



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

Isaias Borges Cardoso

**Influência da Geração Fotovoltaica Distribuída na Qualidade de Energia
Elétrica: Estudos de Caso na Região Sul de Santa Catarina**

Araranguá
2024

Isaias Borges Cardoso

**Influência da Geração Fotovoltaica Distribuída na Qualidade de Energia
Elétrica: Estudos de Caso na Região Sul de Santa Catarina**

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

Orientador: Prof. Luciano Lopes Pfitscher, Dr.
Coorientador: Prof. Giuliano Arns Rampinelli, Dr.

Araranguá

2024

Ficha catalográfica gerada por meio de sistema automatizado gerenciado pela BU/UFSC.
Dados inseridos pelo próprio autor.

Cardoso, Isaias Borges
Influência da Geração Fotovoltaica Distribuída na
Qualidade de Energia Elétrica: Estudos de Caso na Região
Sul de Santa Catarina / Isaias Borges Cardoso ;
orientador, Luciano Lopes Pfitscher, coorientador,
Giuliano Arns Rampinelli, 2024.
155 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Catarina, Campus Araranguá, Programa de Pós-Graduação em
Energia e Sustentabilidade, Araranguá, 2024.

Inclui referências.

1. Energia e Sustentabilidade. 2. Geração Distribuída. 3.
Energia Solar Fotovoltaica. 4. Qualidade de Energia
Elétrica. I. Pfitscher, Luciano Lopes. II. Rampinelli,
Giuliano Arns. III. Universidade Federal de Santa
Catarina. Programa de Pós-Graduação em Energia e
Sustentabilidade. IV. Título.

Isaias Borges Cardoso

Influência da Geração Fotovoltaica Distribuída na Qualidade de Energia Elétrica: Estudos de Caso na Região Sul de Santa Catarina

O presente trabalho em nível de Mestrado foi avaliado e aprovado, em 25 de março de 2024, pela banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Dr. Luciano Lopes Pfitscher
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Dr. Leonardo Elizeire Bremermann
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Dr. Alexandre José Bühler
Universidade Federal de Santa Maria

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

Coordenação do Programa de Pós-Graduação

Prof. Dr. Luciano Lopes Pfitscher
Orientador

Araranguá
2024

Dedico esta dissertação a todos os profissionais que trabalham com energia elétrica, que atuam nas áreas de pesquisa, projeto, geração, transmissão e distribuição de energia. Profissionais estes que não medem esforços para que consumidores tenham energia elétrica disponível sem seus lares.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus por me proporcionar saúde e condições de realizar o programa de pós-graduação em uma instituição conceituada como a UFSC e por poder me formar mestre em uma linha de pesquisa que agrega muito em minha carreira.

Ao Programa de Pós – Graduação em Energia e Sustentabilidade (PPGES – UFSC) por garantir todo o suporte e estrutura necessários para a realização desse trabalho.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Luciano Lopes Pfitscher e ao meu coorientador, Prof. Dr Giuliano Arns Rampinelli, que aceitaram me orientar nesta pesquisa, por todo o apoio, dicas e correções ao longo de toda a pesquisa.

Aos professores que aceitaram o convite para fazer parte da banca, avaliando e contribuindo para este trabalho.

Ao corpo docente do PPGES fundamentais em toda a trajetória deste mestrado.

Aos meus colegas de trabalho por todo o apoio nos momentos que precisei, tanto durante as aulas do programa quanto no auxílio na coleta de dados da pesquisa.

À minha família por todo o apoio durante minha trajetória acadêmica, desde o ensino fundamental até a conclusão deste mestrado.

A todos que contribuíram direta e indiretamente neste trabalho. Muito obrigado.

RESUMO

A matriz energética brasileira tem passado por transformações significativas nas últimas décadas. Dentre estas transformações, é notável o aumento de sistemas de geração distribuída (GD) de energia elétrica. A geração solar fotovoltaica (GSFV), dentre as fontes de GD, destaca-se pelo custo acessível de instalação e baixo impacto ambiental. No entanto, apesar dos benefícios, a integração desses sistemas com o sistema de distribuição traz consigo desafios técnicos e financeiros para as distribuidoras de energia do país. Uma das principais preocupações é a influência dessas conexões na qualidade da energia elétrica (QEE), um aspecto de vital importância para todos os utilitários ligados à rede de distribuição, sejam consumidores, agentes de geração ou concessionárias. Esta dissertação se propõe a avaliar os impactos da conexão de sistemas fotovoltaicos com o sistema de distribuição de energia elétrica em cidades do sul de Santa Catarina, atendidas pela concessionária Celesc Distribuição S.A. São investigadas possíveis dificuldades relacionadas à QEE, expressas em desvios de tensão, frequência e fator de potência, que possam afetar o funcionamento dos equipamentos no sistema de distribuição e em consumidores conectados a esse sistema. Para isso, são utilizados dados provenientes de medidores de energia elétrica instalados para medição de perdas não técnicas e para faturamento de energia em consumidores de baixa tensão (BT) e média tensão (MT), bem como em alimentadores de redes de distribuição. A dissertação é dividida em três estudos de caso, cada um abordando um aspecto específico da influência dos sistemas fotovoltaicos na QEE. O primeiro estudo de caso avalia o comportamento do alimentador de distribuição com a maior potência nominal de geração distribuída fotovoltaica instalada na região sul de Santa Catarina. O segundo estudo de caso investigará uma unidade geradora fotovoltaica (UGFV) com potência nominal de 225 kW conectada ao sistema da concessionária. Por fim, o terceiro estudo de caso analisa o comportamento de 16 diferentes UGFVs atendidas em BT, bem como dos cinco transformadores de distribuição aos quais essas unidades estão conectadas. A coleta de dados é realizada por meio de medidores inteligentes de energia elétrica, que monitoram em tempo real medições de potência consumida e excedente, tensão, corrente, frequência e fator de potência. Após a coleta de dados em períodos selecionados, são realizadas análises detalhadas para identificar os momentos em que a GSFV influencia na QEE do sistema. Com base nas análises aprofundadas realizadas nos estudos de caso desta dissertação, conclui-se que a instalação de sistemas de GSFV não apresenta influência significativa na QEE nas conexões em MT. No entanto, em conexões de BT, foram observadas variações nos níveis de tensão devido à injeção de potência excedente, em alguns casos ultrapassando os limites regulatórios de sobretensão estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Palavras-chave: Geração Distribuída; Energia Solar Fotovoltaica; Qualidade de Energia Elétrica.

ABSTRACT

The Brazilian energy matrix has undergone significant transformations in recent decades. Among these changes, there is a noticeable increase in distributed generation (DG) systems of electrical energy. Solar photovoltaic generation (SPV), among the sources of DG, stands out for its affordable installation cost and low environmental impact. However, despite the benefits, the integration of these systems with the distribution system brings technical and financial challenges for the country's energy distributors. One of the main concerns is the influence of these connections on the quality of electrical energy (QEE), a vital aspect for all utilities connected to the distribution network, including consumers, generation agents, or concessionaires. This dissertation aims to assess the impacts of connecting photovoltaic systems to the electrical distribution system in cities in southern Santa Catarina, served by the concessionaire Celesc Distribuição S.A. Possible difficulties related to QEE, expressed in deviations of voltage, frequency, and power factor, which may affect the operation of equipment in the distribution system and in consumers connected to this system, are investigated. For this purpose, data from smart energy meters installed for measuring non-technical losses and energy billing in low voltage (LV) and medium voltage (MV) consumers, as well as in distribution network feeders, are used. The dissertation is divided into three case studies, each addressing a specific aspect of the influence of photovoltaic systems on QEE. The first case study evaluates the behavior of the distribution feeder with the highest nominal photovoltaic distributed generation power installed in the southern region of Santa Catarina. The second case study will investigate a photovoltaic generation unit (PGU) with a nominal power of 225 kW connected to the concessionaire's system. Finally, the third case study analyzes the behavior of 16 different PGUs served in LV, as well as the five distribution transformers to which these units are connected. Data collection is carried out through smart energy meters, which monitor real-time measurements of consumed and surplus power, voltage, current, frequency, and power factor. After data collection in selected periods, detailed analyses are carried out to identify the moments when SPV influences the QEE of the system. Based on the in-depth analyses conducted in the case studies of this dissertation, it is concluded that the installation of SPV systems does not significantly affect the QEE in MV connections. However, in LV connections, variations in voltage levels were observed due to the injection of surplus power, in some cases exceeding the regulatory overvoltage limits established by the National Electric Energy Agency (ANEEL).

Key-words: Distributed Generation; Photovoltaic Solar Energy; Electric Power Quality.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Componentes básicos dos SFVs.	24
Figura 2 – Radiação solar no Brasil.	29
Figura 3 – Matriz elétrica brasileira em fevereiro de 2024.	30
Figura 4 – Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil em fevereiro de 2024.	31
Figura 5 – Projeção da fonte solar fotovoltaica no Brasil em 2024.	31
Figura 6 – Evolução temporal do número de publicações.	43
Figura 7 – Publicações por eixo de abordagem.	44
Figura 8 – Temática das publicações por categoria.	45
Figura 9 – <i>Softwares</i> para modelagem de sistemas elétricos.	47
Figura 10 – Sistema GENESIS.	51
Figura 11 – Sistema VISION.	52
Figura 12 – Sistema PEPWEB.	53
Figura 13 – Sistema PIM.	54
Figura 14 –ORACLE MDM.	55
Figura 15 – Média da irradiação solar na cidade de Sombrio/SC.	58
Figura 16 – UCs e TDs com GD instalada em Araranguá.	60
Figura 17 – Esquema simplificado do gerador monofásico.	61
Figura 18 – Esquema simplificado de inserção monofásica.	62
Figura 19 – Esquema simplificado de inserção trifásica.	62
Figura 20 – Demanda ativa SIO 02 – Nov/2022.	65
Figura 21 – Menores demandas SIO 02 – Nov/2022.	66
Figura 22 – Maiores demandas SIO 02 – Nov/2022.	66
Figura 23 – Curva de tensão SIO 02 – Nov/2022.	67
Figura 24 – Tensão nas fases A, B e C e desequilíbrio de tensão – Nov/2022.	67
Figura 25 – Demanda ativa SIO 02 – Dez/2022.	68
Figura 26 – Menor demanda SIO 02 – Dez/2022.	69
Figura 27 – Maiores demandas SIO 02 – Dez/2022.	69
Figura 28 – Curva de tensão SIO 02 – Dez/2022.	70
Figura 29 – Tensão nas fases A, B e C e desequilíbrio de tensão – Dez/2022.	71
Figura 30 – Demanda ativa SIO 02 – Jan/2023.	71
Figura 31 – Menores demandas SIO 02 – Jan/2023.	72
Figura 32 – Maiores demandas SIO 02 – Jan/2023.	72

Figura 33 – Curva de tensão SIO 02 – Jan/2023.	73
Figura 34 – Tensão nas fases A, B e C e desequilíbrio de tensão – Jan/2023.	73
Figura 35 – Curva de carga UC A – Jun/2023.....	75
Figura 36 – Maiores potências reversas UC A – Jun/2023.	75
Figura 37 – Maiores potências diretas UC A – Jun/2023	77
Figura 38 – Curva de carga UC A – Out/2023.....	78
Figura 39 – Maiores potências reversas UC A – Out/2023.	78
Figura 40 – Maiores potências diretas UC A – Out/2023.	79
Figura 41 – Curva de carga UC A – Nov/2023.	80
Figura 42 – Maiores potências reversas UC A – Nov/2023.....	81
Figura 43 – Maiores potências diretas UC A – Nov/2023.....	82
Figura 44 – Curva de carga UC A – Dez/2023.	83
Figura 45 – Maiores potências reversas UC A – Dez/2023.....	83
Figura 46 – Maiores potências diretas UC A – Dez/2023.....	84
Figura 47 – Curva de carga da UC 1 – Dez/2023.	88
Figura 48 – Curva de tensão UC 1 – Dez/2023.....	89
Figura 49 – Maiores tensões UC 1 – Dez/2023.....	89
Figura 50 – Menores tensões UC 1 – Dez/2023.	90
Figura 51 – Modelo matemático aplicado UC 1.....	90
Figura 52 – Curva de carga UC 2 – Dez/2023.	91
Figura 53 – Curva de tensão UC 2 – Dez/2023.....	91
Figura 54 – Maiores tensões UC 2 – Dez/2023.....	92
Figura 55 – Menores tensões UC 2 – Dez/2023.	92
Figura 56 – Modelo matemático aplicado UC 2.....	92
Figura 57 – Curva TD 8405 – Dez/ 2023.....	93
Figura 58 – Maiores potências TD 8405 – Dez/ 2023.	93
Figura 59 – Menores potências TD 8405 – Dez/2023.....	94
Figura 60 – Curva de tensão TD 8405 – Dez/2023.	94
Figura 61 – Maiores tensões TD 8405 – Dez/2023.....	95
Figura 62 – Menores tensões TD 8405 – Dez/2023.....	95
Figura 63 – Maior desequilíbrio de tensão TD 8405 – Dez/2023.	96
Figura 64 – Curva de carga da UC 3 – Dez/2023.	96
Figura 65 – Curva de tensão UC 3 – Dez/2023.....	97
Figura 66 – Maiores tensões UC 3 – Dez/2023.....	97

Figura 67 – Menores tensões UC 3 – Dez/2023.	98
Figura 68 – Modelo matemático aplicado UC 3.....	98
Figura 69 – Curva de carga da UC 4 – Dez/2023.	99
Figura 70 – Curva de tensão UC 4 – Dez/2023.....	99
Figura 71 – Maiores tensões UC 4 – Dez/2023.....	99
Figura 72 – Menores tensões UC 4 – Dez/2023.	100
Figura 73 – Modelo matemático aplicado UC 4.....	100
Figura 74 – Curva de carga da UC 5 – Dez/2023.	100
Figura 75 – Curva de tensão UC 5 – Dez/2023.....	101
Figura 76 – Maiores tensões UC 5 – Dez/2023.....	101
Figura 77 – Menores tensões UC 5 – Dez/2023.	102
Figura 78 – Modelo matemático aplicado UC 5.....	102
Figura 79 – Curva de carga do TD 8216 – Dez/2023.....	102
Figura 80 – Maiores potências do TD 8216 – Dez/2023.	103
Figura 81 – Menores potências do TD 8216 – Dez/2023.	103
Figura 82 – Curva de tensão TD 8216 – Dez/2023.....	103
Figura 83 – Maiores tensões TD 8216 – Dez/ 2023.	104
Figura 84 – Menores tensões TD 8216 – Dez/2023.....	104
Figura 85 – Maior desequilíbrio de tensão TD 8216 – Dez/ 2023.	105
Figura 86 – Curva de carga da UC 6 – Dez/2023.	105
Figura 87 – Curva de tensão UC 6 – Dez/2023.....	106
Figura 88 – Maiores tensões UC 6 – Dez/2023.....	106
Figura 89 – Menores tensões UC 6 – Dez/2023.	106
Figura 90 – Modelo matemático aplicado UC 6.....	107
Figura 91 – Curva de carga da UC 7 – Dez/2023.	107
Figura 92 – Curva de tensão UC 7 – Dez/2023.....	107
Figura 93 – Maiores tensões UC 7 – Dez/2023.....	108
Figura 94 – Menores tensões UC 7 – Dez/2023.	108
Figura 95 – Modelo matemático aplicado UC 7.....	109
Figura 96 – Curva de carga da TD 6370 – Dez/2023.....	109
Figura 97 – Maiores potências do TD 6370 – Dez/2023.	109
Figura 98 – Menores potências do TD 6370 – Dez/2023.	110
Figura 99 – Curva de tensão TD 6370 – Dez/2023.	110
Figura 100 – Maiores tensões TD 6370 – Dez/2023.	111

Figura 101 – Menores tensões TD 6370 – Dez/2023.....	111
Figura 102 – Maior desequilíbrio de tensão TD 6370 – Dez/2023.	111
Figura 103 – Curva de carga da UC 8 – Dez/2023.	112
Figura 104 – Curva de tensão UC 8 – Dez/2023.....	112
Figura 105 – Maiores tensões UC 8 – Dez/2023.....	113
Figura 106 – Menores tensões UC 8 – Dez/2023.	113
Figura 107 – Modelo matemático aplicado a UC 8.....	113
Figura 108 – Curva de carga da UC 9 – Dez/2023.	114
Figura 109 – Curva de tensão UC 9 – Dez/2023.....	114
Figura 110 – Maiores tensões UC 9 – Dez/2023.....	115
Figura 111 – Menores tensões UC 9 – Dez/2023.	115
Figura 112 – Modelo matemático aplicado UC 9.....	115
Figura 113 – Curva de carga da UC 10 – Dez/2023.	116
Figura 114 – Curva de tensão UC 10 – Dez/2023.....	116
Figura 115 – Maiores tensões UC 10 – Dez/2023.....	117
Figura 116 – Menores tensões UC 10 – Dez/2023.	117
Figura 117 – Modelo matemático aplicado UC 10.....	117
Figura 118 – Curva de carga da UC 11 – Dez/2023.	118
Figura 119 – Curva de tensão UC 11 – Dez/2023.....	118
Figura 120 – Maiores tensões UC 11 – Dez/ 2023.....	119
Figura 121 – Menores tensões UC 11 – Dez/2023.	119
Figura 122 – Modelo matemático aplicado UC 11.....	119
Figura 123 – Curva de carga do TD 6145 – Dez/2023.....	120
Figura 124 – Maiores potências do TD 6145 – Dez/2023.	120
Figura 125 – Menores potências do TD 6145 – Dez/2023.....	121
Figura 126 – Curva de tensão TD 6145 – Dez/2023.....	121
Figura 127 – Maiores tensões TD 6145 – Dez/2023.....	121
Figura 128 – Menores tensões TD 6145 – Dez/2023.....	122
Figura 129 – Maior desequilíbrio de tensão TD 6145 – Dez/2023.	122
Figura 130 – Curva de carga da UC 12 – Dez/2023.	123
Figura 131 – Curva de tensão UC 12 – Dez/2023.....	123
Figura 132 – Maiores tensões UC 12 – Dez/2023.....	124
Figura 133 – Menores tensões UC 12 – Dez/2023.	124
Figura 134 – Modelo matemático aplicado UC 12.....	124

Figura 135 – Curva de carga da UC 13 – Dez/2023.	125
Figura 136 – Curva de tensão UC 13 – Dez/2023.....	125
Figura 137 – Maiores tensões UC 13 – Dez/2023.....	126
Figura 138 – Menores tensões UC 13 – Dez/2023.	126
Figura 139 – Modelo matemático aplicado UC 13.....	126
Figura 140 – Curva de carga da UC 14 – Dez/2023.	127
Figura 141 – Curva de tensão UC 14 – Dez/2023.....	127
Figura 142 – Maiores tensões UC 14 – Dez/2023.....	128
Figura 143 – Menores tensões UC 14 – Dez/2023.	128
Figura 144 – Modelo matemático aplicado UC 14.....	128
Figura 145 – Curva de carga da UC 15 – Dez/2023.	129
Figura 146 – Curva de tensão UC 15 – Dez/ 2023.....	129
Figura 147 – Maiores tensões UC 15 – Dez/2023.....	130
Figura 148 – Menores tensões UC 15 – Dez/2023.	130
Figura 149 – Modelo matemático aplicado UC 15.....	130
Figura 150 – Curva de carga da UC 16 – Dez/2023.	131
Figura 151 – Curva de tensão UC 16 – Dez/2023.....	131
Figura 152 – Maiores tensões UC 16 – Dez/2023.....	132
Figura 153 – Menores tensões UC 16 – Dez/ 2023.	132
Figura 154 – Modelo matemático aplicado UC 16.....	132
Figura 155 – Curva de carga do TD 6746 – Dez/2023.....	133
Figura 156 – Maiores potências do TD 6746 – Dez/2023.	133
Figura 157 – Menores potências do TD 6746 – Dez/2023.....	134
Figura 158 – Curva de tensão TD 6746 – Dez/2023.....	134
Figura 159 – Maiores tensões TD 6746 – Dez/2023.....	134
Figura 160 – Menores tensões TD 6746 – Dez/2023.....	135
Figura 161 – Maior desequilíbrio de tensão TD 6746 – Dez/2023.	135

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Regulamentação da geração distribuída.	28
Quadro 2 – Portfólio bibliográfico.	39
Quadro 3 – Medições nos maiores excedentes de potência UCA – Jun/2023.....	76
Quadro 4 – Medições nas maiores demandas de potência UC A – Jun/2023.	77
Quadro 5 – Medições nos maiores excedentes de potência UC A - Out/2023.....	79
Quadro 6 – Medições nas maiores demandas de potência UC A – Out/2023.	80
Quadro 7 – Medições nos maiores excedentes de potência UC A – Nov/2023.	81
Quadro 8 – Medições maiores demandas de potência UC A – Nov/2023.....	82
Quadro 9 – Medições nos maiores excedentes de potência UC A – Dez/2023.	84
Quadro 10 – Medições nas maiores demandas de potência UC A – Dez/2023.....	85

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Variação da tensão de leitura nominal igual ou inferior a 1kV.....	33
Tabela 2 – Variação da tensão de leitura nominal de 1kV a 69kV.	33
Tabela 3 – Limites de distorções harmônicas totais (% da tensão fundamental).....	34
Tabela 4 – Variação da frequência na rede elétrica.	35
Tabela 5 – Transformadores do estudo de caso 3.	60
Tabela 6 – Corrente máxima e resistividade de condutores.....	63
Tabela 7 – Limites de QEE das UCs e dos TDs – Dez/2023.	136

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ARCRI	Agência Regional de Criciúma
AT	Alta Tensão
BEN	Balanço Energético Nacional
BT	Baixa Tensão
CCEE	Câmara Comercializadora de Energia Elétrica
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CQDE	Controle de Qualidade de Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EAT	Extra-Alta Tensão
FP	Fator de Potência
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
GSFV	Geração Solar Fotovoltaica
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
MME	Ministério de Minas e Energia
MT	Média Tensão
ONS	Operador Nacional do Sistema
PL	Projeto de Lei
PND	Plano Nacional de Desestatização
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RN	Resolução Normativa
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SFVs	Sistemas Fotovoltaicos
TL	Tensão de Leitura
TR	Tensão de Referência
UFC	Universidade Federal do Ceará
UFMG	Universidade Federal de Minas Gerais

UGFV

Unidade Geradora Fotovoltaica

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	OBJETIVOS	18
1.1.1	Objetivo geral	18
1.1.2	Objetivos específicos	19
1.2	ESTRUTURA DO TRABALHO	19
2	REFERENCIAL TEÓRICO	21
2.1	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	21
2.1.1	Geração distribuída fotovoltaica	22
2.1.1.1	<i>Regulamentação da geração distribuída fotovoltaica</i>	24
2.2	A ENERGIA SOLAR FOTOVOTAICA NO CONTEXTO BRASILEIRO.....	28
2.3	QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA	33
2.3.1	Tensão em regime permanente	33
2.3.2	Fator de potência	34
2.3.3	Distorções harmônicas	34
2.3.4	Desequilíbrio de tensão	34
2.3.5	Variação de frequência	35
3	ESTADO DA ARTE	37
3.1	ANÁLISE DAS PUBLICAÇÕES CIENTÍFICAS	43
4	METODOLOGIA	49
4.1	INSTRUMENTOS DE COLETA DE DADOS	50
4.1.1	GENESIS	50
4.1.2	VISION	51
4.1.3	PEPWEB	52
4.1.4	PIM	54
4.1.5	ORACLE Meter Data Management	55
4.2	PROCEDIMENTO DE COLETA DE DADOS	56
4.3	PROCEDIMENTO DE ANÁLISE DE DADOS.....	56
4.3.1	Modelo matemático	60
5	RESULTADOS E DISCUSSÃO	65
5.1	ANÁLISE EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE MÉDIA TENSÃO	65
5.1.1	Estudo de Caso 1 – comportamento de um alimentador de distribuição de energia com a maior potência de GDFV instalada na região sul de SC	65

5.1.2	Estudo de Caso 2 – comportamento da curva de carga e fator de potência de um consumidor atendido em tensão primária de distribuição com geração distribuída de 225 kW	74
5.2	ANÁLISE EM SISTEMAS DE BAIXA TENSÃO	87
5.2.1	Estudo de Caso 3 – qualidade de energia de diferentes transformadores com geração distribuída instalada na cidade de Araranguá	87
6	CONCLUSÃO	139
	REFERÊNCIAS.....	143

1 INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, observa-se um crescimento significativo na demanda global por energia. Concomitantemente a esse aumento, há uma crescente busca por fontes energéticas renováveis (Oliveira *et al.*, 2022). Essa mudança de paradigma é motivada, em grande parte, pela crescente conscientização ambiental e pela possibilidade de gerar eletricidade próxima aos centros de consumo, o que reduz os custos de transmissão (Peres, 2023).

