energia elétrica no horário de ponta e fora ponta;

TC: São as tarifas (TE + TUSD) respectivas ao consumo nos horários de ponta e fora ponta.

Para os consumidores que optarem por utilizar o sistema de tarifa verde, não haverá distinção de valores de demanda durante o horário de ponta e fora de ponta.

Entretanto, o faturamento pelo consumo durante o horário de ponta terá valor mais alto na parcela do TUSD (FERREIRA & GEDRA, 2020). A tabela 1 evidencia estes valores:

Tabela 1 – Taxas da THS Verde

Estrutura Horossazonal Verde			
	TE	TUSD	TUSD + TE
Demanda Única (R\$/kW)	0	17,50	17,50
Consumo Ponta (R\$/kW)	440,48	912,47	1.353,15
Consumo Fora de Ponta (R\$/kW)	269,42	125,44	394,86
Demanda de Ultrapassagem (R\$/kW)	0	35,00	35,00

Fonte: Adaptado de Ferreira & Gedra (2020).

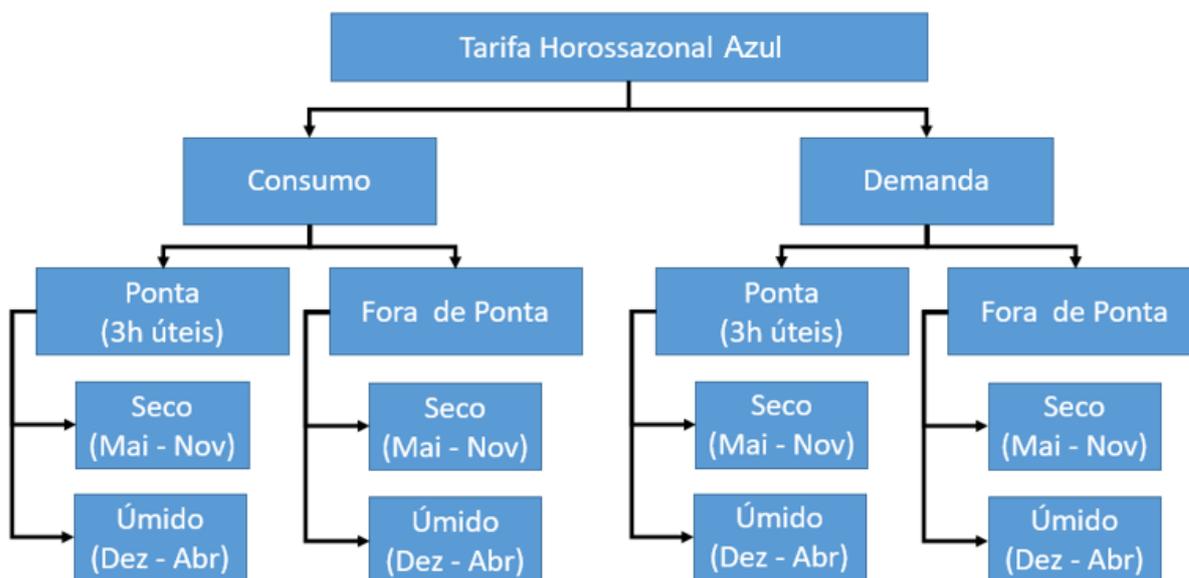
Estes valores sofrem alterações dependendo de cada área de concessão, as concessionárias reveem estas taxas levando em considerações as orientações da ANEEL, como também os custos de geração, distribuição e transmissão de cada região (FERREIRA & GEDRA, 2020).

2.3.2.3 Tarifa Horossazonal Azul

A THS Azul é elegível para qualquer consumidor do grupo A, sendo que os subgrupos A1, A2 e A3 podem pertencer unicamente a essa modalidade, devido aos níveis de tensão utilizados (NAGAYOSHI, 2012).

Como mostrado no fluxograma da figura 10 ela se caracteriza por possuir duas tarifas de demanda variando de acordo com as horas de utilização durante o dia, como também tem consumo de energia para horário de ponta e fora ponta (MENDES, 2015).

Figura 10 – Fluxograma do THS Azul



Fonte: Adaptado ANEEL (2010).

É evidente que os consumidores que optarem por utilizar a THS azul terão a alternativa de dois valores de demanda contratada para o horário de ponta e o horário fora de ponta. Assim tornando possível uma melhor organização da sua tarifa de energia (SANTOS, 2020), conforme as taxas que são mostradas na tabela 2:

Tabela 2 – Taxas da THS Azul

Estrutura Horossazonal Azul	Estrutura Horossazonal Azul		
	TE	TUSD	TUSD + TE
Demanda Ponta (R\$/kW)	0	32,45	32,45
Demanda Fora de Ponta (R\$/kW)	0	17,50	17,50
Consumo Ponta (R\$/kW)	440,48	125,44	565,92
Consumo Fora de Ponta (R\$/kW)	269,42	125,44	394,86
Dem. de Ultrapassagem Ponta (R\$/kW)	0	64,90	64,90
Dem. de Ultrapassagem Fora de Ponta (R\$/kW)	0	35,00	35,00

Fonte: Adaptado de Ferreira & Gedra (2020).

Através da aquisição dos valores das taxas e utilizando as seguintes fórmulas, é possível calcular, por meio da equação 8, o custo total da tarifa com o consumo e a demanda para cada período (RIZKALLA, 2018):

$$VT = \frac{(CF_f \cdot TC_f) + (CF_p \cdot TC_p) + (DF_f \cdot TD_f) + (DF_p \cdot TD_p)}{1 - (PIS/PASEP + COFINS + ICMS)} \quad (8)$$

Em que:

DF: São duas demandas contratadas (ponta e fora ponta);

Juntamente com a equação anterior, o consumidor está sujeito a cobranças para o caso de o valor da demanda medida ultrapassar a demanda contratada, essa cobrança se chama tarifa de ultrapassagem de demanda.

2.3.2.4 Tarifa de Ultrapassagem de Demanda

Todos os consumidores supridos com níveis de tensão superiores a 2,3 kV podem sofrer alteração na sua fatura por ultrapassagem de demanda (FERREIRA & GEDRA, 2020).

Esta parcela é aplicada quando a demanda medida supera a demanda contratada em tolerância de 5% o seu valor. Logo, segundo a equação 9 a cobrança será o valor de duas vezes a demanda ultrapassada (ANEEL, 2021):

$$D_U = (DM_i - DC_i) \cdot 2VR_i \quad (9)$$

Em que:

Du: Tarifa de ultrapassagem de demanda;

DM: A demanda total medida;

DC: A demanda contratada;

VR: Valores de referência tabelados aplicáveis aos consumidores;

i: índice i refere-se aos postos tarifários para horários de ponta e fora ponta.

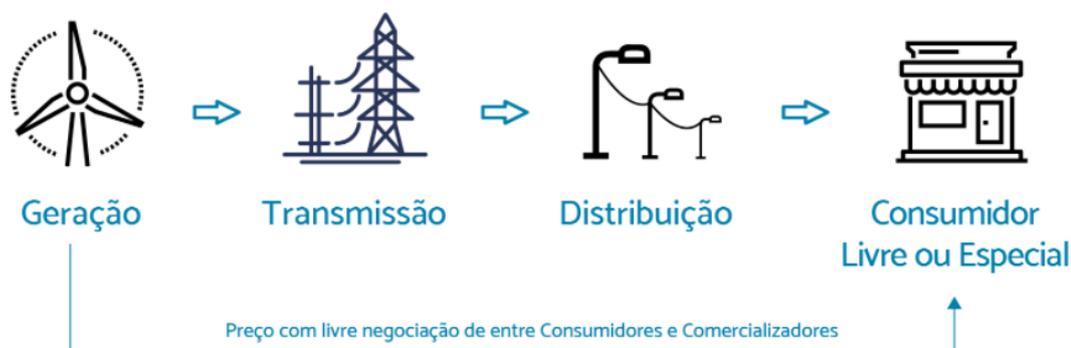
Para casos de consumidores que utilizarem a THS Azul a multa de ultrapassagem levará em consideração a demanda contratada na ponta e fora ponta com valores distintos de referência (VR) (ROSA, 2017).

2.4 Ambiente de Contratação Livre

O Ambiente de Contratação Livre (ACL) se diferencia do ambiente cativo pela livre negociação de energia elétrica através de contratos bilaterais registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), dando liberdade de escolha de fornecimento, volume e demais condições de compra ao consumidor (NAGAYOSHI, 2012; RIZKALLA, 2018).

Nesse sistema, o consumidor realiza contratos de compra diretamente com as geradoras ou comercializadoras de energia, estes contratos são denominados Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEAL) e permitem aos consumidores mais liberdade de escolha para suas fontes de energia e parceiros comerciais (MENDES, 2015; FERNANDES, 2018), como é descrita na figura 11 a estrutura do ACL.

Figura 11 – Estrutura do Ambiente de Contratação Livre (ACL)



Fonte: Everest Energia (2021).

No ambiente livre, o agente que for membro do SIN, sendo ele gerador ou comercializador, poderá negociar energia elétrica livremente com os consumidores. Desta forma o consumidor não fica exposto a valores fixados nos leilões de energia, como também dispensará os imprevistos com alterações do sistema de bandeiras tarifárias (FERNANDES, 2018).

Entretanto as distribuidoras ainda possuem um papel ativo dispondo do uso do sistema de distribuição, assim como sua manutenção e supervisão, formalizando também o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) e exercendo remuneração através da TUSD (FERREIRA & GEDRA, 2020).

2.4.1 Consumidores do ACL

O mercado livre tem uma regulamentação bastante restrita para o ingresso de novos consumidores, os que desejam se desvincular do mercado cativo devem primeiramente preencher requisitos de demanda para a análise do tipo de consumidor (FERNANDES, 2018):

- Consumidores especiais: devem possuir demanda contratada maior ou igual a 500 kW, pertencendo ao grupo A, e deverão unicamente comprar energia incentivada, ou seja, energia elétrica de pequenas hidrelétricas e fontes alternativas como eólica, solar, biomassa entre outras (FERREIRA & GEDRA, 2020). Ainda é possível ao consumidor a escolha de energia incentivada 100% ou 50%, visando adquirir redução do custo de transmissão e distribuição da energia dependendo da fonte de geração (RIZKALLA, 2018).
- Consumidores livres: são consumidores com demanda igual ou superior a 3000 kW, atendido em qualquer tensão, pode escolher qualquer fonte de geração para fornecimento de energia elétrica, incluindo grandes hidrelétricas, termelétricas ou energia incentivada (ANEEL, 2021; NAGAYOSHI, 2012).

Com o intuito de flexibilizar o ingresso das empresas com demanda contratada abaixo de 0,5 MW, os agentes que optarem por comprar energia do ambiente livre e não se enquadrarem na demanda mínima podem realizar comunhão de cargas para empresas de mesmo CNPJ (comunhão de direito) ou com localização próxima (comunhão de fato), não separada por vias públicas. A demanda contratada de todas as empresas somadas deve ser maior ou superior a 0,5 MW e a demanda individual deve atingir no mínimo 30 kW para cada unidade, estas unidades consumidoras (UC) se enquadrarão como consumidores especiais, utilizando energia incentivada (ANEEL, 2010; MENDES, 2015).

2.4.2 Tarifação no Mercado Livre de Energia

Para os consumidores que preencherem os requisitos de tensão e demanda, deverá ser feito um estudo do ambiente de contratação livre de forma a analisar a viabilidade dos custos futuros em relação aos do mercado cativo.

Portanto deverão ser realizadas simulações dos gastos utilizando a equação 10, que compõem a tarifa de energia no mercado livre (NAGAYOSHI, 2012):

$$V_{T_{LIVRE}} = \frac{V_{TE} + V_{enc} + V_{TUSD} + V_D}{1 - (PIS/PASEP + COFINS + ICMS)} \quad (10)$$

Sendo:

V_{TE} , V_{enc} , V_{TUSD} : são os valores faturados da TE, encargos e TUSD;

V_D : É a demanda faturada, podendo ser dividida em ponta e fora de ponta;

**Demais valores são impostos.

Os elementos da equação 10 podem ser discriminados e calculados separadamente, gerando a equação 10.1 e equação 10.2 que estabelece os custos de compra de energia somados as taxas de encargos (OLIVEIRA D. R., 2019):

$$V_{TE} + V_{enc} = CF_T \cdot (TC_{livre} + TC_{encargos}) \quad (10.1)$$

Em que:

CF_T : É o custo total de consumo, considerando consumo na ponta e fora ponta;

TC_{LIVRE} e $TC_{encargos}$: São as taxas cobradas pela consumo de energia livre e encargos operacionais.

Está abordagem também serve para equacionar os componentes de desconto da TUSD em caso de energia incentivada 50% ou 100%, resultando na equação 10.2, com base no item V_{TUSD} , citado na equação 10 (OLIVEIRA D. R., 2019):

$$V_{TUSD} = [((1 - I\%) \cdot (T_{TUSD P} - T_{TUSD FP}) + T_{TUSD FP}) \cdot CF_P] + (CF_{FP} \cdot T_{TUSD FP}) \quad (10.2)$$

Sendo:

T_{TUST} : Os encargos referentes ao uso do sistema de distribuição para os horários de ponta (T_{TUSDp}) e fora ponta (T_{TUSDfp}).

$I\%$: O índice de desconto de energia incentivada.

Os descontos resultantes da compra de energia incentivada também refletirão na redução do custo de demanda, conforme mostrado na equação 10.3:

$$V_D = (1 - I\%).(DF.TD) \quad (10.3)$$

Em que:

TD: É a taxa cobrada pela Demanda;

Como pode-se notar os valores de TUSD e demanda, por serem custos que passam diretamente pela distribuidora permanecem os mesmos do mercado regulado, com exceção dos casos de energia incentivada. Portanto a precificação da TE em relação ao mercado cativo será um grande diferencial para o consumidor escolher realizar a migração.

