

INSTITUTO FEDERAL
DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA
Goiás

EDILSON JOSÉ JACINTO

EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EMPREGANDO AS MODALIDADES TARIFÁRIAS PARA OBTER ECONOMICIDADE: ESTUDO DE CASO EM INSTITUIÇÃO PÚBLICA DE ENSINO

VALPARAÍSO DE GOIÁS - GO

2023

TERMO DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAÇÃO NO REPOSITÓRIO DIGITAL DO IFG - ReDi IFG

TERMO 13/2023 - VAL-CCBENG/VAL-DAA/CP-VALPARA/IFG

Com base no disposto na Lei Federal nº 9.610/98, AUTORIZO o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, a disponibilizar gratuitamente o documento no Repositório Digital (ReDi IFG), sem ressarcimento de direitos autorais, conforme permissão assinada abaixo, em formato digital para fins de leitura, download e impressão, a título de divulgação da produção técnico-científica no IFG.

Identificação da Produção Técnico-Científica

[ ] Tese	[ ] Artigo Científico
[ ] Dissertação	[ ] Capítulo de Livro
[ ] Monografia - Especialização	[ ] Livro
[X] TCC - Graduação	[ ] Trabalho apresentado em evento
[ ] Produto Técnico e Educacional - Tipo: _____	

Nome completo do(a) autor(a): Edilson Jose Jacinto

Matrícula: 20191150050207

Título do trabalho: Eficiência energética empregando as modalidades tarifárias para obter economicidade: Estudo de caso em instituição pública de ensino

Autorização - Marque uma das opções

1. (X) Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso aberto);
2. ( ) Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG somente após a data ___/___/_____ (Embargo);
3. ( ) Não autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso restrito).

Ao indicar a opção **2 ou 3**, marque a justificativa:

( ) O documento está sujeito a registro de patente.

( ) O documento pode vir a ser publicado como livro, capítulo de livro ou artigo.

( ) Outra justificativa: _____.

Declaração de distribuição não-exclusiva

O(A) referido(a) autor(a) declara que:

i. o documento é seu trabalho original, detém os direitos autorais da produção técnico-científica e não infringe os direitos de qualquer outra pessoa ou entidade;

ii. obteve autorização de quaisquer materiais inclusos no documento do qual não detém os direitos de autor/a, para conceder ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás os direitos requeridos e que este material cujos direitos autorais são de terceiros, estão claramente identificados e reconhecidos no texto ou conteúdo do documento entregue;

iii. cumpriu quaisquer obrigações exigidas por contrato ou acordo, caso o documento entregue seja baseado em trabalho financiado ou apoiado por outra instituição que não o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

Valparaíso de Goiás, 14 de dezembro de 2023.

(assinado eletronicamente)
EDILSON JOSE JACINTO
Autor(a) e/ou Detentor(a) dos Direitos Autorais

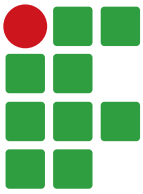
Documento assinado eletronicamente por:

- **Edilson José Jacinto**, **20191150050207 - Discente**, em 14/12/2023 14:36:53.

Este documento foi emitido pelo SUAP em 30/10/2023. Para comprovar sua autenticidade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse https://suap.ifg.edu.br/autenticar-documento/ e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 470314
Código de Autenticação: a820b5bea2

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás
BR 040, KM 6, Avenida Saia Velha, S/Nº, Área 8, Parque Esplanada V, VALPARAÍSO DE GOIÁS / GO, CEP 72876-601
Sem Telefones cadastrados



INSTITUTO FEDERAL
DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA
Goiás

EDILSON JOSÉ JACINTO

EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EMPREGANDO AS MODALIDADES TARIFÁRIAS PARA OBTER ECONOMICIDADE: ESTUDO DE CASO EM INSTITUIÇÃO PÚBLICA DE ENSINO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Coordenação do Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás – Câmpus Valparaíso, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: PROF. ME. ALISSON LIMA SILVA, IFG

VALPARAÍSO DE GOIÁS - GO

2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

J12e Jacinto, Edilson José

Eficiência energética empregando as modalidades tarifárias para obter economicidade [recurso eletrônico] : estudo de caso em instituição pública de ensino / Edilson José Jacinto. -- 2023.
Dados eletrônicos (1 arquivo).
86 f. : il. color.

Orientador: Prof. Me. Alisson Lima Silva.
Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, câmpus Valparaíso, 2023.
Modo de acesso: World Wide Web.
Arquivo de texto em formato PDF.
Disponível em: https://repositorio.ifg.edu.br.

1. Energia elétrica - Consumo. 2. Energia elétrica – Racionamento – Valparaíso de Goiás (GO). 3. Sistemas de energia elétrica – Valparaíso de Goiás (GO). 4. Serviços de eletricidade - Tarifas. I. Título. II. Silva, Alisson Lima, orient.

CDD 621.31

Bibliotecário: Fábio Marques Brito Marinho – CRB-1/2567

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
CÂMPUS VALPARAISO

Folha de Aprovação

TERMO 12/2023 - VAL-CCBENG/VAL-DAA/CP-VALPARA/IFG

EDILSON JOSÉ JACINTO

EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EMPREGANDO AS MODALIDADES TARIFÁRIAS PARA OBTER ECONOMICIDADE: ESTUDO DE CASO EM INSTITUIÇÃO PÚBLICA DE ENSINO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Coordenação do Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás – Câmpus Valparaíso, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Monografia defendida e aprovada, em 13 de dezembro de 2023, pela banca examinadora constituída pelos seguintes membros:

BANCA EXAMINADORA

(assinado eletronicamente)
Prof. Me. ALISSON LIMA SILVA
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás - IFG
Presidente da Banca / Orientador(a)

(assinado eletronicamente)
Profa. Dra. LARISSA MARQUES PERES
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás - IFG
Membro da Banca

(assinado eletronicamente)
Prof. Dr. PEDRO HENRIQUE FRANCO MORAES
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás - IFG
Membro da Banca

Valparaíso de Goiás, 14 de dezembro de 2023

Documento assinado eletronicamente por:

- **Pedro Henrique Franco Moraes**, **PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO**, em 14/12/2023 12:11:37.
- **Larissa Marques Peres**, **PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO**, em 14/12/2023 11:25:55.
- **Alisson Lima Silva**, **PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO**, em 14/12/2023 11:23:05.

Este documento foi emitido pelo SUAP em 30/10/2023. Para comprovar sua autenticidade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse https://suap.ifg.edu.br/autenticar-documento/ e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 470284
Código de Autenticação: f08b1ccc32

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás
BR 040, KM 6, Avenida Saia Velha, S/Nº, Área 8, Parque Esplanada V, VALPARAÍSO DE GOIÁS / GO, CEP 72876-601
Sem Telefones cadastrados

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus porque “é Ele quem dá a sabedoria dos sábios e o talento dos inteligentes” (Daniel 2:21, VC). À minha esposa Andréa e familiares pelo apoio e paciência ao longo do curso, aos professores pela dedicação aplicada e aos amigos que de alguma forma contribuíram para minha formação.

Resumo

Esse trabalho tem como objetivo, estudar o caso específico de uma unidade consumidora do poder público, com foco nos custos da energia elétrica. Buscando atender ao princípio da economicidade e ações de eficiência energética no adequado uso da energia elétrica, aplicando as diferentes modalidades tarifárias para o estudo. O trabalho propõe encontrar qual é o melhor enquadramento tarifário para o Instituto Federal de Goiás campus Valparaíso de Goiás (IFG-VAL). Analisando a demanda contratada, o consumo e seus custos associados. Propõe-se uma metodologia que utiliza o software MATLAB. Para isso, é necessário utilizar o histórico de consumo dos últimos 14 meses e somar os custos das modalidades tarifárias em seus enquadramentos possíveis. Em seguida, apresenta-se uma demonstração gráfica dos resultados obtidos. Fundamentado nesse contexto, foi possível compreender a relação custo benefício das modalidades tarifárias, assim como simular cenários futuros e estimar possíveis demandas contratadas. Nesse sentido, o trabalho apresenta o diagnóstico sobre o contrato atual do órgão e novas opções de contratação de demanda. O estudo concluiu qual seria a melhor modalidade tarifária para a unidade consumidora. Além disso, sugere-se realizar uma análise semelhante para os outros campus.

Palavras-Chave: Consumo de energia elétrica; demanda de potência; modalidade tarifária; posto horário; unidade consumidora.

Abstract

This work aims to study a specific case of a consumer unit from the public sector, IFG Valparaíso de Goiás campus, regarding the costs of electrical energy based on tariff modalities to meet the principles of economy and energy efficiency in the appropriate use of electrical energy. The study proposes to determine the best tariff classification for IFG in Valparaíso de Goiás (IFG-VAL). The proposed methodology involved analyzing the contracted demand, consumption, and associated costs graphically using the MATLAB software, based on the consumption history of the last 14 months and the costs of possible tariff classifications. From this scenario, it was possible to understand the cost-benefit relationship of tariff modalities, simulate future scenarios, and estimate possible contracted demands. In this context, the study provides an analysis of the current contract of the organization and new options for demand contracts applied to tariff modalities, their respective time-of-use rates, and suggestions for demand contracts. The work successfully concluded, considering the situations analyzed in the simulations, which tariff modality is best for IFG in Valparaíso de Goiás, and it suggests a similar analysis for other campuses.

Keywords: Electric power consumption; demanded power; tariff modality; time-of-use rate; consumer unit.

Lista de Figuras

2.1 Principais agentes do setor elétrico brasileiro 28

3.1 Medidor de energia IFG-VAL 44

4.1 Cabeçalho da conta de energia elétrica Equatorial Energia 56
4.2 Itens da fatura e tributos listados na conta de energia elétrica Equatorial Energia.. 56
4.3 Grandezas medidas da conta de energia elétrica Equatorial Energia..... 57
4.4 Histórico dos últimos meses da conta de energia elétrica Equatorial Energia 58
4.5 Histórico da demanda medida em kW..... 60
4.6 Histórico da demanda medida em kW no horário de Ponta e Fora Ponta..... 61
4.7 Histórico do consumo em kWh e Reais (R$) nos períodos fora ponta, reservado e ponta..... 62
4.8 Simulação de um possível consumo medido durante um dia diferenciando o horário de ponta, reservado e ponta 63

5.1 Simulações de novas demandas contratadas e seus respectivos custos incluindo tributos 66
5.2 Simulações de novas demandas contratadas e seus respectivos custos, incluindo tributos, na Modalidade Azul..... 67
5.3 Simulação de contratação de demanda de 32 kW na Ponta e 29 kW Fora Ponta, na Modalidade Azul 68
5.4 Custo em Reais (R$) do Consumo de energia (kWh) nas modalidades Verde, Azul e Convencional..... 69
5.5 Custos totais em Reais (R$) nos últimos 14 meses nas modalidades Verde, Azul e Convencional..... 70
5.6 Custos totais em Reais (R$) deslocando 95% do consumo de ponta para o horário reservado e contratando apenas 3 kW de demanda na ponta, para modalidade Azul 70

5.7 Custos totais em Reais (R$) aumentando o consumo em 25% em todos os horários 71
5.8 Variação da demanda contratada considerando um aumento de 25% da demanda medida na modalidade Verde, mantendo a demanda contratada em 37 kW..... 71

A.1 Fatura de Energia IFG-VAL 85
A.2 Mapa Sistema Interligado Nacional..... 86

Lista de Tabelas

3.1 Subgrupos dos Consumidores do Grupo A 36

3.2 Subgrupos dos Consumidores do Grupo B 37

3.3 Tarifas de Aplicação - Resolução Homologatória nº 3.130/2022 mês de referência em Outubro/2023 38

3.4 Alíquotas Aplicadas em Outubro/2023 39

3.5 Taxa COSIP aplicadas em Outubro/2023 39

3.6 Valores Adicionais das Bandeiras Tarifárias no ano de 2023 46

3.7 Postos Tarifários Equatorial Energia em Goiás 47

A.1 Glossário de Termos 81

Lista de Abreviaturas e Símbolos

Lista de Abreviaturas

ABESCO	Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Conservação de Energia
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CER	Cooperativa de Eletrificação Rural
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
COSIP	Contribuição para Custeio de Serviço de Iluminação Pública
DMCR	Demanda Máxima Registrada
EA	Energia Ativa
EBT	Extra-Baixa Tensão
EPE	Empresa de Pesquisa Energética

ER	Energia Reativa
FP	Posto Horário Fora Ponta
FV	Fotovoltaica
GWh	Gigawatt-hora
HR	Posto Horário Reservado
ICMS	Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação
IFG	Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás
IFG-VAL	Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia de Goiás - Campus Valparaíso de Goiás
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
K	Constante do Medidor de Energia
kVA	Quilovolt-Ampere
kVAr	Quilovolt-Ampere reativo
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
MME	Ministério das Minas de Energia
MMGD	Micro e Mini Geração Distribuída
MT	Média Tensão
MTE	Ministério do Trabalho e Emprego
MUSD	Montantes de Uso dos Sistemas de Distribuição
NA	Não se Aplica
NR	Norma Regulamentadora

ONS	Operador Nacional do Sistema
P	Posto Horário Ponta
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PIS	Programa de Integração Social
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
RD	Rede de Distribuição
REN	Resolução Normativa
RTC	Relação de Transformação de Corrente
RTP	Relação de transformação de Potencial
SAC	Serviço de Atendimento ao Consumidor
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
SML	Sistema de Medição de Energia e Leitura
SPIR	Serviço Público de Irrigação Rural
TC	Transformador de Corrente
TE	Tarifa de Energia
THS	Tarifa Horo Sazonal
TP	Transformador de Potencial
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UC	Unidade Consumidora
UFER	Unidade de Faturamento de Energia Reativa
W	Watts

Lista de Símbolos

$4N_R$	Quantidade de Registros por Hora
Dem_{Cont}	Quantidade Demanda Contratada em Quilowatt (kW)
Dem_{Med}	Quantidade Demanda Medida Quilowatt (kW)
F_{perdas}	Fator de Perdas
H_d	Quantidade de Horas por Dia
K	Constante do Medidor de Energia
kWh_{med}	Consumo Medido em Quilowatt-hora (kWh)
L_{an}	Leitura Anterior
L_{at}	Leitura Atual
N_d	Quantidade de Dias no Mês
NT_R	Quantidade Total de Registros
$TARIFA_{trib}$	Valor da Tarifa com Tributos em Reais (R$)
Tol_{max}	Tolerância máxima para demanda medida

Sumário

1 Introdução 20

1.1 Visão Geral 20

1.2 Motivação 22

1.3 Objetivos 22

1.4 Organização do Trabalho 23

2 O Setor Elétrico Brasileiro 24

2.1 Introdução 24

2.1.1 Histórico 25

2.1.2 Sistema Interligado Nacional - SIN 26

2.2 Principais Envolvidos do Setor Elétrico 27

2.2.1 Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL 27

2.2.2 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE 29

2.2.3 Conselho Nacional de Política Energética - CNPE 29

2.2.4 Ministério de Minas e Energia - MME 30

2.2.5 Empresa de Pesquisa Energética - EPE 30

2.2.6 Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS 31

2.2.7 Agentes de Geração 31

2.3 Eficiência Energética 32

2.4 Qualidade da Energia Distribuída 33

2.4.1 Conclusão do Capítulo 34

3 Composição das Tarifas de Energia Elétrica para o Consumidor ... 35

3.1 Introdução 35

3.2 Consumidores do Grupo A 36

3.3 Consumidores do Grupo B 36
3.4 Como é composta a Tarifa de Energia Elétrica 37
3.5 Consumo e Demanda 39
3.5.1 Cálculo do Consumo de Energia Medido - kWh 41
3.5.2 Cálculo da Demanda de Potência Medida - kW 42
3.5.3 Medidor de Energia 43
3.5.4 Sistema de Medição de Energia e Leitura - SML 43
3.5.5 Cálculo de Multa por Ultrapassagem de Demanda Contratada 44
3.6 Bandeiras Tarifárias 45
3.7 Postos Horários 46
3.8 Modalidades Tarifárias Aplicadas ao Grupo A 47
3.9 Modalidades Tarifárias Aplicadas ao Grupo B 48
3.10 Enquadramento Tarifário 49
3.10.1 Encargos Setoriais 50
3.10.2 Aplicação dos Tributos 50
3.10.3 Registros de Memória de Massa 52
3.11 Conclusão do Capítulo 53

4 Estudo de Caso 54
4.1 Introdução 54
4.2 Faturamento de Energia do Instituto Federal de Goiás 55
4.2.1 Cabeçalho Fatura de Energia 55
4.2.2 Itens da Fatura 56
4.2.3 Grandezas Medidas 57
4.2.4 Histórico dos Últimos Meses 57
4.3 Análise da Fatura 58
4.3.1 Gráfico das Demandas Medidas 59
4.3.2 Gráfico do Consumo Medido 61
4.3.3 Curva de Carga da Unidade Consumidora 62
4.3.4 Conclusão do Capítulo 63

5 Testes e Resultados 64
5.1 Introdução 64

5.2 Análises da demanda contratada adequada 64
5.2.1 Simulações de novas demandas contratadas na modalidade Verde 65
5.2.2 Simulações de possíveis demandas contratadas na modalidade azul 67
5.2.3 Simulações dos custos totais de demanda e consumo 68
5.3 Conclusão do Capítulo 72

6 Conclusões 73
6.1 Conclusões Gerais 73
6.2 Trabalhos Futuros 75

Referências Bibliográficas 76

Apêndice 81

Capítulo 1

Introdução

1.1 Visão Geral

A energia está presente de diversas maneiras no cotidiano da população mundial, desde à energização de tecnologias minúsculas à geração elétrica nas grandes usinas. A energia elétrica em específico revolucionou a maneira como as pessoas vivem e se comportam, visto que permitiu o progresso acelerado da sociedade por meio do aumento da produtividade em geral.

Essa relação permite refletir sobre a dependência da vida atual com a energia elétrica, e dá dimensão da importância do tema para o progresso. Trazendo para realidade brasileira, nos últimos anos, houve um aumento gradual no consumo de energia elétrica, que tende a continuar crescendo devido ao aumento da população e do acesso à energia elétrica. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) [1], o consumo total de energia elétrica no país em 2022 foi de 508 GWh, o que representa um aumento de cerca de 2,3% em relação a 2021.

Neste contexto, os estudos energéticos alcançam uma grande variedade de situações, abordando aspectos técnicos, socioeconômicos, ambientais, evolução histórica e perspectivas futuras [2]. Atualmente, há uma crescente preocupação em consumir energia de forma consciente e eficiente. A Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Conservação de Energia (ABESCO) [3] destaca que a utilização racional de energia consiste em utilizá-la de forma eficiente para obter o resultado desejado. Portanto, o conceito de eficiência energética está relacionado à quantidade de energia utilizada em uma atividade e a quantidade de energia disponibilizada para realizá-la.

De uma maneira geral, os consumidores normalmente adotam políticas internas eficientes de consumo consciente de energia elétrica em suas instalações. No entanto, há a carência por avaliações amplas de economia para reduzir os custos em suas faturas de energia ao considerar outros fatores além do consumo. Nesse sentido, é importante realizar análises do modelo de tarifação estabelecido pela agência reguladora do setor por meio das concessionárias de energia, para verificar se o consumidor está enquadrado na opção que oferece a melhor viabilidade econômica de acordo com seu padrão de consumo. Isso pode resultar em economias significativas para o consumidor, além de estabelecer cobrança justa de acordo com a legislação vigente.

Segundo Silva 2011 [4], muitos contratos de fornecimento de energia elétrica são firmados sem o conhecimento do enquadramento tarifário adequado. Consequentemente, os contratos realizados de maneira equivocada podem trazer sérios problemas relativos a custos extras que poderiam ser evitados. Além disso, alguns consumidores de médio ou grande porte acabam pagando multas, como consumo excedente de energia reativa ou tarifa de ultrapassagem de demanda de potência, sem ter o real conhecimento da existência delas pelo fato de não entender por completo a fatura de energia elétrica. Neste sentido, é importante que os consumidores estejam cientes dessas questões e busquem entender melhor os detalhes de suas faturas para evitar custos desnecessários.

De acordo com o Art. 23 da Resolução Normativa nº 1000/2021 [5], é de responsabilidade da concessionária definir o grupo e o nível de tensão de conexão ao sistema elétrico, levando em consideração a carga instalada, prevista em projeto da Unidade Consumidora (UC).

As unidades consumidoras de pequeno porte, como residências, lojas e oficinas, são classificadas como Grupo B e subgrupos afins, atendidas em baixa tensão. Já as de médio e grande porte, como indústrias, shoppings e instituições públicas, são classificadas como Grupo A e subgrupos afins, atendidas em média e alta tensão.

O Ministério do Trabalho e Emprego (MTE), por meio da Norma Regulamentadora NR 10 [6], são estabelecidos os requisitos e condições mínimas com o objetivo de implementar medidas de controle e sistemas preventivos. Essas medidas visam garantir a segurança e a saúde dos trabalhadores que, direta ou indiretamente, interagem com instalações elétricas e serviços envolvendo eletricidade.

Os níveis de tensão para instalações e serviços com eletricidade são definidos da seguinte forma:

- Alta Tensão (AT): Tensão superior a 1000 V em corrente alternada ou 1500 volts em corrente contínua, entre fases ou entre fase e terra;
- Baixa Tensão (BT): Tensão superior a 50 V em corrente alternada ou 120 V em corrente contínua, e igual ou inferior a 1000 V em corrente alternada ou 1500 V em corrente contínua, entre fases ou entre fase e terra;
- Extra-Baixa Tensão (EBT): Tensão não superior a 50 V em corrente alternada ou 120 V em corrente contínua, entre fases ou entre fase e terra.