A principal fonte renovável explorada na Geração Distribuída (GD) é a fonte solar fotovoltaica (Demattê, 2017). Dentre os fatores cruciais que colaboraram para o aumento exponencial dos sistemas fotovoltaicos (SFVs), estão a competitividade econômica e tecnológica dos equipamentos, além da abundância regional da energia solar. A inserção dessas fontes de GD ocorre em tensões de distribuição, geralmente inferiores a 138 kV, posicionando-se próximas aos centros de consumo (Nunes, 2022). No contexto da legislação brasileira, a GD foi inicialmente mencionada em 15/03/2004 na Lei nº 10.848 e detalhada pelo Decreto nº 5.163/04 de 30/07/2004 (Souza, 2012). Os sistemas de GD podem operar isoladamente ou injetar potência no sistema de distribuição, despachadas ou não pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) (Aneel, 2022).

O Brasil possui um dos maiores potenciais para geração de energia elétrica a partir da energia solar em todo o mundo. Conforme as Resoluções Normativas 482/2012 (RN 482), 687/2015 (RN 687) e a Lei nº 14.300, qualquer pessoa física ou jurídica pode instalar uma unidade geradora em sua residência, comércio ou indústria (Gimenes, 2020). O Balanço Energético Nacional (BEN) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) indica um progresso na construção de empreendimentos de GD no Brasil, com destaque para a geração de energia elétrica a partir da solar fotovoltaica (Aneel, 2022).

Diante do panorama de crescimento da GDFV, torna-se imperativo investigar os impactos nos sistemas de distribuição de energia elétrica decorrentes do aumento exponencial de SFVs conectados à rede (Quiroga, 2019). Embora o interesse por fontes renováveis seja constante, é crucial estudar cuidadosamente os impactos técnicos, especialmente em sistemas de distribuição (Pessoa, 2016).

A instalação e integração de GD no sistema elétrico podem afetar dispositivos na rede de distribuição, desviando-se da abordagem tradicional e sendo classificada

em três aspectos: técnico, comercial e regulatório (Pessoa, 2016). A mudança para um sistema que opera em anel, com fluxo de potência nos dois sentidos, apresenta desafios significativos para as concessionárias de energia (Souza, 2012).

Além dos desafios técnicos, a GD pode impactar a qualidade de energia elétrica (QEE), causando variações nos níveis de tensão, fator de potência, frequência e distorções harmônicas (Lucchese *et al.*, 2018). Essas alterações, somadas às preocupações com as perdas elétricas, requerem uma abordagem minuciosa para garantir o funcionamento eficiente da rede de distribuição. Diante deste cenário, esta dissertação visa analisar a influência da instalação da Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV) no sistema elétrico de distribuição. A análise abrangerá sistemas e *softwares* utilizados por uma distribuidora de energia elétrica, examinando dados relacionados à QEE do sistema de distribuição.

Serão investigados comportamentos como os níveis de tensão, fator de potência, frequência e distorções harmônicas em sistemas de Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT) com um número significativo de GDFVs instaladas, tanto em horários de pico quanto em momentos de menor fluxo de potência gerada.

A crescente integração da GD nos sistemas de potência, buscando atender à crescente demanda por energia de maneira confiável e sustentável, destaca a importância de avaliar os impactos dessa conexão com o sistema de distribuição (Pessoa, 2016). Dentre as diversas áreas de análise, a influência dessas conexões na QEE é crucial para todos os intervenientes na rede de distribuição, sejam eles consumidores, agentes de geração ou concessionárias (Pessoa, 2016).

Dos fenômenos associados à QEE, este trabalho foca na avaliação dos impactos das conexões de GDs, considerando afundamentos e elevações de tensão, distorções harmônicas, variação de frequência e queda do fator de potência nas redes de distribuição de BT e MT, bem como nos equipamentos instalados no Sistema Elétrico de Potência (SEP).

Os registros a partir das conexões de GD são monitorados em tempo real por softwares supervisórios utilizados por concessionárias de distribuição de energia, em locais com e sem a presença de GDFV. Com base nos resultados encontrados, é elaborada uma matriz de tensão, corrente e potência, permitindo avaliar a propagação de variações de grandezas elétricas e definir áreas afetadas e vulneráveis. Essa abordagem mapeará as regiões mais sensíveis a distúrbios, indicando como a GD altera o modo de propagação de impactos de curta e longa duração (Dal Molin, 2019).

É essencial compreender os impactos técnicos do aumento da instalação da GD, especialmente no que diz respeito à QEE. Segundo Maestri e Andrade (2019), a QEE refere-se a quaisquer problemas no SEP expressos em desvios da tensão, corrente ou frequência que resultem em falha ou má operação de equipamentos dos consumidores.

Em um cenário onde a demanda por energia continua a crescer, especialmente com a expansão da GDFV, torna-se fundamental compreender e abordar os impactos técnicos e regulatórios que afetam as concessionárias de distribuição de energia (Cardoso; Neto, 2021). A análise da QEE em áreas com alta adesão a GD permite identificar e resolver potenciais problemas, incluindo afundamentos e elevações de tensão, distorções harmônicas e variações no fator de potência (Oliveira *et al.*, 2022).

A presente dissertação visa utilizar a instalação de medidores de energia elétrica, que são destinados pela concessionária de distribuição de energia Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC) a medição de perdas não técnicas de energia e faturamento. Com esses medidores é possível avaliar o comportamento do sistema elétrico em MT e BT em momentos em que Unidades Geradoras Fotovoltaicas (UGFVs) injetam um elevado índice de potência com fluxo reverso no sistema.

Este trabalho aborda três casos de análise, com dois deles focando no comportamento da QEE em sistemas MT e um deles examinando a QEE em sistemas de BT. O primeiro caso de estudo investiga o alimentador de distribuição que possui a maior potência nominal GDFV instalada ao longo de sua extensão na região sul de Santa Catarina. O segundo caso de estudo analisa a QEE em uma UGFV atendida em MT, com uma potência nominal de geração de 225 kW. Por fim, o terceiro caso de estudo examina o comportamento de 16 UGFVs atendidas em BT, as quais estão conectadas a cinco transformadores de distribuição diferentes na cidade de Araranguá/SC.

Nos últimos anos, o consumo crescente de energia no Brasil e no mundo impulsionou a inclusão da GD no SEP tradicional (Luiz; Paula, 2016). A expansão dessas instalações impacta as redes de distribuição, gerando distúrbios nos valores de tensão, potência, corrente, fator de potência e distorções harmônicas, afetando a operação de equipamentos especiais e modificando o desempenho de dispositivos elétricos nas redes de BT (Silva *et al.*, 2018).

Em termos práticos, a pesquisa abordará os maiores impactos causados pela GDFV na QEE de sistemas de distribuição em MT e BT e as consequências desses impactos nos equipamentos instalados nas redes de distribuição. O aumento da instalação de GDFV no sistema elétrico tem provocado desafios técnicos e regulatórios nas concessionárias de distribuição de energia (Cardoso; Neto, 2021). A análise da QEE em áreas com uma grande quantidade de consumidores que adotaram a GDFV possibilita a identificação de possíveis impactos, como afundamentos e elevações de tensão, distorções harmônicas, variações de frequência e queda do fator de potência (Oliveira *et al.*, 2022).

Num contexto mais amplo, é importante destacar que a pesquisa se destaca por avaliar os impactos técnicos e regulatórios de forma abrangente, contribuindo para a compreensão dos desafios e oportunidades associados à crescente inserção da GD no cenário elétrico atual. A abordagem aprofundada desses aspectos, tanto técnicos quanto regulatórios, visa fornecer insights valiosos para aprimorar a eficiência e confiabilidade dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Em síntese, este trabalho representa um esforço para compreender os efeitos da GDFV no sistema elétrico, reconhecendo a importância de adaptar as infraestruturas existentes e implementar soluções inovadoras para garantir a estabilidade e qualidade do fornecimento de energia elétrica em um contexto de transição energética.

1.1 OBJETIVOS

Com base nos pressupostos expostos anteriormente, apresenta-se os objetivos que alicerçam a presente dissertação.

1.1.1 Objetivo geral

Avaliar os impactos técnicos, que possam alterar parâmetros regulatórios de qualidade de energia, decorrentes do aumento da GDFV no sistema de distribuição de energia elétrica através de medidores inteligentes instalados no ponto de conexão entre UGFVs e o sistema elétrico de distribuição da concessionária de energia CELESC em cidades do sul de Santa Catarina.

1.1.2 Objetivos específicos

Para que o resultado deste trabalho seja alcançado, de acordo com o objetivo geral proposto, foram estabelecidos os seguintes objetivos específicos:

- a) Identificar os impactos decorrentes do aumento da instalação de GDFV no sistema de distribuição de energia elétrica;
- b) Apresentar os desafios sistêmicos associados ao aumento da GDFV em sistemas de distribuição de energia;
- c) Utilizar medidores inteligentes de energia que são destinados a medição de perdas não técnicas para analisar os níveis de tensão, potência e fator de potência do sistema em momentos em que há um nível elevado de GDFV sendo inserida no sistema em fluxo reverso.
- d) Propor soluções para atingir os parâmetros regulatórios de QEE em locais com um alto índice de GDFV instalada.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

O restante do trabalho é estruturado em um total de seis capítulos.

No Capítulo 2, é apresentado o referencial teórico que sustenta o desenvolvimento desta dissertação, abordando a GD e a GDFV em seus aspectos teóricos, técnicos e regulatórios, além de detalhar os parâmetros de QEE.

O Capítulo 3 descreve o estado da arte, apresentando a revisão de literatura realizada para embasar tecnicamente o trabalho. Neste capítulo, são explorados artigos e publicações que abordam temas semelhantes aos propostos nesta dissertação.

No Capítulo 4, é detalhada a metodologia aplicada, caracterizada como exploratória, com abordagem qualitativa. Este capítulo é dividido em etapas, descrevendo os instrumentos e procedimentos de análise de dados, além de apresentar os estudos de caso e o modelo matemático utilizado na análise dos resultados do estudo de caso 3.

O Capítulo 5 apresenta os resultados e discussões referentes aos três estudos de caso propostos nesta dissertação. Dividido em análises de sistemas de

MT e BT, este capítulo apresenta os dados coletados em todas as unidades abordadas no trabalho, assim como os resultados obtidos por meio desses dados.

Finalmente, no Capítulo 6 são apresentadas as conclusões da dissertação, detalhando os resultados obtidos, as principais contribuições e sugerindo estudos futuros.

Por último, são apresentadas as referências bibliográficas e anexos.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Buscando aprofundar o conhecimento relativo à temática em estudo, nesta seção apresenta-se o referencial teórico que sustentou o desenvolvimento desta investigação. Esta seção encontra-se dividida em dois eixos principais: geração distribuída fotovoltaica e qualidade de energia elétrica.

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A GD é vital para o aproveitamento de pequenos potenciais elétricos, entendidos como “geração descentralizada de energia” no contexto brasileiro (Abaide *et al.*, 2019). Esse novo conceito vem ganhando espaço em diversos países, uma vez que tornar desnecessária a construção de empreendimentos de expansão que, necessariamente, agridem a população e o meio ambiente (Susteras; Susteras, 2022).

Países, como a Alemanha, são referência nesse novo conceito, substituindo sua matriz energética, até então baseada em combustíveis fósseis, por fontes limpas descentralizadas (Marin *et al.*, 2016). Isto porque, a GD prevê conceitos de fontes de energia alternativas, renováveis e de cogeração (Simone, 2019).

As fontes de energia renováveis e de cogeração distinguem-se de fontes de energia não renováveis pelo fato de se regenerarem naturalmente e não se esgotarem com o uso. Enquanto as fontes não renováveis, como os combustíveis fósseis, têm sua disponibilidade limitada e não se regeneram ao longo do tempo, as fontes renováveis, como a radiação solar, o vento, a energia hidráulica e a biomassa, podem ser utilizadas de forma contínua sem que a fonte se esgote (Silva; Florian; Pestana, 2018). Já a cogeração é a produção simultânea de trabalho mecânico (utilizado para geração elétrica) e calor (utilizado para aquecimento), a partir de uma única fonte primária (Silva; *et al.*, 2018).

A energia fotovoltaica ganha destaque na sociedade, sendo uma das fontes renováveis mais exploradas no mundo e, que recebe fortes incentivos financeiros e fiscais de alguns governos para sua implementação (Silva *et al.*, 2022), uma vez que traz benefícios aos consumidores sendo um deles a redução do custo de despesa da energia elétrica (Aneel, 2012).

Para a instalação de um sistema de GDFV é necessário um conjunto de equipamentos adequados, tais como: elementos de desconexão e de interrupção;

transformador de acoplamento; relé de sincronismo; anti-ilhamento e medição (Castilhos; Donadel, 2022), sobretudo, quando combinado à GDFV.

2.1.1 Geração distribuída fotovoltaica

O efeito fotovoltaico foi identificado em 1839 pelo físico francês Edmond Becquerel, que, utilizando placas metálicas de platina mergulhadas em eletrólito, observou uma diferença de potencial quando expostas à luz (Júnior, 2016). Dessa forma, até chegar aos modelos de células fotovoltaicas comercializadas atualmente, essa fonte de energia sofreu uma evolução, onde a tecnologia auxiliou na fabricação (materiais utilizados) e no rendimento da conversão da radiação solar em eletricidade (Abaide *et al.*, 2019), gerando módulos fotovoltaicos de energia economicamente viáveis para a população (Silva *et al.*, 2018).

Existem dois tipos de Sistemas Fotovoltaicos (SFVs): sistemas isolados (*off-grid*) e sistemas interligados à rede elétrica (*on-grid*). Enquanto o primeiro sistema é utilizado para alimentar cargas isoladas ou em áreas de difícil acesso à eletricidade, o segundo sistema para essa finalidade está conectado à rede elétrica da concessionária de energia local (Abaide *et al.*, 2019; Cavalcante *et al.*, 2022). Há também os sistemas híbridos que podem ser *off-grid* ou *on-grid*, mas que usam também outras fontes alternativas para gerar energia elétrica.

Os sistemas *on-grid*, passaram a ser possível no Brasil, a partir de 2012, com a Resolução Normativa (RN) nº 482, que possibilitou o aproveitamento da energia fotovoltaica. Essa resolução determinou que a energia não consumida instantaneamente fosse injetada na rede de distribuição da concessionária, possibilitando que a unidade de acesso possa compensar a energia excedente nos termos descritos na RN 482 (Souza; Filho, 2021); assim, as perdas de energia, ficavam limitadas nos inversores e no cabeamento, onde toda eletricidade gerada era aproveitada (Abaide *et al.*, 2019).

Em função do tipo e da aplicação dos SFVs, essa resolução também determinou alguns elementos necessários para sua implementação, seja para alimentar cargas em corrente contínua, alternada ou armazenar energia elétrica. No entanto, dependendo da aplicação, alguns elementos não são obrigatórios, como nos sistemas *off-grid* para alimentar cargas em corrente contínua, sendo os inversores e a medição bidirecional dispensáveis (Nunes, 2022).

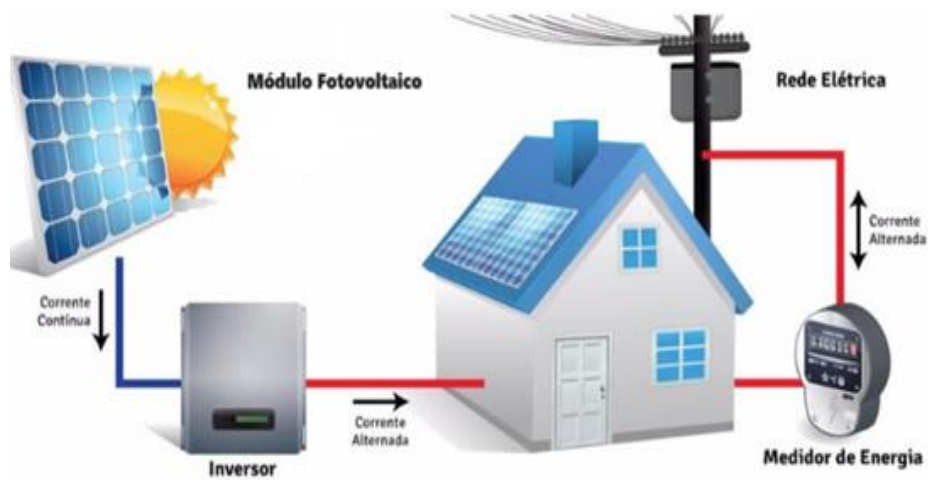
Em geral, os SFVs são compostos por um gerador, um bloco de condicionamento de potência e, eventualmente, um bloco de armazenamento (Peres *et al.*, 2016); além de condutores, inversores e dispositivos de proteção, seccionamento e medição (Abaide *et al.*, 2019; Castilhos e Donadel, 2022).

Vários elementos trabalham em conjunto para converter a energia solar em energia elétrica quando conectado à rede elétrica (Silva *et al.*, 2018; Abaide, 2019; Nunes, 2022; Castilhos; Donadel, 2022), a saber:

- **Módulos fotovoltaicos:** conhecidos como painéis solares, desempenham um papel central na captação da energia solar em eletricidade, por meio do efeito fotovoltaico;
- **Inversores fotovoltaicos:** Os inversores têm como principal função converter a corrente contínua proveniente dos módulos em corrente alternada redirecionando para uso da energia na instalação elétrica ou para inserção do excedente no sistema de distribuição. O inversor realiza também o sincronismo de tensão e frequência com a rede de distribuição.
- **Estrutura de suporte e sistema de montagem:** proporciona o suporte físico necessário aos módulos fotovoltaicos, podendo variar de suportes fixos a sistemas solares que rastreiam o movimento aparente do sol para otimizar a captação de energia;
- **Cabeamento e conectores:** desempenham um papel vital na conexão eficiente entre os módulos fotovoltaicos e o inversor, portanto, devem ser dimensionados adequadamente para minimizar perdas de energia e garantir a segurança operacional do sistema;
- **Dispositivos de proteção:** são essenciais para garantir a segurança tanto do sistema quanto dos usuários;
- **Medidores e equipamentos de monitoramento:** são incorporados para mensurar e acompanhar a produção de energia, proporcionando informações valiosas sobre o desempenho do sistema.

A Figura 1 mostra os componentes básicos dos SFVs.

Figura 1 – Componentes básicos dos SFVs.



Fonte: Inovasolar (2022).

Todavia, é importante salientar o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) passou por mudanças ao longo do tempo, até que a GDFV fosse regulamentada no país.

2.1.1.1 Regulamentação da geração distribuída fotovoltaica

O SEB sofreu alterações significativas ao longo dos anos, para contemplar a GD. Na década de 90, a Lei nº 8.031/1990, que foi alterada pela Lei nº 9.491/1997, instituiu o Plano Nacional de Desestatização (PND), que privatizou as companhias estatais e, dissociou o Estado das atividades de geração, transmissão e distribuição no sistema elétrico (Brasil, 1990).

A Lei nº 9.648/1998, em seguida, incluiu os termos "consumidor livre" e "produtor independente", que foram enquadrados na categoria de "comercializador de energia" (Brasil, 1998), o que sustentou a reestruturação do SEB na década seguinte, com a Lei nº 10.848/2004, que definiu o conceito de GD devido à oferta de energia solar fotovoltaica (Brasil, 2004).

A Lei nº 10.848/2004, de forma simplificada, permitiu que o consumidor gerasse a sua própria energia diretamente no ponto de consumo, tornando-se um produtor e um consumidor ao mesmo tempo (Brasil, 2004). A presente lei foi complementada pelo Decreto nº 5.163/2004, que regulamentou a comercialização de energia elétrica no contexto brasileiro (Brasil, 2004).

Com o passar dos anos novas regulamentações foram criadas pela ANEEL¹ visando estabelecer normas gerais de acesso à GDFV. É importante salientar que a ANEEL tem como principal atribuição fiscalizar a transmissão, distribuição, consumo e comercialização de energia elétrica, atuando como uma "autarquia sob regime especial", subordinada ao Ministério de Minas e Energia (MME)² que cumpre as diretrizes e normas estabelecidas pelo Governo Federal (Brasil, 1996).

A ANEEL está relacionada às seguintes instituições de controle (Brasil, 1996):

- **Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS):** órgão responsável pela coordenação e controle da operação e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país;
- **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE):** entidade responsável pelos leilões, registros de contrato e contabilização da quantidade de energia elétrica comercializada em determinado período no país.

Em 2012, a ANEEL publicou a RN nº 482, que estabeleceu as diretrizes gerais para microgeração (até 100 kW) e minigeração distribuída (entre 100 kW e 1.000 kW). Além disso, foi estabelecido o Sistema de Compensação *Net-Metering*, que prevê créditos para a energia excedente gerada durante o dia, que podem ser usados para abater no gasto noturno e em períodos de ausência de sol na residência e/ou comércio do consumidor (Aneel, 2012).

Ainda em 2012, a ANEEL publicou a RN nº 517 para complementar a RN nº 482/2012, determinando que o saldo positivo da energia excedente de um mês passa a ser usado para abater o consumo no respectivo mês ou na fatura de meses subsequentes, mantendo a validade de 36 meses (Aneel, 2012).

No ano de 2015, a ANEEL publicou a RN nº 687 para revisar a RN nº 482/2012, alterando os limites de potência na microgeração (entre 75 kW e 5.000 kW, além de 3.000 kW para pequenas centrais hidrelétricas) e na minigeração distribuída (até 75 kW), estendendo o prazo de validade dos créditos da energia excedente, de

¹ Instituída pela Lei nº 9.427/1996.

² Órgão responsável pela formulação das políticas públicas de forma macro e pelo planejamento da expansão da oferta de energia elétrica no país.

36 meses para 60 meses (Aneel, 2015). Além disso, a RN nº 687/2015, também abriu espaço para novos públicos, mediante três modalidades de consumo (Aneel, 2015):

- **Autoconsumo remoto:** consumidores que desejam produzir sua própria energia podem instalar o sistema em outro imóvel de mesma titularidade dentro da área da distribuidora, sem necessidade de intermédio por terceiros;
- **Geração compartilhada:** por meio de abertura de uma cooperativa ou consórcio entre as partes, é possível que dois ou mais consumidores compartilhem os créditos energéticos de um só sistema, em local diferente da área da distribuidora de energia;
- **Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras:** modalidade aplicada a condomínios verticais e/ou horizontais, residenciais ou comerciais, em mesma área ou áreas próximas. É instalado o sistema gerador na área comum do condomínio, e os créditos energéticos são divididos entre os condôminos e a própria área comum.

A criação dessas modalidades permitiu um crescimento significativo da GDFV no cenário nacional, alcançando a capacidade instalada de 1 GW em 2016, ultrapassando a marca de 2,04 GW em 2023 (Epe, 2023). No entanto, no período de 2019, houve uma mobilização do SEB em relação às alterações propostas na RN nº 687/2015, que resultaram no PL nº 5829/2019, cujo objetivo era fundamentar a segurança jurídica para pequenos agentes (Brasil, 2019).

Diante da mobilização do SEB, o MME propôs uma política pública que se adequasse às diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) estabelecidas na Resolução nº 15/2020, que regulamenta os prazos e os custos para o GDFV (MME, 2020). Isso culminou na Lei nº 14.300 em 2022.

A Lei nº 14.300/2022 é o marco regulatório da GDFV no contexto brasileiro, com base nos seguintes tópicos-chave (Brasil, 2022):

- **Compensação sem ônus (até 31/12/2045):** os projetos existentes e novos devem ser acessados em até 12 meses após a implementação desta lei, mantendo as regras de compensação sem custos adicionais;

- **Tarifa específica (a partir de 01/01/2046):** os projetos passam a pagar uma nova tarifa específica;
- **Tarifa de transição:** após 12 meses da implementação desta lei, os projetos acessados enfrentam uma tarifa de transição relativa à energia compensada;
- **Compensação com tarifa de transição (até 31/12/2030):** o acesso a projetos com duração entre 12 e 18 meses segue a tarifa de transição;
- **Compensação com tarifa de transição (até 31/12/2028):** o acesso a projetos após 18 meses deve seguir a tarifa de transição;
- **Tarifa específica pós-transição:** após o período de transição, os projetos acessados devem ter uma tarifa específica;
- **Diretrizes para benefícios:** em seis meses, o CNPE estabelecerá diretrizes para avaliar os benefícios da micro e minigeração distribuída. A ANEEL publicará, em 18 meses, a tarifa específica;
- **Tarifa de transição crescente:** em alguns empreendimentos, a tarifa de energia compensada será crescente: 15% em 2023, 30% em 2024, 45% em 2025, 60% em 2026, 75% em 2027 e 90% a partir de 2028;
- **Tarifa para autoconsumo remoto ou compartilhado:** será calculada de acordo com diferentes parcelas, variando até 2028;
- **Tarifa de demanda:** será aplicada sobre a unidade com a distribuidora. Primeiro, igual à tarifa dos consumidores até a revisão tarifária periódica seguinte. Depois, pela tarifa de exportação;
- **Garantia de cumprimento:** é obrigatório fornecer uma garantia no início do projeto, conforme as normas da ANEEL;
- **Dispensa de garantia:** a garantia de cumprimento é dispensada para microgeração ou minigeração distribuída em consórcios/cooperativas e unidades consumidoras múltiplas.