2.4.3 Migração para o ACL

O consumidor que planeja ir do mercado cativo para o mercado livre deve atender a alguns requisitos de elegibilidade. São processos que podem ser feitos diretamente pelo consumidor ou por empresas contratadas para a realização desta tarefa. E envolvem análises de viabilidade econômica, contratual e estrutural considerando tanto o cenário do mercado livre quanto do cativo (FERREIRA & GEDRA, 2020).

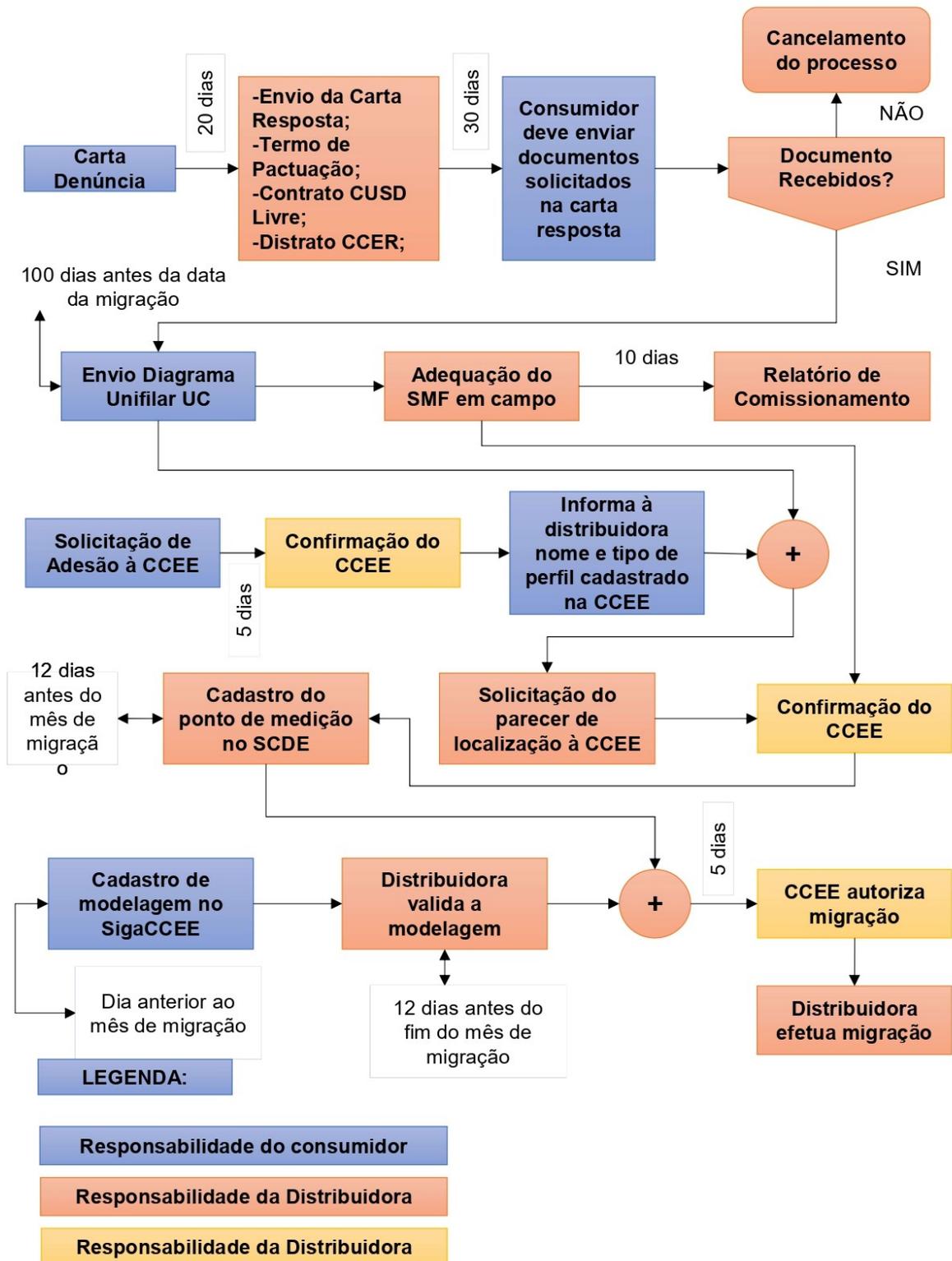
Para o consumidor estar apto a ingressar no mercado livre, precisará seguir as seguintes etapas:

- Análise das faturas de energia, níveis de tensão e a carga demandada para suprir as necessidades da unidade consumidora (UC), evitando desvios e não cumprimento das regras que poderão gerar penalidades e multas (RIZKALLA, 2018);

- Realizar estudo de viabilidade econômica, considerando as previsões de gastos para o mercado livre e cativo (FERNANDES, 2018);
- O consumidor deve realizar a denúncia do contrato cativo, ou seja, solicitar a rescisão do contrato com a distribuidora local de energia regulada, com seis meses de antecedência, sujeito a multa para antecipar a rescisão (RIZKALLA, 2018);
- Firmar contratos de compra de energia elétrica registrados na CCEE, com a negociação podendo ser diretamente com as unidades geradoras ou através de comercializadoras (FERNANDES, 2018).
- Deverá ser feita a adequação do Sistema de Medição e Faturamento (SMF), e conter telemetria para medição remota em tempo real, seguindo os padrões especificados pela CCEE (FERREIRA & GEDRA, 2020);
- O consumidor deve solicitar a inclusão ao CCEE, como agente Atacadista ou como Varejista, onde será representado por uma comercializadora intermediando e realizando as obrigações referentes a CCEE (CPFL, 2019).

A migração para o ACL também pode ser representada pelo fluxograma da figura 12, que destaca as obrigações para a distribuidora, consumidor e CCEE:

Figura 12 – Fluxograma de Migração para o Mercado Livre



Fonte: Adaptado de Energes (2021).

Por fim, o consumidor que migrar para o ambiente de contratação livre e optar por retornar ao mercado cativo deve informar a concessionária local com antecedência mínima de cinco anos, podendo a distribuidora aceitar o pedido em um período menor (FERREIRA & GEDRA, 2020).

Desta forma iremos desenvolver o estudo com base nos itens e normas abordados neste capítulo e usados na metodologia a seguir.

3 METODOLOGIA

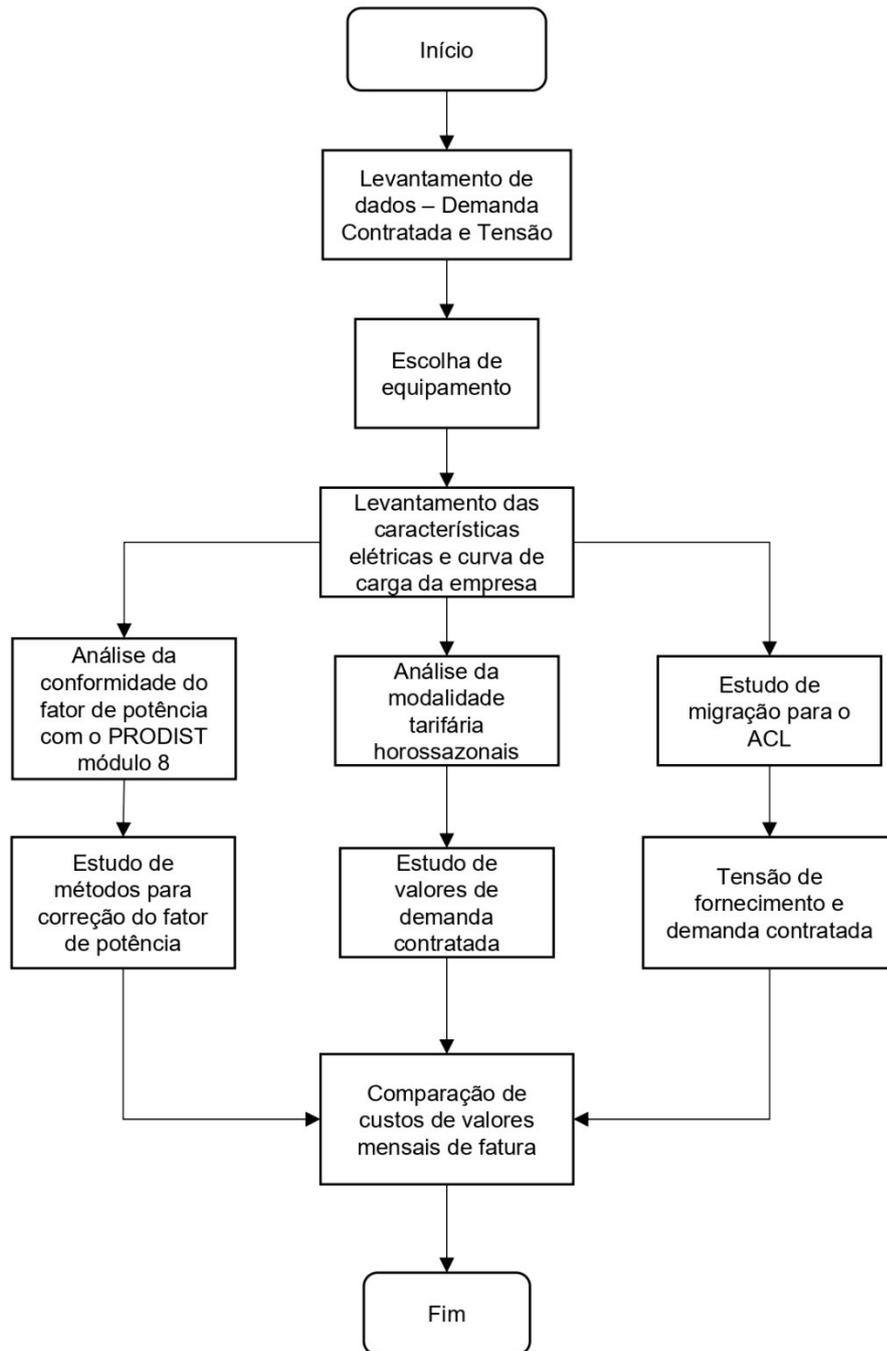
Para a execução deste trabalho foi necessário criar um plano de atuação para um estudo de melhoria nos custos tarifários de energia elétrica de uma empresa levando em consideração as normas estabelecidas pela ANEEL e órgãos responsáveis.

A metodologia visa estudar as condições e formas de realizar reduções na tarifa de energia elétrica. Para isso, é necessária a realização de cálculos considerando os valores de consumo diário, como também a curva de carga para a divisão de consumo ao longo do dia, visando priorizar demandas maiores durante os horários fora de ponta.

Para melhor atender às necessidades da empresa, a utilização de um equipamento de medição apropriado é imprescindível, desta forma o funcionamento de qualímetros foi estudado para evidenciar suas especificações para o levantamento das características elétricas necessárias para a realização do processo de melhoria.

O fluxograma da figura 13 divide as etapas para a realização do estudo de caso, atentando-se às normas e orientações citadas anteriormente.

Figura 13 – Fluxograma de Análises Tarifárias



Fonte: Autor (2021)

O fluxograma destaca as duas linhas de trabalho consideradas, a comparação da atual fatura com o mercado cativo e livre e também os indicadores de qualidade do fator de potência. Desta forma, com a permanência no ambiente regulado a empresa pode optar por se manter utilizando a THS verde avaliando ajustes de demanda contratada. Faz-se necessário um estudo de viabilidade referente à mudança para a

THS azul tendo como principal fator a demanda durante o horário de ponta. O Ambiente de Contratação Livre é outra vertente de contratação analisada para a diminuição do custo mensal de energia elétrica, entretanto a empresa deve considerar modificações no valor de demanda contratada ou optar pela demanda em comunhão de fato.

Além das opções referentes a alterações de modalidades de contratação, a correção do fator de potência da instalação também deve ser analisada. Por fim, demonstrando e comparando os custos de investimentos e a redução na fatura mensal.

3.1 Local de Estudo

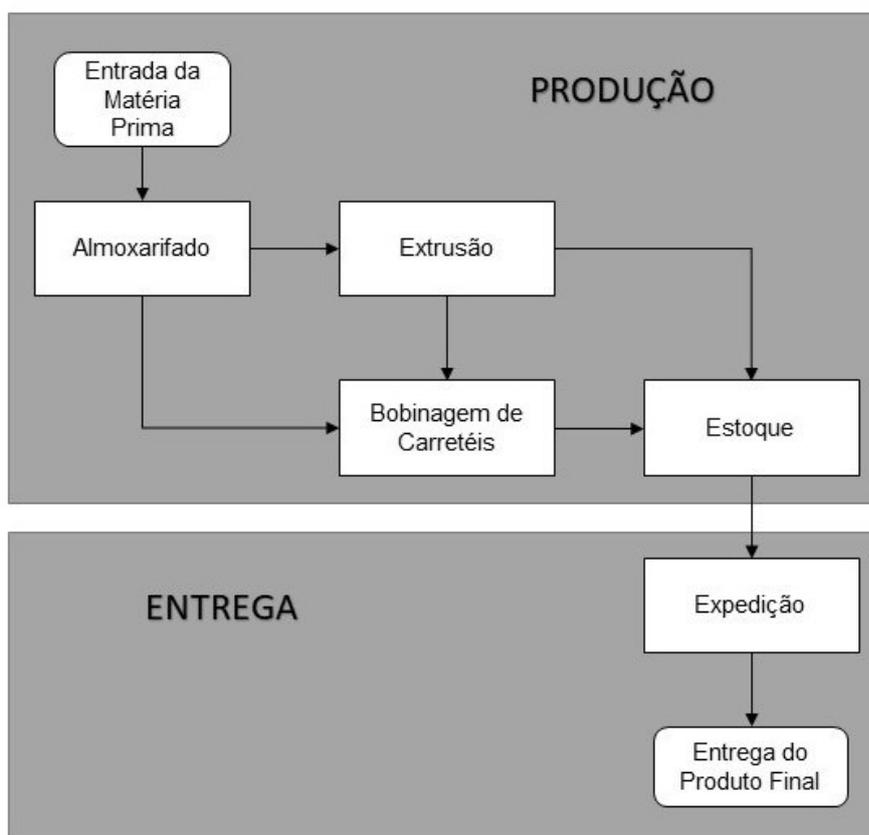
A proposição de melhoria foi efetivada em uma empresa têxtil de pequeno porte localizada na região metropolitana de Porto Alegre, que tem como atividade principal a produção de fitilhos plásticos focados ao ramo da agricultura.