1.2 Motivação

O presente trabalho surgiu da motivação em compreender se o IFG-VAL está enquadrado na modalidade tarifária mais econômica. Além disso, a relação custo-benefício no modelo de tarifação que estabelece diferenciação entre: demanda de potência ativa contratada e medida em quilowatt (kW), leituras de consumo de energia elétrica em quilowatt-hora (kWh) que diferem em Postos Tarifários de Ponta (P), Fora Ponta (FP) e Horário Reservado (HR).

Essa análise foi possível por meio de dados históricos dos últimos quatorze meses de demanda medida e consumo de energia, além de dados públicos dos custos associados a cada enquadramento, considerando as UCs de alta, média e baixas tensões de atendimento da concessionária Equatorial energia em Goiás.

1.3 Objetivos

O presente trabalho tem como objetivo definir qual o melhor enquadramento tarifário para a UC estudada. Essa conclusão será possível após analisar as informações contidas na fatura de energia elétrica, avaliar os custos associados a cada modalidade, assim como as características técnicas e contratuais inerentes à transição entre os subgrupos e modalidades de uma maneira geral.

1.4 Organização do Trabalho

A organização deste trabalho apresenta inicialmente no Capítulo 1 uma visão geral sobre o assunto abordado, onde as motivações e os objetivos foram descritos. O Capítulo 2 apresenta o referencial teórico estudado sobre setor elétrico brasileiro, a agência reguladora do setor elétrico e demais órgãos que compõem esse setor desde a geração até a distribuição da energia gerada.

O Capítulo 3 destaca detalhes sobre a composição da fatura de energia entregue ao consumidor, grupos e subgrupos tarifários, alíquotas aplicadas no faturamento da conta de energia; conceitua os termos consumo e demanda; apresenta as equações usadas pela distribuidora no faturamento; e apresenta as componentes da fatura como postos horários, bandeiras tarifárias, modalidades tarifárias, encargos setoriais e tributação.

O Capítulo 4 destaca os quantitativos atuais da fatura de energia e a contratação atual, a partir do histórico de demandas medidas e consumo medido ao longo dos últimos quatorze meses em cada posto horário e apresenta os custos para esse período.

No Capítulo 5 são apresentadas as simulações feitas com o recurso do software MATLAB para o estudo de caso referente a fatura de energia do IFG-VAL, onde os quantitativos de consumo medido e demanda medida são analisados para cada modalidade tarifária em seus postos horários e tarifações específicas, com aplicação dos tributos. Além disso, são executadas simulações hipotéticas buscando a melhor opção de enquadramento tarifário para a UC em questão. Por fim, o Capítulo 6, apresenta as conclusões gerais alcançadas.

Capítulo 2

O Setor Elétrico Brasileiro

2.1 Introdução

É inegável que a sociedade contemporânea depende do suprimento contínuo de energia elétrica. Este fator fundamental é o alicerce que sustenta o funcionamento de inúmeras atividades cotidianas, desde a iluminação de nossos lares até o funcionamento de complexos sistemas industriais. Nesse contexto, os sistemas elétricos operam interligados, desempenhando um papel vital na garantia da continuidade do fornecimento de energia, o que, por sua vez, sustenta a ordem e a produtividade da sociedade.

O principal protagonista nesse cenário é o Sistema Elétrico de Potência (SEP), uma infraestrutura complexa e interconectada cujo propósito central é gerar, transmitir e distribuir energia elétrica [7]. Contudo, sua relevância não se restringe apenas à provisão de eletricidade, mas se estende à necessidade de assegurar que tais operações ocorram em conformidade com padrões estritos de confiabilidade, disponibilidade, custo e com o menor impacto ambiental possível.

O comportamento do sistema elétrico é um requisito muito importante para manter a estabilidade e a eficácia desse serviço essencial. A interdependência dos componentes, aliada à necessidade de atender às crescentes demandas sociais e econômicas, exige uma abordagem sistemática e constante na gestão desse sistema complexo. O destaque dado a essa necessidade recai sobre a vitalidade de um gerenciamento eficaz e proativo.

É importante compreender que qualquer falha no sistema elétrico pode acarretar prejuízos significativos, com impactos diretos na qualidade de vida, na produtividade econômica e, não

menos importante, no meio ambiente. A segurança e confiabilidade operacionais, portanto, são metas a serem alcançadas. Para isso são aplicadas tecnologias na construção e instalação de equipamentos e dispositivos de medição em proteções dos sistemas elétricos [8].

É nesse contexto que a relevância da operação segura e confiável do sistema elétrico se destaca com clareza. A necessidade de programar e manter rigorosos protocolos de segurança, monitoramento e manutenção rápida, para mitigar quaisquer riscos potenciais que possam comprometer a estabilidade e o funcionamento do sistema elétrico.

Em suma, a vida em sociedade é sustentada pelo fluxo constante de energia elétrica, e a integridade desse sistema é um pré-requisito essencial para assegurar o bem-estar coletivo. A operação segura e confiável do SEP é uma responsabilidade que recai sobre todos os envolvidos na gestão e operação dessa infraestrutura.

2.1.1 Histórico

O setor elétrico brasileiro é composto por um conjunto de empresas e instituições que atuam na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no país.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece tarifas de energia elétrica levando em consideração as despesas envolvidas desde a geração de energia até a sua entrega na UC. Para compreender a composição da tarifa de energia elétrica, é fundamental ter um entendimento prévio sobre o funcionamento do setor elétrico.

O setor de energia elétrica pode ser definido em quatro ramos distintos de atuação: geração, transmissão, distribuição e comercialização. O sistema de geração de energia elétrica no Brasil encontra-se integrado nacionalmente pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), com exceção de algumas áreas no norte do país que permanecem desconectadas.

No âmbito da distribuição de energia elétrica no Brasil, o cenário é composto por 54 concessionárias, 38 permissionárias e uma cooperativa de eletrização rural [9]. Os clientes cativos são aqueles situados nas áreas geográficas sob concessão da concessionária ou permissionária. Adicionalmente, os consumidores designados como livres ou especiais, com potência instalada superior a 3 MW ou 500 kW, respectivamente, têm a autonomia de escolher seu provedor entre as comercializadoras e geradoras de energia elétrica. No entanto, a distribuidora permanece responsável pelo acesso à rede de distribuição, não assumindo, contudo, a responsabilidade pela

venda de energia elétrica.

Os segmentos de geração e comercialização são considerados competitivos e portanto, não demandam uma regulamentação econômica rigorosa, ao contrário dos segmentos de transmissão e distribuição de energia elétrica. Esses últimos, são regulamentados tanto tecnicamente quanto economicamente pela ANEEL, devido as características de que uma única empresa controla vastos territórios.

Antes da implementação da Lei nº 10.848/04 [10] em 1995, os agentes tinham permissão para atuar em todas as etapas da cadeia do setor elétrico, controlando as atividades de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica. Com o novo modelo, os agentes de distribuição estão impedidos de deter ativos de geração de energia e de exercer atividades não relacionadas à distribuição elétrica. Essa restrição também abrange a comercialização de energia elétrica para consumidores livres.

No contexto do incentivo às fontes alternativas de energia elétrica, unidades consumidoras com demanda superior a 500 kW, em qualquer nível de tensão, podem escolher seu fornecedor, desde que a energia provenha de fontes incentivadas, como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), solares, eólica, biomassa e cogeração qualificada.

2.1.2 Sistema Interligado Nacional - SIN

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil opera como um sistema diversificado, com grande destaque das usinas hidrelétricas e sua diversidade de proprietários. O país é dividido em quatro subsistemas dentro do Sistema Interligado Nacional: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte concentra-se na região Norte. A interconexão desses sistemas, pode ser visualizada no mapa SIN apresentado na Figura A.2, permitindo a obtenção de ganhos sinérgicos no uso dos regimes hidrológicos das diferentes bacias. A integração dos recursos de geração e transmissão possibilita o atendimento ao mercado de forma segura e economicamente eficiente, garantindo assim um suprimento estável e confiável de energia elétrica em todo o país.

A capacidade instalada de geração no SIN é principalmente composta por usinas hidrelétricas, distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas nas diversas regiões do país. Ao longo dos anos, observa-se um expressivo crescimento na instalação de usinas eólicas, especialmente nas regiões

Sul e Nordeste, conferindo-lhes uma crescente importância no atendimento às demandas desse setor. Por outro lado, usinas térmicas, estrategicamente localizadas nas proximidades dos principais centros de carga, permitem eficiência e segurança do SIN.

Sua operação é coordenada em consonância com as condições hidrológicas vigentes, permitindo uma gestão eficiente dos estoques de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, assegurando assim o abastecimento futuro. A infraestrutura de transmissão desempenha um papel integrador, conectando as diversas fontes de produção de energia e possibilitando o fornecimento contínuo ao mercado consumidor. Essa condição diversificada e interconectada contribui para a estabilidade e confiabilidade do fornecimento de energia elétrica em todo o país [11].

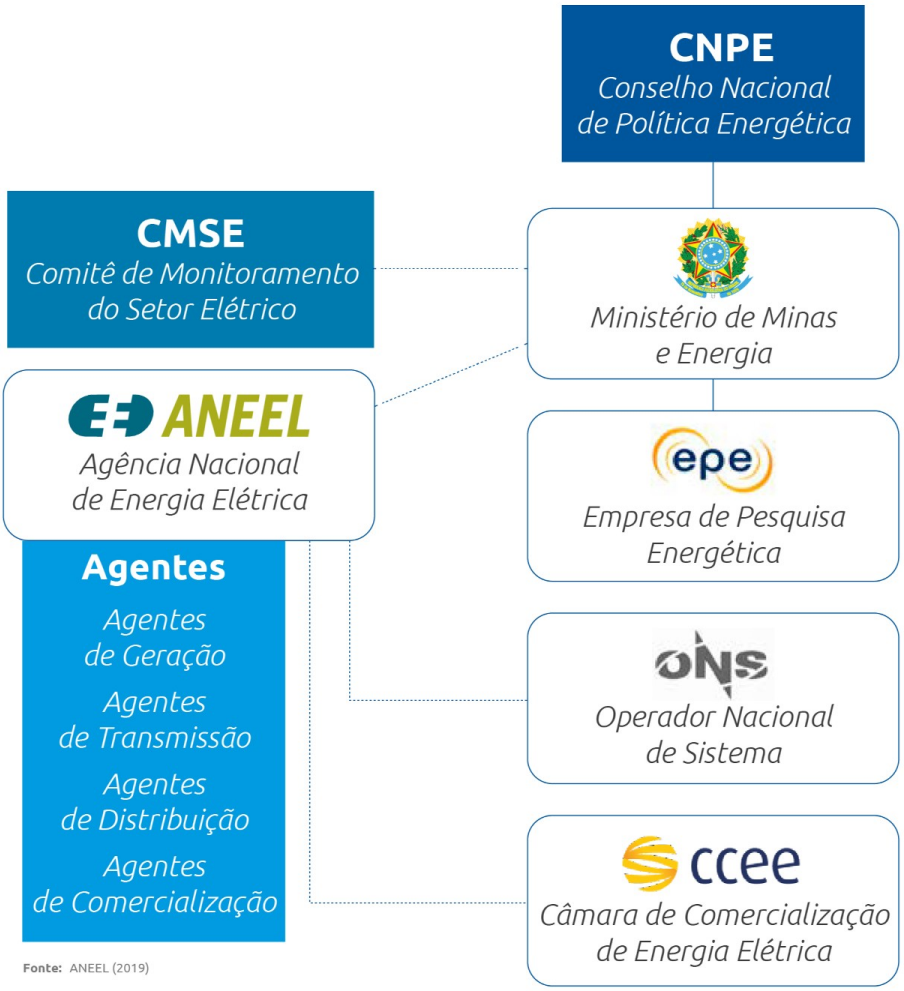
2.2 Principais Envolvidos do Setor Elétrico

Os principais agentes do sistema elétrico brasileiro se organiza hierarquicamente conforme a Figura 2.1. Os principais ações são desenvolvidas pelo Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), Ministério de Minas e Energia (MME), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e pelos agentes de Geração, Transmissão Distribuição e Comercialização de energia elétrica. Nos subtópicos a seguir, uma breve descrição de alguns destes agentes será apresentada.

2.2.1 Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

A ANEEL, enquanto autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, surgiu com objetivo de fazer a regulação do setor elétrico brasileiro. Estabelecida pela Lei nº 9.427/1996 [12] e pelo Decreto nº 2.335/1997 [13], a ANEEL atua na supervisão, normatização e fiscalização das atividades relacionadas à produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Sua criação representa um marco na busca pela eficiência, transparência e equidade no mercado de energia, contribuindo para o desenvolvimento sustentável do setor e garantindo a oferta estável e segura de eletricidade para a sociedade brasileira.

Figura 2.1: Principais agentes do setor elétrico brasileiro



Fonte: ANEEL 2019

As atribuições da ANEEL foram definidas para que haja uma efetiva regulação e funcionamento do setor elétrico brasileiro. Sua responsabilidade de fiscalização, seja diretamente ou por meio de convênios com órgãos estaduais, abrange concessões, permissões e serviços relacionados à energia elétrica. A ANEEL também contribui para com as políticas governamentais, especialmente no que diz respeito à exploração de energia elétrica e ao aproveitamento dos potenciais hidráulicos. Além disso, estabelece tarifas, resolve disputas administrativas entre os agentes do setor e entre estes e os consumidores, e é responsável por conceder, permitir e autorizar empreendimentos e serviços de energia elétrica em conformidade com a delegação do governo federal. Essas funções posicionam a ANEEL como um elemento essencial na busca por um setor elétrico transparente e eficaz no Brasil [14].

No que tange à regulamentação de tarifas, é incumbência da Agência promover a formulação

de métodos para o cálculo tarifário no âmbito do setor elétrico. Essas iniciativas devem alcançar uma avaliação de todos os elementos que compõem a infraestrutura de geração, transmissão e distribuição, levando em consideração não apenas os aspectos técnicos, mas também os fatores econômicos que possam influenciar o equilíbrio do sistema. A Resolução Normativa nº 1000/2021 ANEEL [5], estabelece regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica e também os direitos e deveres do consumidor e demais usuários do serviço, tratando de temas como conexão, contratos, tarifa social, medição, faturamento, suspensão, Serviço de Atendimento ao Consumidor (SAC), fornecimento para iluminação pública, ressarcimento de danos, procedimentos irregulares e veículos elétricos.

2.2.2 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é uma entidade jurídica de direito privado, sem fins lucrativos e sujeita à regulação e fiscalização rigorosa da ANEEL que dispõe sobre as atividades em todo o sistema energético Brasileiro. Ela representa o mercado de energia elétrica no Brasil e tem entre suas atribuições, a integração nos setores da geração, distribuição e comercialização da energia, atuação muito importante no processo de definição de preços e contabilização das operações do mercado em curto prazo. O art. 4º da Lei 10.848 de 15 de março de 2004 [10], autoriza a criação da CCEE e estabelece que a ANEEL fica responsável por sua fiscalização e regulamentações com a finalidade de viabilizar a comercialização da energia elétrica no Brasil.

2.2.3 Conselho Nacional de Política Energética - CNPE

Criado pela lei n. 9.478, de 6 de agosto de 1997 [15], o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) tem como objetivo atuar como assessoria ao Presidente da República e é destinado à formulação de políticas e diretrizes energéticas. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo (ANP) [16].

O CNPE é um órgão colegiado vinculado ao Ministério de Minas e Energia e atua na proposição de estratégias para o aproveitamento racional dos recursos naturais, a diversificação da matriz energética e a garantia da segurança no abastecimento. Composto por representantes de

diversos setores, o conselho favorece a articulação entre governo, iniciativa privada e sociedade civil, proporcionando um ambiente propício para a tomada de decisões que impactam diretamente o presente e o futuro da energia no país.

2.2.4 Ministério de Minas e Energia - MME

O Ministério de Minas e Energia (MME) trabalha na estrutura governamental, sendo responsável pela concepção, planejamento e execução de iniciativas no contexto da política energética nacional, além de participar na formulação de estratégias voltadas para o setor de energia, contemplando fontes diversas como hidrelétrica, termelétrica, eólica, solar.

O ministério está presente na coordenação de projetos que visam a segurança energética, a eficiência nos processos de geração e distribuição, bem como o apoio a novas tecnologias sustentáveis. Suas atribuições vão desde a elaboração de normativas até a supervisão e fiscalização de atividades relacionadas à exploração dos recursos naturais, consolidando-se como um agente central na condução das políticas que norteiam o desenvolvimento do setor energético no contexto nacional.

Além disso, o ministério integra ao sistema elétrico, a geologia, exploração e produção de recursos minerais, energéticos, petróleo, combustíveis, biocombustíveis, gás natural, energia elétrica e, não menos importante, a promoção da sustentabilidade e do desenvolvimento econômico, social e ambiental dos recursos elétricos, energéticos e minerais como uma preocupação central.

O Ministério também delineia políticas tarifárias para o setor elétrico, planeja a integração energética com outros países, estabelece diretrizes para o setor de minas e energia, busca a universalização do acesso à energia elétrica e participa de negociações internacionais relacionadas aos setores em questão. Além disso, desempenha um papel chave na elaboração e aprovação de outorgas, realiza avaliações ambientais estratégicas, promove o fomento de novas tecnologias e trabalha para o equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica no país [17].

2.2.5 Empresa de Pesquisa Energética - EPE

A Empresa de Pesquisa Energética é uma empresa pública federal vinculada ao Ministério de Minas e Energia que atua no cenário do setor energético. Seu propósito fundamental é

oferecer serviços especializados na condução de estudos e pesquisas, cujo objetivo primordial é fornecer subsídios essenciais para o planejamento estratégico do setor [1]. No âmbito de suas responsabilidades, destaca-se a elaboração de planos de expansão voltados tanto para a geração quanto para a transmissão de energia elétrica. Essa atuação engloba desde a avaliação criteriosa das fontes de geração até a projeção das infraestruturas de transmissão necessárias para atender às demandas presentes e futuras. Além disso, a natureza jurídica de direito privado confere flexibilidade operacional, permitindo uma gestão ágil e eficiente. Ao estar vinculada ao MME, a empresa alinha suas atividades estratégicas com as diretrizes governamentais, contribuindo assim para o desenvolvimento sustentável e a segurança energética do país.

2.2.6 Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) que foi criado em 1998 é responsável por coordenar e controlar as operações das instalações de geração e transmissão contidas no Sistema Interligado Nacional de forma a garantir a segurança e o suprimento de energia elétrica para o país. Fiscalizado e regulado pela ANEEL tem, entre suas atribuições, a gestão dos sistemas isolados, ou seja, aqueles sistemas não abrangidos pelo SIN. De uma maneira geral o ONS mantém contato com todas as esferas governamentais, instituições e outros países, uma vez que decisões estratégicas na gestão dos ativos energéticos impactam diretamente em diversos setores da economia [18].

2.2.7 Agentes de Geração

São todas as organizações detentoras de concessão ou autorização para a produção de energia elétrica. Eles têm a oportunidade de se tornarem participantes ativos na CCEE [19], onde podem negociar e comercializar sua energia tanto no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) quanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL). A participação desses agentes é categorizada em três modalidades distintas:

1. A primeira delas é representada pelos concessionários de serviço público de geração. Essas entidades, sejam pessoas jurídicas ou consórcios empresariais, são autorizadas pelo serviço público federal, por meio de licitação, para explorar e prestar serviços públicos de energia. Além disso, têm a prerrogativa de comercializar a energia gerada, assegurada por contrato;

2. A segunda modalidade compreende os produtores independentes de energia elétrica, que também podem ser pessoas jurídicas ou grupos empresariais. Esses agentes detêm autorização para a geração de energia elétrica, sendo responsáveis pela comercialização da energia gerada, assumindo, assim, os riscos inerentes a essa transação;

3. Por último, os autoprodutores de energia elétrica, que podem ser tanto pessoas físicas quanto jurídicas. Esses agentes possuem permissão para gerar energia elétrica destinada ao seu consumo próprio. No entanto, é possível a comercialização dessa energia, desde que haja a devida autorização da ANEEL.

Este modelo, delineado pela CCEE em 2015 [19], visa promover a diversificação e a eficácia na geração e comercialização de energia elétrica no Brasil, proporcionando um ambiente dinâmico e inclusivo, permitindo que diversas categorias de agentes participem ativamente no mercado de energia, contribuindo para a eficiência e competitividade do setor.

2.3 Eficiência Energética

Para Oliveira [20], a eficiência energética em prédios públicos emerge como uma demanda crescente entre os gestores públicos, impulsionada pela necessidade de adotar práticas mais sustentáveis. Embora alguns possam acreditar que alcançar esse objetivo demandaria investimentos substanciais, é necessário destacar que existem ações específicas voltadas para a eficiência energética capazes de gerar resultados positivos.

Em alguns casos, a implantação de medidas eficientes pode exigir investimentos mais elevados. No entanto, é importante compreender que há alternativas acessíveis e estratégias que podem ser adotadas, desde que acompanhadas por políticas internas bem definidas e constantemente monitoradas.

A introdução de práticas voltadas para a eficiência energética não apenas reduz os custos em longo prazo, mas também contribui para a construção de uma infraestrutura pública mais sustentável. A adoção de tecnologias mais eficientes, a instalação de sistemas de monitoramento inteligentes e a conscientização dos ocupantes dos prédios são medidas que, quando combinadas, podem resultar em significativas economias de energia.

Além disso, os gestores públicos devem considerar a eficiência energética um assunto de

responsabilidade ambiental ao estabelecer metas claras e práticas de monitoramento contínuo. É possível não apenas otimizar o consumo de energia, mas também promover uma cultura de sustentabilidade dentro das instituições públicas.

Logo, no que se refere a órgãos públicos, a percepção de que a eficiência energética em prédios públicos pode ser inatingível devido a custos elevados deve ser reformulada. Ao contrário, a chave reside na adoção de estratégias inteligentes, políticas internas robustas e no comprometimento constante com a monitorização e aprimoramento contínuo. Dessa forma, é possível transformar edifícios públicos em modelos exemplares de eficiência energética, promovendo não apenas a sustentabilidade ambiental, mas também a eficiência operacional.