O Quadro 1, dispõe sobre as principais leis que regulam diretamente a GDFV no Brasil.

Quadro 1 – Regulamentação da geração distribuída.

Regulamentação	Definição
Resolução Normativa (REN) nº 482/2012	<ul style="list-style-type: none"> • Estabelece as condições gerais para o acesso da microgeração e da minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e define um sistema de compensação para energia excedente gerada.
Resolução Normativa (REN) nº 517/2012	<ul style="list-style-type: none"> • Altera a REN nº 482/2012 e o Módulo 3 do PRODIST.
Resolução Normativa (REN) nº 687/2015	<ul style="list-style-type: none"> • Altera a REN nº 482/2012 e os Módulos 1 e 3 do PRODIST.
Lei nº 14.300/2022	<ul style="list-style-type: none"> • Criada com base no Projeto de Lei nº 5829/2019 e na Resolução nº 15/2020. • Revisa a REN nº 687/2015. • Altera a Lei nº 10.848/2004.

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

É importante salientar que para a evolução do cenário da GDFV no Brasil, alguns fatores foram de fundamental importância, tais como os avanços legais, regulatórios e econômicos. A evolução nos campos de pesquisa e desenvolvimento, maturidade e confiabilidade tecnológica, incentivo técnico, além das altas taxas de irradiação solar em todas as regiões do país são outros fatores que resultaram no cenário atual da GDFV no país.

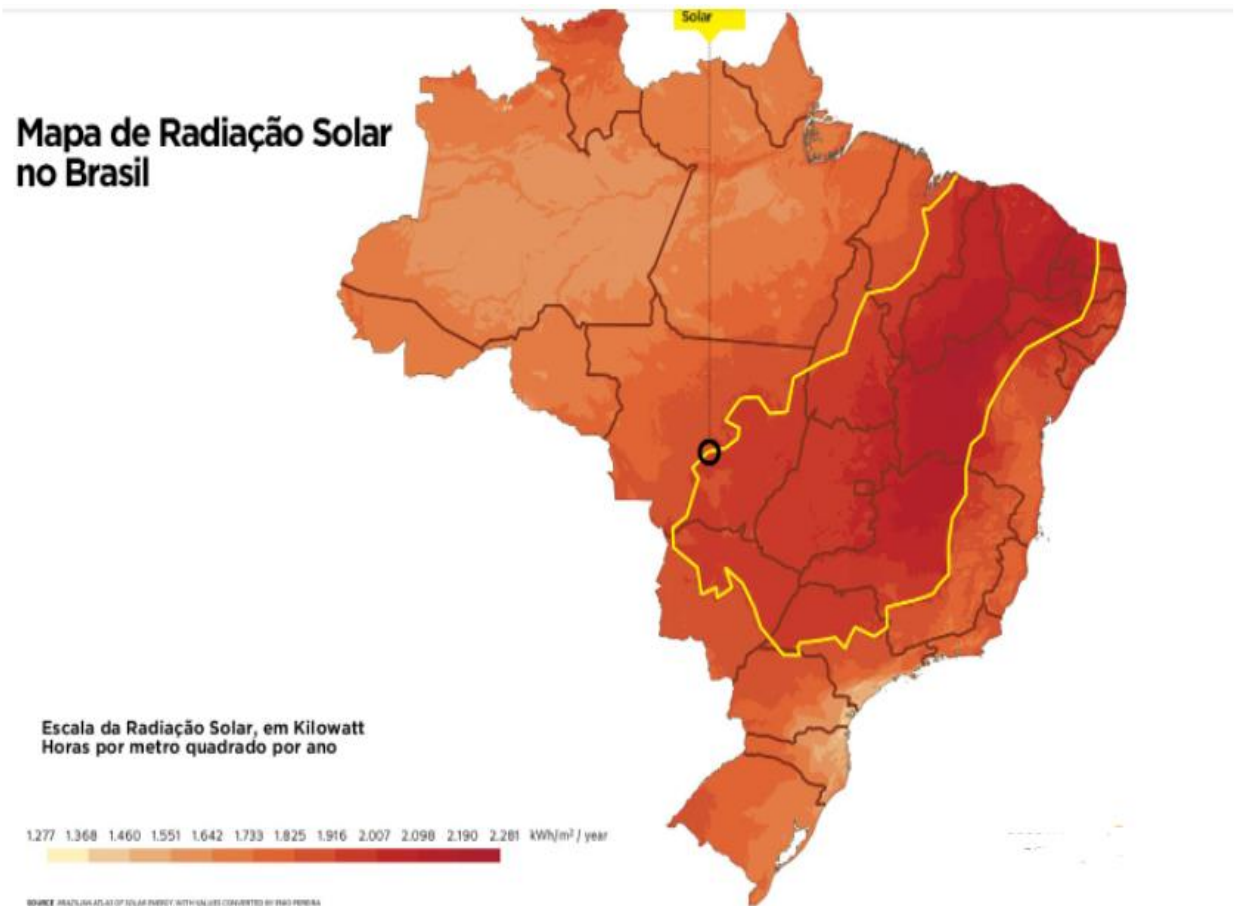
2.2 A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO CONTEXTO BRASILEIRO

No século XXI, houve uma mudança notável nas tendências globais em relação à geração de energia, onde o crescimento substancial de fontes de energia renováveis, como a hídrica e solar, sobressaiu-se na matriz energética brasileira (Abaide *et al.*, 2019). Autores como Latour (2020) argumentam que a conscientização ambiental está se tornando mais prevalente devido à crescente visibilidade das mudanças climáticas e suas consequências, forçando a sociedade a buscar seriamente alternativas sustentáveis. Outros fatores que influenciam o crescimento da GDFV são a redução no custo de transmissão de energia elétrica (Peres, 2023), e a competitividade econômica e tecnológica dos equipamentos, além da abundância regional da energia solar (Demattê, 2017).

É possível considerar a taxa de irradiação solar elevada, o que torna atrativo a instalação de empreendimentos de GDFV (Morais *et al.*, 2021). Isto pode ser

constatado na Figura 2, que demonstra as taxas de irradiação solar, a partir de médias sazonais, dadas em kWh/m².

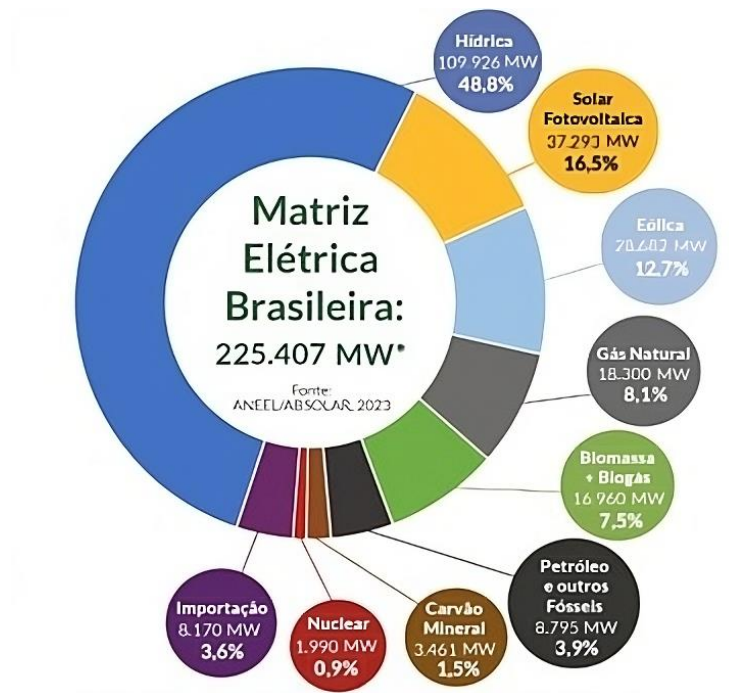
Figura 2 – Radiação solar no Brasil.



Fonte: Adeel (2023).

A Figura 3 dispõe sobre a matriz elétrica brasileira, onde a energia hídrica representa no final do ano de 2023, 48,8% das fontes de energia gerada no país em usinas hidrelétricas; já a energia fotovoltaica corresponde a 16,5% da matriz, preponderante da transformação da irradiação solar em energia elétrica (Absolar, 2023).

Figura 3 – Matriz elétrica brasileira em fevereiro de 2024.



Fonte: Absolar (2023).

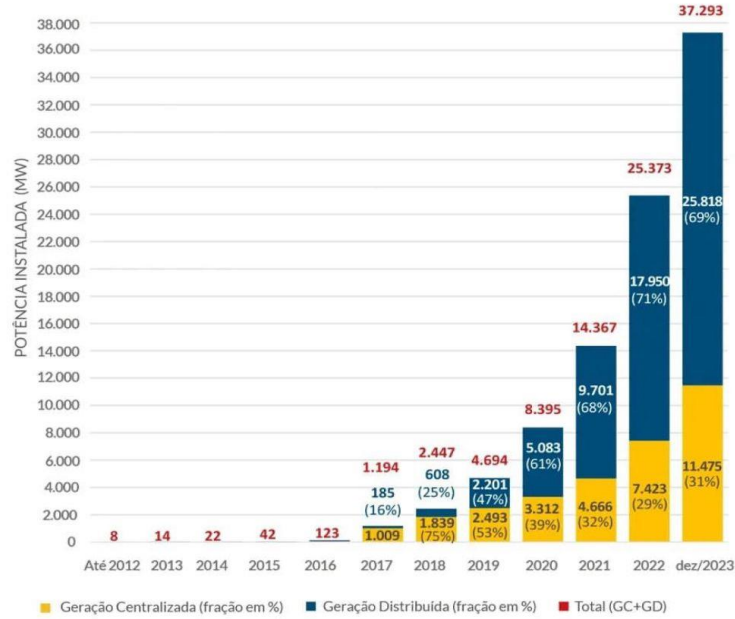
* A Figura 3 considera apenas a matriz elétrica produzida no Brasil, excluindo a energia elétrica proveniente de importação.

Para Castro *et al.* (2018), embora a energia hídrica seja renovável e limpa, apresenta também, alguns impactos sociais e ambientais, por exemplo, o alagamento de grandes áreas e a desocupação das áreas de construção da barragem.

A construção de usinas hidrelétricas, acontece geralmente, distantes dos centros de carga e, assim, demandam de longas linhas de transmissão para o transporte da energia (Neto, 2012), por isso, é essencial a GDFV, sendo esta considerada uma das formas mais inteligentes e econômicas para a geração de energia elétrica.

A Absolar regularmente tende a atualizar a matriz energética nacional, e a partir do exposto na Figura 3, onde é listada a capacidade da energia fotovoltaica de 37.293 MW, na Figura 4 representa-se a evolução da potência instalada em geração fotovoltaica de energia no país, além de detalhar a porcentagem dessa geração proveniente de Geração Centralizada (GC) e GD. Observa-se que ao final do ano de 2023, 69% geração solar fotovoltaica é proveniente de sistemas de GD.

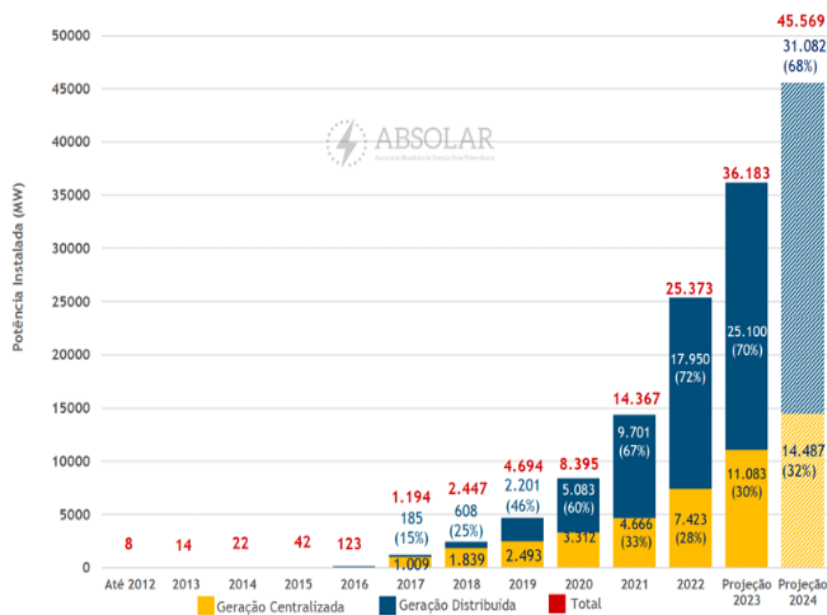
Figura 4 – Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil em fevereiro de 2024.



Fonte: Absolar (2023).

Ao publicar o fechamento da quantidade de instalações de sistemas de energia solar no Brasil no final de 2023, a Absolar publicou também a projeção da quantidade de potência proveniente da energia solar que o país atingirá ao final de 2024, conforme demonstrado na Figura 5.

Figura 5 – Projeção da fonte solar fotovoltaica no Brasil em 2024.



Fonte: Absolar (2023).

Segundo a Absolar em 2024, serão adicionados mais de 9,3 GW de potência instalada no país, chegando a um total de mais de 45 GW, o que representaria um crescimento de mais de 25% sobre a potência solar atual do Brasil, que hoje está próxima aos 36 GW.

Da projeção para o final de 2024, cerca de 31 GW devem ser provenientes de sistemas GD, que representarão 68% do total acumulado da fonte, enquanto mais de 14 GW estarão em usinas de GC, que representarão 32% do total acumulado, conforme ilustrado na Figura 5.

A tendência de geração elétrica a partir da energia solar fotovoltaica retrata uma mudança dinâmica em direção a um futuro mais sustentável e descentralizado, sendo, a GDFV, o pilar neste cenário, desempenhando o papel vital na construção de sistemas de distribuição de energia elétrica mais eficientes e resilientes.

As projeções apresentadas anteriormente, sinalizam a transição da matriz energética brasileira, onde a legislação vigente rege o setor elétrico para garantir com qualidade o fornecimento de energia fotovoltaica, de forma confiável e sustentável as gerações futuras. Entretanto, isto torna-se um desafio as concessionárias de energia, pois a GDFV requer mudanças na forma de trabalho e adaptações na infraestrutura (do radial para o anel), de modo a evitar problemas na frequência do sistema de distribuição (Kagan; Oliveira, 2005).

Outra preocupação coaduna a possibilidade de ocorrer alterações nos níveis de tensão, aumentando o fluxo de potência, resultando na queda da energia ao longo do alimentador, ocasionando o fluxo de potência reverso injetado nos geradores fotovoltaicos (Lucchese *et al.*, 2018). Isto pode ocorrer porque a GDFV é conectada à rede, por conversores de potência (Gusman *et al.*, 2018), que podem deformar as ondas de tensão, influenciando na qualidade da corrente elétrica. Portanto, na energia fotovoltaica a corrente injetada pelo gerador deve ser frequente e harmônica (Silveira, 2013).

Rodrigues e Figueira (2021) acrescentam que a natureza intermitente da energia fotovoltaica, pode causar sobretensões, afundamentos e desbalanço de tensão, ocasionando alteração na corrente elétrica, entre suas fases e a emissão *flicker*, trazendo problemas técnicos no sistema de distribuição. Assim, cabe as concessionárias de energia manter os níveis de tensão ao fator de potência, estipulados pela legislação brasileira (Lucchese *et al.*, 2018) que alicerça, também, os parâmetros para a QEE.

2.3 QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

A QEE se refere ao conjunto de fenômenos eletromagnéticos que determinam a corrente na rede elétrica do sistema de distribuição, de modo a evitar qualquer anormalidade que possa causar a falha da energia ou operação incorreta nos equipamentos utilizados. Desse modo, apresenta-se os indicadores de referência para qualidade do produto estabelecidos no Módulo 8 do PRODIST.

2.3.1 Tensão em regime permanente

A tensão em regime permanente da corrente na rede elétrica do sistema de distribuição é uma forma preventiva para atender o consumidor de forma satisfatória. No Módulo 8 do PRODIST, a faixa de variação da tensão de leitura nominal igual ou inferior a 1kV, é classificada como apresentado na Tabela 1, sendo TL (Tensão de Leitura) e TR (Tensão de Referência).

Tabela 1 – Variação da tensão de leitura nominal igual ou inferior a 1kV.

Tensão de Atendimento	Faixa de variação da Tensão de Leitura (TL) (Volts)
Adequada	$0,95 TR \leq TL \leq 1,05 TR$
Precária	$0,93 TR \leq TL < 0,95 TR$ ou $1,05 TR \leq TL < 1,07 TR$
Crítica	$TL < 0,93 TR$ ou $TL > 1,07 TR$

Fonte: Aneel (2021).

A faixa de variação da tensão de leitura nominal superior a 1kV e inferior a 69kV está classificada na Tabela 2.

Tabela 2 – Variação da tensão de leitura nominal de 1kV a 69kV.

Tensão de Atendimento	Faixa de variação da Tensão de Leitura (TL) (Volts)
Adequada	$0,93 TR \leq TL \leq 1,05 TR$
Precária	$0,90 TR \leq TL < 0,93 TR$
Crítica	$TL < 0,90 TR$ ou $TL > 1,05 TR$

Fonte: Aneel (2021).

2.3.2 Fator de potência

O fator de potência (FP) é calculado pela potência ativa (P) e reativa (Q) através da Eq. (1):

$$FP = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (1)$$

No Módulo 8 do PRODIST, o fator de potência da corrente na rede elétrica do sistema de distribuição, para tensão inferior a 230 kV, deve estar no ponto de conexão entre 0,92 e 1,00 indutivo ou 1,00 e 0,92 capacitivo (Aneel, 2021).

2.3.3 Distorções harmônicas

As distorções harmônicas são fenômenos associados a deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental (Dantas; Apolonio, 2018). Assim, o Módulo 8 do PRODIST estabelece uma faixa de frequência com limites para a presença harmônica, conforme exposto na Tabela 3.

Tabela 3 – Limites de distorções harmônicas totais (% da tensão fundamental).

Indicador	Tensão nominal		
	$V_n \leq 1,0 \text{ kV}$	$1,0 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$
DTT95%	10,0%	8,0%	5,0%
DTTP95%	2,5%	2,0%	1,0%
DTTI95%	7,5%	6,0%	4,0%
DTT395%	6,5%	5,0%	3,0%

Fonte: Aneel (2021).

- Distorção harmônica total de tensão (DTT95%).
- Distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3 (DTTP95%).
- Distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3 (DTTI95%).
- Distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplas de 3 (DTT395%).

2.3.4 Desequilíbrio de tensão

O desequilíbrio de tensão é definido pela diferença observada na amplitude da corrente na rede elétrica do sistema de distribuição, em sistema trifásico e na

defasagem de 120° (Costa; Andrade Júnior, 2021). O Módulo 8 do PRODIST estabelece o limite de desequilíbrio para tensão nominal menor ou igual a 1kV – 3%, e para tensão nominal entre 1kV e 230 kV – 2% (Aneel, 2021).

O desequilíbrio de tensão é calculado através da Eq. (2), sendo FD (Fator de Desequilíbrio).

$$FD = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (2)$$

Já a Eq. (3) calcula β , utilizado na equação de FD.

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)} \quad (3)$$

a. V_{ab} , V_{bc} e V_{ca} correspondem a magnitude das tensões das fase A, B e C.

2.3.5 Variação de frequência

A corrente na rede elétrica do sistema de distribuição deve operar com frequência entre 59,9Hz e 60,1Hz, em casos de distúrbios no sistema elétrico, pode-se considerar que ele opere com frequência entre 59,5Hz e 60,5Hz por até 30 minutos, até se recuperar o equilíbrio carga-geração (Dantas; Apolonio, 2018). No entanto, em situações de redução de produção da carga, a frequência deve ser utilizada dentro dos limites estabelecidos no Módulo 8 do PRODIST, como apresentado na Tabela 4.

Tabela 4 – Variação da frequência na rede elétrica.

Subfrequência		Sobrefrequência	
Frequência	Tempo (s)	Frequência	Tempo (s)
58,5	10	62	30
57,5	5	63,5	10
56,5	Instantânea	66	Instantânea

Fonte: Aneel (2021).

Os distúrbios de frequência são normalmente ocasionados por variações de grande porte no sistema carga-geração acarretando variações da velocidade das turbinas e dos geradores que precisam operar em sincronismo (Knappe, Sefrin, 2015).

Portanto, não é de se esperar que ocorra variações de frequência em sistemas de GD.

O capítulo 3 descreve a revisão de literatura desta dissertação, onde buscou-se embasamento técnico e científico para a elaboração do trabalho.

3 ESTADO DA ARTE

O conhecimento é vasto e diversificado, sendo necessário um processo organizado para selecionar publicações científicas. Dessa forma, nesta seção é apresentada a revisão da literatura técnica e científica que foi realizada para dar suporte ao desenvolvimento desta pesquisa.

Para iniciar a revisão bibliográfica, foram definidas as palavras-chave que se alinham aos termos, mais comumente, utilizados na literatura científica para o tema investigado, como: geração distribuída, geração distribuída fotovoltaica, sistema de distribuição de energia, proteção do sistema elétrico e qualidade da energia elétrica.

A partir das palavras-chave, realizou-se a combinação dos termos para, posteriormente, realizar a busca nas bases de dados. A combinação foi realizada de forma a contemplar a união das palavras, ou seja, o resultado foi a intersecção entre os termos definidos, através da expressão booleana "AND".

Em seguida, foram definidas as bases de dados que serviram como fonte de informação para a busca das publicações científicas. É importante salientar que esta etapa foi sustentada pelos seguintes critérios: (1) enquadramento na área de Engenharia Elétrica; (2) disponibilidade de acesso gratuito; (3) delimitação da busca no título, resumo e palavras-chave. Sendo assim, as bases de dados utilizadas nesta revisão bibliográfica foram: *Scielo*, *ScienceDirect*, *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE), Repositório da UFSC e Repositório UFMG.

Foi estabelecido um período para a busca nas bases de dados, o que significa que ambas deveriam possuir o filtro “ano de publicação”. A presente revisão bibliográfica abrangeu um período de 11 anos (desde 2011 até 2022/junho), e foi realizada por meio de publicações permanentes, isto é, artigos e trabalhos acadêmicos, disponíveis no idioma inglês ou português.

Realizou-se a busca nas bases de dados pelas palavras-chave, seguindo os critérios estabelecidos anteriormente, o que resultou em 220 publicações científicas.

As 79 publicações científicas foram selecionadas conforme o tema investigado, por meio do título, resumo e palavras-chave. Isso resultou em 27 publicações científicas que integraram o portfólio bibliográfico desta revisão, como mostra o Quadro 2.

Quadro 2 – Portfólio bibliográfico.