As atividades da empresa são realizadas de segunda a sexta com o setor de produção em dois turnos entre as 5h e 22h, e o setor administrativo das 8h às 17h30min.

As cargas mais significativas da empresa se encontram no subsetor da extrusão, o qual é constituído por três linhas de extrusoras, estufas e painéis de bobinagem e estiramento, onde normalmente há a utilização de apenas duas linhas de produção, devido a iminência de ultrapassagem de demanda em caso do uso excessivo das três cargas.

O fluxograma da figura 14 representa a divisão, onde o setor da produção é subdividido em: almoxarifado, extrusão, bobinagem de carretéis e estoque. Após todo o processo passando então para a expedição do produto final.

Figura 14 – Fluxograma de Produção



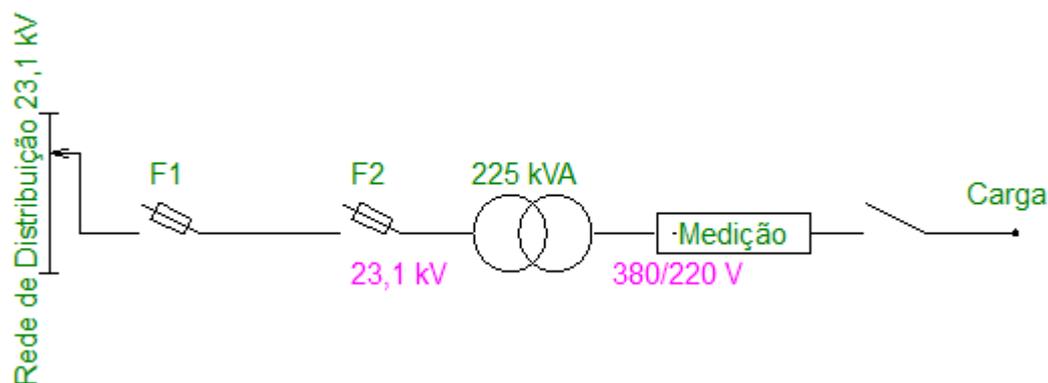
Fonte: Autor (2021).

Como mostra o fluxograma, o produto pode ser feito a partir da matéria prima de grânulos de polietileno entre outros compostos, como também pode ser recebido como fio para apenas ser torcido e rebobinado, assim não necessitando do processo inicial de extrusão.

3.1.1 Rede Elétrica da Empresa

A empresa é atendida pela concessionária local RGE SUL, com rede trifásica aérea de 23,1 kV, conforme é representado na figura 15 o diagrama unifilar da entrada de energia de energia.

Figura 15 – Diagrama Unifilar da Entrada de Energia Elétrica



Fonte: Autor (2021).

A empresa é conectada à rede da RGE SUL com tensão de 23,1 kV por rede aérea protegida por chaves fusíveis até a subestação abrigada principal e integrada aos equipamentos da cabine de medição com tensão secundária de linha de 380 V, e demanda contratada de 200 kW, valores que são apresentados no quadro 2, que detalha as características da unidade consumidora.

Quadro 2 – Detalhamento da Unidade Consumidora

Unidade Consumidora	
Tensão de Fornecimento	23,1 kV
Subgrupo de Fornecimento	A4 - Industrial
Demanda Contratada	200 kW
Concessionária local	RGE SUL
Modalidade Tarifária	THS Verde

Fonte: Autor (2021).

Além das características gerais da rede, foi necessário o levantamento de outros aspectos elétricos para a análise, como: perfil de carga e fator de potência.

3.2 Métodos para Levantamento de Dados

Foram utilizados procedimentos para a aquisição de dados, que representam o comportamento das cargas ao longo do dia, assim criando uma visão mais detalhada para sugestões de mudanças durante os horários de ponta e fora ponta. Para esta tarefa foi imprescindível a utilização de um analisador de qualidade de energia, equipamento este que também permitiu realizar a leitura do fator de potência e demais dados utilizados na análise do perfil do consumidor.

A avaliação de faturas de energia elétrica também foi um método indispensável, pois possibilitou levantar um valor de demanda média utilizada, bem como estudar o consumo de energia a longo prazo da instalação.

3.2.1 Analisador de Qualidade de Energia

O analisador de qualidade de energia, também conhecido como qualímetro, utilizado neste estudo para realizar o levantamento das características elétricas da instalação. O modelo de equipamento é um Fluke 435 Série 1, Analisador de qualidade de potência trifásica. Este equipamento oferece um amplo conjunto de funções, tanto gerais, responsáveis por apresentar as formas de onda (tensão e corrente) e fasores, como medições específicas, utilizadas para captar informações e apresentar detalhadamente eventos envolvendo distorções, oscilações de tensão (*Flicker*), alterações repentinas de tensão (*Dip & Swells*), desequilíbrios, harmônicas (tensão, corrente e potência) e fator de potência, vide anexo B.

Para este estudo, foi utilizada a função *Logger*, que permite o armazenamento de várias leituras durante um intervalo de tempo ajustável. O equipamento foi conectado à entrada de energia elétrica da empresa para gravar leituras de tensão, corrente, potência, fator de potência, como também realizar o levantamento da curva de carga da empresa.

O Fluke 435 permaneceu ligado ao sistema de energia realizando leituras durante uma semana, período necessário para a realização de 1008 medidas válidas à intervalos de 10 minutos cada, desta forma, estando em conformidade com as normas citadas no PRODIST módulo 8.

3.2.2 Faturas de Energia Elétrica

As faturas de energia foram verificadas, a fim de formar uma visão geral do perfil elétrico da empresa e a composição dos seus custos de consumo. Logo para fins de cálculo foram utilizadas faturas em um período de 12 meses, de janeiro/2021 a dezembro/2021.

Como exemplo, as informações mais relevantes encontradas na fatura de junho são mostradas na figura 16 e figura 17.

Figura 16 – Discriminação de Custos da Fatura de Energia Elétrica

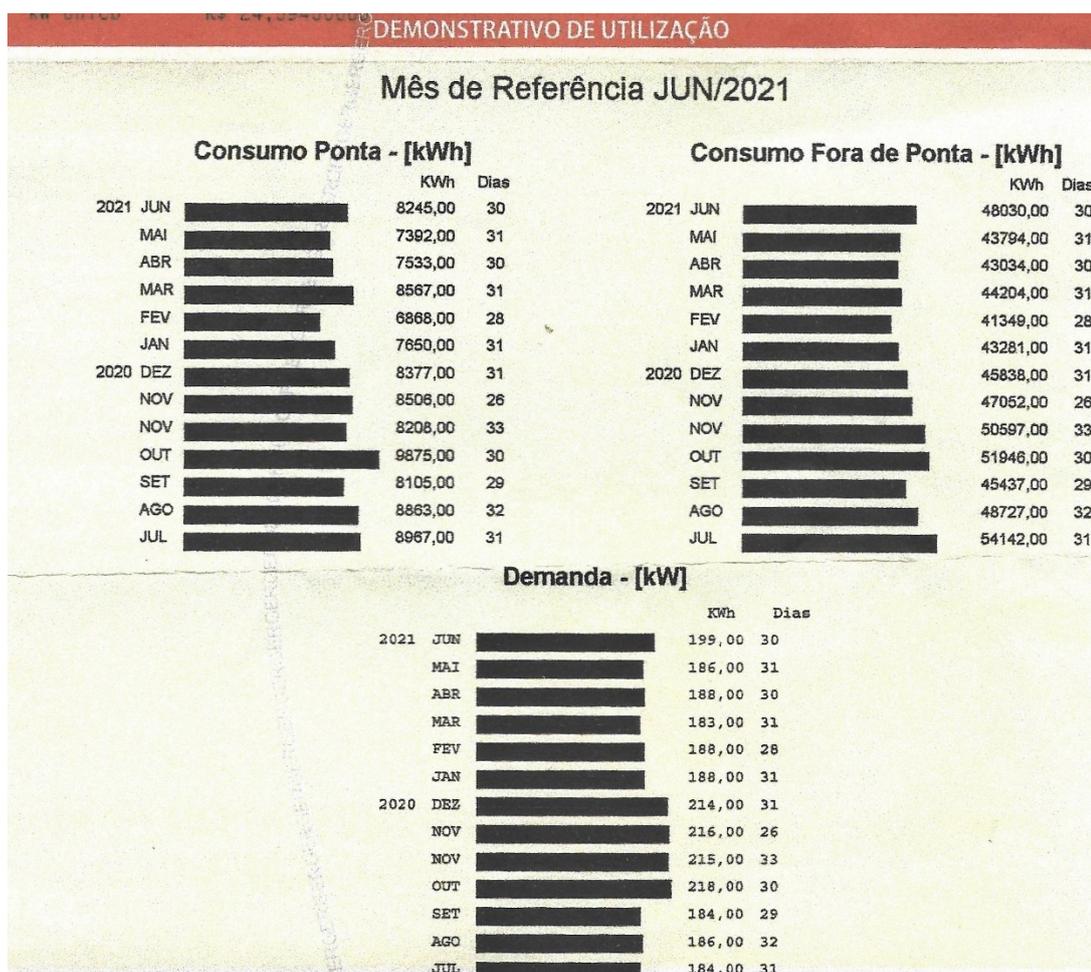
DISCRIMINAÇÃO DA OPERAÇÃO - RESERVADO AO FISCO							
Cod. 115	Descrição da Operação Nº 916800468437	Mês Ref.	Quant. Registrada	Quant. Faturada	Unid. Med.	Tarifa com Tributos	Valor Total Operação
0605	Energia Atv Fomec Ponta TUSD	JUN/21	8.246,190	8.246,190	kWh	1,26346825	10.418,80
0605	Energia Atv Fomec Fponta TUSD	JUN/21	48.030,786	48.030,786	kWh	0,11169857	5.364,97
0601	Energia Atv Fomec Ponta - TE	JUN/21	8.246,190	8.246,190	kWh	0,56599711	4.667,32
0601	Energia Atv Fomec Fponta - TE	JUN/21	48.030,786	48.030,786	kWh	0,34263483	16.457,02
0601	Adicional Band Vermelha Ponta	JUN/21					667,53
0601	Adicional Band Vermelha FPonta	JUN/21					3.888,18
0601	Consumo Reativo Exc Ponta	JUN/21	169,610	169,610	kWh	0,36118005	61,26
0601	Consumo Reativo Exc Fora Ponta	JUN/21	1.154,387	1.154,387	kWh	0,36123916	417,01
0602	Demanda [kW] - TUSD	JUN/21	199,456	199,456	KW	31,89056478	6.360,79
0602	Demanda [kW] - TUSD	JUN/21		0,543	KW	25,99410899	14,12
	Subtotal						48.317,00
	Total Distribuidora						48.317,00
0807	Contrib. Custeio IP-CIP Municipal	JUN/21					19,92
	Total Devoluções/Ajustes						19,92
	Total a Pagar						48.336,92

Fonte: Autor (2021).

A discriminação dos custos totais mensais da tarifa torna possível mensurar os valores de consumo e demanda medida da empresa, uma vez que informa as taxas cobradas pela concessionária local para cada item. Também indicando a ocorrência da adição de bandeiras tarifárias e multa por ultrapassagem de demanda e potência reativa excedida.

Os demais itens a serem empregues constam na figura 17 que indica demonstrativos de leitura para consumo e demanda:

Figura 17 – Leituras de Consumo e Demanda



Fonte: Autor (2021).

Os valores de demanda medida durante os últimos 12 meses serviram para a formulação de gráficos para avaliar os melhores valores de demanda contratada para os horários de ponta e fora de ponta, a fim de reduzir os custos de multa por ultrapassagem de demanda, avaliando qual a melhor opção de contratação de energia.

3.3 Análise das Tarifas Horossazonais Verde e Azul

Para realizar a análise de enquadramento do consumidor no mercado cativo, com suas respectivas modalidades tarifárias, foi necessário um estudo dos requisitos para a contratação em cada categoria.

Este estudo serve para julgar a possibilidade de emprego das opções de fornecimento sugeridas, considerando as normas e resoluções estabelecidas pela ANEEL e mencionadas na fundamentação deste trabalho.

O consumidor atualmente contrata energia utilizando a tarifa horossazonal verde, conseqüentemente preenche os requisitos para o seu fornecimento com tensão inferior a 69 kV com qualquer valor de demanda contratada, conforme estipulado na resolução normativa ANEEL Nº 1000 de 2021.

Além disso, a ANEEL (2021) também define que o consumidor em qualquer tensão de fornecimento e demanda contratada pode empregar a tarifa horossazonal azul, portanto a empresa em questão com níveis de tensão de 23,1 kV e demanda contratada de 200 kW também se qualifica a esta modalidade.

Considerando a empresa apta a operar em qualquer uma das duas modalidades tarifárias, deve-se primeiramente pesquisar os melhores valores de demanda a serem contratadas. E em posse destes valores calcular as tarifas verde e azul.

3.3.1 Valores de Demanda Contratada

A demanda contratada deve ser avaliada da forma que melhor se encaixe no perfil de consumo. Atualmente, a empresa dispõe de uma demanda contratada de 200 kW, valor que por usar a tarifa horossazonal verde é igual tanto para o horário de ponta como fora de ponta.