2.4 Qualidade da Energia Distribuída

A ANEEL disponibiliza para o setor o Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST) [21] que tem o objetivo de definir os termos e indicadores relacionados à qualidade da energia. Ele descreve e identifica fenômenos relevantes, estabelece limites e valores de referência, apresenta a metodologia de medição e aborda a gestão de reclamações relacionadas à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão. Além disso, inclui estudos específicos voltados para avaliação da qualidade da energia elétrica, especialmente no que diz respeito ao acesso aos sistemas de distribuição, visando garantir uma compreensão clara e um gerenciamento eficaz da qualidade da energia.

Dentre os tópicos, define limites como níveis de tensão em regime permanente, indicadores individuais e coletivos de conformidade elétrica, critérios de medição e registro, bem como prazos para compensação ao consumidor. Dentre eles destaca-se a conformidade de tensão elétrica que significa comparar a tensão medida no ponto de conexão com os valores tidos como padrões de qualidade do produto. O fator de potência é outro indicador de qualidade da energia é calculado a partir dos valores registrados das potências ativa e reativa.

Quanto a qualidade da energia (serviço) o Módulo 8 apresenta ainda metodologias para avaliar os indicadores de continuidade e os tempos de resposta a ocorrências emergenciais, estabelecendo padrões claros e atribuindo responsabilidades. O objetivo central é assegurar a qualidade no fornecimento de energia elétrica por meio de critérios rigorosos e diretrizes precisas para a medição e gestão eficaz dos indicadores.

2.4.1 Conclusão do Capítulo

Este Capítulo apresentou a composição do setor elétrico Brasileiro e órgãos envolvidos na gestão sobre a geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica até os consumidores finais. Foi destacado que a sistema elétrico no Brasil, está distribuído em um sistema interligado nacional que abrange as principais regiões brasileiras. As regulamentações e atribuições da ANEEL e os órgãos e instituições envolvidos como ONS, CCEE, EPE, CNPE, entre outros foram apresentados nesse capítulo.

Capítulo 3

Composição das Tarifas de Energia Elétrica para o Consumidor

3.1 Introdução

As tarifas de energia elétrica no Brasil possuem variáveis que devem ser levadas em consideração para um bom entendimento de suas componentes. Os consumidores são enquadrados de modo geral em dois grupos A e B e seus respectivos subgrupos. No grupo A, estão os consumidores atendidos em Média Tensão (MT) e Alta Tensão (AT), com nível de tensão (maior ou igual a 2,3 kV) ou ainda a rede de distribuição subterrânea em tensão menor que 2,3 kV. Esses consumidores do grupo A possuem subestação própria e são caracterizados pela tarifa binômia, ou seja, pagam por uma energia consumida em kWh (quilowatt-hora) e por uma demanda disponibilizada em kW (quilowatt).

Os consumidores de Baixa Tensão (BT), via de regra são enquadrados obrigatoriamente como grupo B e seus sub-grupos, com tarifa monômia, estes não possuem demanda contratada e pagam apenas pelo consumo total kWh sem diferenciação dos postos tarifários. Com exceção do sub-grupo modalidade Branca que tem tarifas diferenciadas para cada posto tarifário P, FP e HR.

O que define se um consumidor será atendido no grupo A ou grupo B é a relação de cargas dessa instalação, conforme a Resolução Normativa (REN) 1000/2021 [5], que dispõe sobre carga instalada.

3.2 Consumidores do Grupo A

Como já foi mencionado anteriormente, as UCs do grupo A são divididas em subgrupos de acordo com nível da tensão de atendimento, conforme mostra a Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Subgrupos dos Consumidores do Grupo A

Grupo A	Tensão de Atendimento
Subgrupo A1	Tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV
Subgrupo A2	Tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV
Subgrupo A3	Tensão de fornecimento de 69 kV
Subgrupo A3a	Tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV
Subgrupo A4	Tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV
Subgrupo AS	Tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV

Fonte: ANEEL [5]

Esses usuários são servidos por transformadores próprios, cujos custos são pagos pelo consumidor no momento da ligação (conexão). Portanto, na entrada de energia de um cliente do grupo A, haverá uma subestação que reduz a tensão primária (média tensão) para a tensão secundária (baixa tensão). Por exemplo, para um consumidor que é atendido em tensão primária de 13,8 kV (Subgrupo A4), o transformador é usado para rebaixar a tensão para uma tensão secundária de 380/220 V [5], caso esta seja a tensão de trabalho requerida.

3.3 Consumidores do Grupo B

Os consumidores do grupo B são aqueles servidos em tensão secundária, inferior a 2,3 kV, ou seja, em BT. Esses consumidores são enquadrados compulsoriamente na modalidade tarifária convencional que são definidos por uma tarifa monômia (única), ou seja, pagam apenas pela componente de consumo em kWh e são subdivididos em subgrupos, conforme mostra a Tabela 3.2.

É importante ressaltar que o artigo 23 da Resolução Normativa nº 1000/2021 [5], estabelece que é responsabilidade da distribuidora determinar qual será o nível de tensão para o atendimento e qual será o grupo da unidade consumidora, observando as limitações estabelecidas na Resolução.

No âmbito do artigo 23, no parágrafo 1º da Resolução Normativa Nº 1.000 [5], uma unidade

Tabela 3.2: Subgrupos dos Consumidores do Grupo B

Grupo B	Classes de Atendimento
Subgrupo B1	Residencial
Subgrupo B2	Rural
Subgrupo B3	Demais classes
Subgrupo B4	Iluminação Pública

Fonte: ANEEL [5]

consumidora que apresenta carga e/ou geração superior a 50 kW e igual ou inferior a 75 kW pode ser categorizada como grupo A, caso a UC devido à sua atividade cotidiana, cause algum impacto a outros consumidores em termos de qualidade da energia . Esta poderá ser atendida em tensão diferente das padronizadas na resolução, após estudos de viabilidade e de custos da distribuidora que deverá levar os resultados para anuência do consumidor.

3.4 Como é composta a Tarifa de Energia Elétrica

Tarifa é o preço por unidade de energia consumida e ou demanda disponibilizada para a UC. A tarifa de energia elétrica que os consumidores estão submetidos é variável de acordo com os grupos, seus subgrupos, as classes e as modalidades tarifárias as quais podem estar enquadrados. Por exemplo, os consumidores do grupo B, especificamente o subgrupo B1, são enquadrados na modalidade Convencional, mas podem ser encontrados em diferentes subclasses, pois, fatores socioeconômicos tornam possível a inclusão desse consumidor em subclasses específicas, como a baixa renda por exemplo. Para esses consumidores é aplicada a tarifa monômia, na qual o consumidor paga apenas pela parcela de consumo de energia elétrica, e o valor é sempre em R$/kWh.

Para os consumidores atendidos e faturados no grupo A, a tarifação é binômia (possui duas componentes) no equacionamento do faturamento, ou seja, há pagamento de parcela de consumo R$/kWh e de uma demanda contratada R$/KW. Além disso, no caso do grupo A, são observados os postos tarifários e as modalidades tarifárias. A Tabela 3.3, mostra que a tarifa final desse consumidor é composta pela Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

Em todos os casos, são também equacionados os tributos federais como Programa de In-

Tabela 3.3: Tarifas de Aplicação - Resolução Homologatória nº 3.130/2022 mês de referência em Outubro/2023

Modalidade	Subgrupo	Posto	TUSD/KWh (R$)	TE/KWh (R$)	DEM./KW (R$)
Verde	A4 - 2,3 a 25 kV	FP	0,13933	0,27282	22,94
		P	1,47376	0,43701	
	A3a - 30 a 44 kV	FP	0,13933	0,27282	22,94
		P	1,47376	0,43701	
Azul	A4 - 2,3 a 25 kV	FP	0,13933	0,27282	22,94
		Ponta	0,13933	0,43701	55,05
	A3a - 30 a 44 kV	FP	0,13933	0,27282	22,94
		P	0,13933	0,43701	55,05
	A3 - 69 kV	FP	0,10303	0,27282	11,23
		P	0,10303	0,43701	20,98
	A2 - 88 a 138 kV	FP	0,09787	0,27282	11,23
		P	0,09787	0,43701	20,98
Branca	B1	FP	0,72802	0,43701	
Classe	Residencial	Iter.	0,50977	0,27282	
Subclasse	Residencial	P	0,29153	0,27282	

Fonte: ANEEL [5]

tegração Social (PIS), estaduais como o Imposto sobre operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS) e municipais como Contribuição para Custeio de Serviço de Iluminação Pública (COSIP). Além dos impostos, as perdas técnicas de energia na transformação são consideradas. O artigo 305 da Resolução 1000/2021 [5] prevê cobrança de 2,5% para o consumidor com conexão em tensão menor que 69 kV que é o caso da unidade consumidora em estudo.

Muitas distribuidoras apresentam ao consumidor em suas faturas um valor único das componentes TE + TUSD, outras demonstram separadamente essas informações, como é o caso da Equatorial Energia em Goiás, que será apresentado mais detalhadamente na Seção 4.2. Para consultar o valor de cada componente, a ANEEL disponibiliza no site as tarifas de energia de cada distribuidora [22].

Em resumo, nas tarifas TE e TUSD estão equacionados os encargos setoriais e as componentes PIS/COFINs, ICMS e COSIP que são os tributos nas esferas federal, estadual e municipal. A Tabela 3.4 apresenta as alíquotas apresentadas na fatura de energia referente ao ciclo de fatura-

Tabela 3.4: Alíquotas Aplicadas em Outubro/2023

Tributo	Alíquota %
PIS/PASEP	0,2976
ICMS	17,00
COFINS	1,370

Fonte: Fatura de Energia IFG, Figura A.1

Tabela 3.5: Taxa COSIP aplicadas em Outubro/2023

Taxa	R$
COSIP	14,14

Fonte: Fatura de Energia IFG, Figura A.1

mento de Outubro de 2023. A alíquota de ICMS para o estado de Goiás está fixada atualmente em 17%, as demais alíquotas são variáveis a cada mês de faturamento e a taxa COSIP, Figura 3.5, também é um valor em reais (R$) fixo.

3.5 Consumo e Demanda

Para melhor compreensão da composição dos valores aplicados na tarifação da energia elétrica, é necessário entender os termos consumo e demanda de uma unidade consumidora. Os equipamentos instalados em uma unidade consumidora possuem uma determinada potência nominal, dada em Watts. Para Niskier [23], pode-se dizer que o consumo de energia ou o trabalho realizado é calculado multiplicando a potência por uma unidade de tempo (kWh), conforme a Equação (3.1).

$$Consumo\,(kWh) = Potencia\,(W) \times Tempo\,(h) \tag{3.1}$$

onde:

kWh = Consumo Medido em Quilowatt-hora;

W = Potência Ativa;

h = Tempo em horas.

Durante o ciclo de faturamento o medidor contabiliza toda energia utilizada pela UC e a soma total será o consumo medido em kWh. Segundo Mamede Filho [24], para a determinação da demanda de potência, deve-se levar em consideração o somatório das potências nominais considerando as indicações fornecidas pelos fabricantes e a diversificação dessas cargas em função da sua utilização.

A Resolução Normativa nº 1000/2021 define que, demanda é a média (a cada 15 minutos) das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico por parcela das cargas instaladas em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado. A quantidade total de registros pode ser dada pela Equação (3.2). Considerando que a cada quinze minutos acontece 1 (um) registro medido, há quatro medições por hora. Dessa forma, em um mês com trinta dias, tem-se 2880 (dois mil oitocentos e oitenta) registros por período de faturamento, conforme Equação (3.3).

$$NT_R = 4\ N_R \cdot H_d \cdot N_d \tag{3.2}$$

$$4\ registros \cdot 24\ Horas \cdot 30\ dias = 2880\ registros \tag{3.3}$$

onde:
NT_R = Quantidade total de registros;
$4N_R$ = Quantidade de registros por hora;
H_d = Quantidade de horas por dia;
N_d = Quantidade de dias no mês.

A distribuidora de energia, disponibilizará aos consumidores um quantitativo fixo de potência ativa kW , para fins de utilização do sintema elétrico, denominada de Demanda Contratada [5]. No momento do faturamento da conta de energia, para fins de pagamento, será considerado o maior valor entre a demanda medida e a contratada na cobrança. Cabe ressaltar que é importante ter um enquadramento tarifário ideal para evitar o possível pagamento de multa por ultrapassagem da demanda contratada ou pagar por um contrato de demanda subutilizada. A resolução estabelece uma margem de tolerância, caso o contratante ultrapasse em 5% a demanda contratada. Ele pagará multa por ultrapassagem, conforme assunto abordado no Capítulo 4.

3.5.1 Cálculo do Consumo de Energia Medido - kWh

Para calcular o consumo de energia em kWh, é necessário uma leitura minuciosa da fatura para levantar as informações necessárias para compor a Equação (3.4), como os valores de leitura atual, leitura anterior, constante do medidor e ainda a aplicação de um valor para fator de perdas, que é relacionado às perdas técnicas de transformação. A Equação (3.4) é aplicada a cada posto tarifário do consumo na P, FP e HR.

$$kWh_{med} = (L_{at} - L_{an}) \cdot K \cdot F_{perdas} \tag{3.4}$$

onde:
kWh_{med} = Consumo Medido em Quilowatt-hora (kWh);
L_{at} = Leitura Atual;
L_{an} = Leitura anterior;
K = Constante do Medidor;
F_{perdas} = Fator de Perdas.

Para exemplificar o cálculo do consumo medido, as informações contidas na conta de energia referente ao mês de outubro da parcela de consumo no posto horário P serão aplicados para este cálculo, Figura 4.3.

onde:
kWh_{med} = Consumo Medido;
L_{at} = 885904;
L_{an} = 811981;
K = 0,024000;
F_{perdas} = 1,025.

$$kWh_{med} = (885904 - 811981) \cdot 0,024000 \cdot 1,025 \tag{3.5}$$

Logo, o consumo medido no posto horário P foi de 1818,5 kWh.

3.5.2 Cálculo da Demanda de Potência Medida - kW

O cálculo da demanda medida é análogo ao do consumo, levando-se em consideração as leituras atuais, leitura anterior, constante do medidor e fator de perdas técnicas. Também serão aplicados a cada posto tarifário de P, FP e HR.

As perdas, segundo Meffe 2021 [25], podem ser definidas em perdas técnicas e não técnicas. As perdas técnicas referem-se à energia que se dissipa durante o processo de distribuição, sendo inerentes ao sistema e caracterizadas por ocorrer antes do ponto de entrega à unidade consumidora. As perdas não técnicas são apurada pela diferença entre as perdas na distribuição e as perdas técnicas, considerando, portanto, todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia, erros de medição, entre outros [26].

A distribuidora de energia deve incorporar aos registros de consumo e demanda, os valores correspondentes às perdas técnicas, além de aplicar uma compensação por perdas para UCs pertencentes ao grupo A. Esse processo é aplicado especificamente às unidades que possuam equipamentos de medição instalados no secundário do transformador, que é de responsabilidade do consumidor e de outros usuários. A resolução Normativa nº 1000/2021 [27] determina que, para as UCs com conexão de tensão menores que 69 kV, seja aplicado fator de perdas igual a 2,5% sobre a tarifação da UC.

$$kW_{med} = (L_{at} - L_{an}) \cdot K \cdot F_{perdas} \tag{3.6}$$

onde:
kW_{med} = Demanda medida em quilowatt (kW);
L_{at} = Leitura atual;
L_{an} = Leitura anterior;
K = Constante do Medidor;
F_{perdas} = Fator de perdas = 1,025.

Para exemplificar o cálculo da demanda medida, as informações contidas na conta de energia referente ao mês de outubro da parcela de demanda no posto horário P serão aplicados para este cálculo, Figura 4.3.

onde:
kW_{med} = Demanda Medida;

L_{at} = 012441;

L_{an} =011919;

K = 0,096000;

F_{perdas} = 1,025.

$$kW_{med} = (012441 - 011919) \cdot 0,096000 \cdot 1,025 \tag{3.7}$$

Logo, a demanda medida no posto horário P foi de 51,3648 kW.

3.5.3 Medidor de Energia

Os medidores de energia ativa são compostos por um conjunto de bobinas, sendo que o número de pares de bobinas varia de acordo com o tipo de medidor, podendo ser: monofásico, bifásico e trifásico. Cada medidor consiste em uma bobina de potencial, Transformador de Potencial (TP), e uma bobina de corrente, Transformador de Corrente (TC). A perda que ocorre na bobina de corrente é de responsabilidade do consumidor, uma vez que essa perda é registrada pelo próprio medidor.

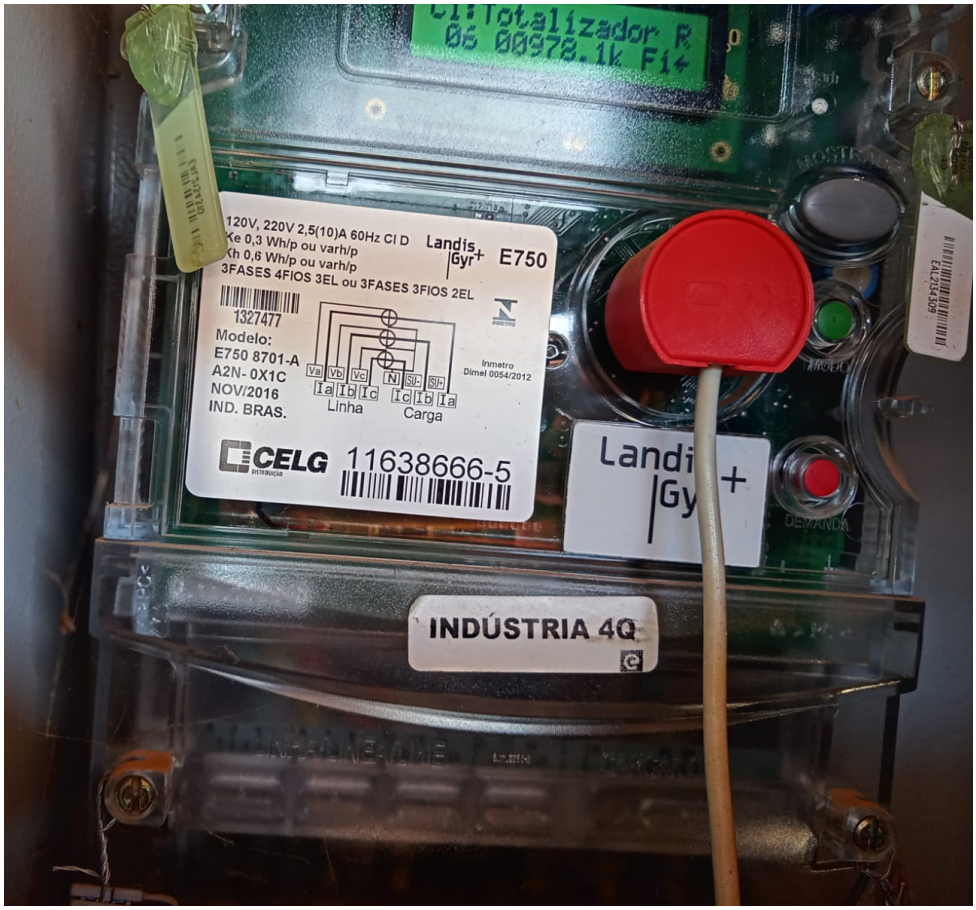
Por outro lado, a perda na bobina de potencial é assumida pela concessionária de energia. Essa perda de demanda na bobina de potencial permanece praticamente constante ao longo do dia, uma vez que está sujeita a uma tensão de pouca variabilidade [25].

O medidor do IFG-VAL é do tipo E750 que faz parte da família de medidores eletrônicos amplamente utilizado para medições indiretas em consumidores de grande porte. A Figura 3.1 mostra este equipamento fisicamente no local de medição.

3.5.4 Sistema de Medição de Energia e Leitura - SML

O sistema de medição utilizado para faturamento é composto pelo medidor principal e demais equipamentos necessários para a realização da medição para faturamento, além de, quando existentes: medidor de retaguarda; transformadores para instrumentos, quais sejam, o TP e o TC; canais de comunicação; e sistemas de coleta de dados [28].

Figura 3.1: Medidor de energia IFG-VAL



Fonte: Autoria Própria

3.5.5 Cálculo de Multa por Ultrapassagem de Demanda Contratada

A ultrapassagem de demanda é a parcela da demanda medida que excede o valor da demanda contratada, dada em quilowatts (kW). A tolerância para essa ultrapassagem é defina como o limite máximo em que essa demanda pode ser registrada sem aplicação de multa por ultrapassagem de demanda. A ANEEL através da resolução Normativa 1000/2021 define que essa tolerância é de 5% da demanda contratada, A Equação 3.8 mostra o cálculo usado para saber qual o valor máximo aceitável sem aplicação de multa.

$$Tol_{max} = 1,05 \cdot Dem_{contratada} \tag{3.8}$$

onde:

Tol_{max} = Tolerância máxima para demanda medida;
1,05 = Fator Multiplicador corresponde a 5% sobre a demanda contratada.

A demanda faturada será o maior valor registrado entre a demanda medida e a demanda contratada pela UC. Nesse sentido, caso a demanda medida supere a contratada mas não ultrapasse a tolerância de 5% o consumidor pagará pela demanda medida. A multa por ultrapassagem de demanda é aplicada conforme Equação (3.10) [5].

$$Multa \ = \ (Dem_{Med} - Dem_{Cont}) \cdot 2 \cdot TARIFA \tag{3.9}$$

onde:
$Multa$ = Multa por Ultrapassagem em Reais (R$);
Dem_{Med} = Quantidade Demanda Medida Quilowatt (kW);
Dem_{Cont} = Quantidade Demanda Contratada em Quilowatt (kW);
$TARIFA$ = Valor da Tarifa de Demanda Contratada em Reais (R$).