Início				
Autores	Título	Objetivo	Ano	Publicação
IMPACTOS DA GD NO SISTEMA ELÉTRICO				
Artigos Científicos				
VARGHESE, J. VENMATHI, M. RAMESH, L.	Voltage sag analysis with distributed generation.	Apresentar uma análise comparativa do impacto do gerador síncrono e do gerador de indução no perfil de tensão e queda no sistema de distribuição.	2011	Engineering Science Environmental
KHANI, D. AHMAD, A. S. KOJABADI, H. M.	Impacts of distributed generations on power system transient and voltage stability.	Investigar a estabilidade transiente e de tensão nos sistemas de potência com altos níveis de penetração dos diferentes tipos de GD.	2012	International Journal of Electrical Power & Energy Systems
ADEFARATI, T. BANSAL, R. C.	Reliability assessment of distribution system with the integration of renewable distributed generation.	Avaliar a confiabilidade do sistema de distribuição que atende aos requisitos de carga do consumidor com a Penetração de Gerador Eólico, Sistema de Armazenamento Elétrico e Fotovoltaico.	2016	Journals & Books
BLAABJERG, F. <i>et al.</i>	Distributed power-generation systems and protection.	Identificar sistemas de proteção que possam ser instalados no sistema elétrico com base nas influências da inserção de fontes de GD.	2017	Journals & Magazines
HOSSAIN, E. <i>et al.</i>	Analysis and mitigation of power quality issues in distributed generation systems using custom power devices.	Discutir as questões de qualidade de energia para sistemas de GD baseados em fontes renováveis de energia, como a solar e a eólica.	2018	Journals & Magazines
SEYED-EHSAN, R. <i>et al.</i>	impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: a review.	Revisar os problemas causados pela GD nos sistemas de proteção e regulação da tensão em redes de distribuição.	2019	Journals & Books
CHAUHAN, J. SURJAN, B. S.	Impact of distributed generation in single area load frequency control on system frequency.	Observar a variação de frequência de um sistema de GD com base na alteração da carga do sistema de energia.	2020	Engineering Science Environmental

Continuação

Autores	Título	Objetivo	Ano	Publicação
IMPACTOS DA GD NO SISTEMA ELÉTRICO				
Artigos Científicos				
HOLGUIN, J. P. RODRIGUEZ, D. C. RAMOS, G.	Reverse Power Flow (RPF) detection and impact on protection coordination of distribution systems.	Propor uma ferramenta para identificar possíveis cenários de fluxo reverso de potência ocasionado pela GD, para apresentar uma solução viável.	2020	Journals & Magazines
MEDEIROS, L. H. <i>et al.</i>	Análise do impacto da inserção de geração distribuída sobre os esforços eletromecânicos em transformadores.	Analisar a influência e impactos da GD no nível de curto-circuito e nos esforços eletromecânicos de um sistema elétrico.	2020	Sociedade Brasileira de Automática
PRAJJWAL, G. PRASANNA, P. RAJESH, K.	Resilience assessment of distribution systems integrated with distributed energy resources.	Desenvolver um modelo probabilístico de eventos extremos, para a avaliação do impacto e restauração ideal dos sistemas de distribuição ativos.	2021	Journals & Magazines
Trabalho Acadêmico - Monografia				
CHAVES, B. F. de R.	Estudos dos impactos da inserção de fontes renováveis de geração distribuída na seletividade e coordenação da proteção de sistemas elétricos.	Avaliar como a inserção de GD afeta a correta no sistema de proteção, sobretudo da coordenação e seletividade das redes de distribuição quanto às correntes de curto-circuito.	2019	Repositório UFMG
IMPACTOS DA GDFV NO SISTEMA ELÉTRICO				
Artigos Científicos				
BALAMURUGANA, K. SRINIVASANA, D. REINDLB, T.	Impact of distributed generation on power distribution systems.	Levantar os impactos da GDFV (variação de tensão e queda de fator de potência) abordados em outros estudos da literatura científica.	2011	Energy Procedia
MOURAD, N. MOHAMED; B.	Impact of increased distributed photovoltaic generation on radial distribution networks.	Analisar sistemas de teste de distribuição por meio da carga total através da modelagem no <i>software</i> Cymedist.	2016	Engineering Science Environmental
SOUZA, P. A. <i>et al.</i>	Analysis of active and reactive power injection in distributed systems with photovoltaic generation.	Analisar a injeção de potência ativa e reativa na rede de distribuição por sistemas de GDFV em quatro campos de medições em sistemas reais brasileiros.	2018	Engineering Science Environmental

Continuação

Autores	Título	Objetivo	Ano	Publicação
IMPACTOS DA GDFV NO SISTEMA ELÉTRICO				
Artigos Científicos				
BERQUÓ, D. F. <i>et al.</i>	Impact of photovoltaic generation system on the energy quality of distribution systems.	Analisar o impacto na qualidade da energia elétrica com a inserção de GDF em redes de distribuição.	2019	Engineering Science Environmental
HU, J. <i>et al.</i>	Voltage stabilization: a critical step toward high photovoltaic penetration.	Investigar as tecnologias desenvolvidas recentemente que evitam o desvio de tensão em redes de BT com GDFV, a partir da literatura científica.	2019	Journals & Magazines
GUSNANDA, A. F. SARIYA, A. PUTRANTO, L. M.	Effect of distributed photovoltaic generation installation on voltage profile: a case study of rural distribution system in yogyakarta indonésia.	Analisar os efeitos da penetração da GDF através dos perfis de tensão do alimentador, em duas usinas da área rural em Bantul Regency, Região Especial de Yogyakarta, Indonésia.	2019	Engineering Science Environmental
MUNIKOTI, S. <i>et al.</i>	Probabilistic voltage sensitivity analysis to quantify impact of high PV Penetration on Unbalanced distribution system.	Propor uma nova estrutura analítica computacional eficiente para a sensibilidade de tensão, que permita uma análise estocástica da variação de tensão causada por alterações aleatórias na GDFV.	2020	Journals & Magazines
STECANELLA, P. A. J. <i>et al.</i>	Statistical analysis of photovoltaic distributed generation penetrati on impacts on a utility containing hundreds of feeders.	Apresentar um método com indicadores que quantificam os impactos técnicos que o crescimento do GDFV causa em uma concessionária, que contém centenas de alimentadores com diferentes topologias, tipos de carga e densidades.	2021	Journals & Magazines

Continuação

Autores	Título	Objetivo	Ano	Publicação
SOFTWARES PARA ANÁLISE DOS IMPACTOS DA GD NO SISTEMA ELÉTRICO				
Artigos Científicos				
PUTRA, J. T. SARJIYA, M. ISNAENI, B. S.	Impact of high penetration of photovoltaic generation on voltage fluctuation of transmission and distribution systems.	Medir o efeito da presença de fontes de GDFV na flutuação de tensão ocorrida em uma rede de transmissão de energia elétrica através da simulação proposta no Matlab e OpenDSS.	2015	Environmental Engineering Science
MEGHASAI, S. MONGER; R. VEGA, H. K.	Simulation of smart functionalities of photovoltaic inverters by interfacing OpenDSS and Matlab.	Apresentar a modelagem e análise da rede elétrica com geradores fotovoltaicos usando a ferramenta de simulação de código aberto OpenDSS.	2015	Environmental Engineering Science
MARQUES, R. C. EICHKOFF, H. S. MELLO, A. P. C. de.	Analysis of the distribution network reconfiguration using the OpenDSS® software.	Propor a análise da reconfiguração de redes de distribuição com geradores distribuídos utilizando o método Branch Exchange através do OpenDSS®/MATLAB®.	2018	Environmental Engineering Science
LIANG, C. <i>et al.</i>	Analysis of access location and capacity of distributed generation based on OpenDSS.	Analisar a influência após o acesso da GD à rede de distribuição, especialmente na tensão, perda de energia e corrente de curto-circuito através da simulação no OpenDSS.	2018	Environmental Engineering Science
GURSKI, E. <i>et al.</i>	A computational framework for daily power flow analysis considering photovoltaic distributed generation.	Apresentar a análise diária dos efeitos da GDFV através do sistema de computador Matlab Simulink para determinar a rotina de fluxo de potência discretizada.	2019	Brazilian Archives of Biology and Technology
TSHIVHASE, N. HASAN, A. N. THOKOZANI, S.	An average voltage approach to control energy storage device and tap changing transformers under high distributed generation.	Propor um sistema dinâmico que coordena o comutador em carga, regulador de tensão de passo, geradores distribuídos e o sistema de armazenamento de energia da bateria para controlar a tensão.	2021	Journals & Magazines

Continuação

Autores	Título	Objetivo	Ano	Publicação
SOFTWARES PARA ANÁLISE DOS IMPACTOS DA GD NO SISTEMA ELÉTRICO				
Trabalho Acadêmico - TCC				
NORÕES, R. B.	Análise dos impactos da GDFV no fator de potência e nas correntes de curto-circuito de uma rede de distribuição utilizando o <i>software</i> OpenDSS.	Apresentar os impactos da GDFV em um sistema de distribuição de energia elétrica em média tensão a partir da modelagem e simulação da rede no OpenDSS.	2019	Repositório UFC
DIAS, C. F. dos S.	Análise dos impactos da GD em um alimentador de média tensão utilizando o <i>software</i> OpenDSS.	Realizar um estudo dos impactos e iteração da GD em um sistema de distribuição de energia em média tensão, através da modelagem no <i>software</i> OpenDSS, do alimentador real localizado na cidade de Fortaleza.	2019	Repositório UFC

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

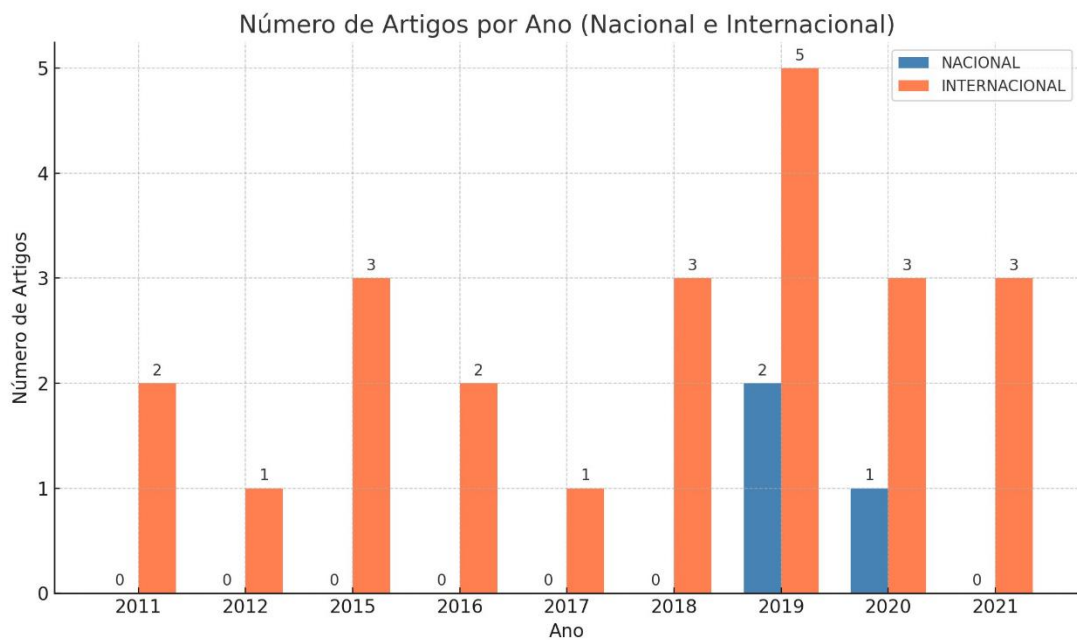
Fim

3.1 ANÁLISE DAS PUBLICAÇÕES CIENTÍFICAS

As 27 publicações científicas que compuseram o portfólio bibliográfico foram analisadas para proporcionar um panorama científico sobre a temática da dissertação. Dessa forma, esta análise apresentará as características destas publicações científicas, considerando as seguintes três variáveis: (1) evolução temporal, (2) temática para os impactos da GD e GDFV no sistema de elétrico e (3) *softwares* para análise da GD no sistema elétrico.

A variável "evolução temporal" permitiu verificar as 27 publicações científicas ao longo dos anos, que compõem o portfólio bibliográfico de forma quantitativa, conforme a Figura 6.

Figura 6 – Evolução temporal do número de publicações.



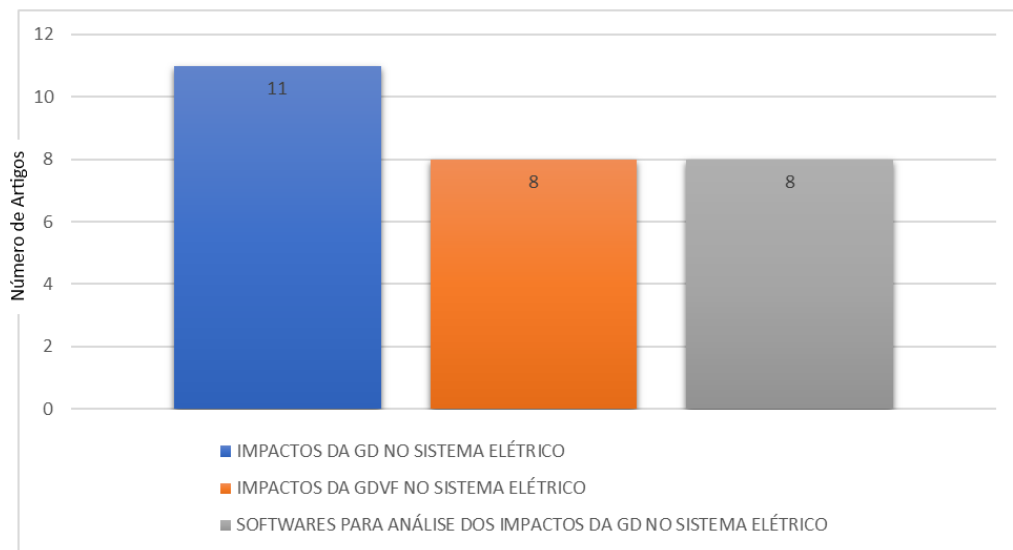
Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

As primeiras publicações científicas do portfólio bibliográfico relacionado ocorreram no ano de 2011 no âmbito internacional, enquanto as primeiras publicações nacionais ocorreram a partir de 2019, o que demonstra um progresso científico internacional no que diz respeito à percepção da relevância dos impactos da geração de energia no sistema elétrico em comparação ao Brasil.

É perceptível que as publicações científicas no âmbito internacional têm apresentado uma oscilação, tendo seu pico em 2019 com quatro artigos. Isso é diferente do cenário nacional, que não apresenta um número significativo de

publicações científicas ao longo dos anos, tendo em vista que apenas um artigo foi publicado em 2020 e três trabalhos acadêmicos em 2019. Dessa forma, é o contexto internacional que mantém o interesse pela temática em questão nesta revisão bibliográfica, especificamente na área da Engenharia Elétrica. Para análise das próximas variáveis, apresenta-se a Figura 7.

Figura 7 – Publicações por eixo de abordagem.



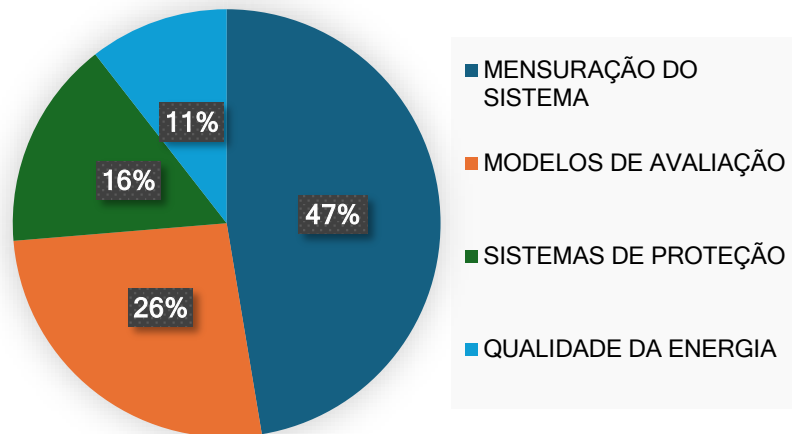
Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A variável “temática para os impactos da GD e GDFV no sistema de elétrico” foi tratada por 19 publicações científicas do portfólio bibliográfico, a partir das seguintes categorias: mensuração do sistema, modelos de avaliação, sistemas de proteção e qualidade da energia.

É relevante destacar que, dentre estas publicações científicas, 17 são de artigos internacionais, dos quais três são de autores brasileiros: Souza *et al.* (2018), Berquó *et al.* (2019) e Stecanella *et al.* (2020), o que indica uma presença de profissionais brasileiros publicando em revistas internacionais. As outras publicações são de âmbito nacional: um artigo e uma monografia: Medeiros *et al.* (2019) e Chaves (2019).

A Figura 8 apresenta a quantidade de publicações em cada categoria que reflete o tema nesta revisão bibliográfica e, juntos, representam 70% do universo investigado.

Figura 8 – Temática das publicações por categoria.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A categoria "mensuração do sistema" foi composta por nove publicações científicas, que discutem as falhas da GD no sistema elétrico, seja ou não por uso da energia solar fotovoltaica. Cita-se como exemplo, o estudo de Balamurugana, Srinivasana e Reindlb (2011), Khani, Ahmad e kojabadi (2012) e Medeiros *et al.* (2020).

Balamurugana, Srinivasana, e Reindlb (2011) levantaram os impactos da GDFV, dado a variação de tensão e queda de fator de potência no sistema elétrico, através da revisão bibliográfica; Khani, Ahmad e kojabadi (2012) investigaram a estabilidade da tensão em potência com altos níveis de penetração em sistemas de distribuição com e sem GD e; Medeiros *et al.* (2020) analisaram a influência da GD no nível de curto-circuito e nos esforços eletromecânicos de um sistema elétrico pelo uso de geradores e transformadores para alimentar os níveis de tensão baixa e média.

Em termos a categoria "modelos de avaliação", foi composta de cinco publicações científicas que apresentaram sistemas para avaliar os efeitos da GD e GDFV no sistema elétrico. Cita-se como exemplo, o estudo de Defarati e Bansal (2016), Munikoti *et al.* (2020) e Prajjwal, Prasanna e Rajesh (2021).

Defarati e Bansal (2016) propõem um modelo de Markov para avaliar a GD de fontes renováveis, a fim de verificar se o sistema de distribuição atende às necessidades de carga do consumidor, através da Penetração de Gerador Eólico, Sistema de Armazenamento Elétrico e Fotovoltaico. Este modelo foi criado pela simulação de Monte Carlo e apresenta dados sobre as principais características dos componentes de GD, bem como a confiabilidade do sistema de distribuição.

Munikoti *et al.* (2020) apresentam um modelo computacional analítico para avaliar a sensibilidade da variação de tensão na GDFV. Este modelo originou-se da mudança de tensão em um nó da rede devido à alteração da potência em outros nós e da mudança de tensão em um nó devido a mudanças aleatórias nas injeções/consumos de energia em diversos pontos da rede. O modelo foi elaborado com base nas versões modificadas dos sistemas de teste de barramento IEEE 37 e IEEE 123.

Prajjwal, Prasanna e Rajesh (2021) desenvolvem um modelo de eventos extremos para avaliar o impacto e a restauração adequada dos sistemas de distribuição. Este modelo foi criado a partir de medidas preconizadas para aumentar a resistência do sistema de distribuição através da simulação de Monte Carlo.

A categoria "sistemas de proteção" foi estabelecida por três publicações científicas que estão relacionadas às alterações causadas pelo GD no sistema elétrico, considerando o uso de energia solar fotovoltaica. Cita-se como exemplo, o estudo de Blaabjerg, *et al.* (2017) e Chaves (2019).

Blaabjerg, *et al.* (2017) identificaram todos os sistemas de proteção que podem ser instalados no sistema elétrico e, posteriormente, analisaram o comportamento e a influência de cada um deles na inserção de fontes de GD. Chaves (2019) analisou a influência da GD nas correntes de curto-circuito no sistema de proteção, considerando diferentes pontos de conexão para a energia solar fotovoltaica, através de diferentes níveis de potência. Neste estudo, a rede de distribuição foi modelada com o uso do programa PSCAD.

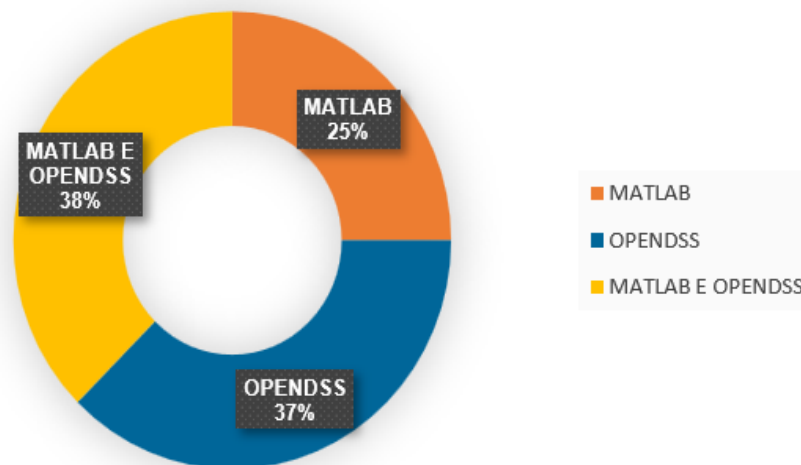
E, no que diz respeito à categoria "qualidade da energia", que compreendeu duas publicações científicas que se concentram na capacidade de energia da GDFV no sistema elétrico. Cita-se como exemplo, o estudo de Hossain *et al.* (2018) e Berquó *et al.* (2019).

Hossain *et al.* (2018) discutiram a qualidade da energia gerada por fontes renováveis, como a energia eólica ou solar fotovoltaica, a partir de técnicas de monitoramento para lidar com eventos adversos em sistemas elétricos. Berquó *et al.* (2019) analisaram a qualidade da energia na GDFV em redes de distribuição, simulando dois cenários: no primeiro, a GD está concentrada em um único ponto da rede, enquanto no segundo, a GD está concentrada em vários pontos da rede. Dada a complexidade das redes e dos pontos de conexão, este estudo foi conduzido por meio de um programa computacional chamado OpenDSS.

A variável "softwares para análise da GD no sistema elétrico" teve como objetivo identificar os sistemas utilizados para modelagem em oito publicações científicas do portfólio bibliográfico, o que representa 30% do universo investigado. É importante salientar que dois estudos são nacionais e representam trabalho de conclusão de curso: Dias (2019) e Norões (2019).

A Figura 9 mostra os sistemas identificados na revisão bibliográfica para modelagem da GD.

Figura 9 – Softwares para modelagem de sistemas elétricos.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

O *software* Matlab está presente em duas publicações científicas: Gurski *et al.* (2019), Tshivhase, Hasan e Thokozani (2021); por outro lado, o *software* OpenDSS é o método de análise para Liang *et al.* (2018), Norões (2019) e Dias (2019). Os estudos de Putra, Sarjiya e Isnaeni (2015); Meghasai, Monger e Veja (2015); Marques, Eichkoff e Mello (2018) apresentam o uso conjunto de ambos os *softwares* para a modelagem.

Dessa forma, os sistemas utilizados para a modelagem da GD no sistema elétrico direcionaram a pesquisa apresentada nesta dissertação de mestrado, que sustenta os métodos adotados. Além disso, as outras publicações científicas deram suporte à temática investigada.

No capítulo 4 demonstra-se a metodologia adotada na presente pesquisa.

4 METODOLOGIA

Este trabalho caracteriza-se como exploratório, com abordagem quantitativa. De acordo com Cervo e Bervian (2002, p. 63), a pesquisa exploratória visa aprofundar o conhecimento acerca do problema investigado para aprimorar uma ideia já evidenciada, por “[...] descrições precisas da situação, a fim de descobrir as relações existentes entre os elementos componentes da mesma”.

Sobre a abordagem qualitativa, Vianna (2001) afirma que esta tende a analisar cada situação conforme os dados levantados, buscando identificar relações, causas, efeitos, consequências, entre outros aspectos, considerando a compreensão da realidade investigada.

Minayo (2001, p. 22) acrescenta que a abordagem qualitativa:

[...] responde a questões particulares. Ela se preocupa, [...] com um nível de realidade que não pode ser quantificado, ou seja, ela trabalha com um universo de significações, motivos, aspirações, crenças, valores e atitudes, o que corresponde a um espaço mais profundo das relações, dos processos e dos fenômenos, que não podem ser reduzidos à operacionalização de variáveis.

No âmbito da abordagem qualitativa, diversos métodos são utilizados para se aproximar do contexto investigado, como o estudo de caso, que foi utilizado nesta dissertação para compreender o objeto de pesquisa, respondendo o questionamento do pesquisador sobre o fenômeno investigado (Gil, 1996), específico à empresa da CELESC, responsável pela transmissão, comercialização e distribuição de eletricidade na região Sul de Santa Catarina.

Salienta-se que a CELESC é a concessionária responsável pela concessão de energia elétrica no estado de Santa Catarina, porém os estudos de caso relacionados no contexto deste trabalho são de unidades e alimentadores que estão sob a supervisão da Agência Regional de Criciúma (ARCRI), órgão responsável pela operação e manutenção do setor elétrico nas cidades de Criciúma, Araranguá, Sombrio, Maracajá, Balneário Arroio do Silva, Balneário Gaivota e Lauro Muller. Portanto, essas cidades fazem parte do universo desta dissertação.

A presente investigação é de natureza aplicada, pois a partir dos resultados encontrados, propôs soluções imediatas, dirigidas à solução do problema de pesquisa

que está relacionado a melhoria de ações práticas voltadas a um fenômeno do cotidiano (Vianna, 2001).

4.1 INSTRUMENTOS DE COLETA DE DADOS

Para atingir os objetivos propostos nesta dissertação, as informações foram coletadas no banco de dados da CELESC, tendo em vista os parâmetros regulatórios estabelecidos pela ANEEL para QEE, que sustenta a GDFV nas cidades que compreendem o universo desta investigação, em regiões onde inserção de sistemas fotovoltaicos já ocorre. Dessa forma, a presente pesquisa utilizou como instrumento de coleta de dados os sistemas adotados pela CELESC para gerenciar as informações sobre a energia elétrica.

4.1.1 GENESIS

O Sistema GENESIS é uma ferramenta de georreferenciamento adotada pela CELESC, que desempenha um papel fundamental. Utilizado para o cadastro preciso de equipamentos e consumidores, esse sistema abrange desde a instalação de postes e transformadores até o registro abrangente de todos os consumidores, independentemente de sua opção pela GD.

O GENESIS oferece um panorama em tempo real, apresentando não apenas a quantidade e localização da GD em todo o estado de Santa Catarina, mas também a potência de geração associada a cada transformador específico ao qual está vinculado. A Figura 10 apresenta a interface do Sistema GENESIS.

Figura 10 – Sistema GENESIS.