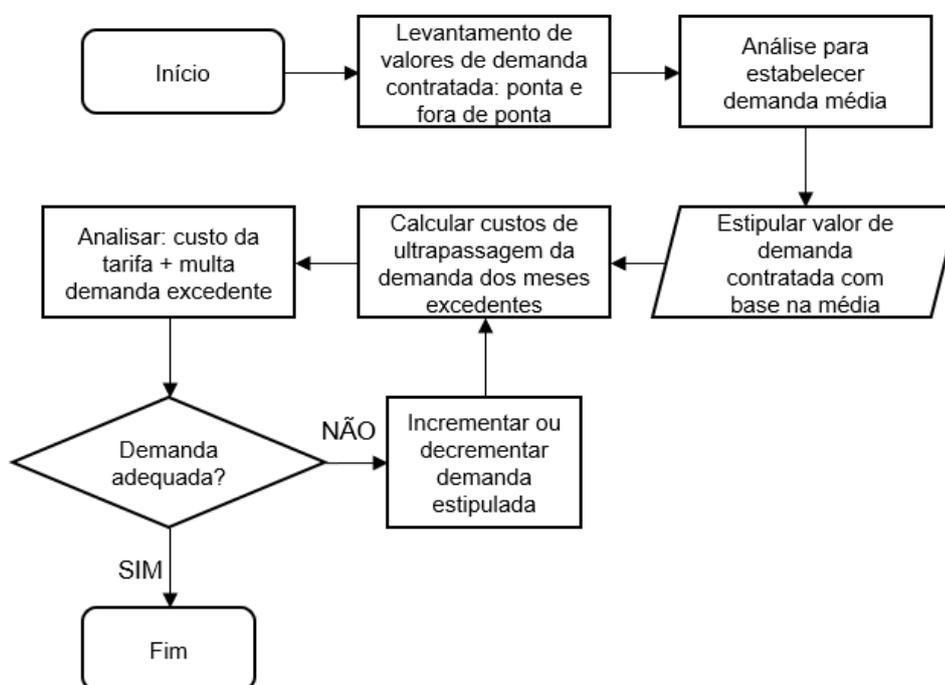
Por outro lado, conforme previsto na resolução normativa ANEEL Nº 1000, para a THS azul podem ser contratados dois valores de demanda, um para o horário de ponta e outra para o horário fora de ponta.

Portanto a demanda contratada deve ser reavaliada através das demandas medidas no período de 12 meses, estes dados foram coletados nas faturas de energia elétrica da empresa e analisados com base em duas informações: a demanda média anual, e os valores que se sobressaem da média.

Onde considerou-se para a demanda contratada, valores próximos da demanda média e avaliando através da equação 9, que calcula o custo da ultrapassagem de demanda, se o pagamento da multa ou o aumento da demanda contratada resulta na opção mais adequada.

Desta forma, o estudo para descobrir os valores de demanda que melhor correspondem ao perfil de funcionamento da empresa deve seguir o fluxograma representado na figura 18.

Figura 18 – Fluxograma para Análise de Demanda Contratada



Fonte: Autor (2021).

Como mostrado no fluxograma da figura 18, deve-se escolher um valor primário próximo a demanda média e os meses que ultrapassarem este valor consequentemente geram multas de ultrapassagem, que são contabilizadas no cálculo. Assim incrementando ou decrementando o valor de demanda e equacionando-o novamente a fim de comparar os valores resultantes, definindo como demanda adequada a demanda referente ao menor custo calculado.

Em posse dos valores de demanda adequados, foram calculados os custos da fatura de energia elétrica para os dois ambientes, THS verde e azul.

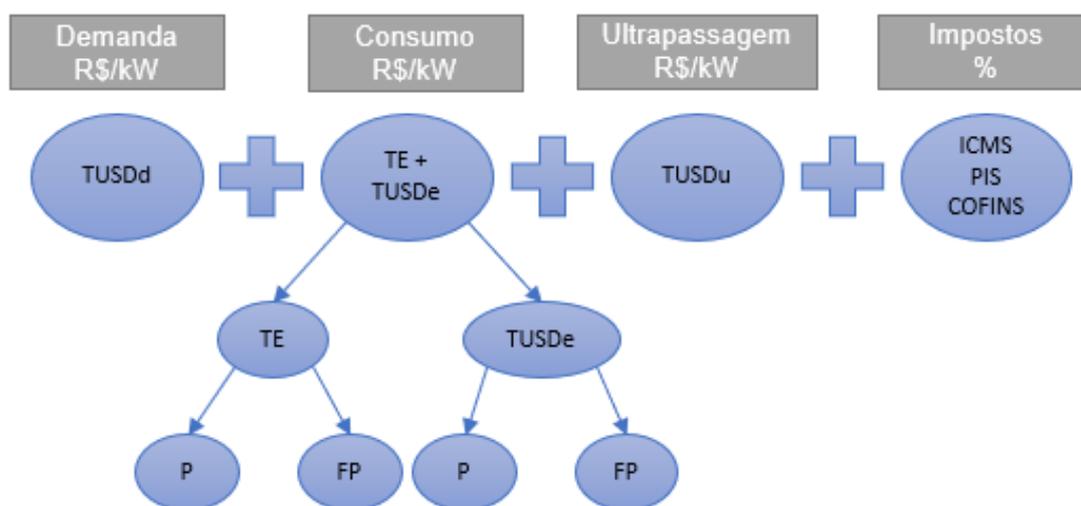
3.3.2 Cálculos das Tarifas Horossazonais

Os cálculos das tarifas são de grande importância para a análise deste trabalho, pois são as representações numéricas para comparações com foco na redução do valor final da energia elétrica da empresa.

Os custos faturados com a THS verde já são contabilizados nas faturas atuais, entretanto os valores não podem ser diretamente coletados, uma vez que a demanda contratada tenha sofrido alteração, como exemplificado no item anterior.

Portanto, para a realização do cálculo da THS verde dispõem-se da equação 7 para descrever a fatura na modalidade horossazonal verde, referenciada no capítulo dois deste trabalho. As demais informações utilizadas podem ser acessadas nas faturas atuais, que especificam os valores das taxas cobradas pela concessionária local, cuja composição é ilustrada na figura 19:

Figura 19 – Composição das Taxas da THS Verde



Fonte: Adaptado Ferreira & Gedra (2020).

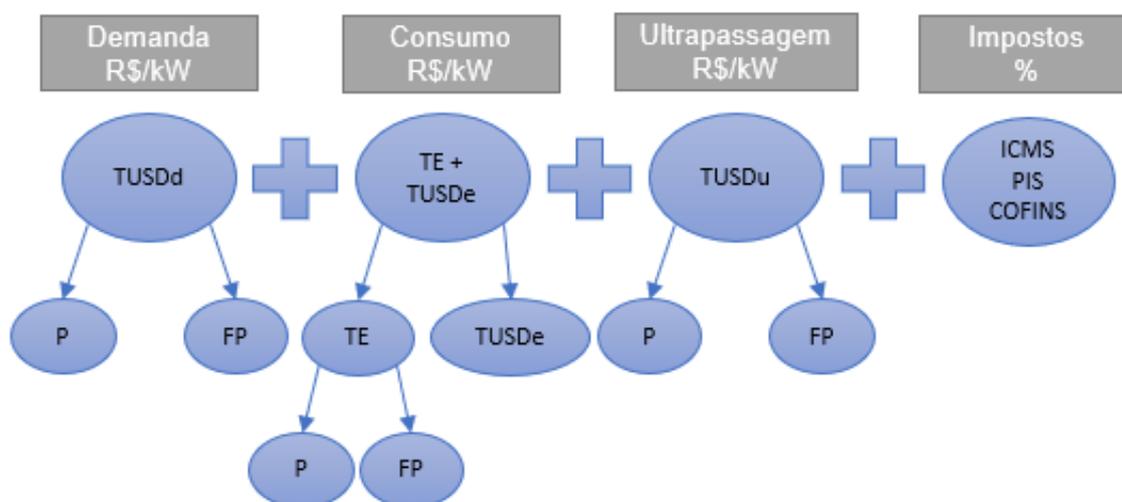
Na figura 19 a TUSD foi dividida em, respectivamente, TUSD demanda, TUSD energia e TUSD ultrapassagem para elucidar que apenas a TUSDe não é uma componente de custo único, desta forma tendo taxas diferenciadas tanto para horário de ponta quanto fora de ponta.

Além disso, estão presentes custos adicionais referentes a excedentes de potência reativa e condições de geração que indicam a ocorrência de bandeiras

tarifárias. Estes valores complementares servem também para a modalidade tarifária azul.

O cálculo da THS azul utiliza os dados mostrados na fatura do respectivo mês, também baseando-se na equação 8, vide capítulo 2, e estando em posse dos valores de consumo e demanda contratada. A fórmula discrimina valores de demanda para os horários de ponta e fora de ponta, como também para demanda de ultrapassagem. A figura 20 apresenta a divisão das taxas cobradas, distinguindo os preços para os horários de ponta (P) e fora de ponta (FP):

Figura 20 – Composição das Taxas da THS Azul



Fonte: Adaptado Ferreira & Gedra (2020).

As taxas distintas na figura 20 oferecem mais liberdade para o consumidor escolher os valores de demanda durante os horários de pico, estes valores contratados têm maior custo se comparados a demanda única para a modalidade horossazonal verde. Entretanto, como pode ser comparado na tabela 1 e tabela 2, o custo do consumo de energia (TE + TUSDe) no horário de ponta para os consumidores da THS verde é maior do que para os da modalidade azul.

O consumidor que preencher os requisitos de contratação também pode optar por negociar com o Ambiente de Contratação Livre de energia elétrica (ACL), onde os contratos são mais flexíveis e apresentam reajustes previamente estabelecidos.

3.4 Análise do Ambiente de Contratação Livre

A análise a ser realizada serve para prever a viabilidade da empresa de migrar para o mercado livre de energia, embora a estrutura básica do ACL seja diferente do mercado cativo proporcionando ao consumidor ótima previsibilidade orçamentaria, deve-se estar atento ao fato de que a gestão neste tipo de ambiente é mais complexa e caso feita de forma equívoca pode resultar em custos mais altos.

Uma vez que a empresa escolha obter energia do mercado livre, deverá cumprir os requisitos de tensão de fornecimento e demanda contratada previsto na resolução normativa ANEEL Nº 1000, que especifica que o consumidor deve possuir demanda contratada igual ou superior 500 kW para ser um consumidor especial utilizando energia de fonte incentivada.

Pode-se perceber que o consumidor com a demanda atual não cumpre o requisito de demanda mínima, a opção sugerida então é realizar a comunhão de cargas com a empresa vizinha, onde o somatório das demandas contratadas deve ser equivalente ou superior a 500 kW, possibilitando o ingresso ao mercado livre como consumidor especial.

Para conferir a viabilidade econômica do processo de migração deve-se, através da equação 10, citada anteriormente, estimar os custos a serem comparados com as faturas do mercado cativo.

Os dados referentes a consumo, demanda e tarifas referentes a TUSD são também dispostos nas faturas anteriores da concessionária local, os demais valores como preço de compra de energia no mercado livre e encargos de serviços do sistema, conexão e gestão foram aferidos de comercializadoras.

Com todos os dados equacionados e resolvidos fez-se um comparativo, considerando o custo final da fatura para as modalidades do mercado cativo juntamente com a fatura gerada no mercado livre. Em função das multas por excedente reativo foi realizado um estudo com outras características elétricas.

3.5 Análise das Características Elétricas

A observação de certas características elétricas é necessária para a redução no custo de energia e aumento da eficiência do maquinário, para isso a coleta das informações feita com a utilização de um qualímetro onde a análise do fator de potência, em virtude da potência reativa excedente, pode acarretar gastos não planejados.

3.5.1 Fator de Potência

Um alto fator de potência é imprescindível para uma alta eficiência da rede elétrica, gerando redução nos custos de energia da empresa. Para evitar gastos com multas por excesso de potência reativa, o sistema deve estar em conformidade com o valor estipulado por lei e citado no capítulo anterior, onde o consumidor industrial deve possuir entre 0,92 e 1 de FP, capacitivo ou indutivo.

Para realizar a correção do fator de potência a empresa utiliza de bancos de capacitores automáticos, entretanto a velocidade de leitura e dimensionamento do banco resultam em multas pelo reativo excedente. Logo, é feita, através do qualímetro, uma nova análise e um novo dimensionamento, caso necessário.

Utilizando o fator de potência medido pelo qualímetro, e o valor de fator de potência desejado, juntamente com a potência ativa, é possível calcular os valores de potência reativas necessários através da equação 3, e subtrai-los conforme a equação 4, resultando no valor de potência reativa do banco de capacitores necessário para anular a potência reativa, entrando em conformidade com a lei.

4. APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Este capítulo apresenta os dados necessários coletados para a realização da análise nos casos propostos anteriormente, os quais envolvem o estudo tarifário e o fator de potência de uma empresa. Estas informações devem ser analisadas evidenciando os gastos resultantes para cada caso e destacando se há necessidade de uma mudança no atual sistema. O primeiro caso aborda os aspectos tarifários, comparando dados atuais com as demais possibilidades de contratação de energia.

4.1 Análise tarifária

A proposta inicial deste trabalho envolve a redução de custos na fatura de energia, visando baixo investimento estrutural. Portanto, as faturas de energia anteriores, de tarifa horossazonal verde, devem ser avaliadas e recalculadas para serem comparadas com as demais modalidades de contratação, considerando os mercados cativo e livre de energia.

Com a utilização dos dados contidos nas faturas de janeiro a dezembro de 2021, foi possível o levantamento dos valores de consumo e demanda para os horários de ponta e fora de ponta, os quais são utilizados para a realização dos cálculos e também comparados as demais opções de contratação, também é importante ressaltar que em 2021 a empresa não foi impactada pela pandemia, desta forma pode-se considerar um ano típico.

A tabela 3 mostra os valores de consumo e demanda, destacando também a média das demandas, ponta e fora de ponta, durante o ano:

Tabela 3 – Consumo e Demanda Anual

	Consumo (kWh)		Demanda (kW)	
	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
Janeiro	7.650	43.281	148	188
Fevereiro	6.868	41.349	155	189
Março	8.567	44.204	154	183
Abril	7.533	43.034	150	188
Mai	7.392	43.794	150	186
Junho	8.245	48.030	152	199
Julho	8.756	55.168	171	206
Agosto	10.906	57.504	203	247
Setembro	10.534	55.458	197	239
Outubro	10.306	56.643	195	234
Novembro	10.645	58.643	206	235
Dezembro	5.283	27.534	166	195
		Média:	171	207

Fonte: Autor (2022).