As informações contidas na conta de energia referente ao mês de outubro das parcelas de demanda medida e demanda única contratada serão aplicados para este cálculo, Figura 4.2.

onde:
$Multa$ = Multa por Ultrapassagem em Reais (R$);
Dem_{Med} = 51,36;
Dem_{Cont} =37;
$TARIFA$ = 28,697670.

$$Multa \ = \ (51,36 - 37) \cdot 2 \cdot 28,697670 \tag{3.10}$$

Logo, a multa por ultrapassagem de demanda será no valor de R$ 824,19.

3.6 Bandeiras Tarifárias

Nesta subseção optou-se por fazer uma breve introdução sobre as bandeiras tarifárias para explicar melhor uma outra abordagem, definida pela política de tarifação de energia elétrica, que causa impacto direto nos custos finais para a UC. O sistema de bandeiras tarifárias, criado pela ANEEL, serve como um indicativo de custos que anteriormente passavam despercebidos nas contas de energia elétrica. Não implica um acréscimo de custo, mas sim uma sinalização de preços que reflete o custo atual da geração de energia no exato momento em que o consumidor a

consome, possibilitando a oportunidade de ajustar o consumo de acordo com sua preferência.

As bandeiras tarifárias, representadas pelas cores verde, amarela e vermelha, indicam se o custo da energia elétrica será mais alto ou mais baixo, com base nas condições atuais de geração de eletricidade. Dado que nossa matriz energética é principalmente composta por usinas hidroelétricas, que operam de acordo com os níveis dos reservatórios de água e a precipitação nas regiões de geração, se a produção de energia por meio dessas usinas for impactada, os consumidores serão sujeitos a um custo adicional na fatura de energia.

A Tabela 3.6 exemplifica as diferenciações das bandeiras tarifárias sob a ótica do custo a cada 100 kWh consumido. Sob a bandeira verde, as condições de geração são favoráveis e não resultam em cobrança adicional. No caso da bandeira amarela, as condições não são tão favoráveis, resultando em uma pequena taxa adicional. A bandeira vermelha é categorizada em dois patamares: a vermelha 1 que indica condições desfavoráveis, enquanto a vermelha 2 representa condições muito desfavoráveis. Por fim, como em 2021 houve a chamada crise hídrica no Brasil, foi então criada a bandeira tarifária de escassez hídrica, um novo valor para os custos de geração de energia em momentos de crise [5].

Tabela 3.6: Valores Adicionais das Bandeiras Tarifárias no ano de 2023

Bandeira	Adicional em R$
Verde	0,000
Amarela	2,989
Vermelha 1	6,500
Vermelha 2	9,795
Escassez Hídrica	14,20

Fonte: ANEEL [5]

3.7 Postos Horários

Postos tarifários são segmentações horárias ao longo do dia, que segundo a Resolução Normativa nº 1000/2021 [5] são definidas pelas distribuidoras, podendo dar uma característica regional a esses horários. Este estudo se restringirá a analisar o caso específico da área de atuação da distribuidora Equatorial Energia em Goiás. Portanto, os postos tarifários são definidos por: Posto Horário Ponta (P) que compreende o horário entre 18:00 h às 20:59 h; Posto Horário Fora Ponta (FP), que compreende os horários entre 21:00 h às 17:59 h; Posto Horário Reservado (HR)

compreende os horários entre 21:30 h às 06:00 h; Horários Intermediários (HI), que compreende os horários de 17:00 h às 18:00 h e 21:00 h às 22:00 h. A Tabela 3.7 mostra detalhadamente os postos tarifários. No caso do HI também são considerados horários de ponta mas, a Resolução Normativa permite que a distribuidora considere ou não no momento do faturamento da conta. Para compreender melhor a tarifação aplicada à fatura de energia é importante ressaltar os horários de Ponta e Fora Ponta que são norteadores para compreensão da fatura.

Tabela 3.7: Postos Tarifários Equatorial Energia em Goiás

Posto Tarifário	Horário
Ponta	18:00 às 20:59
Fora Ponta	00:00 às 17:59 e 21:00 às 23:59
Horário Reservado	21:30 às 06:00
Horário Intermediário	17:00 às 18:00 e 21:00 às 22:00

Fonte: ANEEL [5]

O posto horário P é composto por três horas consecutivas definidas pela distribuidora de acordo com a curva de carga de seu sistema elétrico. As tarifas de energia aplicadas são mais caras, devido à alta demanda por energia na rede da distribuidora. No entanto, o horário de ponta não é aplicado aos sábados, domingos e feriados nacionais [29].

O posto horário FP é o período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta, no qual o valor das tarifas de energia é menor. Consumidores enquadrados na classe rural, que exercem atividades de irrigação ou agricultura têm direito a benefícios na tarifa de energia para o intervalo de 8 horas e 30 minutos, denominado de horário reservado HR, como visto na Tabela 3.7, compreendido entre 21:30 h às 06:00 da manhã. Para isso, o consumidor deve comprovar que exerce atividades em conformidade com os critérios estabelecidos pela REN 1.000/21.

3.8 Modalidades Tarifárias Aplicadas ao Grupo A

As modalidades tarifárias são um conjunto de tarifas aplicadas a uma unidade consumidora. As passíveis de aplicação para o grupo A são:

- Modalidade Horária Verde: Essa modalidade tarifária é definida por duas tarifas, uma para o consumo kWh, aplicada em cada um dos postos tarifários, horários de ponta, fora de

ponta e reservado e outra tarifa aplicada na demanda única contratada kW;

- Modalidade Horária Azul: Essa modalidade tarifária é definida por duas tarifas de consumo kWh e também duas tarifas de demanda kW ambas para os postos tarifários (horários de ponta e fora de ponta). A diferença dessa modalidade é que o consumidor contrata separadamente uma demanda para o horário de ponta e uma para o horário fora de ponta;
- Modalidade Convencional (Optante Baixa Tensão): Essa modalidade é definida por uma única tarifa de consumo em kWh, sem pagamento de demanda contratada. Importante ressaltar que essa modalidade é aplicada ao grupo A, apenas quando a unidade consumidora é optante de BT e atende pelo menos um dos requisitos definidos na Resolução Normativa nº 1000/2021:

    1. Soma das potências dos transformadores menor ou igual a 112,5 kVA;
    2. Soma das potências dos transformadores menor ou igual a 1.125 kVA, para cooperativas de eletrificação rural;
    3. Exploração de Serviços de hotelaria em áreas turísticas ou de veraneio, independentemente da potência do transformador;
    4. Possuir carga de refletores que represente 2/3 da potência instalada para instalações de atividades esportivas ou parques de exposição agropecuárias.

    Atendido a algum desses critérios, a unidade tem a opção de escolher pelo faturamento no grupo B [5].

O optante de BT é aquela unidade consumidora que é atendida em tensão de conexão como o grupo A, porém devido à suas atividades pode ser enquadrada como optante BT e sua conta de energia é cobrada como os consumidores do grupo B, apenas na componente de consumo em kWh.

3.9 Modalidades Tarifárias Aplicadas ao Grupo B

Além da possibilidade dita anteriormente para o grupo de BT, estes também são passíveis de se enquadrar nas seguintes modalidades tarifárias pertencentes ao grupo B:

- Modalidade Convencional: Essa modalidade é aplicada de maneira compulsória aos consumidores do grupo B e tem tarifa única sem distinção sobre os postos tarifários. Os consumidores são atendidos pelo grupo A, mas, em contrapartida, são faturados pelo grupo B, o que caracteriza a modalidade convencional. Nesse contexto, não há a contratação de demanda, e os consumidores pagam uma tarifa única de consumo, independentemente do horário em que o consumo ocorre;

- Modalidade Horária Branca: A modalidade tarifária horária branca é definida por tarifas diferenciadas de consumo em kWh de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia, sendo aplicadas em três postos tarifários, uma para o posto tarifário de hora ponta, horário reservado e fora ponta.

3.10 Enquadramento Tarifário

Para definir qual será o melhor enquadramento tarifário é preciso conduzir uma análise minuciosa da situação da unidade consumidora antes de selecionar a tarifa mais adequada. Em determinadas situações, uma mera revisão do contrato pode resultar em consideráveis economias para o consumidor. A modalidade tarifária e o subgrupo de tensão de atendimento podem ser identificados diretamente na fatura de energia, o que possibilita uma avaliação criteriosa das opções disponíveis. Portanto, é fundamental examinar esses detalhes antes de tomar uma decisão em relação à tarifação de energia elétrica.

Como visto anteriormente, é de responsabilidade da distribuidora avaliar e definir qual será o enquadramento tarifário para a unidade consumidora no momento da conexão. Sabe-se que inicialmente os consumidores do grupo B são caracterizados na modalidade convencional e horária branca, podendo ser enquadradas em outras categorias após avaliação das distribuidoras. Os consumidores do grupo A são enquadrados nas modalidades horária Azul ou verde e, se atenderem algumas características previstas no artigo 292 da resolução normativa nº 1000/2021 [5], poderão optar por BT, ou seja, serão faturados como consumidores do grupo B.

3.10.1 Encargos Setoriais

As políticas públicas para o setor elétrico brasileiro são viabilizadas por meio de encargos setoriais, estabelecidos por leis aprovadas pelo Congresso Nacional. Os valores desses encargos são determinados em resoluções ou despachos da ANEEL e são coletados pelas distribuidoras através da conta de energia. São eles:

1. Conta de Desenvolvimento Energético (CDE): Criado pela Lei nº. 10.438/2002 [30] alterada pelas Leis nº 12.783/2013 [31] e nº 12.839/2013 [32], dentre outras finalidades, serve para promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional, custear os descontos nas tarifas concedidos aos consumidores das classes rural e residencial baixa renda e garantir a competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral;

2. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA): Criado pela Lei nº 10.438/2002 [30], Decreto nº 5.025/2004 [33] tem como objetivo incentivar a geração de energia a partir de fontes alternativas (eólicas e biomassa) e de pequenas centrais hidrelétricas;

3. Reserva Global de Reversão (RGR): Criada pelo Decreto nº 41.019/1957 [34] com o objetivo de gerar recursos para reversão das instalações utilizadas na geração e transporte de energia em favor das concessionárias, além de financiar a expansão e a melhoria do serviço de energia elétrica;

4. Encargos de Serviços do Sistema (ESS): Criado pelo Decreto nº2655/1998 [35], seu objetivo é aumentar a confiabilidade e a segurança da oferta de energia no país;

5. Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH): Criado pela Constituição Federal de 1988 com o objetivo de Compensar financeiramente a União, estados e municípios pelo uso da água e de terras produtivas necessárias à instalação de usinas para geração de energia [36].

3.10.2 Aplicação dos Tributos

Na conta de energia elétrica são apresentados os tributos que incidem sobre os valores da energia: PIS, COFINS, ICMS e COSIP recolhidos pela distribuidora e repassados às autoridades

competentes. sabe-se que esses tributos são adicionados nas tarifas TE e TUSD, lembrando que os tributos e encargos setoriais não são criados pela ANEEL [36].

As parcelas de demanda e consumo da energia elétrica correspondentes às unidades consumidoras do grupo A, também são submetidas a encargos tributários impostos pelo governo federal e estadual sobre o consumo de energia, que incluem PIS/PASEP, COFINS e ICMS. A aplicação desses impostos nas tarifas é calculada por meio da Equação (3.11).

$$TARIFA_{trib} = \frac{TE + TUSD}{(1 - ICMS) \cdot (1 - (PIS + COFINS))} \tag{3.11}$$

onde:
$TARIFA_{trib}$ = Valor da Tarifa com Tributos em Reais (R$);
TE = Valor da componente de Tarifa de Energia em Reais (R$);
$TUSD$ = Valor da componente de Tarifa pelo Uso do Sistema de Distribuição em Reais (R$);
$ICMS$ = Percentual (%) do Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços;
PIS = Percentual (%) do imposto para Programa de Integração Social;
$COFINS$ = Percentual (%) da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social.

A tarifa total é o resultado da soma das parcelas TE e TUSD, enquanto o ICMS, PIS/PASEP e COFINS representam as taxas de imposto aplicadas à unidade consumidora. Conforme estipulado na Regulamentação REN 1.000/21, é obrigatório que as empresas de distribuição indiquem nas faturas de energia a incidência dos impostos sobre a UC.

Após ser definida a tarifa total, será equacionada novamente aos valores encontrados a partir das medições para o faturamento. É importante mencionar que a distribuidora Equatorial Energia em Goiás calcula separadamente as componentes TE e TUSD e também por posto tarifário que são descritas detalhadamente em na fatura, somando os resultados no final.

O valor da tarifa aplicado na parcela TUSD, apresentada na Figura 4.2 da conta de energia referente ao mês de outubro, para o posto horário P, será usado para este cálculo com incidência dos tributos.

onde:
$TARIFA_{trib}$ = Valor da Tarifa com Tributos em Reais (R$);
TE = 0,437010;
$TUSD$ = 1,473760;

$ICMS$ = 17%;

PIS = 0,6583%;

$COFINS$ = 3,0323%.

$$TARIFA_{trib} = \frac{1,473760}{(1 - 17\%) \cdot (1 - (0,6583\% + 3,0323\%))} \tag{3.12}$$

A tarifa com aplicação dos tributos na parcela TUSD será de R$ 1,84.

$$TARIFA_{trib} = \frac{0,437010}{(1 - 17\%) \cdot (1 - (0,6583\% + 3,0323\%))} \tag{3.13}$$

A tarifa com aplicação dos tributos na parcela TE será de R$ 0,54. No caso da distribuidora Equatorial Energia em Goiás as componentes TE e TUSD são calculadas separadamente. Logo, a Figura 4.2, apresenta todos os itens somados para faturamento.

3.10.3 Registros de Memória de Massa

Segundo a Regulamentação Técnica Metrológica, Portaria INMETRO nº 431 de 4 de Dezembro de 2007 [37], a memória de massa é a memória interna do medidor onde são armazenadas, ao longo do tempo, em intervalos definidos, grandezas medidas ou calculadas, para posterior acesso. Memória de massa são os registros de consumo e demandas de energia de uma unidade consumidora armazenados a cada 15 minutos através do medidor principal da UC, durante todo o ciclo de faturamento. A ANEEL, através da Resolução Normativa nº 956 de 7 de dezembro de 2021 [38], define regras e procedimentos de distribuição de energia. Estabelece que a medição utilizada para a cobrança em conta de energia dos usuários conectados em média e alta tensão de distribuição deve atender minimamente alguns requisitos tais como ser capaz de apurar, para consumo ou geração, de acordo com as características do usuário, as seguintes grandezas [39]:

- Energia ativa, em kWh;
- Energia reativa, em kVArh;
- Demanda ativa integralizada em intervalo programável de 5 a 60 minutos, em kW; e
- Demanda reativa integralizada em intervalo programável de 5 a 60 minutos, em kVAr, no caso da Equatorial Energia em Goiás os registros são integralizados a cada 15 minutos.

3.11 Conclusão do Capítulo

Esse capítulo abordou os conceitos de consumo e demanda, grupos e subgrupos dos consumidores A e B , suas classes de atendimento. Os postos horários, modalidades tarifárias e as bandeiras tarifárias. Foi esclarecido o que são os postos tarifários e a diferenciação das modalidades tarifárias sobre os consumidores. Salientou-se ainda os itens que compõem a conta de energia faturada entregue ao consumidor. A incidência de encargos setoriais definido pelo congresso nacional e os tributos federais, estaduais e municipais incluindo a cobrança adicional das chamadas perdas técnicas. Foram apresentadas as equações usadas para calcular o consumo de energia, e a multa por ultrapassagem de demanda contratada.

Capítulo 4

Estudo de Caso

4.1 Introdução

Nesse capítulo, será apresentado um estudo de caso de uma unidade consumidora enquadrada no grupo A4 - THS-Verde, da classe poder público do Instituto Federal de Goiás (IFG) do campus Valparaíso de Goiás (IFG-VAL), que possui tensão de fornecimento de 13,8 kV, com subestação própria e transformador trifásico de 300 kVA, onde serão analisados os dados da conta de energia desta UC tais como:

- Demanda Contrata;
- Demanda Medida;
- Ultrapassagem de demanda;
- Histórico de Consumo dos últimos 14 meses;
- Consumo nos postos Ponta, Fora Ponta e Horário Reservado.

A partir dessas informações será possível fazer o equacionamento das tarifas que são compostas pelos encargos setoriais TE + TUSD com os tributos federais PIS/COFINS, estaduais ICMS e municipais COSIP.

Após analisar essa conta de energia espera-se responder pergunta inicial, qual o melhor enquadramento tarifário para essa unidade consumidora.

4.2 Faturamento de Energia do Instituto Federal de Goiás

O artigo 70 da Constituição Federal [40] estabelece a importância da fiscalização contábil, financeira, orçamentária, operacional e patrimonial no âmbito da União e de suas entidades relacionadas, com o propósito de assegurar a legalidade, legitimidade, economicidade, aplicação adequada de subvenções e gestão de renúncia de receitas. Esse controle é conduzido tanto pelo Congresso Nacional, por meio do controle externo, quanto pelos sistemas de controle interno de cada Poder. Essa disposição fundamental visa garantir a transparência e a responsabilidade na gestão dos recursos públicos, promovendo a eficiência e a integridade no setor público.

Para Sanches 1997 [41], o princípio da economicidade é a capacidade de uma organização para administrar eficazmente os recursos financeiros alocados à sua disposição. Nesse sentido, a expectativa nesse estudo de caso é identificar qual é o melhor enquadramento tarifário para o IFG-VAL, respondendo alguns questionamentos como:

- Atualmente a UC está na modalidade tarifária mais viável do ponto de vista do princípio da economicidade?
- O consumo da energia elétrica tem correspondido às ações que visam eficiência energética?

Usando como parâmetro os dados históricos de faturamento nos últimos 14 meses, será possível, ainda, analisar se cabe um ajuste contratual para uma melhor contratação de demanda. Essas informações estão contidas na fatura de energia da Equatorial Energia em Goiás disponibilizada mensalmente para unidade consumidora do Instituto Federal de Goiás. A partir da fatura de energia apresentada pela Figura A.1, os dados foram analisados.

4.2.1 Cabeçalho Fatura de Energia

No cabeçalho da fatura de energia destacado na Figura 4.2, pode-se identificar a classificação da unidade consumidora, o tipo de fornecimento é trifásico com tensão de conexão igual a 13,8 kV que classifica a UC como grupo A4 pois, está dentro da faixa de maior ou igual a 2,3 kV e menor ou igual a 25 kV conforme a Tabela 3.1.O percentual aplicado às perdas técnicas de transformação também é apresentado nessa parte da fatura de energia igual a 2,5% Ainda existem outras informações da leitura atual, leitura anterior, próxima leitura, data de vencimento, número de dias faturados e o nº da instalação da UC.

Figura 4.1: Cabeçalho da conta de energia elétrica Equatorial Energia



DANF3E - DOCUMENTO AUXILIAR DA NOTA FISCAL DE ENERGIA ELETRICA ELETRÔNICA

equatorial ENERGIA

Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A.

CNPJ: 01.543.032/0001-04 • IE: 100.549.420
Rua 2, Qd. A-37, Nº 505 - Jardim Goiás - Goiânia-GO • CEP: 74.805-180

ENDEREÇO DE ENTREGA:
AVENIDA SAIA VELHA, Q. ÁREA 8, L. KM 06, N. 0, - BR-040
PARQUE ESPLANADA V
CEP: 72876601 VALPARAISO DE GOIAS GO BRASIL

Classificação: A A4 PODER PÚBLICO - FEDERAL THS_VERDE	Tipo de Fornecimento: TRIFÁSICO
Tensão Nominal Disp: 13800 V Lim Min: 12.834 V Lim Max: 14.490 V	

INSTITUTO FEDERA DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
CNPJ/CPF: 10.870.883/0015-40 INSC. ESTADUAL:
AVENIDA SAIA VELHA, Q. ÁREA 8, L. KM 06, N. 0, - BR-040
PARQUE ESPLANADA V
CEP: 72876601 VALPARAISO DE GOIAS GO BRASIL
PERDAS DE TRANSFORMAÇÃO / RAMAL: 2,5 %

Parceiro de Negócio 103365451

Unidade Consumidora 10014555202

Conta mês	Vencimento	Total a pagar
OUT/2023	10/11/2023	R$*******8.146,75

Data das Leituras	Leitura Anterior	Leitura Atual	Nº de Dias	Próxima Leitura
	01/09/2023	01/10/2023	30	01/11/2023

NOTA FISCAL Nº 75632120 - SÉRIE 0 / DATA DE EMISSÃO: 18/10/2023 16:31:44

Consulte pela Chave de Acesso em:
https://dfe-portal.svrs.rs.gov.br/NF3e/consulta
chave de acesso:
52231001543032000104660000756321201069946131
Protocolo de autorização: 352230003197236O - 18/10/2023 às 16:32:55
CFOP 5258: Venda de energia elétrica para não contribuinte

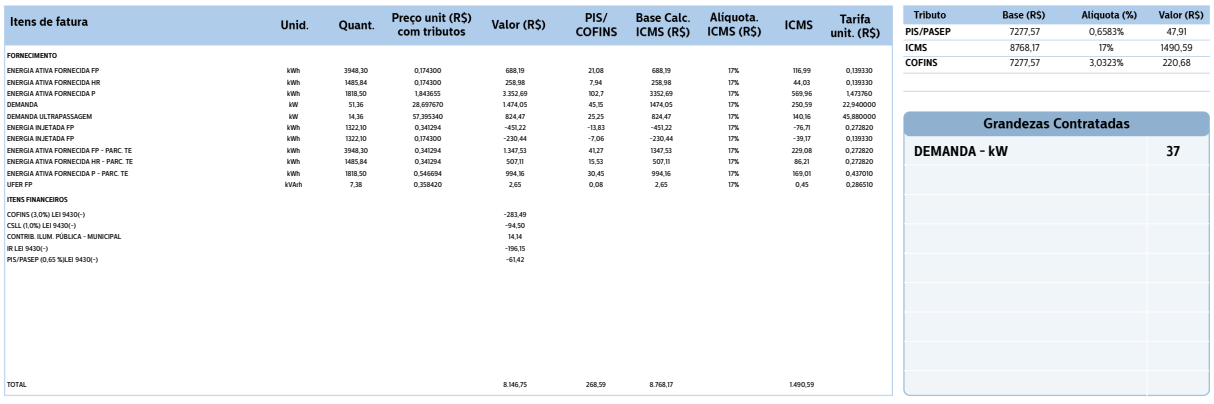
Fonte: Fatura de Energia, Figura A.1

4.2.2 Itens da Fatura

Na segunda parte, à direita da Figura 4.2, são apresentados os tributos federais, PIS/COFINS e estadual, ICMS. A alíquota de ICMS é um percentual fixado em 17% no estado de Goiás, porém, as alíquotas de PIS e Cofins são percentuais que geralmente variam a cada mês. A demanda contratada também é informada nesse campo.