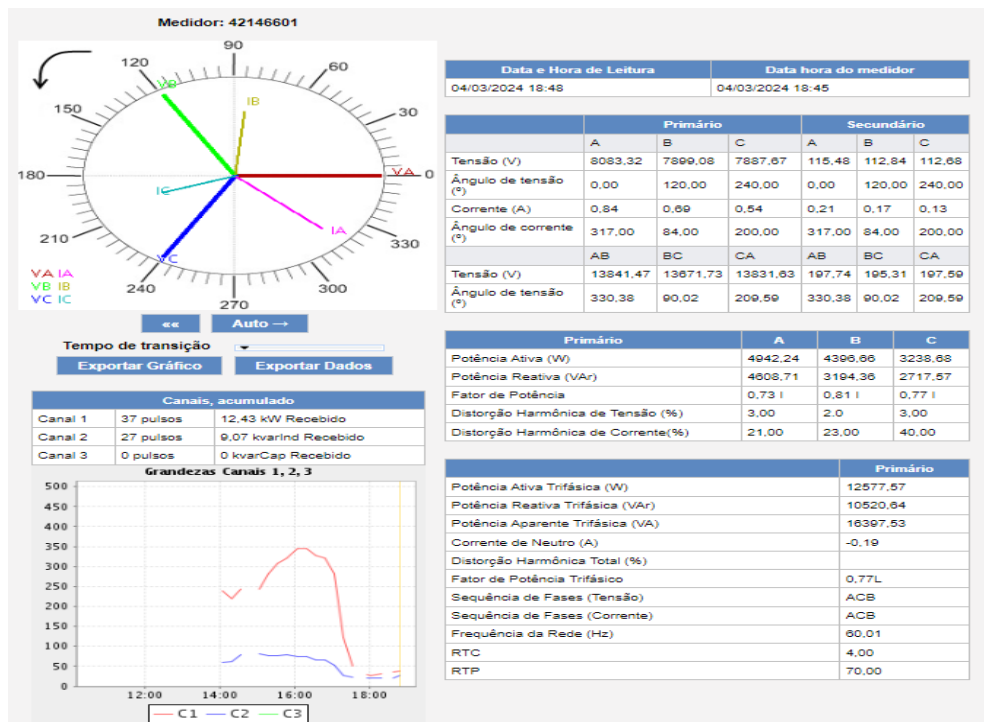
O Sistema GENESIS, neste trabalho, foi empregado para identificar os circuitos com concentração significativa de GDFV instalada, localizando cada UC e sua capacidade de geração.

4.1.2 VISION

O Sistema VISION, desenvolvido pela empresa V2COM, desempenha um papel crucial na CELESC, concentrando-se na análise das grandezas de consumidores do Grupo A, os quais são atendidos em tensão primária de distribuição e, encontram-se sob escrutínio constante no sistema.

O VISION permite a análise abrangente em tempo real, proporcionando dados significativos relacionados à potência, corrente, tensão e fator de potência de todos os consumidores englobados por essa modalidade, em qualquer momento do dia. Essa capacidade de monitoramento contínuo oferece uma base sólida para avaliação e otimização do desempenho do sistema elétrico. A Figura 11 retrata a interface do Sistema VISION.

Figura 11 – Sistema VISION.



O Sistema VISION, neste trabalho, foi empregado para a análise detalhada da curva de carga dos consumidores pertencentes ao Grupo A com GDFV instalada, o que permitiu a investigação em períodos distintos do dia. Conseqüentemente, também foi possível analisar com precisão a potência reversa injetada na rede de distribuição, identificando os horários com maior e menor GDFV pela UC conectada ao sistema elétrico.

É importante salientar que o uso do Sistema VISION foi uma estratégia para compreender o impacto da GDFV no comportamento da curva de carga desses consumidores específicos.

4.1.3 PEPWEB

O Sistema PEPWEB, também conhecido como “Projetos Elétricos Particulares” da CELESC, é o local onde todos os projetos elétricos de instalações que desejam ser conectados à rede de distribuição da empresa são apresentados. Sendo assim, as UCs que desejam se tornar unidades geradoras *on-grid* e entrar no sistema de compensação, injetando a energia excedente no sistema de distribuição,

devem apresentar um projeto elétrico com as instalações e equipamentos necessários para GDFV.

É importante salientar que, neste sistema, tanto os projetistas inserem os projetos elétricos que dizem respeito à GDFV, quanto os analistas da CELESC, que aprovam ou reprovam este material. A Figura 12 exhibe a interface do Sistema PEPWEB.

Figura 12 – Sistema PEPWEB.

The screenshot displays the 'Lista de Solicitações' (List of Requests) interface. On the left is a search form with various filters, and on the right is a table of request records.

Caixas de solicitações

Pesquisa

Solicitação

Cliente

Obra

Projetista

CREA

Número da UC

Status

Concluída

Tipo de Solicitação

GD-SOLICITAÇÃO ACESSO MICROC

Grupo

Selezione

Município

SOMBRIO

Logradouro

Solicitações analisadas?

Sim

Não

Pesquisar

Inbox (0) Pré-Análise (0) Solicitação (658)

SO	Solicitação
254986	GD-SOLICITAÇÃO ACESSO MICROGERAÇÃO
258157	GD-VISTORIA DE MICROGERAÇÃO
260157	GD-SOLICITAÇÃO ACESSO MICROGERAÇÃO
262382	GD-VISTORIA DE MICROGERAÇÃO
261597	GD-SOLICITAÇÃO ACESSO MICROGERAÇÃO
269947	GD-VISTORIA DE MICROGERAÇÃO
262433	GD-SOLICITAÇÃO ACESSO MICROGERAÇÃO
265660	GD-VISTORIA DE MICROGERAÇÃO
262144	GD-SOLICITAÇÃO ACESSO MICROGERAÇÃO
267525	GD-VISTORIA DE MICROGERAÇÃO

Fonte: Celesc (2023).

O Sistema PEPWEB, foi importante neste trabalho, pois a partir do número da UC foi possível acessar o projeto elétrico relacionado GDFV instalada, permitindo identificar detalhes cruciais, como: a potência associada à GDFV na UC; a localização da instalação da GDFV no sistema de distribuição (informações geográficas precisas); e os equipamentos e componentes utilizados para GDFV na UC.

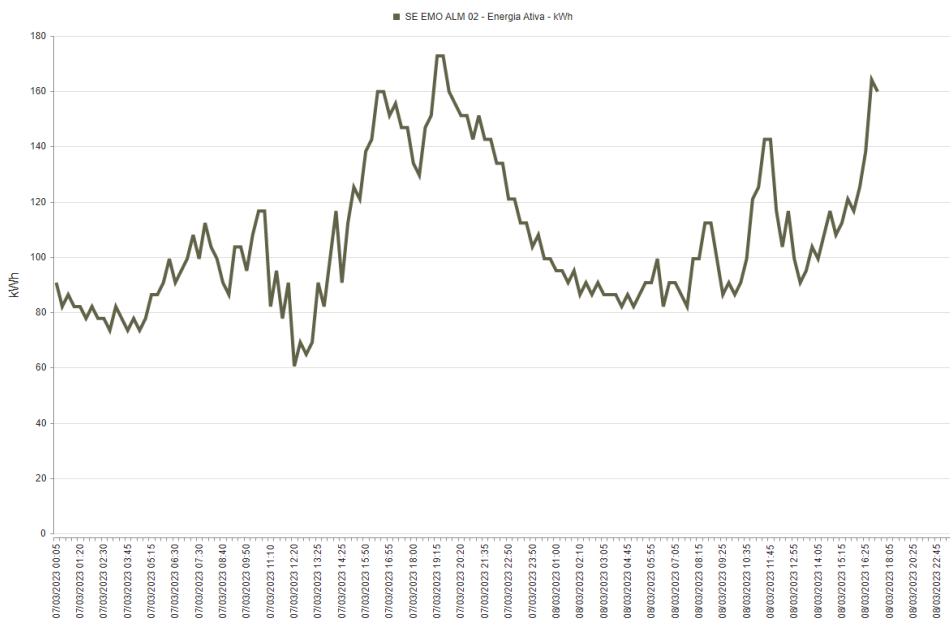
A capacidade de obter informações detalhadas através do Sistema PEPWEB foi crucial para a compreensão da GDFV instalada em cada UC, o que resultou em dados valiosos para as análises posteriores, e otimização do sistema de distribuição nesta dissertação.

4.1.4 PIM

O Sistema PIM também conhecido como “Plataforma Integrada de Medição” da CELESC, é destinado à análise minuciosa das grandezas de medição na fronteira. Este sistema é predominantemente adotado para os consumidores que preferem adquirir energia elétrica no mercado livre.

Em 2021, a CELESC instalou dispositivos de medição de fronteira em todos os seus alimentadores, para mensurar e compreender as perdas não técnicas de energia que, eventualmente, ocorrem no sistema de distribuição. Esta iniciativa permitiu a comparação direta entre o consumo total de energia de um alimentador e a soma das faturas de todas as UCs conectadas ao circuito, identificando os alimentadores nos quais ocorrem os maiores percentuais de perdas, facilitando a fiscalização e a análise das causas que estão por trás deste evento. A Figura 13 mostra a interface do Sistema PIM.

Figura 13 – Sistema PIM.



Fonte: Celesc (2023).

O Sistema PIM, neste trabalho, foi empregado na análise da variação dos níveis de tensão e fator de potência em alimentadores que abrigam significativa capacidade de GDFV. Esta análise permitiu compreender de que forma a inserção da energia fotovoltaica interfere nos parâmetros elétricos dos alimentadores, de modo a contribuir para uma gestão eficaz e eficiente da rede elétrica.

4.1.5 ORACLE Meter Data Management

O Sistema ORACLE MDM tem um papel crucial na CELESC, pois realiza a leitura de medidores inteligentes. Assim, a fim de minimizar as perdas não técnicas, a CELESC instalou medidores inteligentes em todos os consumidores e transformadores em Araranguá/SC para controlar as fraudes no sistema de distribuição.

Para realizar esse controle, os medidores instalados nos transformadores são comparados com o consumo de todos os consumidores no circuito, o que permite identificar diferenças e orientar as equipes nas ações de fiscalização. Apesar de não ser a função principal do Sistema ORACLE, permite a verificação dos níveis de tensão e corrente nas UCs e nos transformadores. A Figura 14 retrata a interface do Sistema ORACLE.

Figura 14 –ORACLE MDM.

The screenshot shows a web interface for data extraction. At the top, it says 'Extração de leituras'. Below this, there are two rows for date and time selection. The first row is for the start date and time, with '01-12-2023' and '00:00:00' selected. The second row is for the end date and time, with '31-12-2023' and '23:00:00' selected. Below these are ten dropdown menus, each labeled 'TIPO DE COMPONENTE DE MEDIÇÃO' followed by a number from 1 to 10. The selected options are: 1. Energia Ativa Direta, 2. Tensão Fase A, 3. Tensão Fase B, 4. Tensão Fase C, 5. Energia Ativa Reversa, 6. Fator de Potência Total, 7. Frequência rede, 8. Potência Fase A, 9. Potência Fase B, 10. Potência Fase C. At the bottom left, there is a button labeled 'Extrair leituras'.

Fonte: Celesc (2023).

O Sistema ORACLE, neste trabalho, foi empregado para avaliar os níveis de BT dos transformadores que atendem o maior número de UCs geradoras. Dessa forma, ao consultar o Sistema GENESIS para identificar os transformadores em Araranguá com maior número de GDFV instalada, verificou-se as alterações nas medições e os efeitos que a energia fotovoltaica provoca na QEE desses transformadores.

4.2 PROCEDIMENTO DE COLETA DE DADOS

A coleta de dados na presente dissertação sucedeu-se, por meio de duas etapas: primeira etapa: análise do desempenho da rede de distribuição com níveis de MT – 13,8 kV; e segunda etapa: avaliação do comportamento do sistema de distribuição com níveis de BT – 380 V.

Os medidores foram previamente instalados nos alimentadores da rede de distribuição e nas UCs que compreendem o universo desta investigação, para verificar o faturamento e as perdas não técnicas. Assim, a coleta de dados ocorreu de três maneiras, compreendendo períodos distintos:

- **Estudo de Caso 1:** realizado em um alimentador da rede de distribuição na cidade de Sombrio/SC. A coleta e análise dos dados ocorreu ao longo de 3 meses, entre novembro de 2022 e janeiro de 2023;
- **Estudo de Caso 2:** referente a uma UGFV de 225 kW atendida em MT. A coleta e análise dos dados ocorreu nos meses de julho, outubro, novembro e dezembro de 2023;
- **Estudo de Caso 3:** realizado com medidores inteligentes e transformadores na cidade de Araranguá/SC em 5 TDs e 16 UCs, no mês de dezembro de 2023.

4.3 PROCEDIMENTO DE ANÁLISE DE DADOS

A análise da MT, neste trabalho, foi realizada através da comparação entre os valores de potência, tensão e fator de potência, em dois tipos de circuitos distintos. O primeiro envolveu os circuitos alimentadores com grande número de UCs dotadas de GDFV, o que resultou em uma potência de geração significativa. O segundo foi composto por circuitos com apenas uma UC, entretanto, com GDFV superior a 75 kW, o que derivou a grande quantidade de energia reversa no sistema de distribuição.

- **Estudo de Caso 1 – comportamento de um alimentador de distribuição de energia com alto índice de geração distribuída instalada**

Com o intuito de escolher o alimentador deste estudo de caso, realizou-se um levantamento de todos os alimentadores nas subestações atendidas pela ARCRI da CELESC, a qual é responsável por 12 subestações localizadas no sul do estado de Santa Catarina, a saber: duas em Criciúma, uma em Lauro Muller, uma em Urussanga, uma em Morro da Fumaça, uma em Siderópolis, uma em Içara, uma em Forquilha, uma em Araranguá, uma em Maracajá, uma em Ermo e uma em Sombrio.

É válido ressaltar que, embora as subestações de Urussanga e Morro da Fumaça pertençam à CELESC, as medições de fronteira ocorrem antes da entrega de energia do sistema de distribuição. Portanto, as concessionárias responsáveis pela geração de energia nessas regiões são a EFLUL e a CERMOFUL, respectivamente.

As outras dez subestações atendidas pela ARCRI possuem alimentadores sob responsabilidade da CELESC, no qual ao menos um consumidor possui GDFV instalada. Dessa forma, a escolha do alimentador para este estudo de caso, ocorreu por meio de uma lista elaborada pelo pesquisador, com todas as subestações e seus respectivos alimentadores (Ver Anexo 1).

O alimentador escolhido para este trabalho foi o SIO 02, localizado na subestação de Sombrio, que fornece energia elétrica às cidades de Sombrio e Balneário Gaivota. Essa escolha fundamentou-se na expressiva capacidade de geração distribuída instalada, destacando-se como o alimentador com a maior potência de GD na região, totalizando 1759 kW (1,759 MW) em 88 consumidores.

O SIO 02 abrange 5737 consumidores e apresenta uma carga total de 11928 kVA, distribuídos ao longo de 41 km de rede de distribuição. Na presente pesquisa, foram considerados valores como demanda ativa, correntes nas fases A, B e C, além dos valores de tensão nas mesmas fases. Com o intuito de analisar o comportamento das curvas de tensão em relação às curvas de corrente e demanda, foram realizadas observações detalhadas.

Os dados coletados abrangem um período de três meses, compreendendo novembro de 2022 a janeiro de 2023. A coleta foi realizada por meio de um registrador (marca Landis Gyr, modelo E650 – A2E3), instalado na saída do alimentador na subestação de Sombrio.

Apesar de o registrador ser originalmente destinado à análise de perdas não técnicas, neste estudo, foi empregado para medir a QEE em uma rede de distribuição com considerável presença de geração distribuída instalada. A extração dos dados do alimentador foi realizada através do Sistema PIM.

- **Estudo de Caso 2 – comportamento da curva de carga e fator de potência de um consumidor atendido em tensão primária com geração distribuída de 225 kW**

O consumidor selecionado para este estudo de caso, localizado em Sombrio/SC, é alimentado em tensão primária de distribuição (13,8 kV), classificado como de MT. Esta escolha se deve à sua posição como a principal fonte geradora de energia fotovoltaica conectada e faturada na Agência Regional de Criciúma da CELESC, com uma potência nominal de 225 kW. Vale ressaltar que, embora haja uma unidade na regional de Criciúma com potência nominal de 850 kW, esta está faturada no mercado livre de energia, o que impossibilita a coleta de dados para esta pesquisa pelos *softwares* disponíveis.

Na seleção dos meses para análise, foram considerados os períodos com as maiores e menores incidências de radiação solar na localidade, proporcionando uma variedade de condições de distribuição de irradiação solar que podem impactar diretamente na GDFV.

Por meio da coleta das coordenadas geográficas e da localização precisa da UC, tornou-se possível realizar pesquisas referentes aos meses que apresentam maior e menor incidência de irradiação solar na referida unidade. Essa abordagem permite uma análise detalhada dos padrões sazonais de irradiação solar.

A Figura 15 demonstra a média de irradiação solar da cidade de Sombrio/SC.

Figura 15 – Média da irradiação solar na cidade de Sombrio/SC.

Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Sombrio
Município: Sombrio, SC - BRASIL
Latitude: 29,101° S
Longitude: 49,649° O
Distância do ponto de ref. (29,08812° S; 49,63° O): 2,3 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,75	5,36	4,58	3,84	2,98	2,44	2,69	3,37	3,52	4,33	5,71	6,03	4,22	3,59
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	29° N	5,13	5,12	4,82	4,59	3,98	3,41	3,69	4,20	3,81	4,24	5,18	5,28	4,45	1,87
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	23° N	5,33	5,25	4,84	4,50	3,83	3,26	3,53	4,09	3,80	4,32	5,36	5,51	4,47	2,25
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	45° N	4,45	4,62	4,57	4,63	4,20	3,67	3,94	4,31	3,68	3,89	4,54	4,53	4,25	,96

Fonte: Cresesb (2023).

Os meses selecionados para a análise compreendem outubro, novembro e dezembro de 2023 por serem meses com elevada média de irradiação solar. Como contraponto, o mês de junho, identificado como o período de menor irradiação média diária, foi igualmente incluído neste trabalho para efeitos comparativos. O *software* empregado para a análise das curvas de carga e extração de dados foi o VISION.

Durante os meses escolhidos para a pesquisa, foram extraídos dados das curvas mensais de carga. Em específico, foram identificados dias e horários nos quais a potência registrada no sistema assumiu valores negativos, indicando a injeção de energia fotovoltaica no sistema de distribuição da concessionária. A partir desses momentos, foram extraídas as medições de tensão, corrente, potência e fator de potência para uma análise detalhada da qualidade de energia elétrica na UC.

Nos mesmos meses em que ocorreu a coleta de dados durante os picos de geração de energia elétrica, também foram extraídos gráficos das medições em momentos nos quais não houve geração de energia na unidade, identificados nos momentos e maior consumo de energia direta na unidade, proporcionando dados adicionais para fins comparativos.

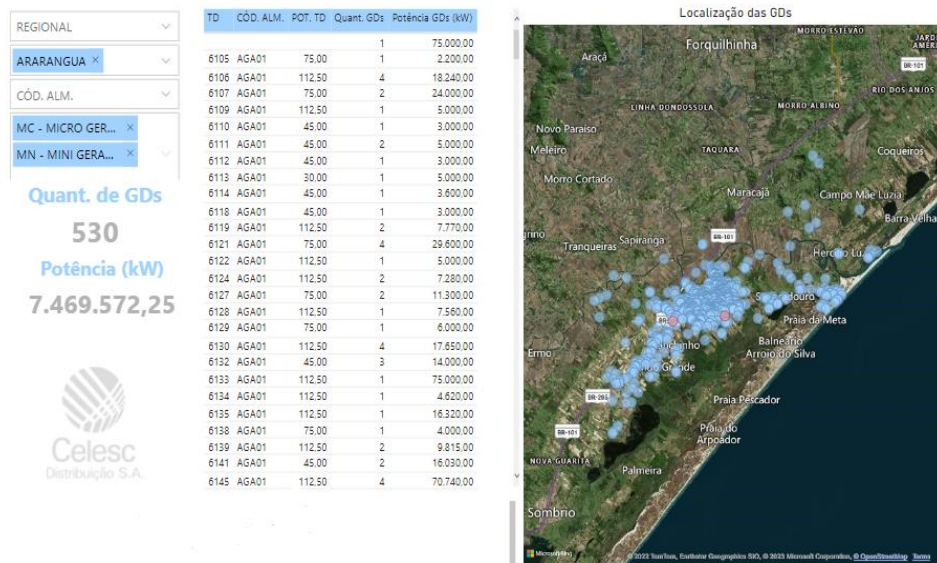
- **Estudo de Caso 3 – qualidade de energia de diferentes transformadores com geração distribuída fotovoltaica instalada na cidade de Araranguá**

Com o propósito de avaliar o sistema de BT da CELESC, este estudo de caso busca analisar as curvas de carga, tensão e corrente em 5 transformadores localizados na cidade de Araranguá, no sul de Santa Catarina.

A CELESC implementou registradores tele medidos em todas as UCs TDs da cidade, um total de mais de 30.000 medidores foram instalados. Através do Sistema ORACLE, torna-se possível avaliar o comportamento dessas curvas em horários específicos, comparando a QEE do sistema em momentos de maior injeção de potência na BT dos transformadores.

Consultando o Sistema GENESIS foram escolhidos 5 circuitos de BT para o trabalho, como mostra a Figura 16.

Figura 16 – UCs e TDs com GD instalada em Araranguá.



Fonte: Celesc (2023).

Os TDs escolhidos para o estudo de caso estão listados na Tabela 5.

Tabela 5 – Transformadores do estudo de caso 3.

TD	Potência do TD (kVA)	Quantidade de GDs	Potência GDs (kW)
8405	112,5	2	100
8216	75	3	90
6145	112,5	4	70,74
6370	112,5	2	63,8
6746	75	5	50,12

Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Para a escolha dos objetos da pesquisa, levou-se em consideração critérios como potência do TD, quantidade de consumidores com GD instalada e potência de GD no circuito. No total 16 UCs em 5 diferentes circuitos fizeram parte da pesquisa.

4.3.1 Modelo matemático

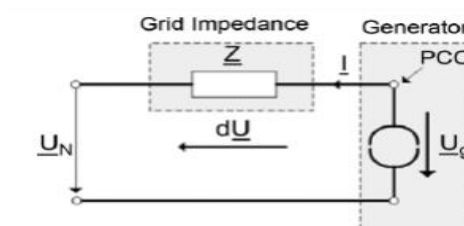
Uma das variáveis cruciais para manter a tensão em níveis adequados é garantir uma distribuição equilibrada de carga entre as fases. Conforme apontado por Lopez (2013), desequilíbrios originam-se em consumidores que distribuem inadequadamente cargas monofásicas em sistemas trifásicos, resultando em tensões

de sequência negativa no circuito. Este desequilíbrio pode ocasionar comportamentos indesejáveis em equipamentos críticos, como motores de indução, máquinas síncronas e retificadores.

Em pesquisa adicional, apresentado por Stetz (2013), é esboçado um modelo simplificado de um gerador conectado a um circuito de baixa tensão. A geração pode ser interpretada como uma fonte de corrente, sendo a tensão (U_g) definida pela saída do transformador de distribuição (U_N), considerando quedas de tensão na impedância da rede (Z).

Nesse contexto, a tensão nominal (U_N) é mantida fixa para o escopo deste trabalho, como evidenciado na Figura 17.

Figura 17 – Esquema simplificado do gerador monofásico.



Fonte: Stetz (2013).

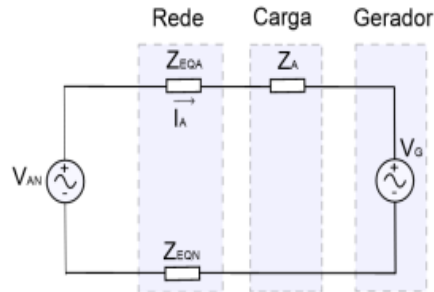
Em Almeida (2017), é ressaltado que o aumento de tensão representa o principal efeito adverso durante a alta inserção de geradores no sistema de distribuição, especialmente quando a energia ativa gerada supera a carga instantânea no mesmo circuito. Esse impacto torna-se menos perceptível quando a potência instantaneamente injetada ao alimentador é igual ou inferior à carga no mesmo.

Conforme indicam as pesquisas mencionadas, a microgeração fotovoltaica pode resultar em sobretensão nos circuitos secundários, sendo mais crítica quando instalada em apenas uma das fases de um circuito trifásico. Devido ao desequilíbrio de corrente, essas perturbações podem afetar a utilização de equipamentos na UC ou em consumidores próximos.

Para simplificar a resolução do circuito trifásico, a fonte de corrente em paralelo usada por Stetz (2013) será convertida em uma fonte de tensão em série (VG). A impedância da carga (Z_A) está representada para permitir a simulação da variação da carga do consumidor em conjunto com a variação da potência injetada pelo sistema fotovoltaico.

O esquema simplificado pode ser visualizado na Figura 18.

Figura 18 – Esquema simplificado de inserção monofásica.