Os valores de consumo citados na tabela foram utilizados para o cálculo da tarifa de energia, sendo 3 os casos estudados, onde foi considerada a mudança de modalidade tarifária, a viabilidade da migração para o mercado livre de energia e a permanência na modalidade atual (THS verde) realizando um estudo de otimização para a redução do custo anual.

Os cálculos são comparados com os valores de base, os quais possuem tarifa horossazonal verde. A tabela 4 informa os gastos com energia elétrica referentes ao ano de 2021, mostrando os custos com e sem a inclusão dos adicionais de bandeira tarifária:

Tabela 4 – Custos da Fatura Atual da Empresa

	Fatura THS Verde	
	S/ Bandeira	C/ Bandeira
Janeiro	R\$ 32.472,76	R\$ 33.427,21
Fevereiro	R\$ 30.599,64	R\$ 31.503,23
Março	R\$ 34.189,47	R\$ 35.178,40
Abril	R\$ 32.207,54	R\$ 33.155,17
Mai	R\$ 32.265,88	R\$ 34.298,48
Junho	R\$ 35.069,74	R\$ 40.411,36
Julho	R\$ 38.393,41	R\$ 44.461,08
Agosto	R\$ 46.312,24	R\$ 52.805,72
Setembro	R\$ 44.366,15	R\$ 53.737,02
Outubro	R\$ 44.037,10	R\$ 53.543,85
Novembro	R\$ 45.346,06	R\$ 55.184,96
Dezembro	R\$ 23.265,56	R\$ 27.925,57
Anual:	R\$ 438.525,55	R\$ 495.632,05

Fonte: Autor (2022).

Estes custos foram primeiramente comparados com o caso 1, que aborda a redução da tarifa com a permanência na modalidade tarifária horossazonal verde.

4.1.1 Estudo de Viabilidade da THS Verde

Este caso de estudo considera a permanência na atual modalidade tarifária, a THS verde, a otimização do valor de demanda contratada foi realizada, de forma a calcular os diferentes custos resultantes de cada um dos valores de demanda, partindo da demanda média (207 kW), juntamente com as respectivas cobranças derivadas das multas mensais por demanda faturada excedente a contratada com 5% de tolerância.

A demanda atual de 200 kW foi aferida com outros cenários, com variações de contratação entre 200 kW e 230 kW, os custos das demandas anuais foram encontrados com a utilização de uma planilha eletrônica, parte dos valores são mostrados na tabela 5:

Tabela 5 - Comparativo de Custo de Demanda Única:

Demanda:	200 kW	207 kW	216 kW	224 kW	230 kW
Custo Anual:	R\$ 77.870,70	R\$ 77.870,70	R\$ 77.870,70	R\$ 76.158,36	R\$ 76.402,98

Fonte: Autor (2022).

Os valores de 200 kW a 216 kW não sofrem alteração no custo total, pois o pequeno aumento na contratação de demanda, gera um aumento do custo mensal de demanda que tem uma redução em mesma proporção para os meses que ultrapassam o valor contratado. Desta forma, o valor de 224 kW, como evidenciado na tabela anterior, será a melhor escolha, pois o aumento na fatura mensal compensa os meses com maior demanda, diminuindo o custo pelo excedente.

Estes valores para a demanda ideal e a atualmente contratada, podem ser discretizados para todos os meses de 2021 e destacados na tabela 6:

Tabela 6 – Comparativo de Custos de Demanda Contratada:

	D.Atual = 200 kW	D.Nova = 224 kW	Diferença:	
Janeiro	R\$ 5.436,00	R\$ 6.088,32	R\$ 652,32	12,00%
Fevereiro	R\$ 5.436,00	R\$ 6.088,32	R\$ 652,32	12,00%
Março	R\$ 5.436,00	R\$ 6.088,32	R\$ 652,32	12,00%
Abril	R\$ 5.436,00	R\$ 6.088,32	R\$ 652,32	12,00%
Mai	R\$ 5.436,00	R\$ 6.088,32	R\$ 652,32	12,00%
Junho	R\$ 5.436,00	R\$ 6.088,32	R\$ 652,32	12,00%
Julho	R\$ 9.268,38	R\$ 7.963,74	-R\$ 1.304,64	-14,08%
Agosto	R\$ 8.616,06	R\$ 7.311,42	-R\$ 1.304,64	-15,14%
Setembro	R\$ 8.208,36	R\$ 6.088,32	-R\$ 2.120,04	-25,83%
Outubro	R\$ 8.289,90	R\$ 6.088,32	-R\$ 2.201,58	-26,56%
Novembro	R\$ 5.436,00	R\$ 6.088,32	R\$ 652,32	12,00%
Dezembro	R\$ 5.436,00	R\$ 6.088,32	R\$ 652,32	12,00%
Total:	R\$ 77.870,70	R\$ 76.158,36	-R\$ 1.712,34	-2,20%

Fonte: Autor (2022).

Pode-se perceber que a demanda contratada atual de 200 kW, resulta em um custo anual de R\$77.870,70, da mesma forma, para este cenário de consumo, a demanda contratada de 224 kW se aplica e gera uma redução de 2,20% ao ano para a empresa, com um custo total de R\$76.158,36, uma diferença de R\$ 1.712,34 anuais.

Pode-se notar que devido ao perfil de consumo da empresa, os meses de julho a outubro possuem uma demanda muito maior, gerando altas multas pela demanda excedente. Logo, o aumento na demanda contratada para 224 kW acarreta em maiores valores durante os meses onde a empresa não atinge a demanda contratada, entretanto haverá uma redução significativa nas multas dos meses de julho e agosto, assim como também a isenção de multa nos meses de setembro e outubro.

A tabela 7 demonstra os custos calculados para cada mês para as demandas de 200 kW e 224 kW, detalhando as reduções durante o ano, estes valores não compreendem os adicionais de impostos, visto que para fins de análise, estes refletem em mesma proporção para ambos os casos.

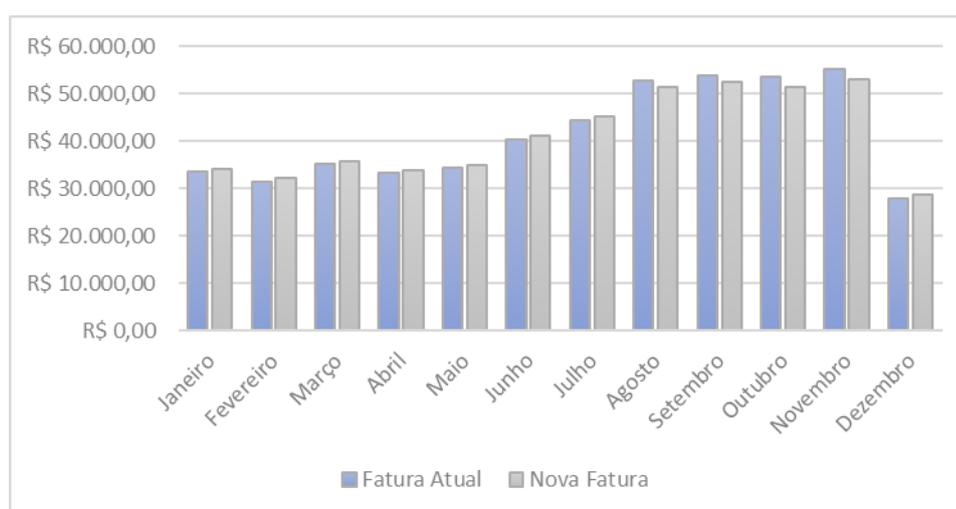
Tabela 7 – Comparativo das Faturas Mensais do ACR Verde para Diferentes Demandas

	THS Verde		Diferença referente a nova demanda	
	Atual (200 kW)	Novo (224 kW)		
Janeiro	R\$ 33.427,21	R\$ 34.079,53	R\$ 652,32	1,95%
Fevereiro	R\$ 31.503,23	R\$ 32.155,55	R\$ 652,32	2,07%
Março	R\$ 35.178,40	R\$ 35.830,72	R\$ 652,32	1,85%
Abril	R\$ 33.155,17	R\$ 33.807,49	R\$ 652,32	1,97%
Mai	R\$ 34.298,48	R\$ 34.950,80	R\$ 652,32	1,90%
Junho	R\$ 40.411,36	R\$ 41.063,68	R\$ 652,32	1,61%
Julho	R\$ 44.461,08	R\$ 45.113,40	R\$ 652,32	1,47%
Agosto	R\$ 52.805,72	R\$ 51.501,08	-R\$ 1.304,64	-2,47%
Setembro	R\$ 53.737,02	R\$ 52.432,38	-R\$ 1.304,64	-2,43%
Outubro	R\$ 53.543,85	R\$ 51.423,81	-R\$ 2.120,04	-3,96%
Novembro	R\$ 55.184,96	R\$ 52.983,38	-R\$ 2.201,58	-3,99%
Dezembro	R\$ 27.925,57	R\$ 28.577,89	R\$ 652,32	2,34%
Anual:	R\$ 495.632,05	R\$ 493.919,70	-R\$ 1.712,35	-0,35%

Fonte: Autor (2022).

Como demonstrado na tabela, os valores sofrem alteração apenas na demanda, devido a TE e a TUSD refletirem custos sobre o consumo e não serem alterados pela taxa de demanda. A tarifa com a nova demanda contratada resultará em uma redução anual no valor de R\$1.712,35, o equivalente a 0,35% de economia em relação ao valor anual com a demanda contratada de 200 kW. Estes dados são mostrados no gráfico 1:

Gráfico 1 – Custos Mensais da THS Verde



Fonte: Autor (2022).

Através do gráfico, nota-se que não há grande diferença entre os valores, com meses onde a demanda de 200 kW pode ser uma opção mais econômica, entretanto no somatório final, devido ao perfil anual de consumo da empresa ter bastante variação e possuir um consumo muito maior a partir da primeira metade do ano, a demanda de 224 kW se torna uma proposta melhor.

4.1.2 Estudo de Viabilidade da THS Azul

O caso de estudo aborda outra vertente de contratação do mercado cativo de energia elétrica, a modalidade de tarifa horossazonal azul. Primeiramente, para a criação dos cálculos necessários, deve-se, através da metodologia utilizada na análise anterior, chegar a um valor para a demanda contratada no horário de ponta. Para o horário fora de ponta foi utilizado o mesmo valor de demanda escolhido para a THS verde (224 kW). Conforme mostra a tabela 8, que destaca alguns dos valores de custos anuais calculados através da planilha eletrônica:

Tabela 8 – Comparativo de Custo de Demanda no Horário de Ponta:

Demanda:	180 kW	185 kW	190 kW	194 kW	195 kW
Custo Anual:	R\$ 97.489,71	R\$ 97.489,71	R\$ 96.029,19	R\$ 95.907,48	R\$ 96.272,61

Fonte: Autor (2022).

A demanda contratada no horário de ponta que melhor se encaixa no perfil anual da empresa foi de 194 kW. Em posse deste valor, foram realizados os cálculos que envolvem toda a tarifa de energia elétrica, estes cálculos incluem as despesas referentes a TE (Tarifa de Energia), TUSD, demanda faturada e bandeiras tarifárias do ano de 2021. As taxas são as mesmas utilizadas nos últimos meses de 2021, como mostra o anexo A, levando em consideração também os meses que possuíram a bandeira de escassez hídrica em vigência.

Os cálculos foram realizados para cada mês e dispostos na tabela 9, utilizando os valores de demanda contratada citados anteriormente. Para fins de análise, não foram considerados as porcentagens de impostos, pois estas contribuem em mesma proporção para ambos os casos.

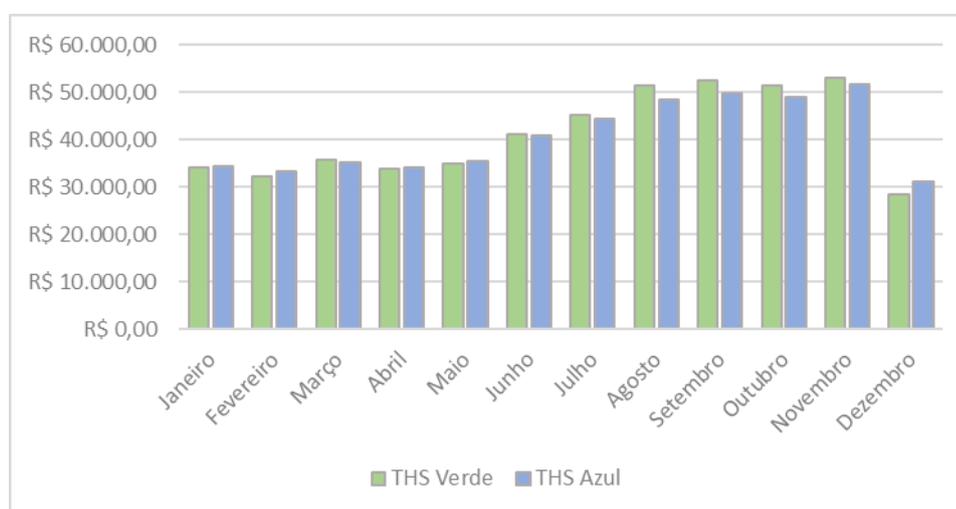
Tabela 9 – Comparativo das Faturas Mensais do ACR Verde e Azul

	THS Verde	THS Azul	Diferença:	
Janeiro	R\$ 34.079,53	R\$ 34.393,13	R\$ 313,60	0,92%
Fevereiro	R\$ 32.155,55	R\$ 33.241,64	R\$ 1.086,09	3,38%
Março	R\$ 35.830,72	R\$ 35.238,48	-R\$ 592,25	-1,65%
Abril	R\$ 33.807,49	R\$ 34.236,67	R\$ 429,18	1,27%
Mai	R\$ 34.950,80	R\$ 35.519,27	R\$ 568,47	1,63%
Junho	R\$ 41.063,68	R\$ 40.789,52	-R\$ 274,16	-0,67%
Julho	R\$ 45.113,40	R\$ 44.334,45	-R\$ 778,95	-1,73%
Agosto	R\$ 51.501,08	R\$ 48.598,28	-R\$ 2.902,80	-5,64%
Setembro	R\$ 52.432,38	R\$ 49.897,05	-R\$ 2.535,33	-4,84%
Outubro	R\$ 51.423,81	R\$ 49.113,72	-R\$ 2.310,10	-4,49%
Novembro	R\$ 52.983,38	R\$ 51.798,92	-R\$ 1.184,46	-2,24%
Dezembro	R\$ 28.577,89	R\$ 31.229,71	R\$ 2.651,82	9,28%
Anual:	R\$ 493.919,70	R\$ 488.390,83	-R\$ 5.528,87	-1,12%

Fonte: Autor (2022).