No lado esquerdo, no campo itens da fatura, a Equação (3.11) é aplicada para os itens consumo de Energia Ativa Fornecida em kWh na Ponta, Fora Ponta e Horário Reservado. É possível notar que há uma aparente duplicidade nos cálculos do consumo. Mas, na verdade é que a Equatorial Energia em Goiás equaciona separadamente as parcelas de TUSD e TE para a energia consumida e as soma no final. As demandas contratada e medida (descrita como ultrapassagem) kW, Energia e reativa kVArh, também são apresentadas nesse campo. No campo itens financeiros são apresentados tributo municipal para iluminação pública e alguns descontos.

Figura 4.2: Itens da fatura e tributos listados na conta de energia elétrica Equatorial Energia



Itens de fatura	Unid.	Quant.	Preço unit (R$) com tributos	Valor (R$)	PIS/ COFINS	Base Calc. ICMS (R$)	Alíquota ICMS (R$)	ICMS	Tarifa unit. (R$)
FORNECIMENTO									
ENERGIA ATIVA FORNECIDA FP	kWh	3948,30	0,174300	688,19	21,08	688,19	17%	116,99	0,139330
ENERGIA ATIVA FORNECIDA HR	kWh	1485,84	0,174300	258,98	7,94	258,98	17%	44,03	0,139330
ENERGIA ATIVA FORNECIDA P	kWh	1818,50	1,843655	3.352,69	102,7	3352,69	17%	569,96	1,473760
DEMANDA	kW	51,36	28,697670	1.474,05	45,15	1474,05	17%	250,59	22,940000
DEMANDA ULTRAPASSAGEM	kW	14,36	57,395340	824,47	25,25	824,47	17%	140,16	45,880000
ENERGIA INJETADA FP	kWh	1322,10	0,341294	-451,22	-13,83	-451,22	17%	-76,71	0,272820
ENERGIA INJETADA FP	kWh	1322,10	0,174300	-230,44	-7,06	-230,44	17%	-39,17	0,139330
ENERGIA ATIVA FORNECIDA FP - PARC. TE	kWh	3948,30	0,341294	1.347,53	41,27	1347,53	17%	229,08	0,272820
ENERGIA ATIVA FORNECIDA HR - PARC. TE	kWh	1485,84	0,341294	507,11	15,53	507,11	17%	86,21	0,272820
ENERGIA ATIVA FORNECIDA P - PARC. TE	kWh	1818,50	0,546694	994,16	30,45	994,16	17%	169,01	0,437010
UFER FP	kVArh	7,38	0,358420	2,65	0,08	2,65	17%	0,45	0,286510
ITENS FINANCEIROS									
COFINS (3,0%) LEI 9430(-)				-283,49					
CSLL (1,0%) LEI 9430(-)				-94,50					
CONTRIB. ILUM. PÚBLICA - MUNICIPAL				14,14					
IR LEI 9430(-)				-196,15					
PIS/PASEP (0,65 %)LEI 9430(-)				-61,42					
TOTAL				8.146,75	268,59	8.768,17		1.490,59	

Tributo	Base (R$)	Alíquota (%)	Valor (R$)
PIS/PASEP	7277,57	0,6583%	47,91
ICMS	8768,17	17%	1490,59
COFINS	7277,57	3,0323%	220,68

Grandezas Contratadas	
DEMANDA - kW	37

Fonte: Fatura de Energia, Figura A.1

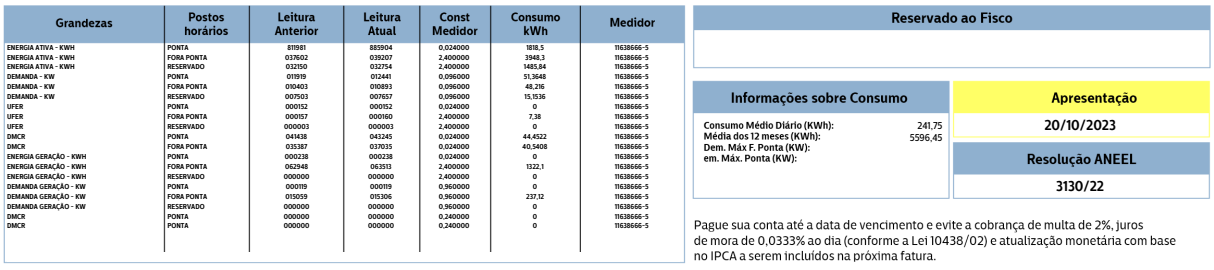
É importante destacar na Figura 4.2 existe a apresentação de energia injetada, que é a energia gerada na usina fotovoltaica da unidade consumidora instalada na carga e é compensada no FP com tarifação das parcelas TE e TUSD. Cabe destacar que os valores referente a geração da UC não serão objeto deste estudo.

Nesse primeiro equacionamento são definidos os novos valores da tarifa unitária com os respectivos tributos mencionados acima, em seguida, são multiplicados pelas quantidades medidas e aplicação das equações de consumo, Equação (3.1), e demandas, Equação (3.6), que será tratado a seguir.

4.2.3 Grandezas Medidas

Na terceira parte da fatura, mostrado na Figura 4.3, estão as grandezas medidas em cada posto tarifário, aqui o consumo e demanda medidos são totalizados da seguinte forma: A diferença entre a leitura atual e a leitura anterior é multiplicada pela constante K do medidor e em seguida multiplicada pelo fator de perdas na transformação igual a 1,025, correspondente a 2,5% informado no cabeçalho da fatura. Esse equacionamento mostra o quantitativo de consumo kWh e demanda kW para o faturamento da conta de energia.

Figura 4.3: Grandezas medidas da conta de energia elétrica Equatorial Energia



Grandezas	Postos horários	Leitura Anterior	Leitura Atual	Const Medidor	Consumo kWh	Medidor
ENERGIA ATIVA - KWH	PONTA	811981	885904	0,024000	1818,5	11638666-5
ENERGIA ATIVA - KWH	FORA PONTA	037602	039207	2,400000	3948,3	11638666-5
ENERGIA ATIVA - KWH	RESERVADO	032150	032754	2,400000	1485,84	11638666-5
DEMANDA - KW	PONTA	011919	012441	0,096000	51,3648	11638666-5
DEMANDA - KW	FORA PONTA	010403	010893	0,096000	48,216	11638666-5
DEMANDA - KW	RESERVADO	007503	007657	0,096000	15,1536	11638666-5
UFER	PONTA	000152	000152	0,024000	0	11638666-5
UFER	FORA PONTA	000157	000160	2,400000	7,38	11638666-5
UFER	RESERVADO	000003	000003	2,400000	0	11638666-5
DMCR	PONTA	041438	043245	0,024000	44,4522	11638666-5
DMCR	FORA PONTA	035387	037035	0,024000	40,5408	11638666-5
ENERGIA GERAÇÃO - KWH	PONTA	000238	000238	0,024000	0	11638666-5
ENERGIA GERAÇÃO - KWH	FORA PONTA	062948	063513	2,400000	1322,1	11638666-5
ENERGIA GERAÇÃO - KWH	RESERVADO	000000	000000	2,400000	0	11638666-5
DEMANDA GERAÇÃO - KW	PONTA	000119	000119	0,960000	0	11638666-5
DEMANDA GERAÇÃO - KW	FORA PONTA	015059	015306	0,960000	237,12	11638666-5
DEMANDA GERAÇÃO - KW	RESERVADO	000000	000000	0,960000	0	11638666-5
DMCR	PONTA	000000	000000	0,240000	0	11638666-5
DMCR	PONTA	000000	000000	0,240000	0	11638666-5

Fonte: Fatura de Energia, Figura A.1

4.2.4 Histórico dos Últimos Meses

Na quarta parte da fatura de energia, demonstrado na Figura 4.4, estão os dados históricos dos últimos meses com as informações de consumo, demanda e reativos excedentes nos respectivos postos horários, com essas informações é possível simular uma nova contratação ideal de demanda, tendo em vista as medições dos meses anteriores. Nesse campo é possível verificar previamente se a UC em algum momento ultrapassou a tolerância para a demanda contratada.

Figura 4.4: Histórico dos últimos meses da conta de energia elétrica Equatorial Energia

Histórico dos últimos meses

	DEMANDA MEDIDA			CONSUMO FATURADO			HORÁRIO RESERVADO	
MÊS	PONTA	FORA PONTA	REATIVO EXCEDENTE	PONTA/TOT	FORA PONTA	REATIVO EXCEDENTE	CONSUMO	REATIVO EXCEDENTE
OUT / 23	51,3648	48,2160	0,0000	1818,50	3948,30	7,38	1485,84	0,00
SET / 23	36,9000	34,5384	0,0000	1562,98	3473,52	4,92	1557,18	0,00
AGO / 23	31,8816	25,8792	0,0000	923,80	2186,94	9,84	1311,18	7,38
JUL / 23	32,6688	30,6024	0,0000	1361,97	2757,66	4,92	1419,42	0,00
JUN / 23	32,9640	27,7488	0,0000	1619,71	3153,72	2,46	1707,24	0,00
MAI / 23	35,8176	29,5200	0,0000	1386,84	3284,10	0,00	1505,52	0,00
ABR / 23	33,6528	26,3712	0,0000	1417,05	2949,54	2,46	1906,50	0,00
MAR / 23	27,7488	22,1400	0,0000	719,10	1507,98	0,00	1210,32	0,00
FEV / 23	32,5704	27,8472	0,0000	1071,37	2130,36	2,46	1498,14	0,00
JAN / 23	31,9800	27,0600	0,0000	1096,34	2196,78	0,00	1535,04	0,00
DEZ / 22	31,0944	29,5200	0,0000	1191,84	2462,46	0,00	1488,30	0,00
NOV / 22	35,6208	29,8152	0,0000	1487,75	3028,26	2,46	1795,80	0,00
OUT / 22	0,0000	0,0000	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: Fatura de Energia, Figura A.1

4.3 Análise da Fatura

A partir das informações contidas na fatura de energia, mostradas na Figura A.1 da distribuidora Equatorial Energia Goiás do IFG, referentes ao mês de Outubro de 2023, foi possível fazer uma análise criteriosa do perfil de consumo da energia desse consumidor.

Em primeiro lugar, considerando a demanda contratada de 37 kW e o histórico das demandas medidas nos últimos meses é possível dizer hipoteticamente que, pode-se ajustar um melhor contrato de demanda. Especificamente nesse ciclo de faturamento (período medido), houve ultrapassagem maior do que a tolerância permitida para demanda contratada. Sabe-se que para fins de faturamento da demanda, verifica-se o maior valor entre a demanda medida e contratada. Nesse caso, o IFG pagará pela demanda medida de 51,36 kW e ainda será aplicada multa por ultrapassagem no excedente de 14,36 kW, que é a diferença entre as demandas medida e contratada, conforme a Equação (3.10) para multas por ultrapassagem da demanda.

Outro item importante a ser comentado é a Energia Injetada FP. A unidade consumidora do IFG possui microgeração Fotovoltaica (FV) caracterizada por autoconsumo local. A lei 14.300, de 6 de janeiro de 2022 [42], que dispõe sobre microgeração e minigeração distribuída, define que: autoconsumo local refere-se a uma modalidade de geração de energia elétrica em pequena escala que ocorre diretamente nas instalações de consumo. Essa prática faz parte do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), no qual qualquer excesso de eletricidade produzido por uma unidade consumidora, seja ela de propriedade de um consumidor-gerador, pessoa física ou jurídica, pode ser compensado ou creditado na própria unidade consumidora.

A energia e demandas reativas excedentes são apresentadas neste campo pelos termos UFER

e DMCR. Para Viana [2], a energia reativa é a forma de energia elétrica que flui constantemente entre os vários campos elétricos e magnéticos em um sistema de corrente alternada, sem realizar trabalho, sendo quantificada em quilovolt-ampère-reativo-hora (kVArh). Segundo a Resolução Normativa 1000/2021 [5], o fator de potência de referência, indutivo ou capacitivo, tem como limite mínimo permitido o valor de 0,92 para a unidade consumidora do grupo A. A apuração desses reativos excedentes só poderá ser medida no período de 6 horas consecutivas, definido pela distribuidora entre as 23h30 e 6h30 apenas os fatores de potência menores que 0,92 capacitivo, verificados em cada intervalo de uma hora.

O cálculo do fator de potência da unidade consumidora, para fins de faturamento, é requerido pela distribuidora através de medição contínua, sendo obrigatório para o Grupo A e opcional para o Grupo B.

4.3.1 Gráfico das Demandas Medidas

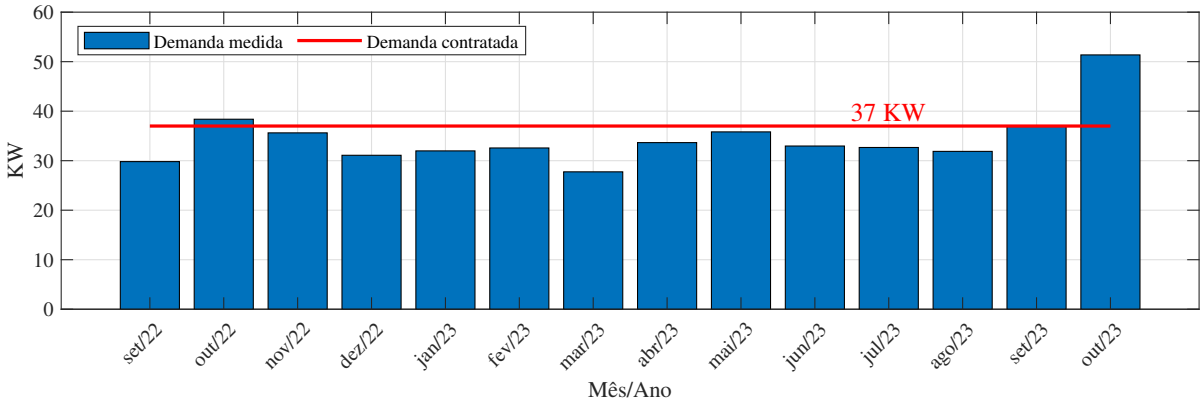
É possível verificar na Figura 4.5(a), que a demanda medida na ponta ao longo dos últimos meses apresenta pequenas variações e até certa linearidade. Houve um pico de demanda em um mês específico outubro/2022 e praticamente no mesmo período em Outubro/2023, nesse mês houve uma ultrapassagem do limite de 5% para tolerância. Dentre as prováveis causas para esses eventos isolados, pode-se considerar a sazonalidade, pois, com o início da estação primavera, são registradas baixa umidade e temperaturas mais altas em Goiás, isso explicaria a coincidência sazonal para o pico de demanda medida atribuída ao maior uso de equipamentos de ar-condicionado. Outra provável causa, poderia ser um aumento na carga instalada nos últimos meses, haja vista que houve novas aquisições de equipamentos de ar-condicionado.

Olhando apenas para o histórico medido em kW, na Figura 4.5(a), especificamente para o mês de outubro/2023, é possível intuitivamente compreender que há uma necessidade de contratação de uma nova demanda maior que 37 kW, evitando assim exceder a tolerância permitida de 5%. Mas, essa análise pode ser equivocada, porque quando analisa-se os valores do custo em reais Figura 4.5(b), em termos de custo, os valores são lineares ao longo dos meses, o que nos sugere intuitivamente que cabe uma avaliação mais técnica para um ajuste de contrato, considerando a busca por eficiência energética em termos de custo e não ultrapassar a tolerância permitida para a demanda contratada.

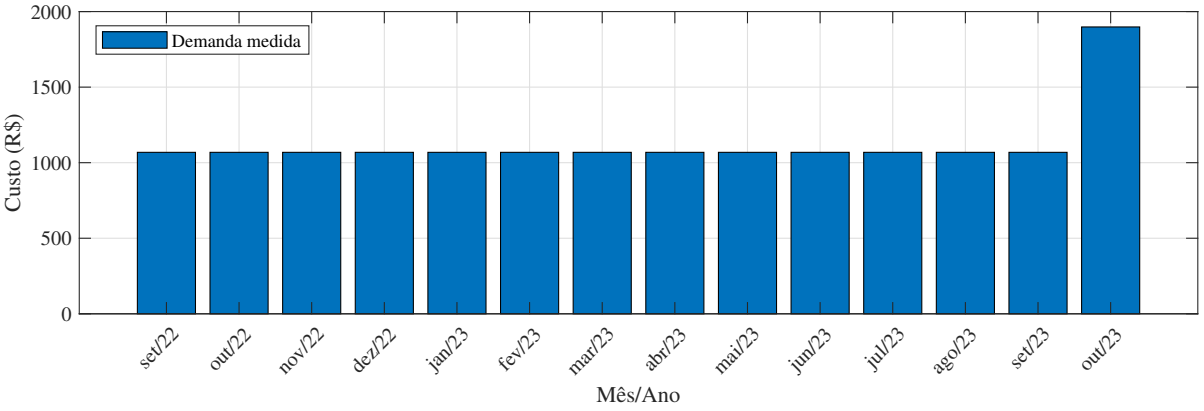
Embora essa análise pareça prejudicial pelo fato de que uma nova demanda poderá custar

multa por ultrapassagem em alguns momentos ao longo do ano. Ainda assim, um ajuste de contrato a menor será bem avaliado em termos do princípio da economicidade ao longo de 14 meses, garantindo melhor gestão dos recursos públicos disponibilizados para o IFG.

Figura 4.5: Histórico da demanda medida em kW



(a) Demanda medida versus demanda contratada em kW

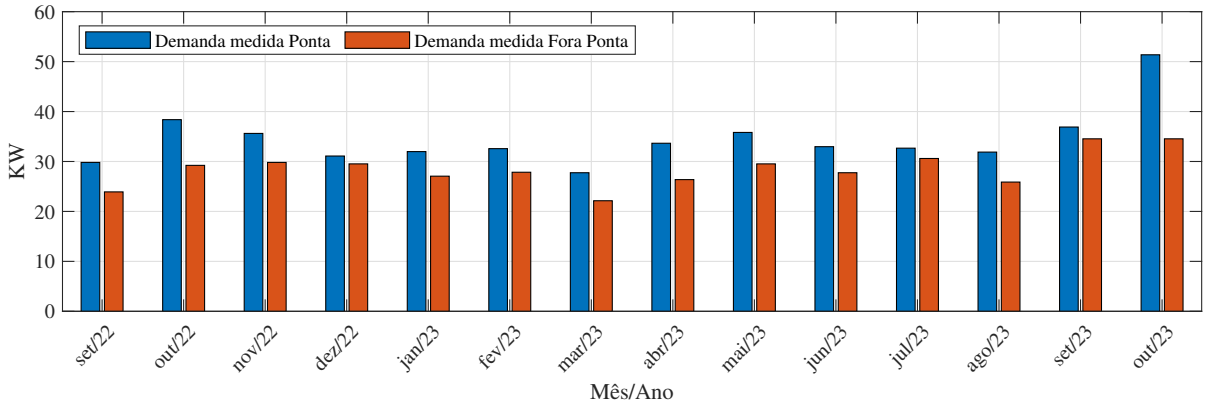


(b) Custo da demanda medida em reais (R$)

Fonte: Autoria própria

A Figura 4.6, apresenta o histórico de demanda medida apenas nos postos tarifários P e FP, esses quantitativos medidos, podem ser visualizados na fatura de energia, mostrados na Figura A.1. Nota-se que ao longo do ano o consumo do campus IFG-VAL é sempre maior no posto horário ponta, devido às atividades escolares no horário noturno, nesse momento toda iluminação do prédio, inclusive a iluminação pública da área externa, equipamentos de ar condicionado, audiovisuais e máquinas nos laboratórios podem entrar em funcionamento simultaneamente, no período definido pela distribuidora como posto horário ponta, com tarifação mais elevada.

Figura 4.6: Histórico da demanda medida em kW no horário de Ponta e Fora Ponta



Fonte: Autoria própria

4.3.2 Gráfico do Consumo Medido

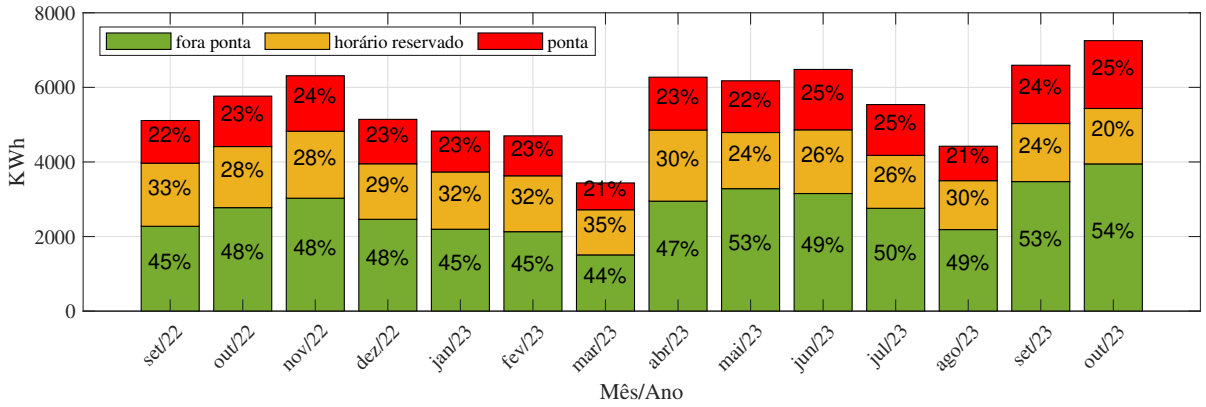
A Figura 4.7 apresenta os quantitativos percentuais do consumo de energia medido nos postos horários, vale ressaltar que em outubro/2023 o posto horário fora ponta apresentou um percentual de consumo maior comparado aos postos tarifários ponta e horário reservado. Quanto ao consumo, no caso do IFG, não pode-se ajustar uma contração diferenciada, como na demanda, mas, a avaliação de uma mudança de modalidade tarifária pode ser considerada viável. Atualmente o campus IFG está enquadrado na modalidade tarifária Verde, grupo A4 atendido em MT. Para essa modalidade aplica-se a maior tarifa para o posto tarifário na ponta. Devido às atividades específicas do órgão nesses horários, principalmente na P, não é possível nenhuma mudança nos horários de funcionamento.