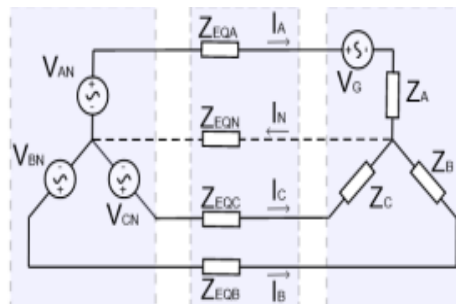
Fonte: Stetz (2013).

A tensão V_G do gerador pode ser determinada pela equação abaixo, sendo P_G a potência em kW da geração fotovoltaica.

$$V_G = \frac{P_G}{V_{AN}} \times Z_A \quad (4)$$

Já a representação do circuito trifásico pode ser visualizado na Figura 19.

Figura 19 – Esquema simplificado de inserção trifásica.



Fonte: Stetz (2013).

Com a representação do circuito trifásico é possível montar as matrizes considerando o método de resolução por malhas, conforme equação abaixo.

$$\begin{bmatrix} V_{AN} - V_G \\ V_{BN} \\ V_{CN} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{EQA} + Z_A + Z_N & Z_N & Z_N \\ Z_N & Z_{EQB} + Z_B + Z_N & Z_N \\ Z_N & Z_N & Z_{EQC} + Z_C + Z_N \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \quad (5)$$

Sendo que a tensão percebida pelo consumidor na fase com geração, pode ser determinada por $V_z = I \times Z$, calculando para cada fase com GDFV instalada.

$$\begin{aligned} VZa &= I_a \times Z_a \\ VZb &= I_b \times Z_b \\ VZc &= I_c \times Z_c \end{aligned} \quad (6)$$

A modelagem matemática para o presente estudo de caso foi utilizada em forma de planilha, na qual os dados de entrada são tensão de circuito, condutores do circuito e potência gerada. Para que o cálculo seja possível é necessário saber as constantes dos condutores para a utilização do modelo proposto. As correntes máxima e resistividade dos condutores aplicados no sistema de distribuição de BT da CELESC são detalhadas na Tabela 6.

Tabela 6 – Corrente máxima e resistividade de condutores.

Condutor	I _{max} (A)	r (Ω·m)
1/0 CA	215	0,605
1/0 CAA	230	0,7
2 CA	165	0,948
2 CAA	180	1,05
4 CA	125	1,504
4 CAA	140	1,598
10mm ² -AMX-AL	51	3,872
16mm ² -AMX-AL	68	2,4489
25mm ² -AMX-AL	93	1,5387
35mm ² -AMX-AL	123	1,1095
50 mm ² -AMX-AL	150	0,7767
70 mm ² -AMX-AL	196	0,5544
95 mm ² -AMX-AL	226	0,41
120 mm ² AMX-AL	280	0,3236
240mm ² AMX-AL	426	0,1628

Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Através da Tabela 6, pode-se calcular qual será a tensão na conexão da UGFV com o sistema de distribuição. Entretanto a modelagem matemática não prevê outros consumidores conectados no mesmo circuito, portanto pode ser usada para simular o possível impacto que a geração pode ocasionar no circuito de baixa tensão de forma simplificada.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados desta dissertação são apresentados consoante os objetivos propostos e os procedimentos de coleta e análise dos dados, conforme a seguinte categorização: análise em sistemas fotovoltaicos de MT e análise em sistemas fotovoltaicos de BT.

5.1 ANÁLISE EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE MÉDIA TENSÃO

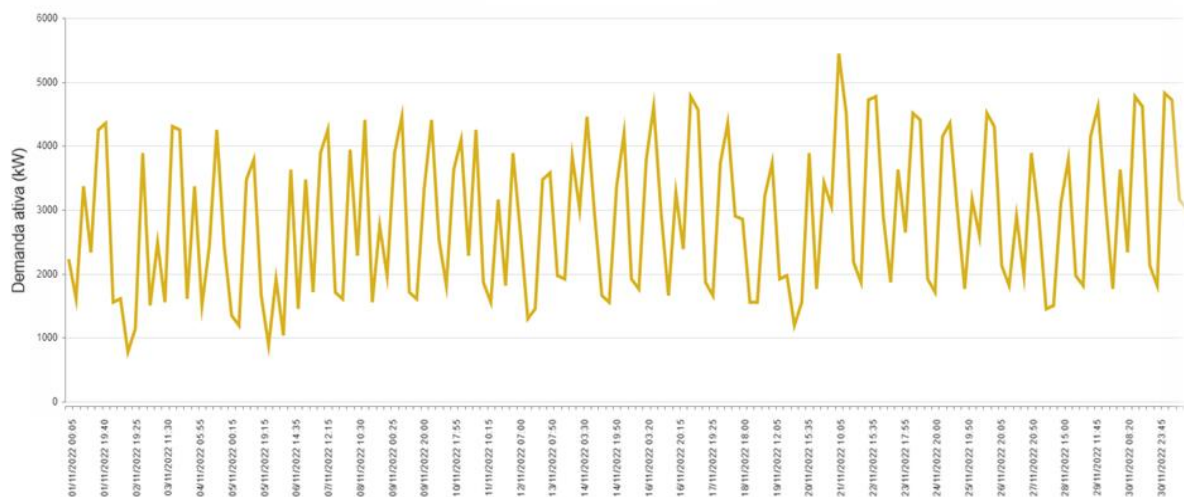
Nesta subseção, apresenta-se à análise da GDFV em sistemas de distribuição com níveis de MT, através dos Estudos de Caso 1 e 2.

5.1.1 Estudo de Caso 1 – comportamento de um alimentador de distribuição de energia com a maior potência de GDFV instalada na região sul de SC

As informações do Estudo de Caso 1 são compatíveis com os dados coletados no alimentador SIO 02, referente aos meses de novembro e dezembro de 2022, e ao mês de janeiro de 2023, período escolhido devido a maior irradiação solar na região sul de Santa Catarina. Os dados foram analisados mensalmente pelo registro de consumo e da curva de tensão, como ilustrado nas Figura 20, que representa a curva de tensão no mês de novembro de 2022.

- Novembro de 2022

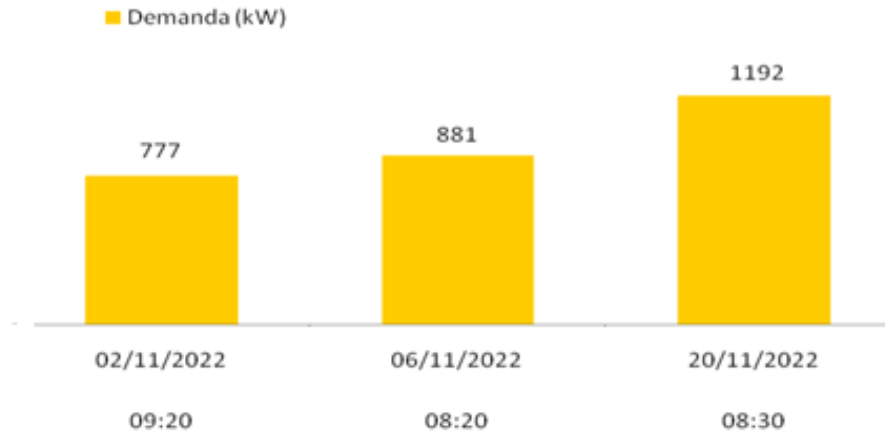
Figura 20 – Demanda ativa SIO 02 – Nov/2022.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Em novembro de 2022, no alimentador SIO 02, as demandas mais baixas foram observadas nos dias e horários indicados na Figura 21.

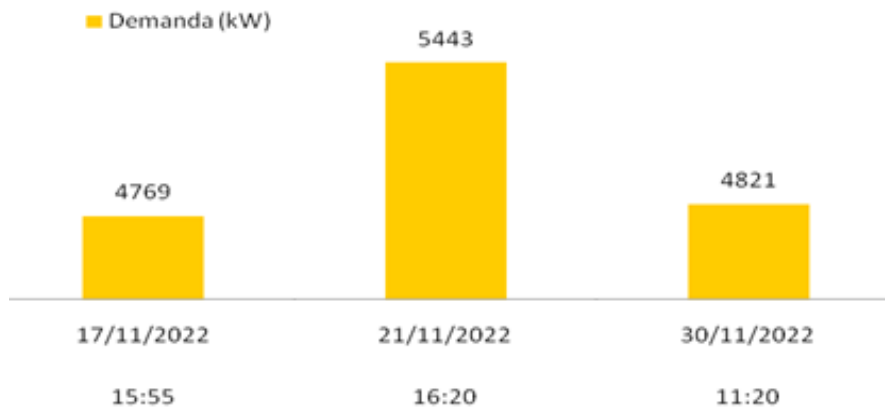
Figura 21 – Menores demandas SIO 02 – Nov/2022.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

As demandas de potência mais significativas no decorrer deste mês foram demonstradas nos dias e horários indicados na Figura 22.

Figura 22 – Maiores demandas SIO 02 – Nov/2022.

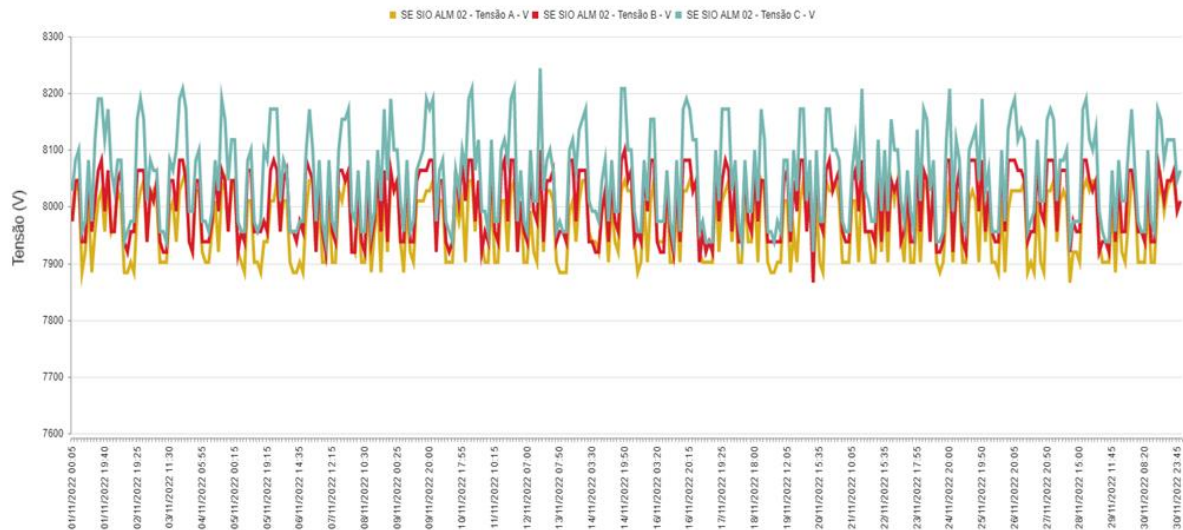


Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

De acordo com a Figura 23 a maior tensão registrada no mês ocorreu em 12/11/2022, às 19h30min, alcançando 8244 V. Utilizando a relação de transformação de 36,32 para calcular a tensão em BT do alimentador, obtêm-se 227 V. Este valor

está em conformidade com o limite considerado adequado para sistemas de BT, estabelecido em 231V. A relação de transformação de 36,32 é derivada dos valores referenciais de MT (13,8 kV) e BT (380 V), resultando na relação de 36,32 (13800/380). A Figura 23 demonstra a curva de tensão no alimentador SIO 02 em novembro de 2022.

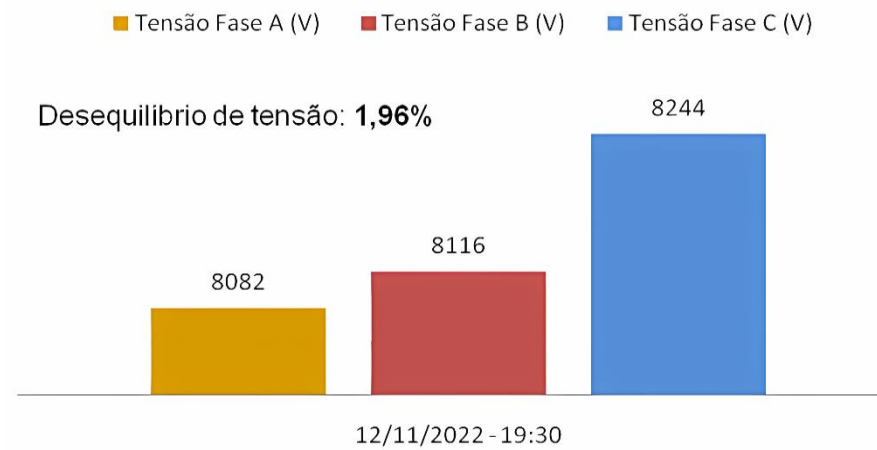
Figura 23 – Curva de tensão SIO 02 – Nov/2022.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Analisando o desequilíbrio de tensão no alimentador, onde a fase C registrou 8244 V e a fase A registrou 8082 V, a diferença de tensão entre essas fases é de 162 V, representando uma variação de 1,96%. Este valor está dentro dos limites estipulados pela ANEEL para sistemas com tensão entre 1 kV e 230 kV, que é de 2%. A Figura 24 demonstra o desequilíbrio de tensão nas fases A, B e C.

Figura 24 – Tensão nas fases A, B e C e desequilíbrio de tensão – Nov/2022.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

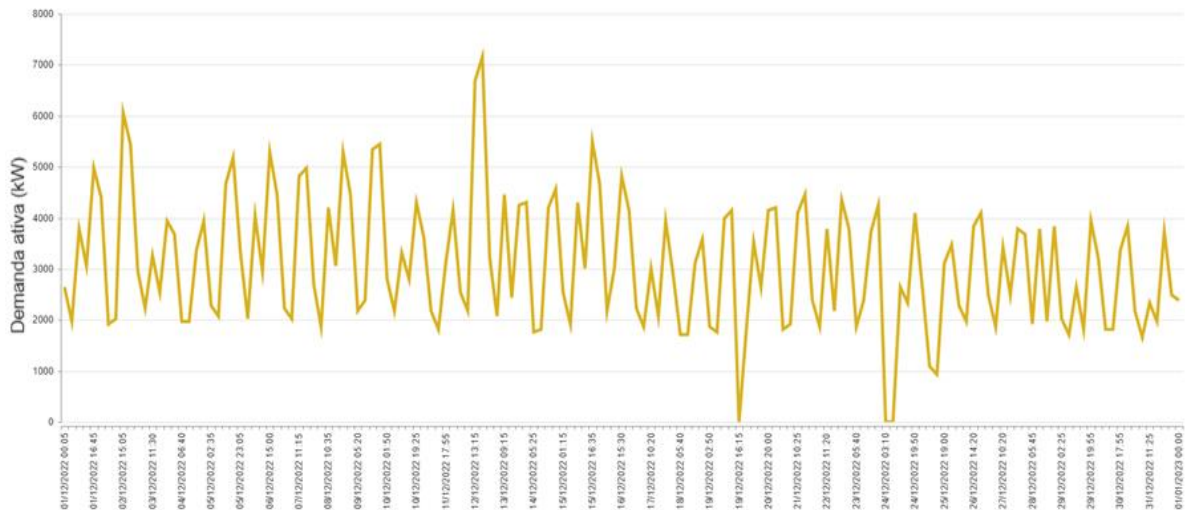
A menor tensão registrada no sistema foi em 20/11/2022, às 04h45min, totalizando 7866 V. Ao converter para baixa tensão, o valor é de 217 V. Esta tensão é considerada adequada para distribuição, uma vez que em sistemas de BT o limite inferior adequado é de 209 V, atendendo ao critério estabelecido pela ANEEL.

Observando que as maiores e menores tensões no alimentador ocorreram às 19h30min e 04h45min, respectivamente, em horários sem inserção de GDFV, conclui-se que, no mês de novembro de 2022, a GDFV não teve impacto negativo nos limites de QEE no alimentador SIO 02.

- Dezembro de 2022

A Figura 25 mostra a variação da demanda de energia ativa no alimentador SIO 02 em dezembro de 2022.

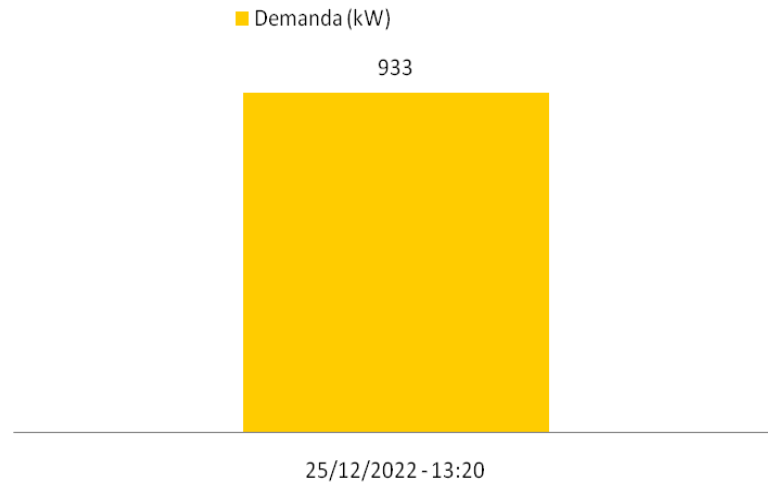
Figura 25 – Demanda ativa SIO 02 – Dez/2022.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

No mês de dezembro de 2022, foram registradas duas interrupções de energia no alimentador em análise. Excluindo essas duas ocorrências, observou-se uma demanda de potência abaixo da média apenas no dia 25/12/2022, como mostra a Figura 26.

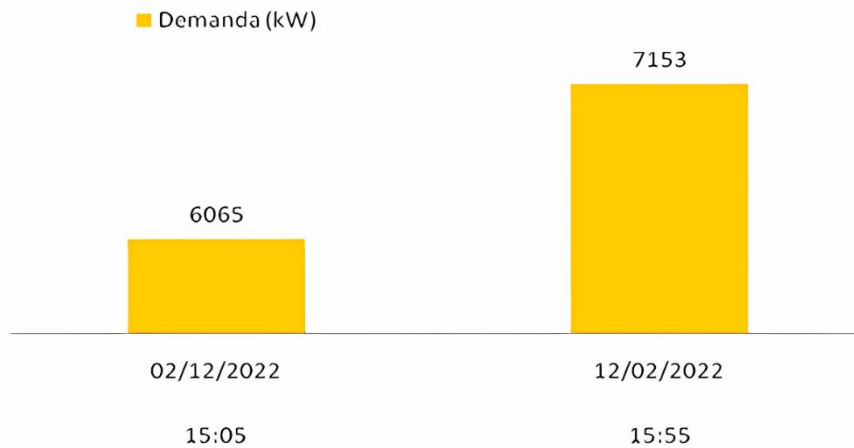
Figura 26 – Menor demanda SIO 02 – Dez/2022.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Nos registros de maior demanda, duas medições de potência foram diferentes da média do mês, conforme a data e horário indicado na Figura 27.

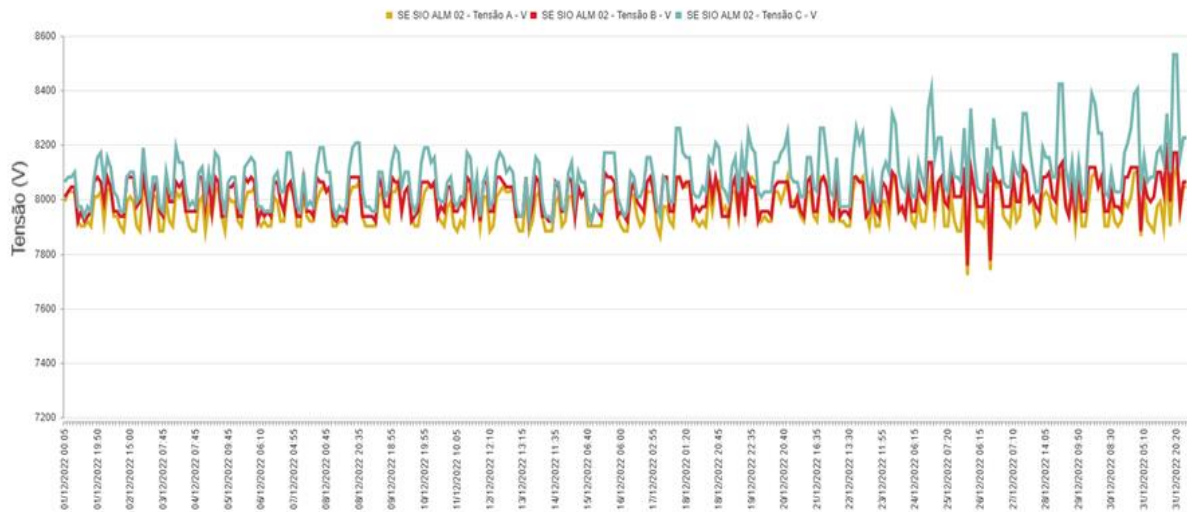
Figura 27 – Maiores demandas SIO 02 – Dez/2022.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 28 demonstra a curva de tensão do alimentador SIO 02 no mês de dezembro de 2022.

Figura 28 – Curva de tensão SIO 02 – Dez/2022.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Em dezembro de 2022, a maior tensão registrada no alimentador estudado foi de 8532 V em 31/12/2022, às 19h55min. Utilizando a relação de transformação de 36,3 para calcular a tensão em BT, obtêm-se 235 V, ultrapassando os limites regulatórios de qualidade de energia estabelecidos pela ANEEL.

É importante ressaltar que os fatores que contribuíram para o aumento da tensão não estão associados à inserção de GDFV no sistema de distribuição, uma vez que no horário registrado não há radiação solar disponível para a geração de energia.

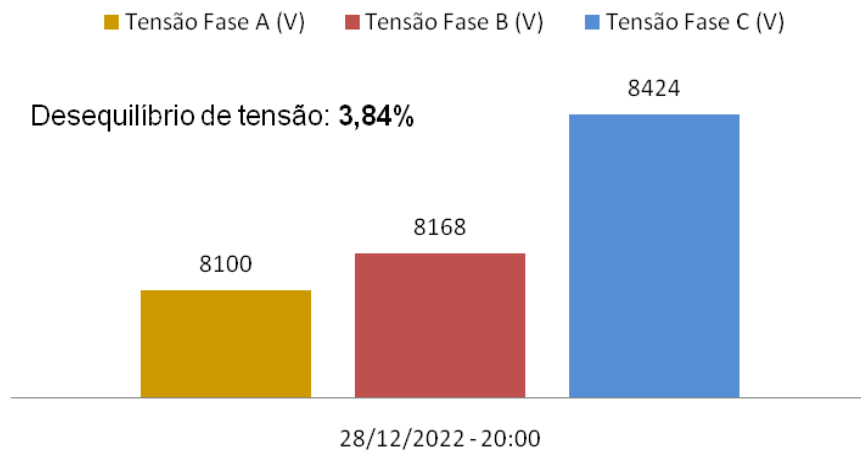
A elevação de tensão no sistema em 31/12/2022 resultou de um aumento estratégico no TAP do transformador de AT que atende à subestação da cidade de Sombrio. Isso ocorreu devido à carga significativamente elevada neste dia, especialmente durante as celebrações de réveillon, sendo uma cidade litorânea.

Excluindo o registro do dia 31, todos os outros registros de tensão do mês de dezembro encontraram-se dentro dos limites de tensão estipulados pela ANEEL.

Ao analisar o maior desequilíbrio de tensão no alimentador, registrado em 28/12/2022 às 20h00min, com 8424 V na fase C e 8100 V na fase A, observa-se uma diferença de 324 V, uma variação de 3,84%, que excede os limites estabelecidos pela ANEEL. No entanto, é importante destacar que esse desequilíbrio ocorre em um momento sem inserção de GDFV no sistema de distribuição.

A Figura 29 expõe o maior desequilíbrio de tensão registrado no mês de dezembro de 2022 no alimentador SIO 02.

Figura 29 – Tensão nas fases A, B e C e desequilíbrio de tensão – Dez/2022.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

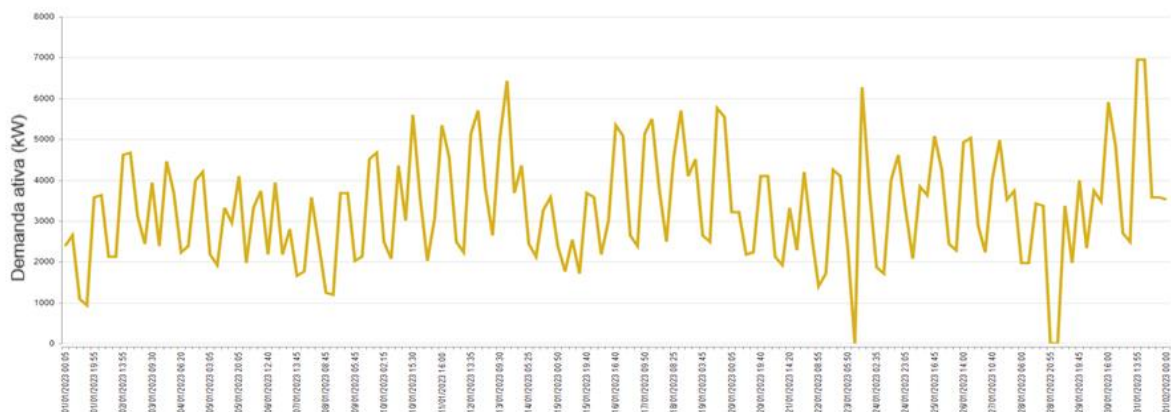
A menor tensão registrada no sistema ocorreu em 25/12/2022 às 19h45min, medida em 7722 V, equivalente a 212 V na BT, sendo considerada uma tensão adequada para distribuição.