A tabela 9 evidencia que há uma pequena economia, gerada através da mudança da tarifa horossazonal verde para a azul, pode-se perceber uma queda de 1,12% no ano, o equivalente a R\$5.528,87 a menos do que o valor inicial, o gráfico 2 torna visível a diferença entre os custos:

Gráfico 2 – Custos Mensais da THS Azul



Fonte: Autor (2022).

O gráfico destaca que os meses com maiores demandas no horário de ponta, vide tabela 3, geram maior economia, devido ao maior controle sobre a demanda contratada nestes horários, logo a mudança de modalidade tarifária se torna uma proposta mais econômica para o perfil da empresa, mas necessitará de um melhor planejamento de consumo e demanda para o horário de ponta.

4.1.3 Estudo de Viabilidade do Mercado Livre de Energia

Nesse cenário de estudo foram avaliadas as condições, os custos e a viabilidade da migração para o mercado livre de energia elétrica. Como o consumidor se enquadra nos níveis de tensão propostos por lei, foram analisados dois meios para o enquadramento da demanda mínima de 500 kW para aquisição de energia livre como consumidor especial, estes são: a contratação total da demanda de 500 kW e a comunhão de cargas (comunhão de fato) com a empresa vizinha.

Para o aumento da demanda contratada atual para 500 kW, foram calculados custos para a contratação com energia incentivada 50%, pois não possui tanta oscilação de valores comparada a energia incentivada 100%, foram utilizadas taxas (R\$/kWh) de uma comercializadora para calcular o custo da energia elétrica, assim como também os encargos, estes valores são mostrados no anexo A.

Os custos referentes ao uso do sistema de distribuição também são calculados, considerando os descontos resultantes pela aquisição de energia incentivada. A tabela 10, prevê as faturas com energia livre, discriminando os valores mensalmente e mostrando o custo total no ano para a comparação com o modelo atual de contratação:

Tabela 10 – Comparativo das Faturas Mensais para Demanda Contratada de 500kW

	THS Verde (224 kW)	Mercado Livre (500 kW)	Diferença:	
Janeiro	R\$ 34.079,53	R\$ 30.217,57	-R\$ 3.861,95	-11,33%
Fevereiro	R\$ 32.155,55	R\$ 28.784,54	-R\$ 3.371,01	-10,48%
Março	R\$ 35.830,72	R\$ 31.380,19	-R\$ 4.450,53	-12,42%
Abril	R\$ 33.807,49	R\$ 30.019,39	-R\$ 3.788,09	-11,20%
Mai	R\$ 34.950,80	R\$ 30.188,50	-R\$ 4.762,30	-13,63%
Junho	R\$ 41.063,68	R\$ 32.572,64	-R\$ 8.491,04	-20,68%
Julho	R\$ 45.113,40	R\$ 35.775,25	-R\$ 9.338,15	-20,70%
Agosto	R\$ 51.501,08	R\$ 38.567,43	-R\$ 12.933,65	-25,11%
Setembro	R\$ 52.432,38	R\$ 37.451,07	-R\$ 14.981,31	-28,57%
Outubro	R\$ 51.423,81	R\$ 37.707,57	-R\$ 13.716,25	-26,67%
Novembro	R\$ 52.983,38	R\$ 38.777,16	-R\$ 14.206,22	-26,81%
Dezembro	R\$ 28.577,89	R\$ 22.061,90	-R\$ 6.516,00	-22,80%
Anual:	R\$ 493.919,70	R\$ 393.503,20	-R\$ 100.416,50	-20,33%

Fonte: Autor (2022).

Pode-se notar a grande economia realizada com o ingresso no mercado livre de energia, mesmo duplicando a quantidade de demanda contratada a fatura anual teve uma queda de 20% em relação ao preço pago atualmente.

Este valor pode ser reduzido caso a empresa optar por realizar a comunhão de cargas com a empresa vizinha, para exemplificar esta hipótese, foi suposto que cada uma das empresas contrataria uma demanda de 250 kW, resultando no mínimo de demanda estipulado por lei. Estes valores são mensurados na tabela 11:

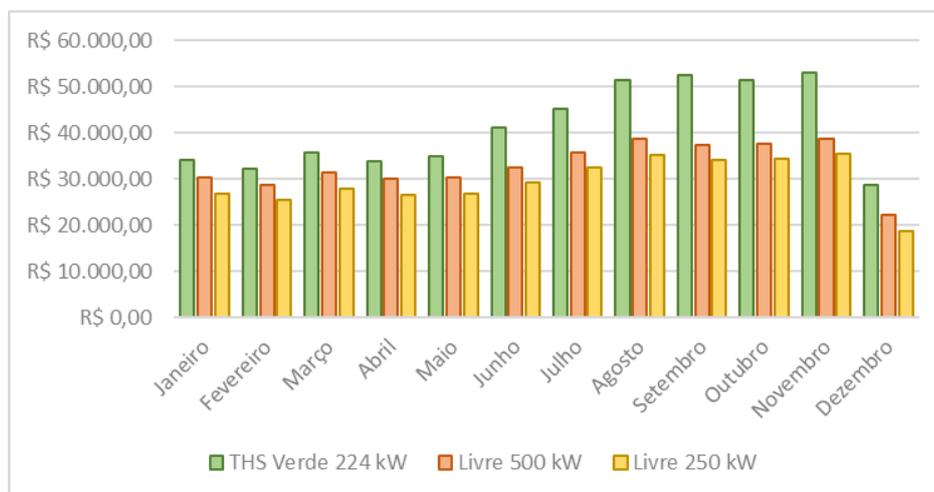
Tabela 11 – Comparativo das Faturas Mensais para Demanda Contratada de 250kW

	THS Verde (224 kW)	Mercado Livre (250 kW)	Diferença:	
Janeiro	R\$ 34.079,53	R\$ 26.820,07	-R\$ 7.259,45	-21,30%
Fevereiro	R\$ 32.155,55	R\$ 25.387,04	-R\$ 6.768,51	-21,05%
Março	R\$ 35.830,72	R\$ 27.982,69	-R\$ 7.848,03	-21,90%
Abril	R\$ 33.807,49	R\$ 26.621,89	-R\$ 7.185,59	-21,25%
Mai	R\$ 34.950,80	R\$ 26.791,00	-R\$ 8.159,80	-23,35%
Junho	R\$ 41.063,68	R\$ 29.175,14	-R\$ 11.888,54	-28,95%
Julho	R\$ 45.113,40	R\$ 32.377,75	-R\$ 12.735,65	-28,23%
Agosto	R\$ 51.501,08	R\$ 35.169,93	-R\$ 16.331,15	-31,71%
Setembro	R\$ 52.432,38	R\$ 34.053,57	-R\$ 18.378,81	-35,05%
Outubro	R\$ 51.423,81	R\$ 34.310,07	-R\$ 17.113,75	-33,28%
Novembro	R\$ 52.983,38	R\$ 35.379,66	-R\$ 17.603,72	-33,22%
Dezembro	R\$ 28.577,89	R\$ 18.664,40	-R\$ 9.913,50	-34,69%
Anual:	R\$ 493.919,70	R\$ 352.733,20	-R\$ 141.186,50	-28,58%

Fonte: Autor (2022).

A redução da demanda contratada pela metade, gera uma economia anual de R\$141 mil. Entretanto, vale ressaltar que uma redução de 8% em relação a fatura com demanda de 500 kW, pode não ser tão proveitosa devido a dependência de contratação da empresa vizinha. Para melhor elucidar as economias geradas para cada cenário, o gráfico 3 consiste em um comparativo dos dois casos utilizando a demanda de 250 kW e 500 kW:

Gráfico 3 – Custos Mensais para o Mercado Livre de Energia



Fonte: Autor (2022).

De acordo com o gráfico, ambas as propostas são viáveis, gerando uma economia anual acima de 20%, também é importante ressaltar que o mercado livre de energia está em grande crescimento e as previsões para os próximos anos envolvem diminuição na demanda mínima contratada, fato que poderá trazer mais economia a longo prazo.

Outro ponto importante para ser avaliado são os investimentos para realizar a migração para o mercado livre, os quais são o custo de R\$7.394,00 para adesão a CCEE e também a adequação do sistema de medição, este custo fica em torno de R\$5.000,00 para empresas atendidas pela RGE. Logo, o investimento para a migração pode ser estipulado em aproximadamente R\$ 12.394,00, entretanto este valor pode variar a depender do estado de preservação da subestação.

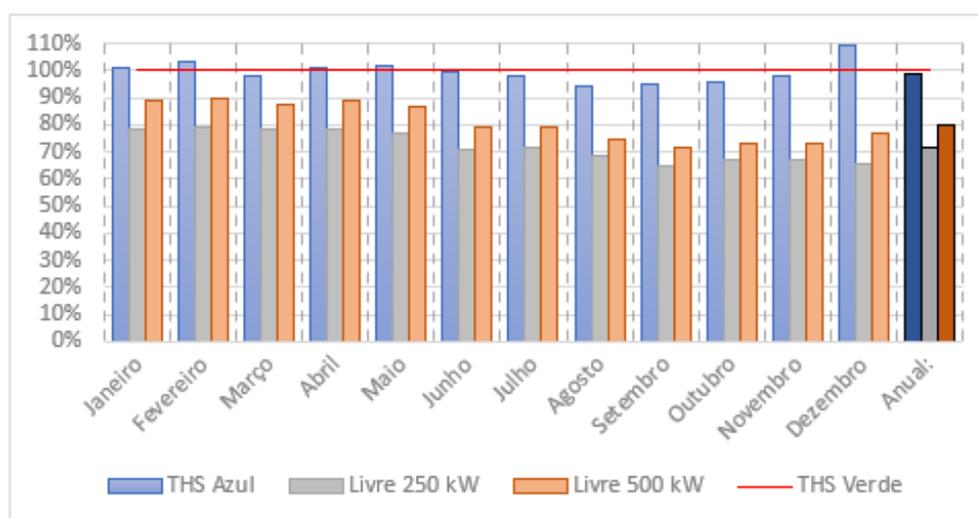
Desta forma, o ambiente livre de contratação se torna uma ótima opção para a redução de gastos com energia elétrica, precisando apenas de um pequeno investimento inicial.

4.1.4 Comparativo dos Casos de Estudo de Contratação

Este tópico tem como objetivo facilitar a avaliação dos estudos de contratação de energia elétrica, desta forma foi realizado um levantamento dos valores anteriores, destacando as vantagens e desvantagens com a finalidade de mostrar as mudanças necessárias, assim como os investimentos e demais ações para o emprego de cada sistema a empresa.

Os custos podem ser expressos no gráfico 4, que contém a porcentagem do custo das faturas mensais e anual, tendo como valor de referência a THS verde, com a demanda contratada de 224 kW, assim como usado para realizar as comparações nos itens anteriores:

Gráfico 4 – Porcentagens da Fatura em Relação a THS Verde 224 kW



Fonte: Autor (2022).

Como citado no item 4.1.2, o gráfico demonstra que a economia entre a THS verde e a THS azul é muito baixa, ficando entre 1% e 2%, em comparação aos cenários do mercado livre de energia que podem chegar à uma economia próxima a 30%. Inclusive, caso a empresa optar pela alteração para a modalidade azul, juntamente com a mudança de demanda contratada, não necessitará de investimento inicial. Logo, a THS azul é uma opção caso a empresa não disponha de capital para o investimento e tempo para a realização de processos burocráticos longos.

O gráfico também destaca a possibilidade da migração para o mercado livre de energia, este cenário é muito mais atrativo gerando economias entre 20% e 30% no custo da energia elétrica. Entretanto para a realização desta mudança a empresa

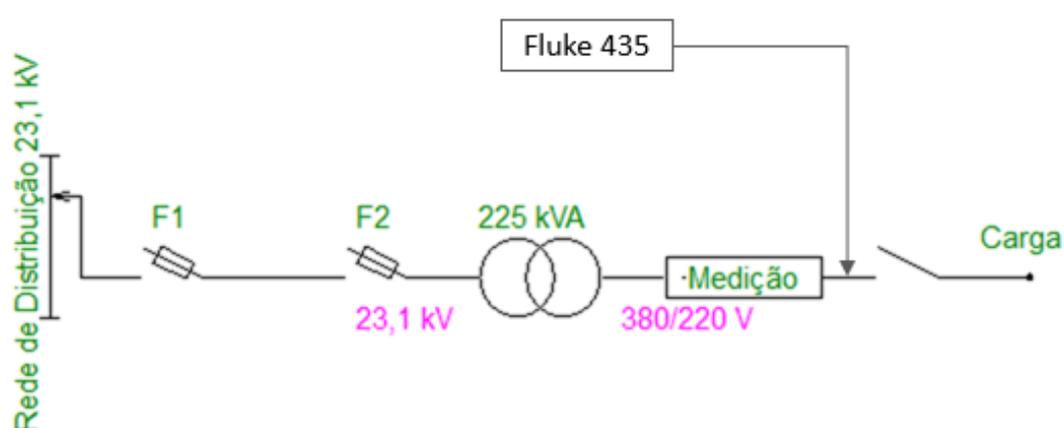
precisaria custear um investimento inicial de R\$12.394,00 para adequação do sistema de medição, como também a realização dos procedimentos de avaliação de carga, viabilidade, economia entre outros processos que podem levar de 3 a, no máximo, 12 meses para a concretização da migração.