Uma empresa de pequeno porte industrial ou comercial por exemplo, poderia optar por mudanças no seu horário de funcionamento, priorizando o posto horário FP, o que não se aplica ao IFG. Logo, uma possível mudança para modalidade tarifária Azul no grupo A4, pode ser uma opção viável.

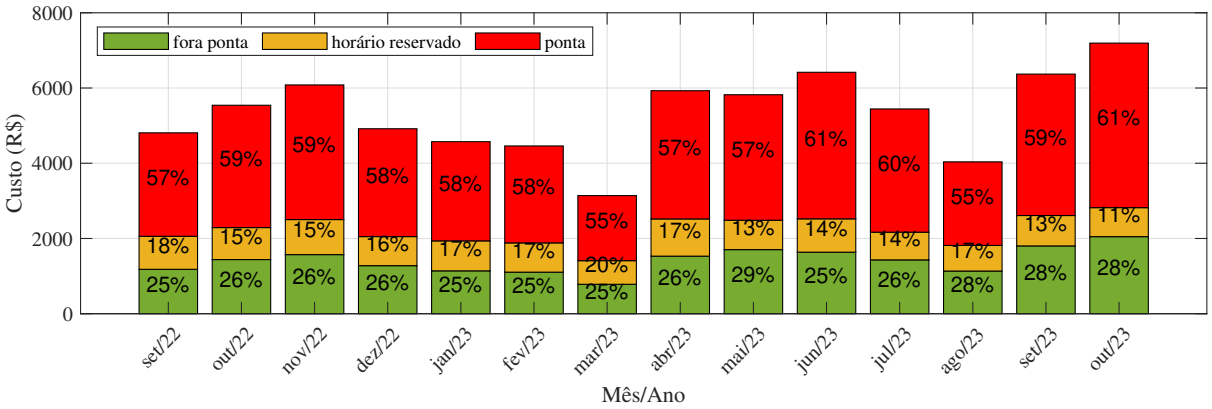
No que diz respeito ao consumo a conscientização para aplicação de boas práticas no uso consciente da energia elétrica, em busca da eficiência energética, deve ser considerado uma meta de todos.

Ainda na Figura 4.7 é visível que o consumo mensal representa 25% no posto horário P, aparentemente é um percentual pequeno considerando o horário FP, porém analisando o custo em reais pagos no posto horário P, isso significa 61% do valor total a pagar na fatura pelo mês de

Figura 4.7: Histórico do consumo em kWh e Reais (R$) nos períodos fora ponta, reservado e ponta



(a) Consumo em kWh



(b) Consumo em Reais (R$)

Fonte: Autoria própria

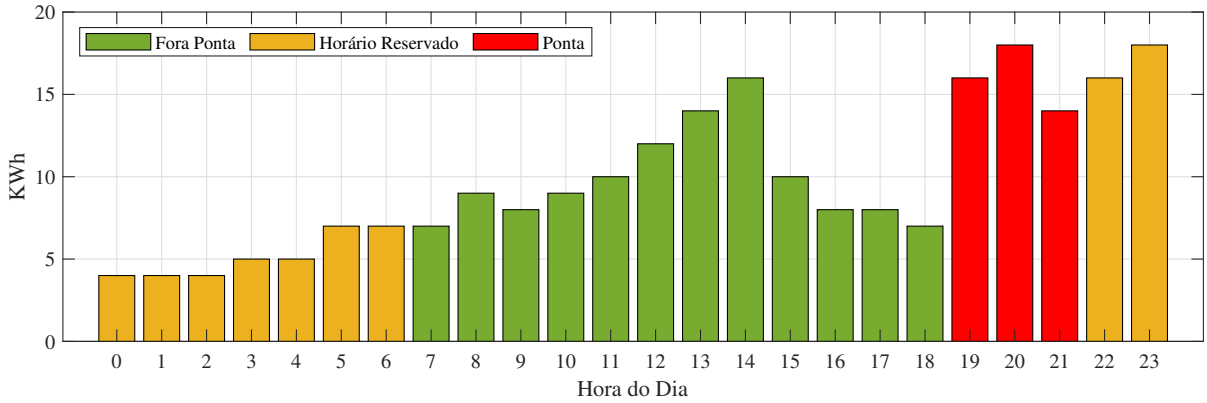
outubro/2023. Isso porque o posto P tem uma tarifa mais cara que o FP. As atividades do órgão IFG-VAL são realizadas nos expedientes diurno a partir das 6h da manhã encerrando no noturno às 22h15. Com o horário P compreendido entre às 18h e 21h é inevitável o pagamento da tarifa mais onerosa. Essa condição repetiu o padrão ao longo dos 14 meses analisados.

4.3.3 Curva de Carga da Unidade Consumidora

A Figura 4.8 apresenta apenas uma simulação do consumo medido em um dia, com picos em horários de maior atividade durante o dia. Durante o desenvolvimento dessas pesquisas, planejou-se a obtenção da memória de massa para construção da curva de consumo semelhante a mostrada na Figura 4.8. Embora a solicitação feita à Equatorial Energia tenha sido realizada meses antes da finalização deste trabalho, não obteve-se resposta para aprofundamento das

análises.

Figura 4.8: Simulação de um possível consumo medido durante um dia diferenciando o horário de ponta, reservado e ponta



Fonte: Autoria própria

4.3.4 Conclusão do Capítulo

Neste capítulo, foi realizado o estudo de caso com os dados levantados na conta de energia do IFG-VAL. Para isso, foi necessário buscar por informações contidas na fatura de energia como: Os itens da fatura, grandezas medidas, histórico de consumo e demandas medidas nos últimos 14 meses. Foram apresentados os gráficos do histórico de demandas medidas comparadas com a demanda contratada e seus respectivos custos em R$. O histórico de consumo e seus custos também foram apresentados em gráficos nesse capítulo. A curva de carga foi simulada para dar melhor entendimento ao estudo.

Capítulo 5

Testes e Resultados

5.1 Introdução

Neste Capítulo apresenta-se as análises da demanda contratada atual, Verde A4, e possível ajuste contratual para uma melhor contratação de demanda. Com o objetivo de analisar qual seria a melhor modalidade tarifária para o IFG, pela simulação será possível avaliar a viabilidade de migração de modalidades tarifárias, saindo da atual modalidade Verde A4 para Azul A4 ou Convencional. Serão simuladas duas demandas na P e FP para a modalidade Azul A4, no contexto da unidade consumidora IFG-VAL.

Será analisado, a viabilidade do consumo de energia nas três modalidades tarifárias: Verde A4, Azul A4 e Convencional e em cada posto horário, P, FP e HR. Os custos em R$ por modalidade tarifária serão comparados para um período de 14 meses com o objetivo de avaliar qual seria, em termos de economicidade, a modalidade mais adequada para o IFG.

5.2 Análises da demanda contratada adequada

Quanto a demanda contratada (disponibilizada) na UC pela distribuidora de 37 kW e considerando a potência instalada nas instalações do IFG-VAL, atualmente a contratação está subutilizada se analisarmos o histórico de demanda medida ao longo dos últimos 14 meses. Considerando que a distribuidora fatura o maior valor entre demanda contratada e demanda medida. Os quantitativos medidos na P e FP mostram que o IFG-VAL paga sempre a demanda

contratada, isso mostra que a demanda medida está sempre menor que a contratada. Apenas em outubro/2023 houve medição acima da contratada com multa por ultrapassagem.

Além disso, as medições de consumo kWh na P, FP e HR, sugerem intuitivamente que é viável uma migração como Optante BT, ou seja, modalidade convencional pagando apenas pelo consumo sem contratação de demanda kW.

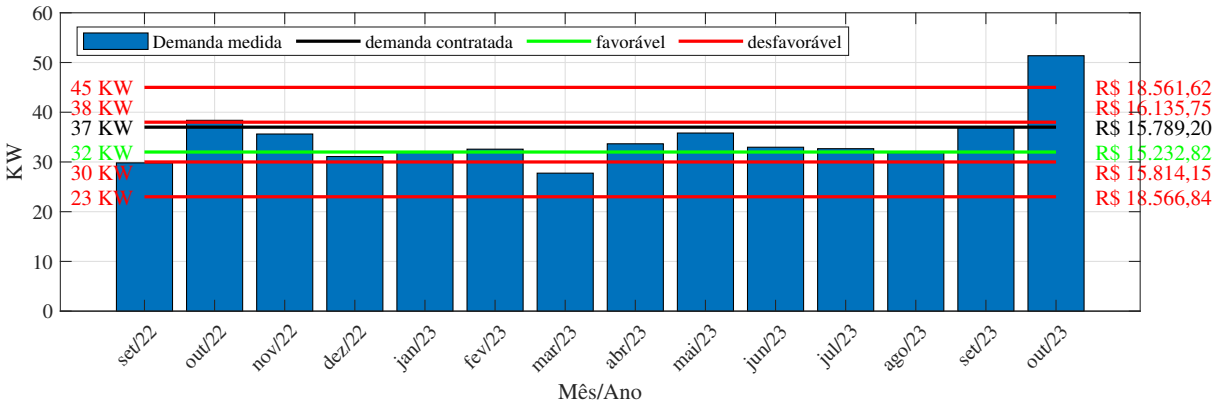
5.2.1 Simulações de novas demandas contratadas na modalidade Verde

A Figura 5.1(a) apresenta o histórico de demandas medidas nos últimos 14 meses e simulação para possíveis novas demandas contratadas para o IFG. A partir de um planilhamento manual e simulações com o software MATLAB, foram atribuídos novos valores de 23 kW, 32 kW, 37 kW, 38 kW e 45 kW, foi observado que o quantitativo considerado ideal é de 32 kW, considerando o cenário passado.

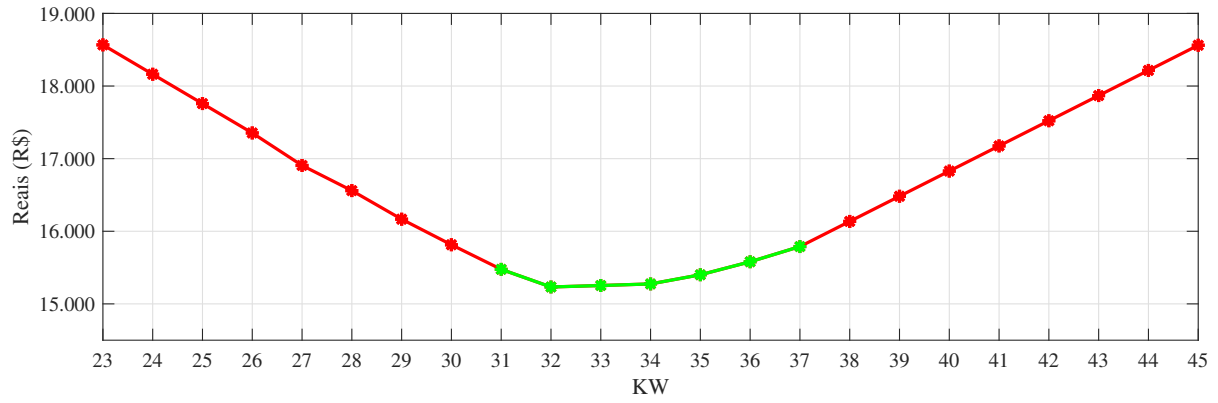
A Figura 5.1(a) apresenta em linhas horizontais algumas possibilidades para contratação de nova demanda. A atual demanda contratada pelo IFG de 37 kW é representada na linha horizontal preta. Foram simulados dois quantitativos de demanda acima da demanda contratada, sendo 38 kW e 45 kW, pela simulação, esses quantitativos mostram que é desvantajoso do ponto de vista econômico para o IFG, contratar demandas maiores que 37 kW. Também foram simulados três quantitativos de demanda abaixo da demanda contratada, respectivamente 32 kW, 30 kW e 23 kW. Neste caso a contratação de uma nova demanda de 32 kW foi considerada a melhor opção, destacada pela linha horizontal verde.

Considerando que o órgão IFG pagou multa por ultrapassagem em pelo menos dois momentos nos últimos 12 meses para uma demanda contratada de 37 kW, caso haja um ajuste de contrato para nova demanda com quantitativo de 32 kW a expectativa é que mesmo o IFG pagando multa novamente em dois momentos nos próximos 12 meses entre novembro/2023 até novembro de 2024, considerando o valor pago pela tarifa em R$/kW, com essa nova demanda contratada menor, haverá economia. Ou seja, vale a pena pagar a multa em alguns momentos e ainda assim o órgão estará garantindo eficiência econômica quanto ao princípio da economicidade. Mas cabe ressaltar que essa análise só é válida se houver uma repetição no cenário de consumo para os meses subsequentes, ou seja, não foi considerado aqui um possível aumento de potência instalada na UC.

Figura 5.1: Simulações de novas demandas contratadas e seus respectivos custos incluindo tributos



(a) Comparação do histórico das demandas medidas com simulações de novas demandas contratadas de 23, 30, 32, 37, 38 e 45 kW, com seus respectivos custos referente ao total de 14 meses



(b) Simulação de novas demandas contratadas versus valores pagos

Fonte: Autoria própria

Ainda na Figura 5.1(b), sobre a percepção dos resultados simulados, o gráfico em linha apresenta uma curva parabólica onde as regiões de linha vermelha destacam os quantitativos desvantajosos economicamente para o IFG, considerando o cenário atual como referência. A região de linha verde significa os valores considerados economicamente viáveis que estão entre 31 kW e 37 kW. Porém, fica claro que o quantitativo de 32 kW é a melhor opção do ponto de vista do custo.

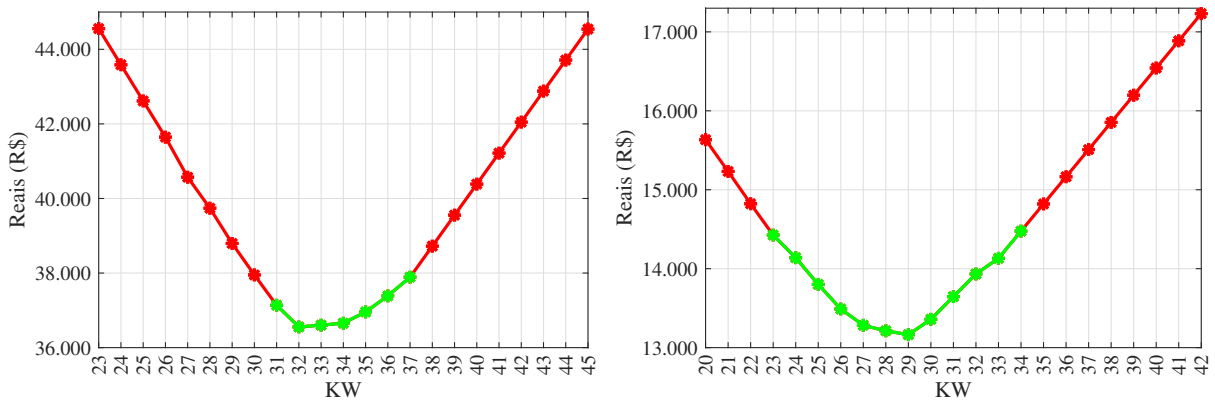
Em resumo, a Figura 5.1(b) mostra que para quantitativos acima de 37 kW, à direita na curva, a demanda será subutilizada com custo elevado para a administração pública. Para valores menores que 32 kW, à esquerda na curva, com demandas menores, torna-se desvantajoso pois ocorrerá o pagamento de multas por ultrapassagem da demanda contratada possivelmente em todos os meses ao longo do ano.

5.2.2 Simulações de possíveis demandas contratadas na modalidade azul

A modalidade tarifária Azul grupo A4 atendida em MT é caracterizada pela contratação de duas demandas, uma para o posto horário P, outra para o FP e como mostrado anteriormente é cobrado ainda a parcela de consumo nos postos horários. A Figura 5.2(a), mostra a simulação de demanda contratada para o posto P, como o objetivo é avaliar o melhor enquadramento tarifário para a UC, considera-se na P o mesmo quantitativo da demanda única da modalidade verde simulada na seção anterior.

Para o posto FP as simulações foram realizadas com 23 kW, 24 kW, 25 kW, 26 kW, 27 kW, 28 kW, 29 kW, 30 kW, 31 kW, 32 kW, 33 kW e 34 kW. A Figura 5.2 (b) apresenta uma curva parabólica análoga à simulação da modalidade anterior, onde as linhas vermelhas significam desvantagem para a administração pública e a região verde mostra as opções mais viáveis. Contudo, as simulações apontam que a melhor contratação para o posto horário FP ao longo de 14 meses é 29 kW.

Figura 5.2: Simulações de novas demandas contratadas e seus respectivos custos, incluindo tributos, na Modalidade Azul



(a) Demandas contratadas no horário de ponta (b) Demandas contratadas no horário fora ponta

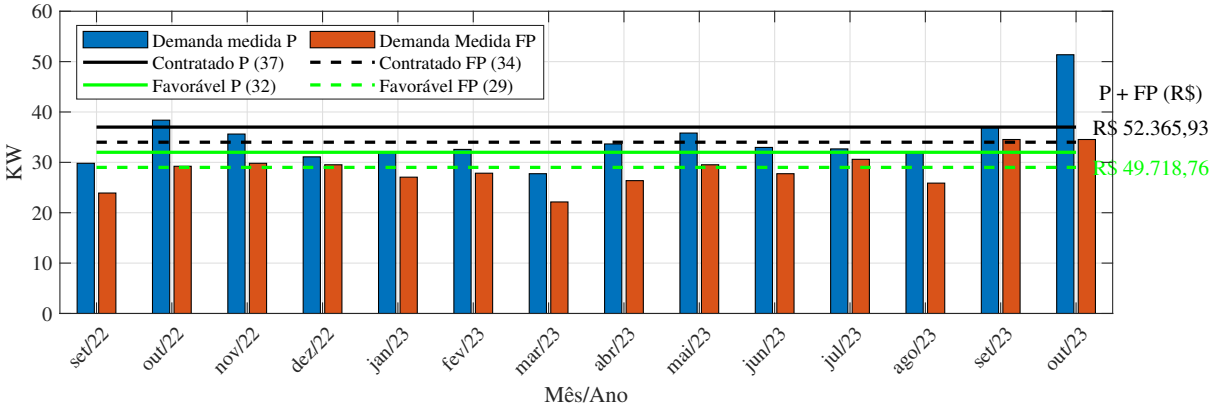
Fonte: Autoria própria

A Figura 5.3 mostra em colunas as condições simuladas da seguinte análise: A linha contínua na cor preta representa os resultados de uma contração de 37 kW na P e a linha tracejada preta representa uma contratação de 34 kW na FP. Essa hipótese é desfavorável para o IFG pelo valor acumulado total ao longo de 14 meses.

A linha contínua na cor verde representa uma demanda contratada de 32 kW na P e a linha tracejada verde representa a contratação de 29 kW na FP. Essa é a melhor opção para uma

possível migração de modalidade saindo da atual modalidade verde A4 para a modalidade Azul A4. Vale ressaltar que mesmo se houverem multas por ultrapassagem de demandas contratadas em alguns momentos ao longo dos próximos 14 meses, ainda assim será vantajoso para o IFG.