Considerando que as maiores tensões do alimentador foram registradas em horários nos quais não há inserção de GDFV no sistema e que as menores tensões registradas estão dentro do limite regulatório da ANEEL, pode-se concluir que, no mês de dezembro de 2022, em nenhum momento a GDFV impactou negativamente nos limites de qualidade de energia no alimentador SIO 02.

- Janeiro de 2023

A curva de demanda ativa do alimentador SIO 02 em janeiro de 2023 é apresentada na Figura 30.

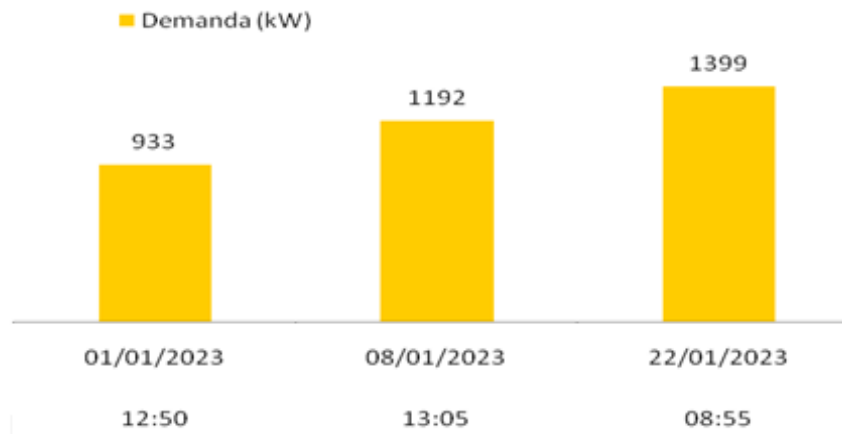
Figura 30 – Demanda ativa SIO 02 – Jan/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Em janeiro de 2023, o alimentador SIO 02 experimentou duas interrupções de energia elétrica. Desconsiderando essas interrupções, as menores demandas foram registradas nos dias e horários indicados na Figura 31.

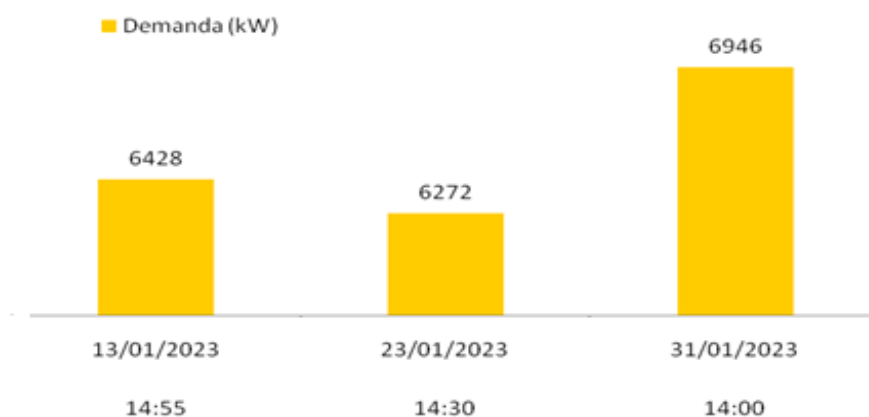
Figura 31 – Menores demandas SIO 02 – Jan/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

No mesmo período, com base nos registros, as maiores demandas do sistema ocorreram nos dias e horários indicados na Figura 32.

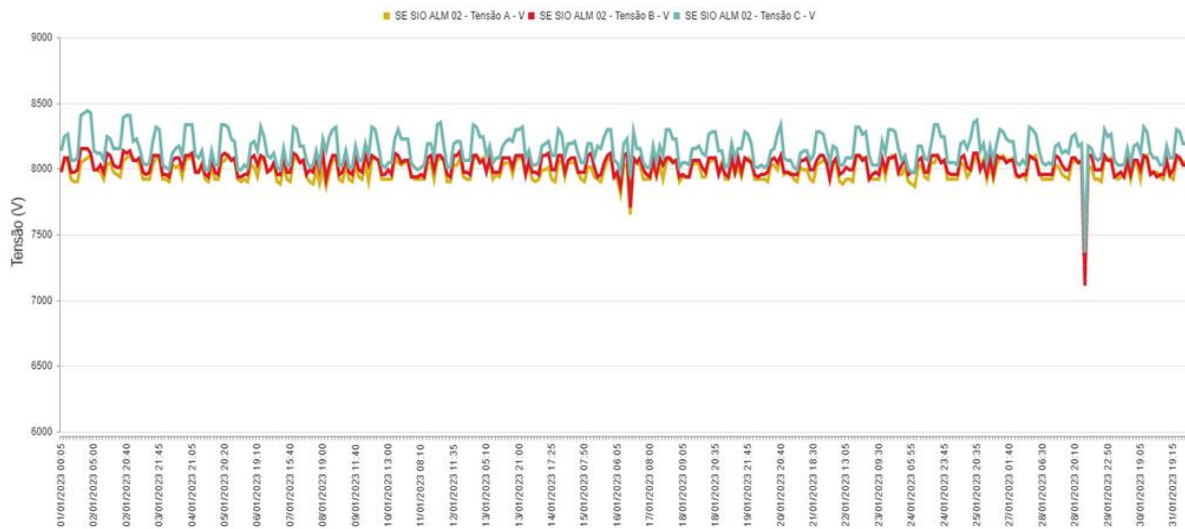
Figura 32 – Maiores demandas SIO 02 – Jan/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 33 demonstra a curva de tensão do alimentador SIO 02 no mês de janeiro de 2023.

Figura 33 – Curva de tensão SIO 02 – Jan/2023.

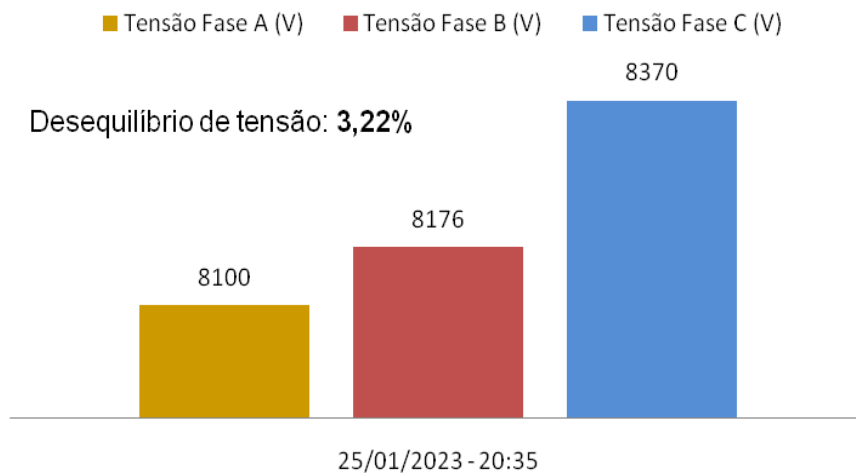


Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A maior tensão registrada no mês de janeiro de 2023 ocorreu em 25/01/2023, às 20h35min, atingindo 8370 V. Após aplicar a relação de transformação para baixa tensão, obtêm-se uma leitura de 230,5 V, valor considerado adequado para sistemas de distribuição.

A Figura 34 mostra que maior desequilíbrio de tensão no alimentador ocorreu em 25/01/2023 às 20h35min, registrando 8370 V na fase C e 8100 V na fase B. A diferença de tensão entre as duas fases foi de 270 V, representando uma variação de 3,22%.

Figura 34 – Tensão nas fases A, B e C e desequilíbrio de tensão – Jan/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

No dia 25/01/2023, durante o intervalo das 08h00min às 17h00min, quando a irradiação solar é mais intensa e, conseqüentemente, há maior GDFV no sistema, o maior desequilíbrio ocorreu às 14h50min. Na fase A, a tensão registrada foi de 8028 V, enquanto na fase C foi de 8170 V, resultando em um desequilíbrio de 1,73%.

Quanto à menor tensão registrada no sistema, ocorreu em 16/01/2023 às 19h50min, totalizando 7650 V. Após a transformação para baixa tensão, obtêm-se 210 V, mantendo-se dentro do limite considerado adequado para sistemas de baixa tensão, que é de 209 V.

Diante do fato de que as maiores e menores tensões no alimentador estudado foram registradas nos horários das 20h35min e 19h50min, respectivamente, momentos nos quais não há inserção de geração distribuída fotovoltaica no sistema, pode-se concluir que, no mês de janeiro de 2023, em nenhum momento a GDFV teve um impacto negativo nos limites de qualidade de energia no alimentador SIO 02.

5.1.2 Estudo de Caso 2 – comportamento da curva de carga e fator de potência de um consumidor atendido em tensão primária de distribuição com geração distribuída de 225 kW

As informações do Estudo de Caso 2 são compatíveis com os dados coletados no Sistema VISION, referente aos meses de junho, outubro, novembro e dezembro de 2023. Os dados foram analisados a partir da QEE em uma UC localizada no município de Sombrio, situado no extremo sul de Santa Catarina, a qual será identificada como "UC A".

O Sistema VISION foi utilizado como uma abordagem metodológica, para prever a curva de carga mensal e identificar os períodos em que houve uma significativa injeção de potência reversa no sistema de distribuição, bem como os períodos em que não houve essa injeção, mas que o consumo se manteve elevado na UC A.

Os dados coletados referentes à potência, tensão, fator de potência, frequência e distorção harmônica foram extraídos do Sistema VISION, quando as três maiores injeções de potência na rede coincidem com as três maiores demandas de consumo da UC A.

Na Figura 44, 47, 50 e 53, é possível visualizar a curva de potência da UC A ao longo dos meses de junho, outubro, novembro e dezembro de 2023. A análise dos

dados permitiu identificar as maiores demandas positivas e negativas relacionados ao Estudo de Caso 2. Os maiores registros de potência reversa são ilustrados na Figura 36, 39, 42 e 45, enquanto os registros das maiores demandas de consumo estão na Figura 37, 38, 43 e 46.

Os dias e horários com os maiores excedentes de potência estão descritos no Quadro 3, 5, 7 e 9, que incluem a potência, tensão, frequência, fator de potência e distorções harmônicas. O comportamento das grandezas elétricas em momentos de maior consumo estão descritos no Quadro 4, 6, 8 e 10. É importante observar que os momentos de maiores excedentes, não necessariamente, coincidem com os picos de GDFV, pois o que o medidor registrou como excesso de potência é, na verdade, a energia gerada não consumida pela carga da UC A.

A análise da curva de carga dos registros de maior potência reversa, consumo e comportamento das grandezas elétricas se deu pela avaliação da QEE da UC A no ponto de conexão, se em algum momento, o sistema de distribuição é afetado pela GDFV.

A Figura 35 mostra a curva de carga da UC A em junho de 2023.

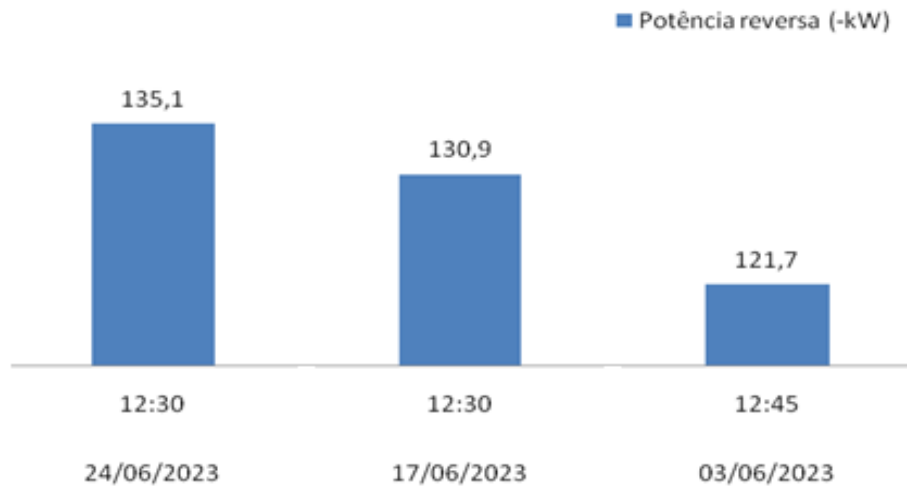
Figura 35 – Curva de carga UC A – Jun/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 36 mostra os registros de maiores potências reversas injetadas na rede de distribuição da UC A em junho de 2023.

Figura 36 – Maiores potências reversas UC A – Jun/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

O Quadro 3 expõe as medições de potência, tensão, frequência, fator de potência e distorções harmônicas nos momentos de maior potência reversa injetada ao sistema de distribuição.

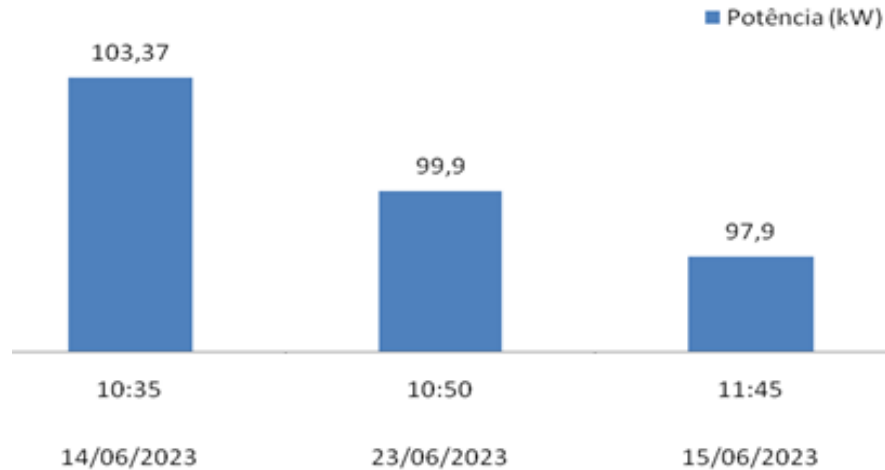
Quadro 3 – Medições nos maiores excedentes de potência UCA – Jun/2023.

24/06/2023 12:30		17/06/2023 12:30		03/06/2023 12:45	
Potência (kW)		Potência kW		Potência kW	
Fase A	-45,57	Fase A	-43,62	Fase A	-40,81
Fase B	-43,94	Fase B	-42,87	Fase B	-39,6
Fase C	-45,58	Fase C	-44,39	Fase C	-41,28
Total	-135,1	Total	-130,89	Total	-130,89
Tensão MT monofásica (V)		Tensão MT monofásica		Tensão MT monofásica	
Fase A	8117	Fase A	8055	Fase A	8143
Fase B	8041	Fase B	7985	Fase B	8055
Fase C	7957	Fase C	7910	Fase C	8008
Tensão BT monofásica (V)		Tensão BT monofásica		Tensão BT monofásica	
Fase A	223,6	Fase A	221,9	Fase A	224,3
Fase B	221,5	Fase B	219,9	Fase B	221,9
Fase C	219,2	Fase C	217,9	Fase C	220,6
Desequilíbrio de tensão (%)	2	Desequilíbrio de tensão (%)	1,83	Desequilíbrio de tensão (%)	1,69
Frequência (Hz)	60,03	Frequência (Hz)	60,01	Frequência (Hz)	60,01
Fator de potência	1	Fator de potência	1	Fator de potência	1
Harmônica máx. (%)	3	Harmônica máx. (%)	4	Harmônica máx. (%)	4

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Figura 37 mostra os registros de maiores potências diretas da UC A em junho de 2023.

Figura 37 – Maiores potências diretas UC A – Jun/2023



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

O Quadro 4 expõe as medições de potência, tensão, frequência, fator de potência e distorções harmônicas nos momentos de maior consumo da UC 1 em junho de 2023.

Quadro 4 – Medições nas maiores demandas de potência UC A – Jun/2023.

14/06/2023 10:35		23/06/2023 10:50		15/06/2023 11:45	
Potência kW		Potência kW		Potência kW	
Fase A	35,71	Fase A	33,04	Fase A	31,44
Fase B	32,83	Fase B	33,81	Fase B	33,658
Fase C	34,81	Fase C	33,03	Fase C	32,832
Total	103,37	Total	99,903	Total	97,924
Tensão MT monofásica		Tensão MT monofásica		Tensão MT monofásica	
Fase A	8070	Fase A	8003	Fase A	8106
Fase B	7960	Fase B	7889	Fase B	7969
Fase C	7925	Fase C	7878	Fase C	7949
Tensão BT monofásica		Tensão BT monofásica		Tensão BT monofásica	
Fase A	222,3	Fase A	220,5	Fase A	223,3
Fase B	219,3	Fase B	217,3	Fase B	219,5
Fase C	218,3	Fase C	217	Fase C	219
Desequilíbrio de tensão (%)	1,83	Desequilíbrio de tensão (%)	1,59	Desequilíbrio de tensão (%)	1,98
Frequência (Hz)	59,97	Frequência (Hz)	60	Frequência (Hz)	60
Fator de potência	1	Fator de potência	1	Fator de potência	1
Harmônica máx. (%)	20	Harmônica máx. (%)	18	Harmônica máx. (%)	16

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Figura 38 mostra a curva de carga da UC A em outubro de 2023.

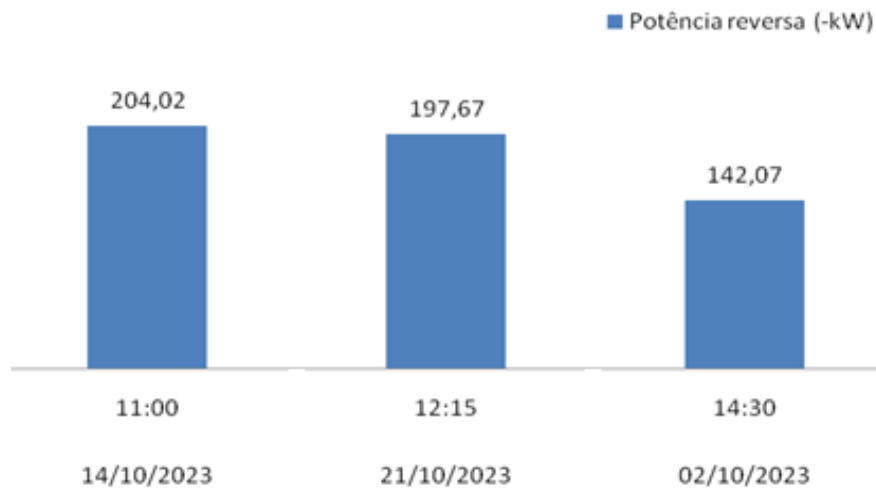
Figura 38 – Curva de carga UC A – Out/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 39 mostra os registros de maiores potências reversas injetadas na rede de distribuição da UC A em outubro de 2023.

Figura 39 – Maiores potências reversas UC A – Out/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

O Quadro 5 expõe as medições de potência, tensão, frequência, fator de potência e distorções harmônicas nos momentos de maior potência reversa injetada ao sistema de distribuição na UC A em outubro de 2023.

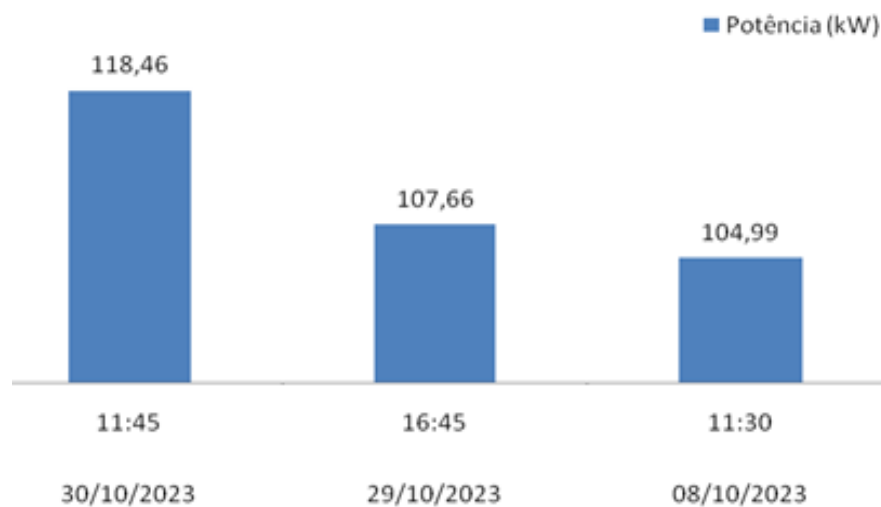
Quadro 5 – Medições nos maiores excedentes de potência UC A - Out/2023.

14/10/2023 11:30		21/10/2023 12:15		02/10/2023 14:15	
Potência kW		Potência kW		Potência kW	
Fase A	-68,53	Fase A	-66,04	Fase A	-46,49
Fase B	-66,83	Fase B	-64,99	Fase B	-47,77
Fase C	-68,66	Fase C	-66,64	Fase C	-47,81
Total	-204,02	Total	-197,67	Total	-142,07
Tensão MT monofásica		Tensão MT monofásica		Tensão MT monofásica	
Fase A	8074	Fase A	8104	Fase A	7869
Fase B	7962	Fase B	7993	Fase B	7899
Fase C	7892	Fase C	7929	Fase C	7812
Tensão BT monofásica		Tensão BT monofásica		Tensão BT monofásica	
Fase A	222,4	Fase A	223,3	Fase A	216,8
Fase B	219,3	Fase B	220,2	Fase B	217,6
Fase C	217,4	Fase C	218,4	Fase C	215,2
Desequilíbrio de tensão (%)	2,31	Desequilíbrio de tensão (%)	2,21	Desequilíbrio de tensão (%)	0,73
Frequência (Hz)	60,03	Frequência (Hz)	60,03	Frequência (Hz)	60,01
Fator de potência	1	Fator de potência	1	Fator de potência	1
Harmônica máx. (%)	3	Harmônica máx. (%)	3	Harmônica máx. (%)	3

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Figura 40 mostra os registros de maiores potências diretas da UC A em outubro de 2023.

Figura 40 – Maiores potências diretas UC A – Out/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

O Quadro 6 expões as medições de potência, tensão, frequência, fator de potência e distorções harmônicas nos momentos de maior consumo da UC 1 em outubro de 2023.

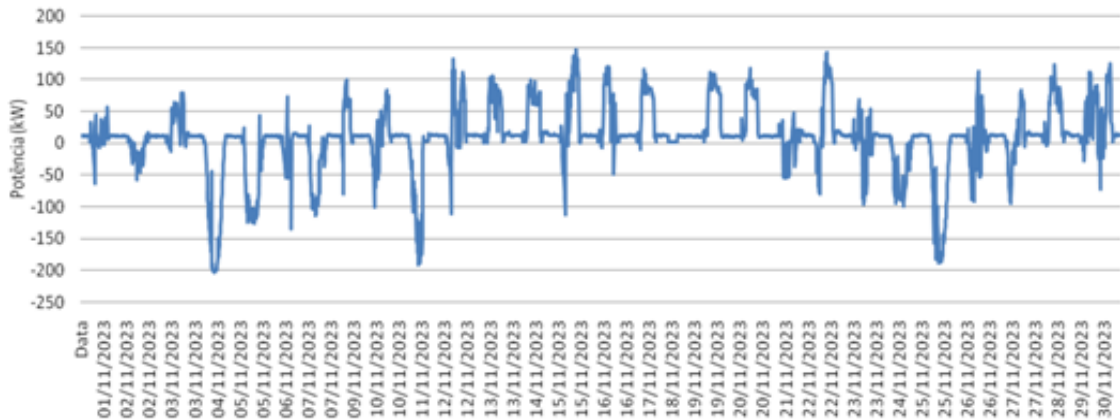
Quadro 6 – Medições nas maiores demandas de potência UC A – Out/2023.