Também vale reforçar que a empresa, optando por comunhão de cargas com a empresa vizinha, terá que estudar a possibilidade de firmar um contrato único para rateio do custo mensal ou um contrato individual para cada unidade. E, tanto para a contratação de demanda superior a 500 kW ou comunhão de cargas a empresa deverá passar por mudanças no sistema de gestão da contratação de energia, participando de processos contratuais juntamente com a comercializadora.

4.2 Eficiência de Energia

Este item trata do estudo da necessidade de melhorias para gerar economia utilizando o fator de potência como base para a medição, tendo como objetivo o aumento da eficiência do sistema elétrico, como também a diminuição direta nos custos da fatura de energia resultantes de multas por excedente de energia reativa. Para esta análise, o equipamento Fluke 435 foi ligado a entrada de energia, conforme mostrado na figura 21:

Figura 21 – Ponto de Conexão do Fluke à Rede Elétrica da Empresa

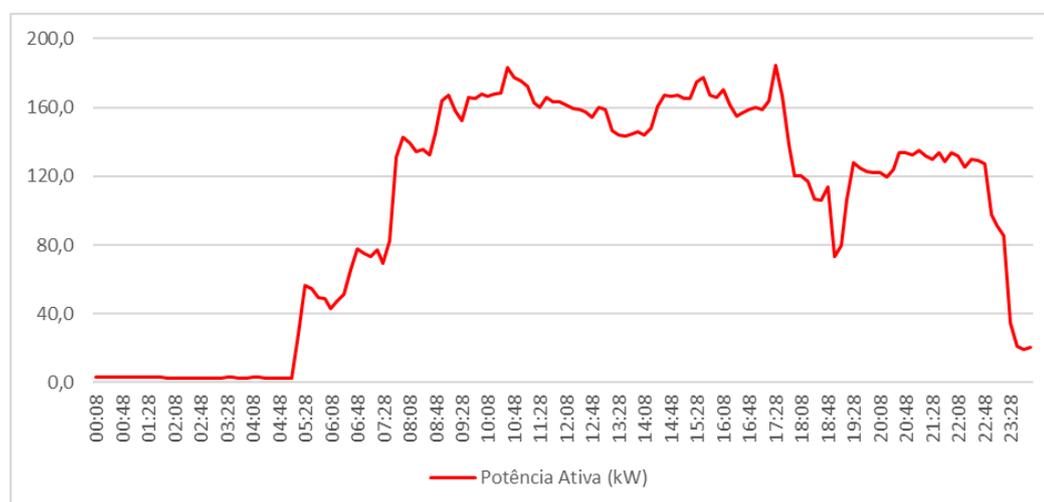


Fonte: Autor (2022).

O ponto de conexão ilustrado na figura 21, monitorou a empresa também em períodos quando a mesma não estava em funcionamento, com os disjuntores do QD desarmados.

O equipamento de medição possibilitou o levantamento da curva de carga diária da empresa, esta informação é representada no gráfico 5, que representa o perfil de consumo:

Gráfico 5 – Curva de Carga Diária da Empresa



Fonte: Autor (2022).

A curva de carga apresentada, mostra que a empresa tem um consumo constante durante seu horário de funcionamento, exceto no horário de intervalo dos funcionários, próximo ao meio dia, e após o horário das 18h tem consumo reduzido, pois o custo da energia elétrica se torna mais alto.

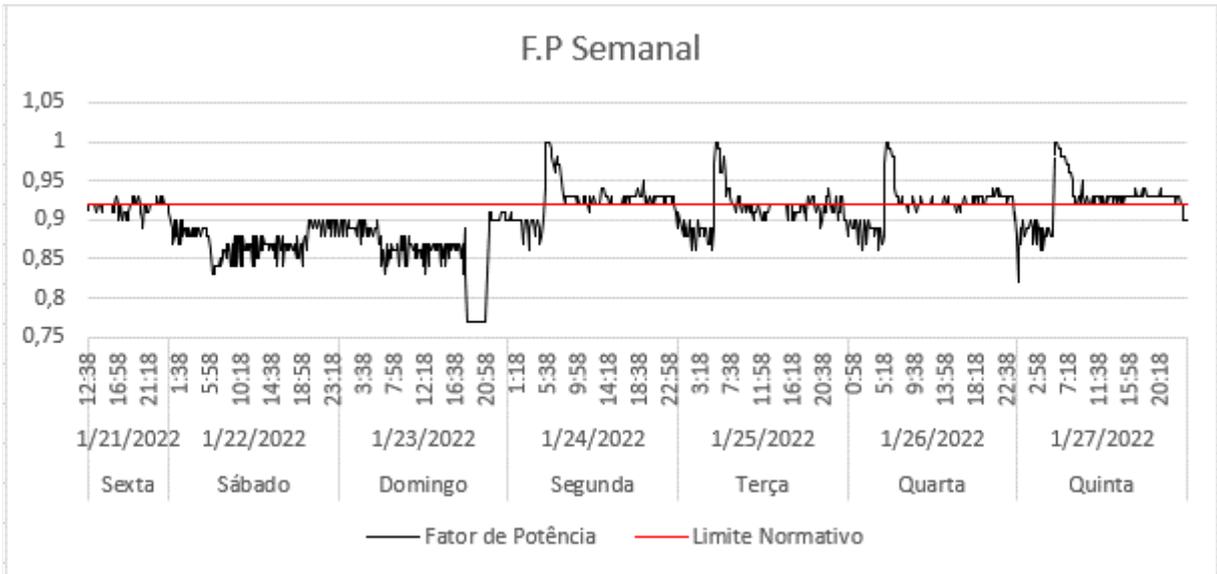
As demais informações coletadas para avaliação foram comparadas com os limites estabelecidos na PRODIST módulo 8 e apresentados no seguinte caso de estudo.

4.2.1 Estudo do Fator de Potência

Através das medições diárias dos valores de fator de potência para a análise do excedente reativo gerado pela empresa, foi possível estabelecer a conformidade com os limites normativos, que tem valor mínimo de 0,92 capacitivo ou 0,92 indutivo.

Estes valores foram comparados com as leituras realizadas pelo Fluke 435, e expressas no gráfico 6, que mostra o fator de potência da instalação durante o período de uma semana.

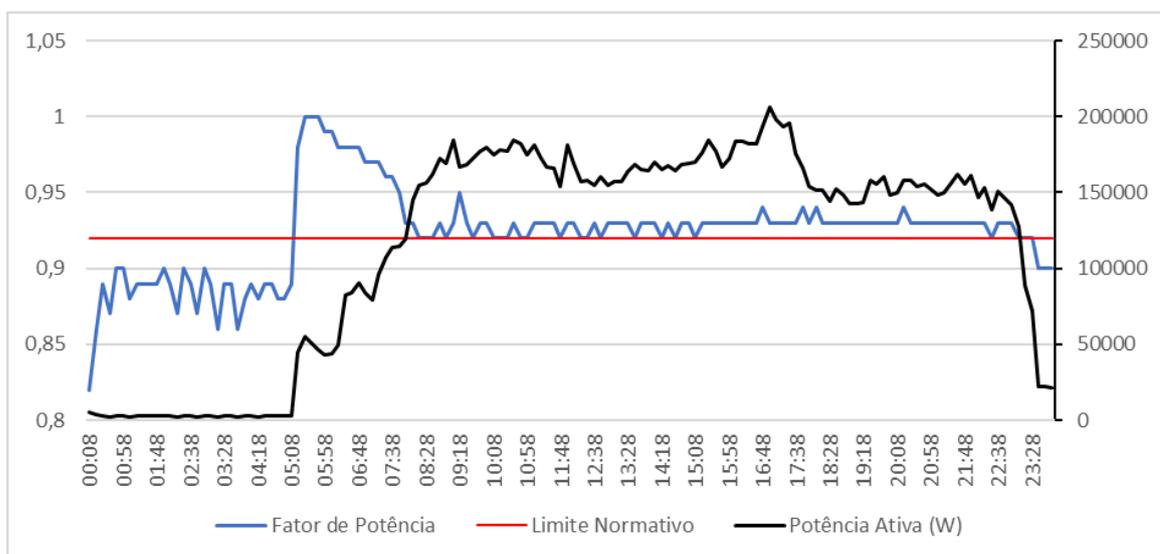
Gráfico 6 – Levantamento de Fatores de Potência para os Dias da Semana



Fonte: Autor (2022).

O gráfico mostra que o fator de potência sofre pequenas oscilações durante o dia, este fato ocorre devido ao maquinário da empresa estar constantemente sendo ligado e desligado, com uma grande quantidade de motores de 1 CV que são energizados e desenergizados em intervalos de minutos, este comportamento pode ser observado melhor dividindo o gráfico semanal em um dia, como apresentado no gráfico 7:

Gráfico 7 – Relação Diária de Fator de Potência pela Potência Ativa



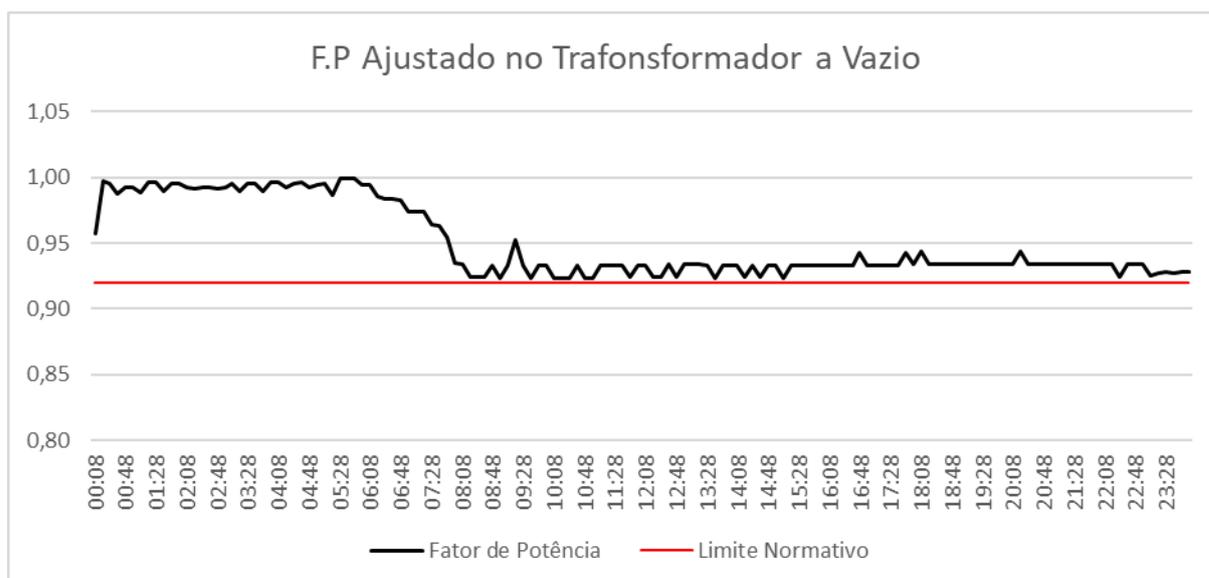
Fonte: Autor (2022).

Como demonstrado no gráfico, o fator de potência atinge o valor mínimo estabelecido na norma em todos os pontos onde há maior potência ativa na instalação, mas devido a leitura do controlador não estar configurada para a ativação do banco de capacitores na mesma velocidade que o maquinário é alternado para a produção, a oscilação na potência acaba acarretando em pontos onde o fator de potência é menor do que o necessário. Desta forma, mesmo com o dimensionamento atendendo, é necessária uma correção no tempo de leitura e ativação do banco de capacitores.

Outro ponto importante apresentado no gráfico é o fator de potência quando a empresa não está funcionando, ou seja, entre a meia noite e as 5 horas da manhã, a empresa fica com os disjuntores do quadro geral de baixa tensão (QGBT) desligados e o fator de potência medido é o do próprio transformador da subestação trabalhando a vazio, fato que fica evidente observando a baixa potência nos momentos de menor fator de potência.

Este problema pode ser contornado com inclusão de um banco de capacitores fixo para o transformador, a energia reativa necessária calculada para aumentar o fator de potência, levando em consideração os dados disponibilizados pelo fornecedor, resultam em uma potência reativa de 4,5 kVAr, com a adição desta potência cria-se o gráfico 8, que demonstra a correção do FP para o período de um dia.

Gráfico 8 – Fator de Potência com Adição do Banco de Capacitores Fixo:



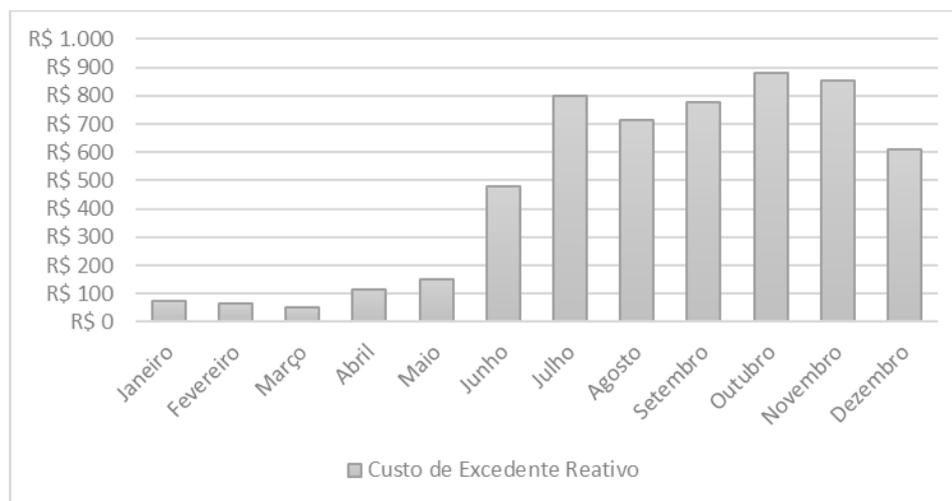
Fonte: Autor (2022).