Figura 5.3: Simulação de contratação de demanda de 32 kW na Ponta e 29 kW Fora Ponta, na Modalidade Azul

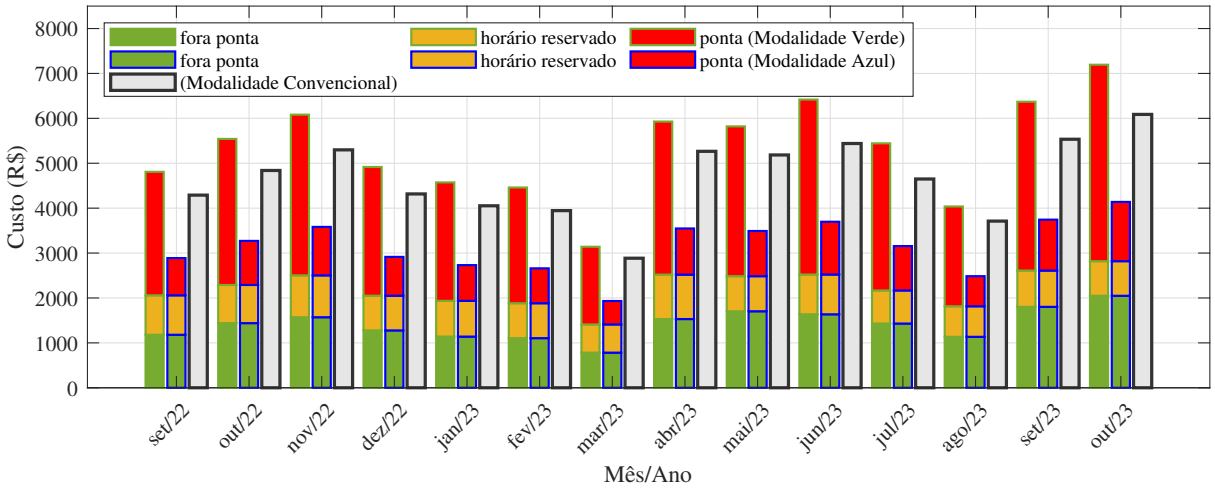


Fonte: Autoria própria

5.2.3 Simulações dos custos totais de demanda e consumo

Os custos totais do consumo kWh de energia faturados para o IFG estão apresentados na Figura 5.4. Neste gráfico as modalidades Verde A4, Azul A4 e Convencional são mostradas por conjuntos de colunas da seguinte forma: Da esquerda para a direita a primeira é a modalidade Verde A4, pelo gráfico é possível analisar que os custos para os postos horários P e HR são idênticos para as duas modalidades Verde A4 e Azul A4 ao longo dos meses. Pela Tabela 3.3 o valor da tarifação na P para a modalidade tarifária Verde A4 é mais onerosa do que para a P na modalidade tarifária Azul A4, logo, se explica este diferencial. Pela coluna central que representa a modalidade tarifária Azul A4 é possível intuitivamente visualizar essa diferença, que os custos em termos de consumo de energia na hipótese de migração para a modalidade tarifária Azul A4, seria mais vantajoso para o IFG do que a atual modalidade Verde A4. Quanto a modalidade tarifária Convencional, as simulações mostram na terceira coluna na cor branco-gelo que o custo de energia consumida nesta modalidade seria semelhante ao faturado para a modalidade Verde A4, lembrando que analisou-se apenas as parcelas de consumo kWh para as três modalidades. No faturamento total em R$, ainda serão incluídos os custos sobre as demandas contratadas para as modalidades Verde e Azul.

Figura 5.4: Custo em Reais (R$) do Consumo de energia (kWh) nas modalidades Verde, Azul e Convencional



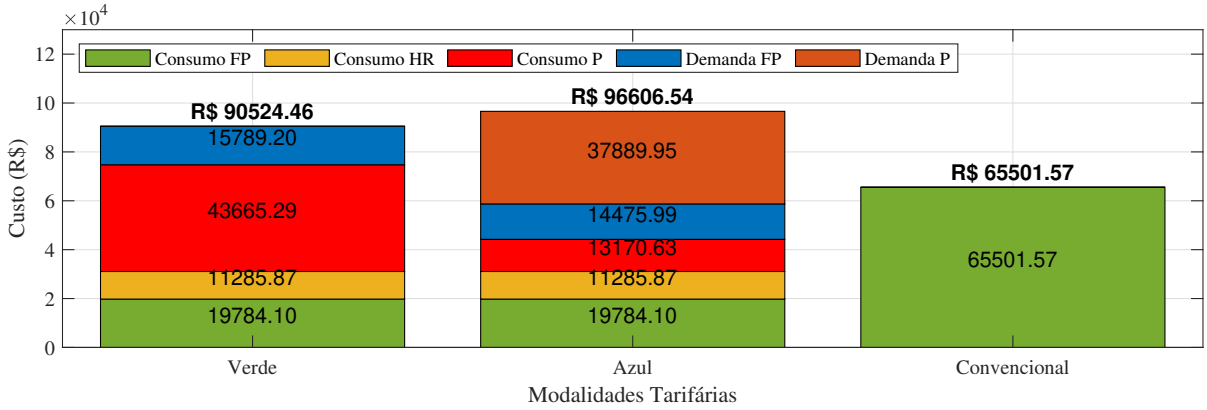
Fonte: Autoria própria

A Figura 5.5 apresenta os custos totais comparados entre as modalidades tarifárias Verde A4, Azul A4 e Convencional. Para as modalidades Verde e Azul, os custos são idênticos nos postos tarifários FP e HR na somatória de 14 meses. Ao compararmos o posto P na modalidade Verde A4 com a P na modalidade Azul A4 a diferença é significativa. Lembrando que, não é o somatório do quantitativo medido que faz a diferença na P, e sim o valor total calculado como foi visto na Equação 3.11 com aplicação dos encargos e tributos para a tarifa na modalidade Verde A4 que é mais oneroso. Para a modalidade azul A4 observa-se que mesmo com contratação de uma segunda demanda kW para o posto horário P os custos totais são muito próximos da modalidade Verde A4. Mas, não é mais vantajoso para o IFG-VAL.

Por fim, a modalidade convencional, como foi visto pode ser uma opção para os consumidores atendidos em MT no grupo A, mas faturados como grupo B, sem contratação de demanda, pagando apenas pelo consumo kWh medido. Pelos resultados da simulação seria a opção mais viável para o IFG-VAL.

A Figura 5.6 apresenta hipoteticamente uma situação praticamente sem demanda contratada na P para a modalidade tarifária Azul A4. Sabe-se que a Resolução 1000/2021 [5] define que para as UC do grupo A o valor mínimo de contratação de demanda é 30 kW na P ou FP. Nessa simulação hipotética foi considerada 3 kW na P. E ainda foi simulado um deslocamento de 95% do consumo do posto P para o HR, nessas condições a modalidade tarifária Azul A4 tornou-se a opção mais vantajosa para o IFG-VAL. Essa simulação demonstra que as modalidades tarifárias Azul e Verde só fazem sentido economicamente se a UC minimizar ao máximo o consumo no

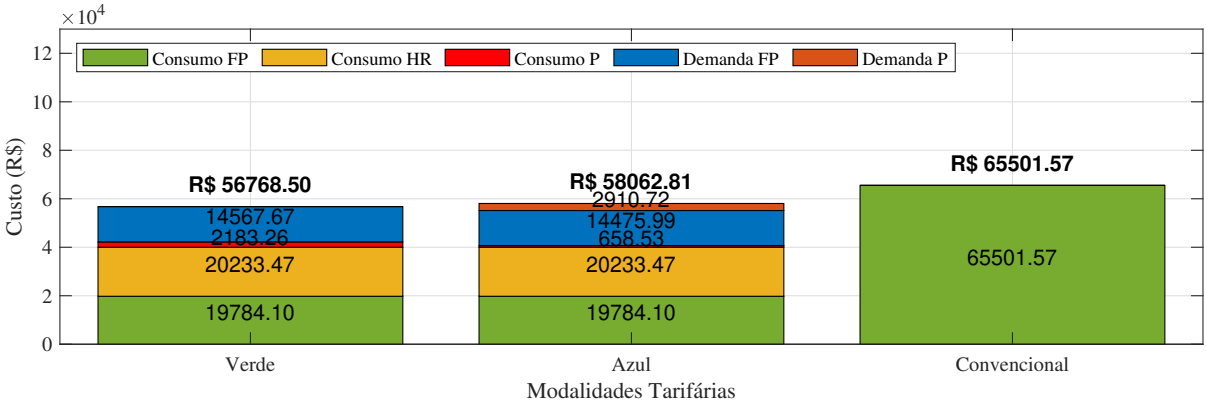
Figura 5.5: Custos totais em Reais (R$) nos últimos 14 meses nas modalidades Verde, Azul e Convencional



Fonte: Autoria própria

horário de ponta. Observe que neste cenário, tanto a Azul quanto a Verde ficam mais vantajosas do que a convencional.

Figura 5.6: Custos totais em Reais (R$) deslocando 95% do consumo de ponta para o horário reservado e contratando apenas 3 kW de demanda na ponta, para modalidade Azul

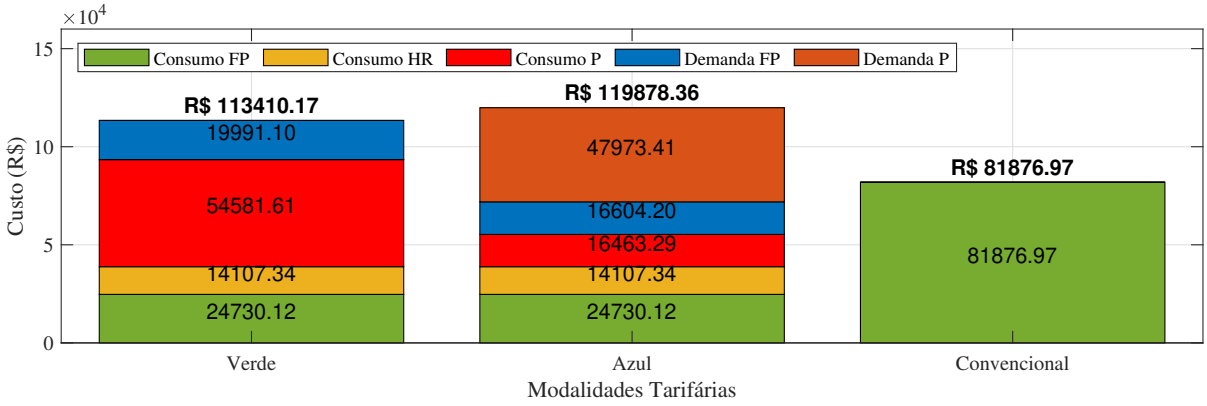


Fonte: Autoria própria

Outra situação mostrada na Figura 5.7 foi a simulação de um aumento de 25% do consumo em todos os postos tarifários, nessa condição hipotética a modalidade convencional foi considerada a mais viável e a modalidade tarifária Verde A4 apresentou custo alto para o consumo na P e a modalidade tarifária Azul A4 apresentou custo alto para a demanda contratada na P.

Agora, considerando a demanda atual contratada pelo IFG-VAL de 37 kW na modalidade tarifária Verde A4 e um suposto aumento de 25% na demanda medida, a Figura 5.8 apresenta duas curvas parabólicas a curva à esquerda, mostra a simulação feita anteriormente com a demanda atual onde concluiu-se que a melhor demanda a contratar seria de 32 kW. A segunda

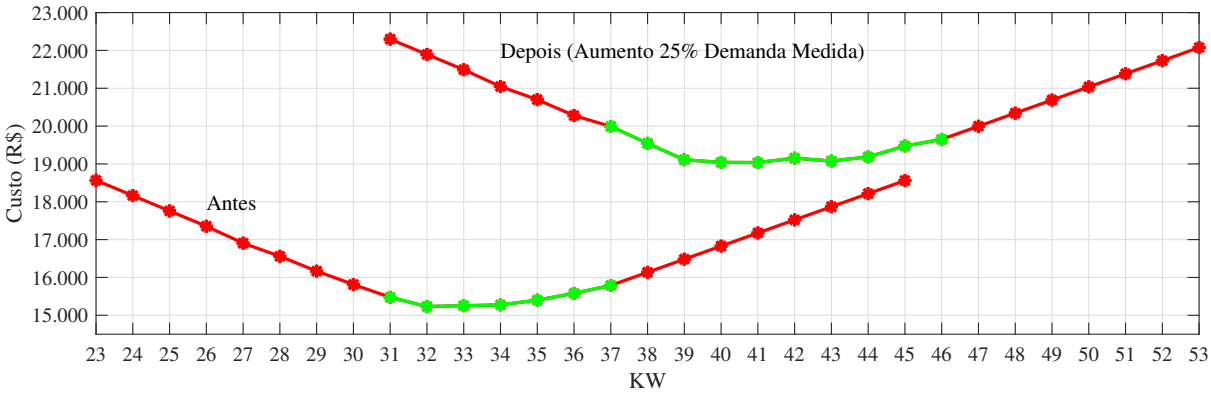
Figura 5.7: Custos totais em Reais (R$) aumentando o consumo em 25% em todos os horários



Fonte: Autoria própria

à direita considera o aumento proposto de 25% para a demanda medida. Essa simulação prevê uma situação de aumento na carga instalada do IFG-VAL por aquisição de equipamentos elétricos como ar-condicionados por exemplo. Nesse caso, a região verde da linha representa os quantitativos aceitáveis de contratação de demanda, sendo que 40 kW seria a contratação mais vantajosa para o IFG-VAL. Cabe ressaltar que esse percentual simulado de 25% foi estabelecido com base no aumento da demanda dos meses de setembro e outubro de 2022 e os mesmo meses do ano 2023, ou seja, existe relação com um possível aumento médio real esperado para o ano 2024.

Figura 5.8: Variação da demanda contratada considerando um aumento de 25% da demanda medida na modalidade Verde, mantendo a demanda contratada em 37 kW



Fonte: Autoria própria

5.3 Conclusão do Capítulo

As simulações mostraram que embora o enquadramento tarifário atual do IFG-VAL na modalidade tarifária Verde A4 pareça confortável em termos de custo mensal, as modalidades simuladas, mostraram que a contratação de 37 kW de demanda única não foi a mais vantajosa a longo prazo, ou seja, em 14 meses, o custo poderia ser reduzido. Todavia cabe ressaltar que prever com precisão para os 12 meses subsequentes o consumo e a demanda de uma UC é uma tarefa desafiadora. Sendo assim, analisando com razoabilidade, a contratação de 37 kW está dentro de uma margem de erro aceitável.

Sobre a modalidade tarifária Azul A4, o custo ao longo do mesmo período é desvantajoso para a administração com valores muito parecidos com a modalidade Verde A4. Quanto a modalidade convencional a simulação mostrou que seria a opção mais vantajosa para a administração pública no caso específico do IFG-VAL.

Capítulo 6

Conclusões

6.1 Conclusões Gerais

O propósito inicial desse trabalho consistia em estudar métodos de faturamento disponíveis que poderiam ser aplicados à unidade consumidora do IFG-VAL, levando em consideração o seu perfil de consumo. Durante o estudo de caso, foram apresentados os elementos que compõem a tarifa de energia da Equatorial Energia em Goiás, os diferentes postos horários e as diversas modalidades tarifárias disponíveis, que representam alternativas de faturamento. As UCs são enquadradas de acordo com critérios específicos relacionados à forma de atendimento, AT, MT e BT. Com o objetivo principal de identificar qual é o melhor enquadramento tarifário para o campus, por se tratar de um prédio público, a eficiência energética e o princípio da economicidade na administração pública, foram os parâmetros utilizados.

Ao analisar o enquadramento atual da UC, atendida em MT na modalidade tarifária Verde grupo A4 com demanda disponibilizada de 37 kW, conclui-se que essa modalidade não é a mais viável para a administração pública, especificamente o IFG-VAL. Os resultados mostraram que a demanda contratada está subutilizada o que significa desperdício de recurso público por mau enquadramento tarifário. Para essa conclusão foram analisadas minuciosamente as tarifas de consumo kWh e demandas contratadas kW para cada modalidade tarifária. Foram equacionados todos os encargos setoriais, tributos federais, estaduais e as componentes tarifárias TE e TUSD a partir do consumo e demanda medidos nos postos horários de P, FP e HR e as informações do histórico da fatura ao longo dos últimos 14 meses foram utilizadas para simulações em MATLAB.

A partir dessas informações foi construída uma base de dados para fazer as simulações. Foi simulado uma possível contratação de nova demanda na modalidade tarifária Verde A4 para saber qual seria a opção mais adequada para o IFG. Concluiu-se que atualmente a demanda ideal a contratar seria o quantitativo de 32 kW, caso o mesmo cenário de consumo se repetisse. Todavia, caso haja um aumento de 25% da demanda, o melhor cenário seria contratar 40 kW.

Para chegar ao objetivo desejado foram realizadas também simulações para verificar a viabilidade de migração para a modalidade Azul A4 atendida em MT com duas demandas contratadas na P e FP. Foram simulados quantitativos entre 23 kW a 34 kW para o FP e considerado o quantitativo ideal na P de 32 kW. Concluiu-se que, migrando para a modalidade tarifária azul A4, as melhores contratações de demandas seriam 32 kW no P e 29 kW no FP, tendo como base sempre o histórico de consumo kWh e demandas kW medidos.

Analisando as modalidades tarifárias Verde A4 e Azul A4 ambas atendidas em MT, observa-se que os valores das tarifas cobradas na ponta para essas modalidades são diferentes. Para a modalidade tarifária Verde A4 o posto P é mais oneroso do que para a modalidade Azul A4, o que intuitivamente nos leva a acreditar que a modalidade Azul A4 é mais vantajosa que a modalidade Verde A4. Todavia, o IFG-VAL possui consumo no horário P devido aos horários de funcionamento do campus, isso impossibilita analisar uma migração de modalidade apenas considerando o valor R$ da tarifa no posto horário de P.

Foi simulado uma situação hipotética com demanda contrata de apenas 3 kW, com o objetivo de demonstrar uma condição praticamente sem demanda contratada no posto P e na mesma simulação, o deslocamento de todo consumo P para o HR, porque nesse horário é o período mais viável financeiramente. Nesse contexto, os resultados mostraram que entre as três modalidades comparadas: Verde A4, Azul A4 e Convencional Optante BT, apesar dos custos possuírem valores muito próximos, a modalidade tarifária Verde A4 seria a mais vantajosa entre elas. Sabe-se que é impraticável o deslocamento do consumo para HR, uma vez que o IFG realiza suas atividades no posto horário de FP e P.

Houve a simulação de um aumento do consumo e demanda de energia em 25% em todos os postos horários, considerando também as três modalidades tarifárias, destaque em termos de custos para o consumo na modalidade Verde A4 no posto P e a demanda contratada na modalidade Azul A4 no posto P. Nessa simulação a modalidade convencional mostrou-se mais vantajosa para o IFG-VAL. Este cenário mostra-se ser mais fidedigno com nossa estimativa

futura para o ano de 2024.

Como análise final, e verificando as possibilidades, é viável economicamente a migração para a modalidade convencional, como optante BT. Essa migração é possível para as UCs atendidas no grupo A, optarem por serem atendidas como grupo B pagando apenas pelo consumo kWh, sem contratação de demandas. Concluiu-se que essa seria a opção mais vantajosa ao longo de 14 meses comparando com as demais modalidades. Porém, em uma análise preliminar, devido ao não atendimento dos pré-requisitos estabelecidos pela Resolução Normativa 1000/2021, relacionados à atividade fim do IFG-VAL, em um primeiro momento, compreendeu-se que não se aplica a migração como optante BT do caso do IFG, cabendo, portanto, buscar diretamente informações mais precisas com a concessionária Equatorial Energia, informações sobre a interpretação desses requisitos.

6.2 Trabalhos Futuros

Como sugestão para trabalhos futuros sugere-se a continuidade dos trabalhados incluindo e ampliando as análises com as seguintes pesquisas:

- Análise da viabilidade da micro e mini geração distribuída (MMGD) de energia para o consumidores do grupo A4;
- Equacionamento da correção da energia gerada no posto horário FP quando injetada no posto horário P;
- Verificação dos impactos da energia gerada por meio da usina solar fotovoltaica.

Referências Bibliográficas

[1] EPE Empresa de Pesquisa Energetica. *Balanço Energético Nacional 2023*. Acesso em: 01 de outubro de 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>.

[2] VIANA, A. N. C. et al. Eficiência energética: fundamentos e aplicações. *Elektro, Universidade Federal de Itajubá, Excen, Fupai*, v. 1, 2012.

[3] ABESCO Associação Brasileira das Empresas de Servicos de Conservação de Energia. *O que é eficiência energética*. Acesso em: 01 de outubro de 2023. Disponível em: <http://www.abesco.com.br/pt/o-que-e-eficiencia-energetica-ee/>.

[4] SILVA, M. S. et al. Eficiência energética na gestão da conta de energia elétrica da universidade federal de sergipe. INPEAU, 2011.

[5] ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa Nº 1.000, DE 7 de dezembro de 2021 Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica*. Acesso em: 04 de outubro de 2023. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>.

[6] MTE - Ministério do Trabalho e Emprego. *NR-10 - Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade*. Acesso em: 01 de dezembro de 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/trabalho-e-emprego/pt-br/acesso-a-informacao/participacao-social/conselhos-e-orgaos-colegiados/comissao-tripartite-partitaria-permanente/arquivos/normas-regulamentadoras/nr-10.pdf>.

[7] STEVENSON, W. D. *Elementos de análise de sistemas de potência.* [S.l.]: São Paulo: McGraw-Hill, 1986.

[8] KINDERMANN, G. Proteção de sistema elétricos de potência: volume i. *Florianópolis: UFSC: EEL: LABPLAN*, 2005.

[9] ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica. *agentes do setor*. Acesso em: 10 de outubro de 2023. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/regulacao-da-distribuicao/-/asset_publisher/nHNpDfkNeRpN/content/regulacao-dos-servicos-de-distribuicao/656827?inheritRedirect=falseredirect=https

[10] BRASIL. *Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.* 2004. Acesso em: 13 de outubro de 2023. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm>.

[11] ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico. *SIN - Capacidade Instalada*. Acesso em: 10 de outubro de 2023. Disponível em: <https://https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>.

[12] BRASIL. *Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996*. 1996. Acesso em: 02 de dezembro de 2023. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9427cons.htm>.

[13] BRASIL. *Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997*. 1997. Acesso em: 02 de dezembro de 2023. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2335.htm>.

[14] ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica. *Institucional*. Acesso em: 13 de outubro de 2023. Disponível em: <https://https://www.gov.br/aneel/pt-br/acesso-a-informacao/institucional/a-aneel>.

[15] BRASIL. *Lei nº9.478, de 6 de agosto de 1997*. 1997. Acesso em: 02 de dezembro de 2023. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2335.htm>.

[16] BRASIL. *Lei nº 9.478 de 6 de Agosto de 1997, Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.* 1997. Acesso em: 15 de outubro de 2023. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.htm>.

[17] MME Ministério das Minas de Energia. *Competências*. Acesso em: 13 de outubro de 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-a-informacao/institucional/competencias-1>.

[18] ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico. *O que é ONS*. Acesso em: 05 de outubro de 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>.

[19] CâMARA DE COMERCIALIZAçãO DE ENERGIA ELéTRICA (CCEE). *Nossos Associados*. Acessado em: [data de acesso]. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/nossos-associados>.

[20] ALTOÉ, L. et al. Políticas públicas de incentivo à eficiência energética. *Estudos Avançados*, SciELO Brasil, v. 31, p. 285–297, 2017.