O gráfico ilustra que o banco de capacitores fixo age de forma a aumentar o fator de potência mais significativamente quando a empresa não está em funcionamento, visto que quando o transformador está trabalhando à vazio a potência reativa necessária para se atingir um valor superior a 0,92 é relativamente baixa.

Quando a empresa está em plena carga, o crescimento de potência torna a potência reativa do banco fixo pouco relevante. Pode-se notar no gráfico, que há uma pequena contribuição em cada ponto durante o horário de funcionamento da empresa, necessitando do banco automático com uma potência reativa mais significativa, entre 10 e 40 kVAr.

Ao empregar o ajuste de tempo de ativação do banco de capacitores automático e a utilização do banco fixo a empresa passará a economizar com multas de excedente reativo. Estes gastos foram retirados das faturas do ano de 2021, e mostrados no gráfico 9:

Gráfico 9 - Custos de Excedentes Reativos Mensais



Fonte: Autor (2022).

No gráfico, os maiores custos com energia reativa chegam a cerca de R\$900,00. Isso ocorre devido a maior demanda durante os meses do segundo semestre, pois as máquinas ficam alternando em curtos períodos de tempo que permanecem energizadas, assim gerando maior variação no fator de potência, por baixo sincronismo da leitura dos bancos de capacitores. Também é válido afirmar que a falta de um banco de capacitores fixo para aumentar o fator de potência do transformador quando à vazio, gera pequenos custos durante todos os meses.

O investimento para a resolução do problema com a adição do banco fixo de capacitores em paralelo ao transformador terá um custo muito baixo, pois os módulos de capacitores fixos têm custo médio de R\$400,00, não contabilizando valores de implementação e manutenção do equipamento, este valor equivale a pouco mais de 7% do pago anualmente com multas, baseando-se no valor pago no ano de 2021 que chegou a atingir um total de R\$5.563,92. Logo, se torna uma solução muito viável para a empresa, que somada aos custos reduzidos pela mudança do sistema de contratação de energia, pode gerar uma economia anual na fatura de energia de 2,2% para a THS azul e de 21% a 29% caso a empresa optar pela migração para o mercado livre de energia.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho teve como objetivo a redução dos custos da fatura de energia através de baixo investimento financeiro da empresa. Devido ao perfil de carga do consumidor em questão sofrer bastante variação durante o ano por produzir, em grande parte, produtos para a agricultura, o valor de contratação de demanda se torna difícil de estipular. Entretanto, a metodologia empregada, possibilitou a identificação da melhor contratação disponível.

Sendo o objetivo principal apresentar e estabelecer o melhor cenário de contratação de energia elétrica para a empresa, desta forma este trabalho de conclusão de curso cumpre sua finalidade, pois destaca que optando por não realizar investimento inicial, apenas com a troca de valores de demanda contratada e da THS verde para a THS azul, a economia gerada ficaria em torno de 1% a 2% ao ano, com um prazo de um mês para a realização deste processo de alteração

Entretanto, recomenda-se que entre as modalidades de contratação, a empresa opte pelo investimento inicial de cerca de R\$13.000,00, adequando a estrutura de medição e gestão de energia elétrica para a realização de compra através do mercado livre de energia. Pois, com este baixo investimento, a economia de energia pode ficar entre 20% e 28%, recomenda-se também que a empresa analise a possibilidade de realizar a comunhão de cargas com a empresa vizinha, afim de uma maior economia de energia.

Também foi objetivo deste trabalho realizar estudo do fator de potência, comprovou-se que a metodologia para o levantamento de dados através da função *Logger* do analisador de energia Fluke 435 teve um bom desempenho e proporcionou todas as informações necessária para a análise.

Constatou-se que, atualmente o banco de capacitores automático que a empresa possui consegue manter o valor mínimo estabelecido por norma, entretanto a ativação de diversas máquinas de forma descontinua, acaba por não dar tempo de leitura e ativação ao controlador. Desta forma, aconselha-se a realização de um ajuste fino para diminuir o tempo entre leituras de forma a aumentar o número de ativações, mesmo que possa vir a diminuir o tempo de vida útil dos contatores.

A empresa deve procurar instalar um módulo de capacitores, banco fixo, no transformador para os momentos de inatividade da empresa, pois mesmo que esteja gerando um custo muito baixo de multas, o investimento de R\$400,00 não se mostra

expressivo em relação aos atuais valores de multas pagas ao ano, podendo assim gerar uma redução de cerca de 1% na fatura de energia anual da empresa, o equivalente a R\$5.563,92.

De forma geral, o estudo de caso conclui seus objetivos propostos e demonstra que a empresa pode ter altos valores de economia através de baixo investimento realizando as alterações propostas.

Sugere-se para trabalhos futuros:

- Pesquisar a economia gerada considerando a troca dos atuais motores por motores de alto rendimento;
- Realizar estudo da necessidade, dimensionamento e implementação de filtros para atenuação de correntes harmônicas constatadas como acima dos limites normativos;
- Realizar análise de qualidade de energia para fenômenos de desequilíbrios, variações e flutuações de tensão.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. . Ambiente de Contratação Regulado (ACR), de 01 Março de 2016. Fonte: <https://www.aneel.gov.br/ambiente-de-contratacao-regulada-acr->
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Como é composta a tarifa, de 8 de Fevereiro de 2017. Fonte: [aneel.gov.br: https://www.aneel.gov.br/conteudo-educativo/-/asset_publisher/vE6ahPFxsWht/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false](https://www.aneel.gov.br/conteudo-educativo/-/asset_publisher/vE6ahPFxsWht/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false)
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Postos Tarifários, de 16 de Janeiro de 2020. Fonte: [aneel.gov.br: https://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/zNaRBJCLDgbE/content/alta-tensao/654800?inheritRedirect=false](https://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/zNaRBJCLDgbE/content/alta-tensao/654800?inheritRedirect=false)
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Bandeiras Tarifárias, 29 de Junho de 2021. Fonte: [aneel.gov.br: https://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias](https://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias)
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. (2021). **PRODIST Módulo 8 - Qualidade de Energia.**
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL Nº1000, de 7 de dezembro de 2021 (em vigor 01/04/2022).** Estabelece as Regras de Prestação de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.
- BACH, J., & PINTO, L. S. (2014). **Avaliação da distorção harmônica em uma indústria alimentícia.** Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica).- Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR. Pato Branco.
- BRASIL. **DECRETO Nº 5.163, de 30 de Julho de 2004.** Regulamenta a comercialização de energia elétrica. Brasil.
- CEMIRIM. (2021). Bandeiras Tarifárias. [São Paulo]. Fonte: <https://cemirim.com.br/bandeiras-tarifarias/>
- COPEL. de 25 de Junho de 2019. Tarifas de Energia da COPEL. Fonte: <https://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2Fb2f4a2f0687eb6cf03257488005939b9>
- CPFL. de 4 de Setembro de 2019. Afinal, como migrar para o mercado livre de energia? Nós explicamos. Fonte: <https://cpflsolucoes.com.br/afinal-como-migrar-para-o-mercado-livre-de-energia-nos-explicamos/>
- CREDER, H. (2016). **Instalações Elétricas.** 16. ed. Rio de Janeiro: Grupo GEN.
- EVEREST. (2021). Conheça o mercado livre de energia. Fonte: <http://www.everestenergia.com.br/mercado-livre/>

FERNANDES, P. P. (2018). **Estudo do setor elétrico brasileiro e seus ambientes de contratação**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação Engenharia de Produção). Universidade Federal de Juiz de Fora.

FERREIRA, B., & GEDRA, R. (2020). **Gerenciamento de Energia: ações administrativas e técnicas de uso adequado da energia elétrica**. 3. ed. São Paulo: Érica

FRANCISQUINI, A. A. (03 Março de 2006). **Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição**. Trabalho de Conclusão de Curso (Mestrato em Engenharia Elétrica). Universidade Estadual Paulista. São Paulo.

GERBER, S. J. (2019). **Estudo de caso aplicação de banco de capacitores automático distribuído para controle de fator de potência em baixa tensão**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica). Centro Universitário UniFacvest. Lages - SC.

MAMEDE, J. (2003). **Instalações Elétricas Industriais**. 7. ed. LTC.

MARQUES, M. D. (2014). **Metodologia para modelagem de curvas típicas de demanda elétrica utilizando redes neurais artificiais considerando variáveis climáticas**. Trabalho de Conclusão de Curso (Pós-graduação em Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Pampa. Alegrete - RS.

MENDES, R. A. (2015). **Mercado de energia elétrica brasileiro**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica). Instituto Federal de Minas Gerais. Formiga - MG.

NAGAYOSHI, H. K. (2012). **Estudo e análise do risco e da viabilidade econômica do mercado cativo e do mercado livre de energia elétrica no terceiro ciclo tarifário**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica). Universidade Estadual Paulista, Garatinguetá - SP.

OLIVEIRA, D. R. (2019). **Análise da viabilidade de migração de consumidores de energia elétrica para o mercado livre**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis - SC.

OLIVEIRA, L. A. (Dezembro de 2013). Tratamento de dados de curvas de carga via análise de agrupamento e transformada wavelets. Tese de Doutorado em Engenharia de Sistemas e Computação. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro.

PROCEL. (Maio de 2001). **Manual de Tarifação da Energia Elétrica**. PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica(1).

RIZKALLA, F. F. (2018). **Migração para o mercado livre de energia: estudo de caso de centro de tecnologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ. Rio de Janeiro.

ROSA, D. d. (Outubro de 2017). **Estudo de Enquadramento Tarifário Horosazonal em Unidade Consumidora**. Revista Científica Multidisciplinar Núcleo do Conhecimento. 07. ed. Vol. 1.

SANTOS, T. d. (2020). **Contratação de Energia Elétrica por Grandes Consumidores no Mercado Cativo e no Mercado Livre**. Trabalho de Conclusão de Curso (Pós-graduação em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis - SC.

SCHOR, J. M. (2016). **Aplicação do Retail Wheeling ao setor elétrico brasileiro**. Trabalho de Conclusão de Curso (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Pernambuco. Recife - PE.

**ANEXO A – TAXAS DE CONSUMO E DEMANDA PARA MERCADO CATIVO E
MERCADO LIVRE DE ENERGIA**

	Consumo ACR (R\$/KWh)									
	TE Verde		TE Amarela		TE Vermelha P1		TE Vermelha P2		TE Esc. Hid.	
	P	FP	P	FP	P	FP	P	FP	P	FP
THS Verde	0,43786	0,27066	0,4566	0,2894	0,47757	0,31037	0,53278	0,36558	0,57986	0,41266
THS Azul	0,43786	0,27066	0,4566	0,2894	0,47757	0,31037	0,53278	0,36558	0,57986	0,41266

	Demanda (R\$/KW)									
	TUSD		Demanda Faturada				Demanda Ultrap.		Consumo ACL (R\$/KWh)	
	P	FP	P	FP	P	F.P	Inc 50%	Encargos		
THS Verde	1,07454	0,0867	27,18	27,18	54,36	54,36	0,289	0,01		
THS Azul	0,0867	0,0867	40,57	27,18	81,14	54,36	0,289	0,01		

ANEXO B – MODOS DE MEDIDA DO ANALISADOR DE ENERGIA – FLUKE 435

Perfil	Vrms, Arms, Vcursor, Acursor, Vfund, Afund, Hz, ângulos de fase V, ângulos de fase A.
Volts/Amps/Hertz	Vrms, Vpk, Fator de pico V, Arms, Apk, Fator de pico A, Hz.
Reduções e aumentos	Vrms ^{1/2} , Arms ^{1/2} Captura até 1000 eventos com identificação de data, horário, duração, magnitude e fase com limiares programáveis
Harmônicos CC, 1 ... 50	Volts harmônicos, volt THD, amps harmônicos, amps THD, amps K, watts harmônicos, watts THD, watts K, volts inter-harmônicos ⁴ , amps interharmônicos ⁴ (relativos à fundamental ou à rms total)
Força e energia	Watts, VA, VAR, fator de potência, Cos ϕ / DPF, Arms, Vrms, kWh, kVAh, KVARh, intervalo de demanda de pico usando tendência, verificação de medidor de receita KYZ via entrada opcional.
Oscilação	Pst (1min), Pst, Plt, PF5, Vrms ^{1/2} , Arms ^{1/2} , Dc, Dmax, TDEX
Desequilíbrio	Vneg, Vzero, Aneg, Azero, Vfund, Afund, Hz, ângulos de fase V, ângulos de fase A
Transientes	Vrms, Arms, Vcursor, Acursor.
Correntes de irrupção	Corrente de irrupção, duração da irrupção, Arms ^{1/2} , Vrms ^{1/2} .
Sinalização principal	Voltagem de sinalização relativa e de sinalização absoluta da qual foi extraída a média em três segundos para duas frequências do cliente selecionáveis.
Logger	Mede e registra até 100 parâmetros em todas as quatro fases simultaneamente com tempo médio selecionável. Captura até 10000 eventos com identificação de data, horário, duração, magnitude e fase com limiares programáveis.

Monitor do sistema	Vrms, Arms, volts harmônicos, volts THD, Plt, Vrms ^{1/2} , Arms ^{1/2} , Vneg, Hz, reduções e aumentos, desequilíbrio. Todos os parâmetros são medidos simultaneamente em conformidade com EN50160. Com uso de sinalização para indicar leituras não confiáveis em conformidade com IEC61000-4-30.
--------------------	---

Fonte: Adaptado de Fluke (2022).