[21] ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica. *PRODIST - Módulo 8 - Qualidade da Energia*. Acesso em: 26 de outubro de 2023. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M

[22] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. *Tarifação de Energia TE + TUSD*. Acesso em: 18 de outubro de 2023. Disponível em: <https://app.powerbi.com>.

[23] NISKIER, J.; MACINTYRE, A. J.; COSTA, L. S. *Instalações Elétricas 6ª edição.* [S.l.]: Grupo Gen-LTC, 2000.

[24] FILHO, M. J. *Instalações elétricas industriais*. [S.l.: s.n.], 2010.

[25] MÉFFE, A. *Metodologia para cálculo de perdas técnicas por segmento do sistema de distribuição.* Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2001.

[26] ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica. *PRODIST - Módulo 1 - Glossário de Termos Técnicos*. Acesso em: 26 de outubro de 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>.

[27] ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa 1000/2021*. Acesso em: 10 de outubro de 2023. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>.

[28] ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica. *PRODIST - Módulo 5 - Sistemas de medição*. Acesso em: 27 de novembro de 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>.

[29] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. *Postos Tarifários*. Acesso em: 20 de outubro de 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/postos-tarifarios>.

[30] BRASIL. *Lei nº. 10.438/2002*. 2002. Acesso em: 2 de dezembro de 2023. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/l10438.htm>.

[31] BRASIL. *Lei nº. 12783/2013*. 2013. Acesso em: 2 de dezembro de 2023. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2013/Lei/L12783.htm>.

[32] BRASIL. *Lei nº. 5025/2004*. 2013. Acesso em: 2 de dezembro de 2023. Disponível em: <https://legislacao.presidencia.gov.br/>.

[33] BRASIL. *Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004*. Acesso em: 02 de dezembro de 2023. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil>.

[34] BRASIL. *Decreto nº 41.019, de 19 de fevereiro de 1957*. Acesso em: 02 de dezembro de 2023. Disponível em: <https://legislacao.presidencia.gov.br/>.

[35] BRASIL. *Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998*. Acesso em: 02 de dezembro de 2023. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2655.htm>.

[36] MME Ministério das Minas de Energia. *Encargos Setoriais*. Acesso em: 22 de outubro de 2023. Disponível em: <https://antigo.mme.gov.br/web/guest/servicos/ouvidoria/perguntas-frequentes/tributos-cobrados-na-conta-de-energia: :text=Encargos

[37] INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. *RTM - Regulação Técnica Metrológica*. Acesso em: 31 de outubro de 2023. Disponível em: <https://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC001248.pdf>.

[38] ANEEL. *Procedimentos para distribuição da energia*. Acesso em: 02 de dezembro de 2023. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021956.html>.

[39] ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa ANEEL Nº 956, De 7 DE Dezembro DE 2021*. Acesso em: 31 de outubro de 2023. Disponível em: </https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021956.html>.

[40] BRASIL. Constituição da república federativa do brasil. In: SENADO FEDERAL. 1. ed. Brasília, 1988. Promulgada em 5 de outubro de 1988.

[41] SANCHES, O. M. *Dicionário de orçamento, planejamento e áreas afins*. [S.l.]: Prisma, 1997.

[42] BRASIL. *Marco legal da microgeração e minigeração distribuída*. Acesso em: 04 de dezembro de 2023. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm>.

Apêndice

Tabela A.1: Glossário de Termos

Termo	Conceito
Alta Tensão	Tensão superior a 1000 V em corrente alternada ou 1500 V em corrente contínua, entre fases ou entre fase e terra.
Baixa Tensão	Tensão superior a 50 V em corrente alternada ou 120 V em corrente contínua, e igual ou inferior a 1000 V em corrente alternada ou 1500 V em corrente contínua, entre fases ou entre fase e terra.
Curva de Carga	Registro horário, em um período diário, das demandas de capacidade, podendo ser, excepcionalmente para período semanal, mensal ou anual.
Carga	É a caracterização da demanda do sistema, em um determinado ponto de interesse, definida por uma ou mais das seguintes grandezas: demanda de capacidade ou potência ativa, demanda de energia ativa e demanda de energia reativa.
Carga Instalada	Soma das potências nominais dos equipamentos elétricos instalados na unidade consumidora e em condições de entrar em funcionamento, expressa em quilowatts (kW).
Consumidor	Pessoa física ou jurídica, ou comunhão de fato ou de direito, legalmente representada, que solicita à distribuidora ou à comercializadora o fornecimento de energia elétrica e assume a responsabilidade pelo pagamento das faturas e pelas demais obrigações fixadas em normas e regulamentos da ANEEL, assim vinculando-se aos contratos de fornecimento, de conexão, de uso ou de adesão, conforme cada caso.

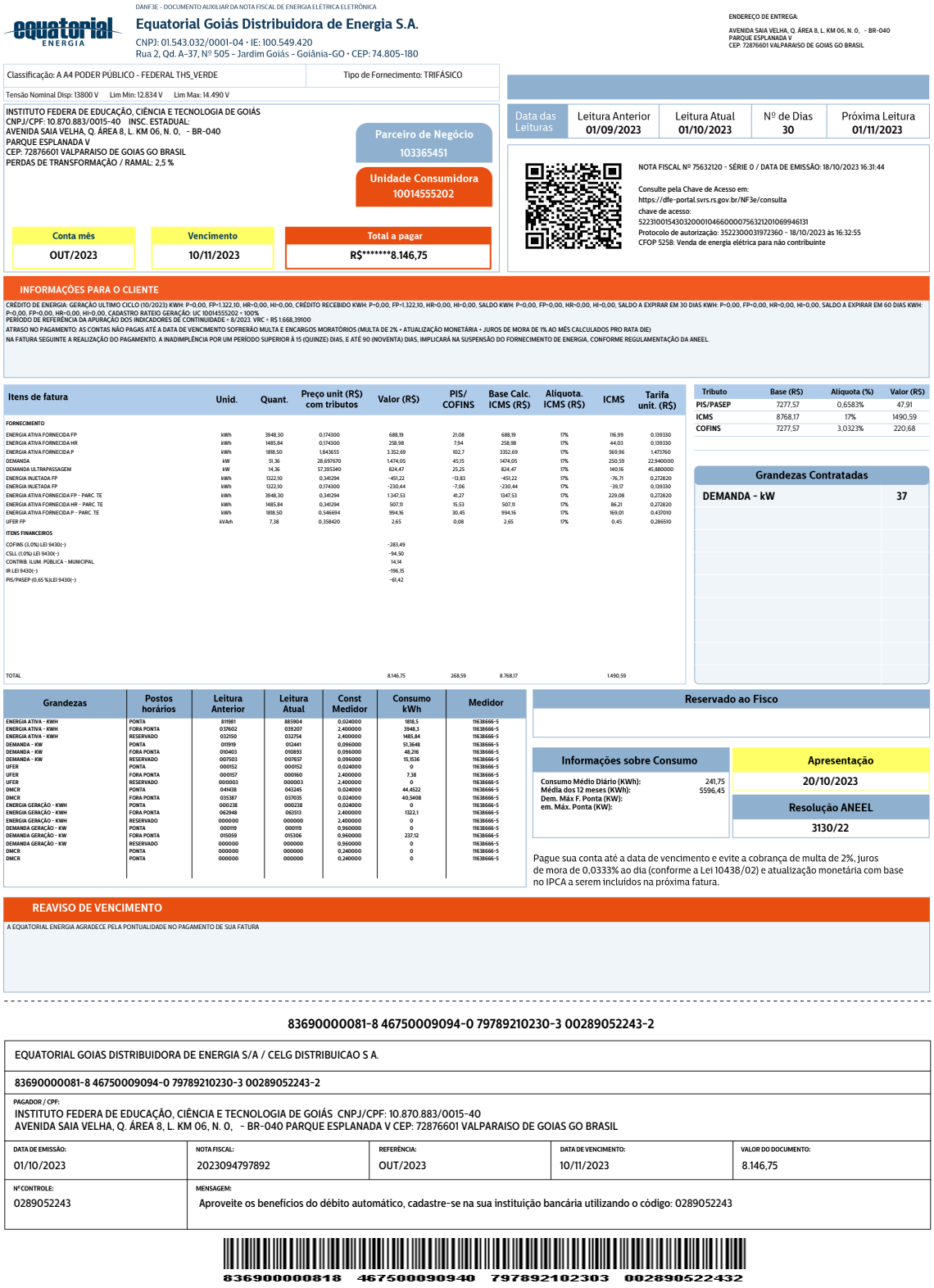
Termo	Conceito
Demanda	Média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico por parcela das cargas instaladas em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado.
Demanda Medida	Maior demanda de potência ativa, verificada por medição, integralizada no intervalo de 15 minutos durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW).
Distribuidora	Pessoa jurídica titular de concessão ou permissão de distribuição para exploração e prestação dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica exclusivamente de forma regulada. O mesmo que acessada.
Extra-baixa tensão	Tensão não superior a 50 V em corrente alternada ou 120 V em corrente contínua, entre fases ou entre fase e terra.
Fator de Perda	Relação entre a perda média e a perda máxima em um equipamento ou em um trecho do sistema elétrico.
Fatura de Energia	Documento que apresenta a quantia total que deve ser paga pela prestação do serviço público de fornecimento de energia elétrica, referente a um período especificado, discriminando as parcelas correspondentes.
Fator de potência de Referência	Valor usado como referência para comparação com o fator de potência medido.
Fator de Potência	Razão entre a potência ativa e a potência aparente processada por um dipolo elétrico. Representa a razão entre a potência média - potência ativa - efetivamente consumida/fornecida e a potência média que seria consumida por uma carga resistiva utilizando a mesma capacidade do sistema – potência aparente. Corresponde à parcela da carga que pode ser representa por um resistor (toda carga resistiva pura apresenta fator de potência unitário).
Horário de Ponta (P)	Período definido pela distribuidora e composto por 3 (três) horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais, considerando as características do seu sistema elétrico.

Termo	Conceito
Horário fora Ponta (FP)	Período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta.
Instalação Elétrica	Conjunto de equipamentos necessários ao funcionamento de um sistema elétrico. Linhas, redes e subestações de distribuição, linhas de transmissão e usinas de geração são exemplos de instalações elétricas.
Perdas Técnicas	Montante de energia elétrica, expresso em megawatt-hora (MWh), dissipada no sistema de distribuição, decorrente das Leis Físicas relativas aos processos de transporte, transformação de tensão e medição. Corresponde à soma de três parcelas: joule, corona e magnética
Perdas não Técnicas	Apurada pela diferença entre as perdas na distribuição e as perdas técnicas, considerando, portanto, todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia, erros de medição, etc.
Potência Elétrica	É a quantidade de energia elétrica que cada equipamento elétrico pode consumir, por unidade de tempo, expressa em Watt (W) e seus múltiplos.
Potência Ativa	Energia total consumida/fornecida durante determinada intervalo de tempo – que produz trabalho, dividida pelo próprio tempo, expressa em watts (W) e seus múltiplos.
Potência Reativa	Definida como a raiz quadrada da diferença dos quadrados da potência aparente e da potência ativa, expressa em volt-ampères reativos (var) e seus múltiplos.
Sistema Interligado Nacional (SIN)	Instalações responsáveis pelo suprimento de energia elétrica a todas as regiões do país, interligadas eletricamente. Diz-se também sistema elétrico interligado ou sistema interligado.
Tarifa de Energia	Preço da unidade de energia elétrica e/ou da demanda de potência ativa.
Tarifa Binômia	Conjunto de tarifas de fornecimento constituído por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável.

Termo	Conceito
Tarifa Monômia	Tarifa de fornecimento de energia elétrica constituída por preços aplicáveis unicamente ao consumo de energia elétrica ativa.
Unidade Consumidora	Conjunto de instalações e equipamentos elétricos caracterizado pelo recebimento de energia elétrica em um só ponto de conexão, com medição individualizada e correspondente a um único consumidor.

Fonte: PRODIST - Módulo 1 [26]

Figura A.1: Fatura de Energia IFG-VAL



DANF3E - DOCUMENTO AUXILIAR DA NOTA FISCAL DE ENERGIA ELÉTRICA ELETRÔNICA

Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A.

CNPJ: 01.543.032/0001-04 · IE: 100.549.420
Rua 2, Qd. A-37, Nº 505 - Jardim Goiás - Goiânia-GO · CEP: 74.805-180

ENDEREÇO DE ENTREGA:
AVENIDA SAIA VELHA, Q. ÁREA 8, L. KM 06, N. 0, - BR-040
PARQUE ESPLANADA V
CEP: 72876601 VALPARAISO DE GOIAS GO BRASIL

Classificação: A A4 PODER PÚBLICO - FEDERAL THS_VERDE | Tipo de Fornecimento: TRIFÁSICO

Tensão Nominal Disp: 13800 V | Lim Min: 12.834 V | Lim Max: 14.490 V

INSTITUTO FEDERA DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
CNPJ/CPF: 10.870.883/0015-40 INSC. ESTADUAL:
AVENIDA SAIA VELHA, Q. ÁREA 8, L. KM 06, N. 0, - BR-040
PARQUE ESPLANADA V
CEP: 72876601 VALPARAISO DE GOIAS GO BRASIL
PERDAS DE TRANSFORMAÇÃO / RAMAL: 2,5 %

Parceiro de Negócio: 103365451
Unidade Consumidora: 10014555202

Conta mês	Vencimento	Total a pagar
OUT/2023	10/11/2023	R$*******8.146,75

Data das Leituras	Leitura Anterior	Leitura Atual	Nº de Dias	Próxima Leitura
	01/09/2023	01/10/2023	30	01/11/2023

NOTA FISCAL Nº 75632120 - SÉRIE 0 / DATA DE EMISSÃO: 18/10/2023 16:31:44

Consulte pela Chave de Acesso em:
https://dfe-portal.svrs.rs.gov.br/NF3e/consulta
chave de acesso:
52231001543032000104660000756321201069946131
Protocolo de autorização: 3522300031972360 - 18/10/2023 às 16:32:55
CFOP 5258: Venda de energia elétrica para não contribuinte

INFORMAÇÕES PARA O CLIENTE

CRÉDITO DE ENERGIA: GERAÇÃO ULTIMO CICLO (10/2023) KWH: P=0,00, FP=1.322,10, HR=0,00, HI=0,00, CRÉDITO RECEBIDO KWH: P=0,00, FP=1.322,10, HR=0,00, HI=0,00, SALDO KWH: P=0,00, FP=0,00, HR=0,00, HI=0,00, SALDO A EXPIRAR EM 30 DIAS KWH: P=0,00, FP=0,00, HR=0,00, HI=0,00, SALDO A EXPIRAR EM 60 DIAS KWH: P=0,00, FP=0,00, HR=0,00, HI=0,00, CADASTRO RATEIO GERAÇÃO: UC 10014555202 - 100%
PERÍODO DE REFERÊNCIA DA APURAÇÃO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE - 8/2023. VRC - R$ 1.668,39100
ATRASO NO PAGAMENTO: AS CONTAS NÃO PAGAS ATÉ A DATA DE VENCIMENTO SOFRERÃO MULTA E ENCARGOS MORATÓRIOS (MULTA DE 2% + ATUALIZAÇÃO MONETÁRIA + JUROS DE MORA DE 1% AO MÊS CALCULADOS PRO RATA DIE)
NA FATURA SEGUINTE A REALIZAÇÃO DO PAGAMENTO. A INADIMPLÊNCIA POR UM PERÍODO SUPERIOR À 15 (QUINZE) DIAS, E ATÉ 90 (NOVENTA) DIAS, IMPLICARÁ NA SUSPENSÃO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA, CONFORME REGULAMENTAÇÃO DA ANEEL.

Itens de fatura	Unid.	Quant.	Preço unit (R$) com tributos	Valor (R$)	PIS/ COFINS	Base Calc. ICMS (R$)	Alíquota. ICMS (R$)	ICMS	Tarifa unit. (R$)
FORNECIMENTO									
ENERGIA ATIVA FORNECIDA FP	kWh	3948,30	0,174300	688,19	21,08	688,19	17%	116,99	0,139330
ENERGIA ATIVA FORNECIDA HR	kWh	1485,84	0,174300	258,98	7,94	258,98	17%	44,03	0,139330
ENERGIA ATIVA FORNECIDA P	kWh	1818,50	1,843655	3.352,69	102,7	3352,69	17%	569,96	1,473760
DEMANDA	kW	51,36	28,697670	1.474,05	45,15	1474,05	17%	250,59	22,940000
DEMANDA ULTRAPASSAGEM	kW	14,36	57,395340	824,47	25,25	824,47	17%	140,16	45,880000
ENERGIA INJETADA FP	kWh	1322,10	0,341294	-451,22	-13,83	-451,22	17%	-76,71	0,272820
ENERGIA INJETADA FP	kWh	1322,10	0,174300	-230,44	-7,06	-230,44	17%	-39,17	0,139330
ENERGIA ATIVA FORNECIDA FP - PARC. TE	kWh	3948,30	0,341294	1.347,53	41,27	1347,53	17%	229,08	0,272820
ENERGIA ATIVA FORNECIDA HR - PARC. TE	kWh	1485,84	0,341294	507,11	15,53	507,11	17%	86,21	0,272820
ENERGIA ATIVA FORNECIDA P - PARC. TE	kWh	1818,50	0,546694	994,16	30,45	994,16	17%	169,01	0,437090
UFER FP	kVArh	7,38	0,358420	2,65	0,08	2,65	17%	0,45	0,286510
ITENS FINANCEIROS									
COFINS (3,0%) LEI 9430(-)				-283,49					
CSLL (1,0%) LEI 9430(-)				-94,50					
CONTRIB. ILUM. PÚBLICA - MUNICIPAL				14,14					
IR LEI 9430(-)				-196,15					
PIS/PASEP (0,65 %)LEI 9430(-)				-61,42					
TOTAL				8.146,75	268,59	8.768,17		1.490,59	

Tributo	Base (R$)	Alíquota (%)	Valor (R$)
PIS/PASEP	7277,57	0,6583%	47,91
ICMS	8768,17	17%	1490,59
COFINS	7277,57	3,0323%	220,68

Grandezas Contratadas

DEMANDA - kW	37

Grandezas	Postos horários	Leitura Anterior	Leitura Atual	Const Medidor	Consumo kWh	Medidor
ENERGIA ATIVA - KWH	PONTA	811981	883904	0,024000	1818,5	11638666-5
ENERGIA ATIVA - KWH	FORA PONTA	029202	032207	2,400000	3948,3	11638666-5
ENERGIA ATIVA - KWH	RESERVADO	032150	032754	2,400000	1485,84	11638666-5
DEMANDA - KW	PONTA	011919	012441	0,096000	51,3648	11638666-5
DEMANDA - KW	FORA PONTA	010403	010893	0,096000	48,216	11638666-5
DEMANDA - KW	RESERVADO	007503	007657	0,096000	15,1536	11638666-5
UFER	PONTA	000152	000152	0,024000	0	11638666-5
UFER	FORA PONTA	000157	000160	2,400000	7,38	11638666-5
UFER	RESERVADO	000003	000003	2,400000	0	11638666-5
DMCR	PONTA	041438	043245	0,024000	44,4522	11638666-5
DMCR	FORA PONTA	035387	037035	0,024000	40,5408	11638666-5
ENERGIA GERAÇÃO - KWH	PONTA	000238	000238	0,024000	0	11638666-5
ENERGIA GERAÇÃO - KWH	FORA PONTA	062948	063513	2,400000	1322,1	11638666-5
ENERGIA GERAÇÃO - KWH	RESERVADO	000000	000000	2,400000	0	11638666-5
DEMANDA GERAÇÃO - KW	PONTA	000119	000119	0,960000	0	11638666-5
DEMANDA GERAÇÃO - KW	FORA PONTA	015059	015306	0,960000	237,12	11638666-5
DEMANDA GERAÇÃO - KW	RESERVADO	000000	000000	0,960000	0	11638666-5
DMCR	PONTA	000000	000000	0,240000	0	11638666-5
DMCR	PONTA	000000	000000	0,240000	0	11638666-5

Reservado ao Fisco

Informações sobre Consumo

Consumo Médio Diário (KWh):	241,75
Média dos 12 meses (KWh):	5596,45
Dem. Máx F. Ponta (KW):	
em. Máx. Ponta (KW):	

Apresentação: 20/10/2023

Resolução ANEEL: 3130/22

Pague sua conta até a data de vencimento e evite a cobrança de multa de 2%, juros de mora de 0,0333% ao dia (conforme a Lei 10438/02) e atualização monetária com base no IPCA a serem incluídos na próxima fatura.

REAVISO DE VENCIMENTO

A EQUATORIAL ENERGIA AGRADECE PELA PONTUALIDADE NO PAGAMENTO DE SUA FATURA

83690000081-8 46750009094-0 79789210230-3 00289052243-2

EQUATORIAL GOIAS DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A / CELG DISTRIBUICAO S A.

83690000081-8 46750009094-0 79789210230-3 00289052243-2

PAGADOR / CPF:
INSTITUTO FEDERA DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS CNPJ/CPF: 10.870.883/0015-40
AVENIDA SAIA VELHA, Q. ÁREA 8, L. KM 06, N. 0, - BR-040 PARQUE ESPLANADA V CEP: 72876601 VALPARAISO DE GOIAS GO BRASIL

DATA DE EMISSÃO:	NOTA FISCAL:	REFERÊNCIA:	DATA DE VENCIMENTO:	VALOR DO DOCUMENTO:
01/10/2023	2023094797892	OUT/2023	10/11/2023	8.146,75

Nº CONTROLE:	MENSAGEM:
0289052243	Aproveite os benefícios do débito automático, cadastre-se na sua instituição bancária utilizando o código: 0289052243

836900000818 467500090940 797892102303 002890522432

Fonte: Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A.

Figura A.2: Mapa Sistema Interligado Nacional



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética [1]