30/10/2023 11h45min		29/10/2023 16h45min		08/10/2023 11h30min	
Potência kW		Potência kW		Potência kW	
Fase A	40,68	Fase A	39,25	Fase A	34,18
Fase B	37,94	Fase B	35,15	Fase B	3,55
Fase C	39,86	Fase C	33,26	Fase C	35,31
Total	118,46	Total	107,66	Total	104,99
Tensão MT monofásica		Tensão MT monofásica		Tensão MT monofásica	
Fase A	8119	Fase A	8056	Fase A	7965
Fase B	8015	Fase B	7972	Fase B	7943
Fase C	7949	Fase C	7893	Fase C	7749
Tensão BT monofásica		Tensão BT monofásica		Tensão BT monofásica	
Fase A	223,7	Fase A	221,9	Fase A	219,4
Fase B	220,8	Fase B	219,6	Fase B	218,8
Fase C	219	Fase C	217,4	Fase C	213,5
Desequilíbrio de tensão (%)	2,14	Desequilíbrio de tensão (%)	2,07	Desequilíbrio de tensão (%)	2,79
Frequência (Hz)	60,01	Frequência (Hz)	59,96	Frequência (Hz)	59,98
Fator de potência	1	Fator de potência	1	Fator de potência	1
Harmônica máx. (%)	11	Harmônica máx. (%)	11	Harmônica máx. (%)	18

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Figura 41 mostra a curva de carga da UC A em novembro de 2023.

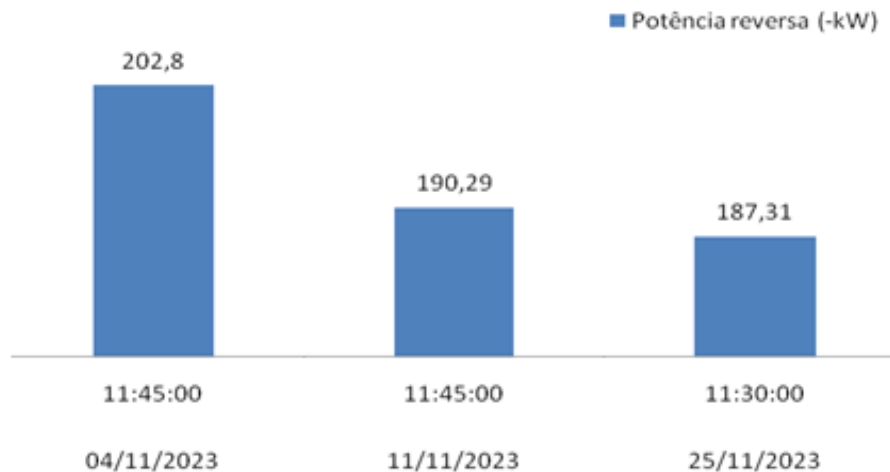
Figura 41 – Curva de carga UC A – Nov/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 42 mostra os registros de maiores potências reversas injetadas na rede de distribuição da UC A em novembro de 2023.

Figura 42 – Maiores potências reversas UC A – Nov/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

O Quadro 7 expõe as medições de potência, tensão, frequência, fator de potência e distorções harmônicas nos momentos de maior potência reversa injetada ao sistema de distribuição pela UC A em novembro de 2023.

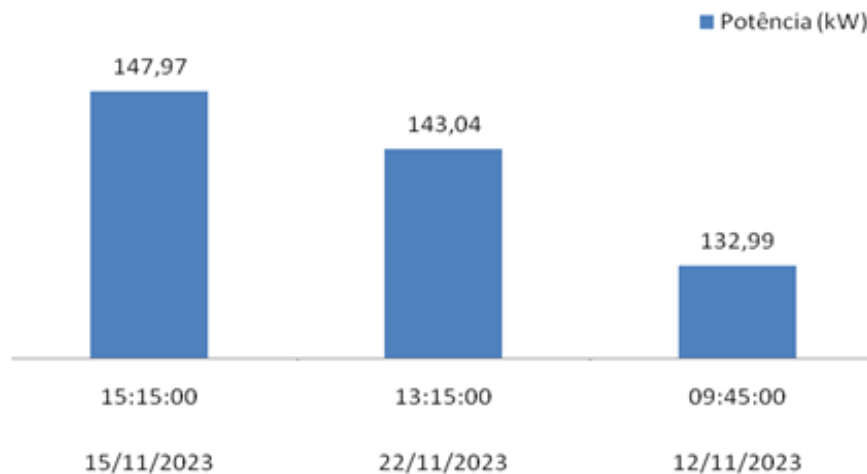
Quadro 7 – Medições nos maiores excedentes de potência UC A – Nov/2023.

04/11/2023 11h45min		11/11/2023 11h45min		25/11/2023 11h30min	
Potência kW		Potência kW		Potência kW	
Fase A	-67,69	Fase A	-62,64	Fase A	-63,373
Fase B	-66,91	Fase B	-61,98	Fase B	-61,90
Fase C	-68,21	Fase C	-62,70	Fase C	-65,023
Total	-202,8	Total	-187,32	Total	-190,3
Tensão MT monofásica		Tensão MT monofásica		Tensão MT monofásica	
Fase A	8047	Fase A	8036	Fase A	8136
Fase B	7981	Fase B	8022	Fase B	8046
Fase C	7905	Fase C	7895	Fase C	7983
Tensão BT monofásica		Tensão BT monofásica		Tensão BT monofásica	
Fase A	221,7	Fase A	221,4	Fase A	224,1
Fase B	219,9	Fase B	221	Fase B	221,7
Fase C	217,8	Fase C	217,5	Fase C	219,9
Desequilíbrio de tensão (%)	1,8	Desequilíbrio de tensão (%)	1,79	Desequilíbrio de tensão (%)	1,92
Frequência (Hz)	59,9	Frequência (Hz)	59,98	Frequência (Hz)	59,96
Fator de potência	1	Fator de potência	1	Fator de potência	1
Harmônica máx. (%)	3	Harmônica máx. (%)	3	Harmônica máx. (%)	3

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Figura 43 mostra os registros de maiores potências diretas da UC A em novembro de 2023.

Figura 43 – Maiores potências diretas UC A – Nov/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

O Quadro 8 expõe as medições de potência, tensão, frequência, fator de potência e distorções harmônicas nos momentos de maior consumo da UC 1 em novembro de 2023.

Quadro 8 – Medições maiores demandas de potência UC A – Nov/2023.

15/11/2023 15h15min		22/11/2023 13h15min		12/11/2023 09:45 min	
Potência kW		Potência kW		Potência kW	
Fase A	49,70	Fase A	37,39	Fase A	47,31
Fase B	51,45	Fase B	36,46	Fase B	44,03
Fase C	46,82	Fase C	34,37	Fase C	41,64
Total	147,97	Total	108,22	Total	132,99
Tensão MT monofásica		Tensão MT monofásica		Tensão MT monofásica	
Fase A	8075	Fase A	8063	Fase A	7977
Fase B	7989	Fase B	7957	Fase B	7892
Fase C	7913	Fase C	7917	Fase C	7817
Tensão BT monofásica		Tensão BT monofásica		Tensão BT monofásica	
Fase A	222,5	Fase A	222,1	Fase A	219,8
Fase B	220,1	Fase B	219,2	Fase B	217,4
Fase C	218	Fase C	218,1	Fase C	215,3
Desequilíbrio de tensão (%)	2,05	Desequilíbrio de tensão (%)	1,84	Desequilíbrio de tensão (%)	2,05
Frequência (Hz)	59,97	Frequência (Hz)	60	Frequência (Hz)	59,99
Fator de potência	0,98	Fator de potência	1	Fator de potência	1
Harmônica máx. (%)	9	Harmônica máx. (%)	18	Harmônica máx. (%)	12

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Figura 44 mostra a curva de carga da UC A em dezembro de 2023.

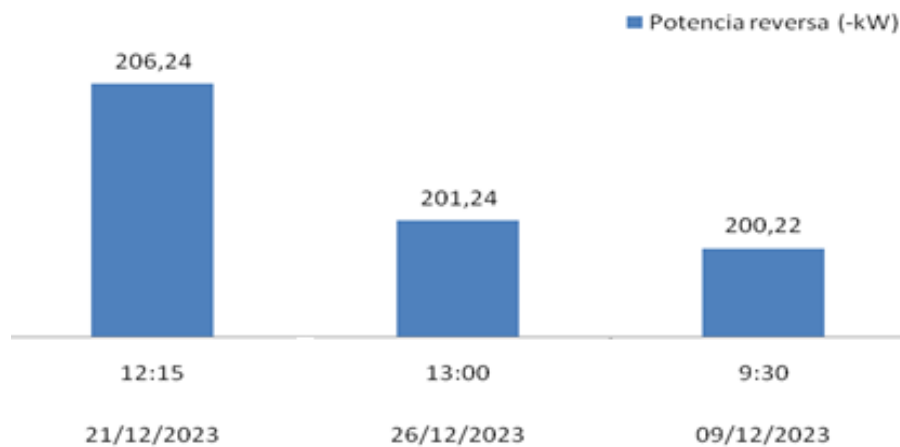
Figura 44 – Curva de carga UC A – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 45 mostra os registros de maiores potências reversas injetadas na rede de distribuição da UC A em dezembro de 2023.

Figura 45 – Maiores potências reversas UC A – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Quadro 9 expões as medições de potência, tensão, frequência, fator de potência e distorções harmônicas nos momentos de maior potência reversa injetada ao sistema de distribuição pela UC A em dezembro de 2023.

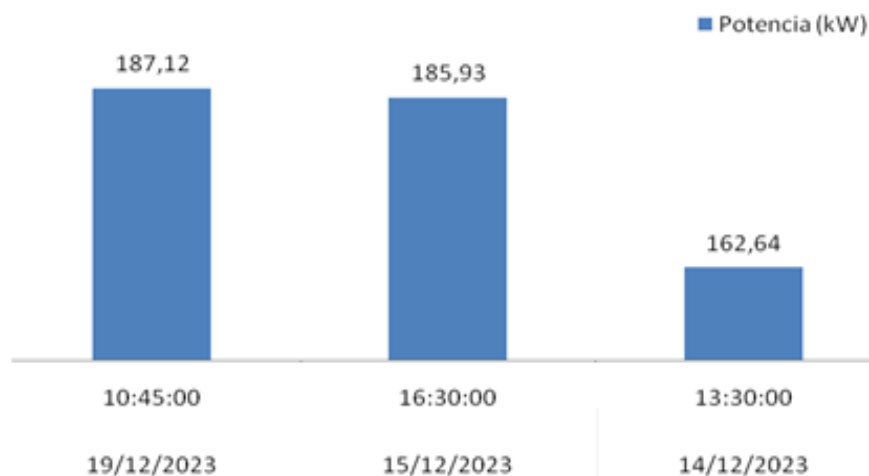
Quadro 9 – Medições nos maiores excedentes de potência UC A – Dez/2023.

21/12/2023 12h15min		26/12/2023 13h00min		09/12/2023 09h30min	
Potência kW		Potência kW		Potência kW	
Fase A	-69,35	Fase A	-67,43	Fase A	-67,08
Fase B	-68,37	Fase B	-66,64	Fase B	-65,52
Fase C	-68,52	Fase C	-67,19	Fase C	-67,63
Total	-206,24	Total	-201,27	Total	-200,22
Tensão MT monofásica		Tensão MT monofásica		Tensão MT monofásica	
Fase A	8024	Fase A	8082	Fase A	7978
Fase B	7934	Fase B	8028	Fase B	7936
Fase C	7866	Fase C	7937	Fase C	7879
Tensão BT monofásica		Tensão BT monofásica		Tensão BT monofásica	
Fase A	221	Fase A	222,6	Fase A	219,8
Fase B	218,6	Fase B	221,2	Fase B	218,6
Fase C	216,7	Fase C	218,7	Fase C	217,1
Desequilíbrio de tensão (%)	2,01	Desequilíbrio de tensão (%)	1,83	Desequilíbrio de tensão (%)	1,26
Frequência (Hz)	60,01	Frequência (Hz)	60,02	Frequência (Hz)	60
Fator de potência	1	Fator de potência	1	Fator de potência	1
Harmônica máx. (%)	2	Harmônica máx. (%)	3	Harmônica máx. (%)	2

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Figura 46 mostra os registros de maiores potências diretas da UC A em dezembro de 2023.

Figura 46 – Maiores potências diretas UC A – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

O Quadro 10 expõe as medições de potência, tensão, frequência, fator de potência e distorções harmônicas nos momentos de maior consumo da UC 1 em dezembro de 2023.

Quadro 10 – Medições nas maiores demandas de potência UC A – Dez/2023.

19/12/2023 10h45min		15/12/2023 16h30min		14/12/2023 13h30min	
Potência kW		Potência kW		Potência kW	
Fase A	63,61	Fase A	64,39	Fase A	57,67
Fase B	67,58	Fase B	67,04	Fase B	58,82
Fase C	55,98	Fase C	54,5	Fase C	46,16
Total	187,17	Total	185,93	Total	162,64
Tensão MT monofásica		Tensão MT monofásica		Tensão MT monofásica	
Fase A	8024	Fase A	8023	Fase A	7990
Fase B	7949	Fase B	7922	Fase B	7920
Fase C	7869	Fase C	7838	Fase C	7847
Tensão BT monofásica		Tensão BT monofásica		Tensão BT monofásica	
Fase A	221	Fase A	221	Fase A	220,1
Fase B	219	Fase B	218,2	Fase B	218,2
Fase C	216,8	Fase C	215,9	Fase C	216,2
Desequilíbrio de tensão (%)	1,97	Desequilíbrio de tensão (%)	2,36	Desequilíbrio de tensão (%)	1,82
Frequência (Hz)	59,96	Frequência (Hz)	60	Frequência (Hz)	59,95
Fator de potência	0,97	Fator de potência	0,97	Fator de potência	0,95
Harmônica máx. (%)	10	Harmônica máx. (%)	9	Harmônica máx. (%)	10

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A análise aprofundada dos dados coletados provenientes da UC A permitiu observar o comportamento das grandezas associadas à QEE no ponto de conexão com o sistema de distribuição. Destaca-se que o excedente de potência nunca atingiu a capacidade nominal de geração. A maior inserção de potência excedente no sistema de distribuição da concessionária foi de 206,24 kW.

É crucial considerar a potência excedente injetada no sistema de distribuição, avaliando cuidadosamente como o fluxo de potência será afetado. O fluxo reverso de potência ocorre quando o fluxo está no sentido contrário ao convencional devido a grande concentração de geração próximo a carga (Batista, 2023). Por si só, a reversão de fluxo de potência não é um problema para o sistema quando o fluxo de potência reverso não ocasiona violação dos limites de carregamento dos equipamentos da rede elétrica (Batista, 2023).

No Estudo de caso 2, apesar da inserção de GDFV frequentemente ultrapassar 200 kW, essa inserção ocorre na MT. O alimentador ao qual a UC A está conectada é o alimentador SIO 02, que possui uma carga instalada superior a 5 MW, não acarretando um fluxo reverso da carga para a fonte, uma vez que a demanda de energia elétrica do alimentador é maior do que a inserção de GDFV no ponto de

conexão. Consequentemente, os níveis de tensão no ponto de conexão tendem a permanecer estáveis, mesmo quando a GDFV atinge seus maiores excedentes.

Os níveis de tensão mantiveram-se, consistentemente, dentro dos limites do Módulo 8 – PRODIST. As máximas e mínimas tensões registradas no momento de maior consumo e fluxo reverso de potência foram 224,3 V e 213,3 V respectivamente, mantendo-se dentro dos limites estipulados em 231 V para sobretensão e 209 V para subtensão.

O desequilíbrio de tensão máximo registrado foi de 2,79%, valor considerado adequado, já que o PRODIST estipula um limite de 3% para sistemas com tensão inferior a 1 kV. A frequência do sistema permaneceu próxima ao ideal de 60 Hz em todos os registros.

O fator de potência da UC A é adequado, pois todos os valores coletados foram superiores a 0,92, limite permitido pela ANEEL para consumidores atendidos em MT. É relevante notar que, nos momentos de injeção da GDFV, o fator de potência medido foi igual a 1.

Em relação à distorção harmônica, observou-se que, em alguns momentos, que ultrapassou os limites considerados adequados pela QEE. Entretanto, é importante ressaltar que todos os registros com medição inadequada ocorreram nos maiores consumos diretos de energia da instalação. Pode-se concluir que a GDFV da UC A não afeta negativamente os níveis de harmônicas; pelo contrário, nos momentos de potência excedente na unidade, os registros máximos de distorção harmônica estão dentro dos limites do PRODIST.

Após, a análise dos dados coletados no Estudo de Caso 2, conclui-se que a QEE da UC A não é afetada pela GDFV.

5.2 ANÁLISE EM SISTEMAS DE BAIXA TENSÃO

Nesta subseção, apresentam-se à avaliação do comportamento da GDFV no sistema de distribuição com níveis de BT, através do Estudo de Caso 3.

5.2.1 Estudo de Caso 3 – qualidade de energia de diferentes transformadores com geração distribuída instalada na cidade de Araranguá

As informações do Estudo de Caso 3 são provenientes de 16 UCs localizadas na cidade de Araranguá, situada na região do extremo sul de Santa Catarina, que possuem GDFV instalada através de cinco Transformadores de Distribuição (TDs). Assim, a coleta de dados ocorreu pelo uso de medidores inteligentes de energia elétrica.

Inicialmente, são apresentados os TDs usados no Estudo de Caso 3, juntamente com as UCs (referenciadas de 1-18), da seguinte maneira: duas UCs no TD – 8402; três UCs no TD – 8216; quatro UCs no TD – 6145; duas UCs no TD – 6370; e cinco UCs no TD – 6746. Em seguida, são apresentadas as curvas de carga e tensão de cada UC e TD, para demonstrar os maiores registros de injeções de potência reversa e as maiores demandas de consumo no sistema de distribuição. E por fim, apresenta-se a simulação do comportamento ideal da tensão da UC com GDFV no ponto de conexão, através do modelo matemático proposto por Stetz.

Este caso de estudo busca avaliar possíveis desvios registrados em níveis de tensão cada uma das unidades. Na pesquisa bibliográfica descrita no Capítulo 2, oito dos 27 artigos listados encontraram níveis de sobretensão em simulações em circuitos de BT com GDFV instalada. Seyed-Ehsan et al., 2019; constatou que a inserção de GDFV em sistemas de BT pode elevar a tensão do circuito ao ponto de ultrapassar os limites de QEE.

O estudo de Holguin et al., 2020; concluiu que quando o excedente de potência injetado a rede de BT é maior que a demanda dos consumidores conectados a esse circuito, ocorre uma elevação de tensão que pode ultrapassar os limites de QEE estipulados para sobretensão.

De modo a completar pesquisas abordadas por esta revisão bibliográfica, buscou-se avaliar em dados reais dos medidores inteligentes utilizados neste caso de

estudo, possíveis variações de tensão ocasionadas pela inserção de GDFV no sistema de BT.

- Transformador – TD 8405

O TD 8405 está localizado no bairro Nova Divinéia na cidade de Araranguá. O TD tem potência de 112,5 kVA, com um total 5 UCs conectadas a ele, sendo 2 delas unidades geradoras que somadas tem potência nominal de geração de 100 kW.

A UC 1 tem 75 kW de GDFV instalada. Inversor trifásico da marca Elgin/modelo SUN-75K-G. A distância de conexão entre a unidade e a TD 8402 é de 30 metros, como mostra a Figura 48.

A Figura 47 demonstra a curva de carga da UC 1 no mês de dezembro de 2023.

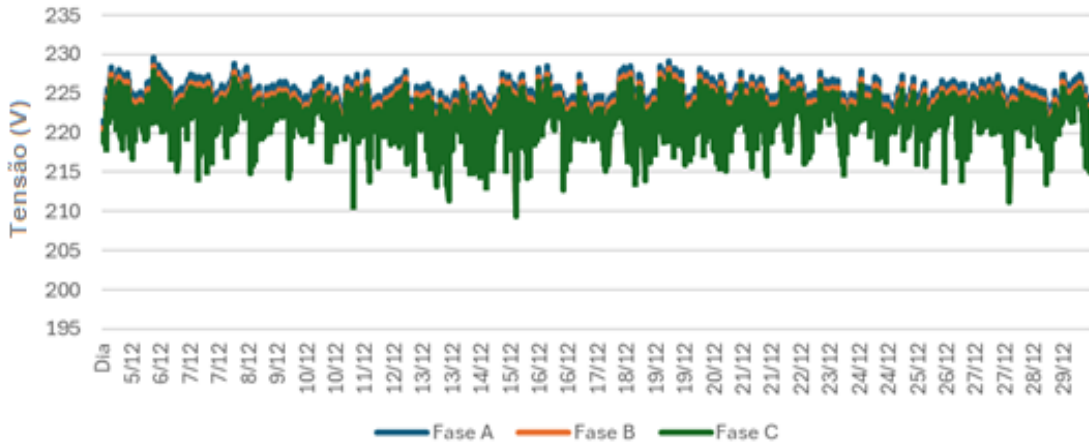
Figura 47 – Curva de carga da UC 1 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 48 expõe curva de tensão da UC 1 no mês de dezembro de 2023.

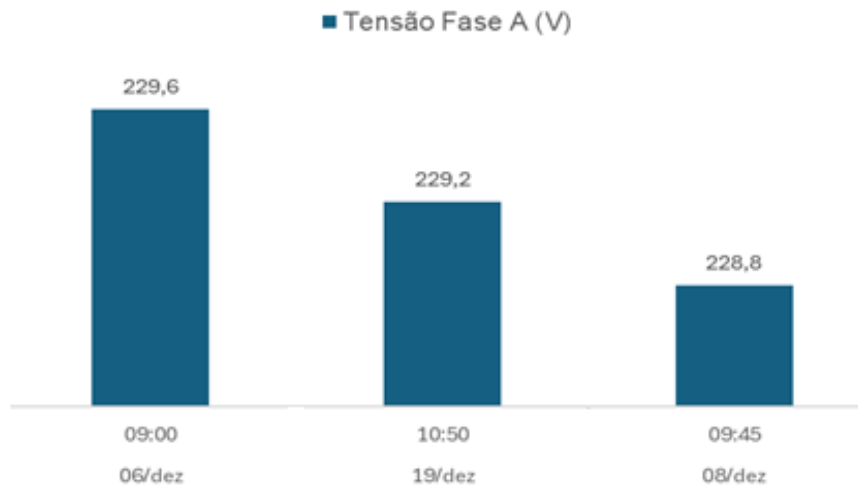
Figura 48 – Curva de tensão UC 1 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Na Figura 49 tem-se os registros das maiores tensões no mês de dezembro de 2023 na UC 1.

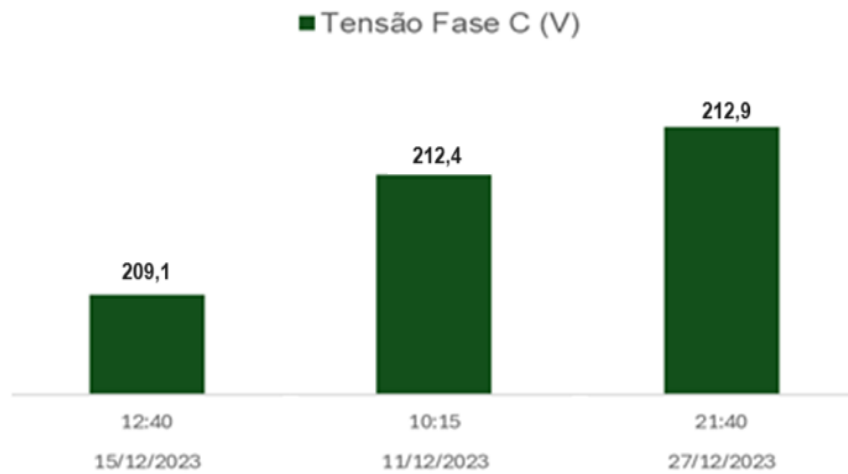
Figura 49 – Maiores tensões UC 1 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 50 expõe os registros das menores tensões no mês de dezembro de 2023 na UC 1.

Figura 50 – Menores tensões UC 1 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Na figura 51 pode-se observar a aplicação do modelo matemático utilizado pela concessionária CELESC, para a análise de conexões de GDFV no sistema de distribuição em BT. A UC 1 está conectada a 30 metros do TD com condutor 2 CA (0,948 Ω /km) e tem um ramal de ligação de 18 metros com condutor 50 mm²- AMX-AL (0,7767 Ω /km). A GDFV da unidade tem potência nominal de 75 kW, sendo 25 kW em cada uma das fases.

Utilizando as equações 4, 5 e 6, obtêm-se as tensões de conexão pelo modelo matemático de Stetz para a UC 1, como demonstrado na Figura 51.

Figura 51 – Modelo matemático aplicado UC 1.

Impedância dos cabos			Microgeração			Tensão de conexão	
Condutor	R (Ω /km)	Distância (m)	Fase	P (kW)	Vn (V)	Fase	V (V)
50 mm ² -AMX-AL	0,7767	18	A	25,0	220	A	224,8
2 CA	0,948	30	B	25,0	220	B	224,8
			C	25,0	220	C	224,8

Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A UC 2 tem 25 kW de GDFV instalada. Inversor trifásico da marca Growatt/modelo MID 25KTL3. A distância de conexão entre a unidade e o TD 8402 é de 160 metros.

A Figura 52 demonstra a curva de carga da UC 2 no mês de dezembro de 2023.

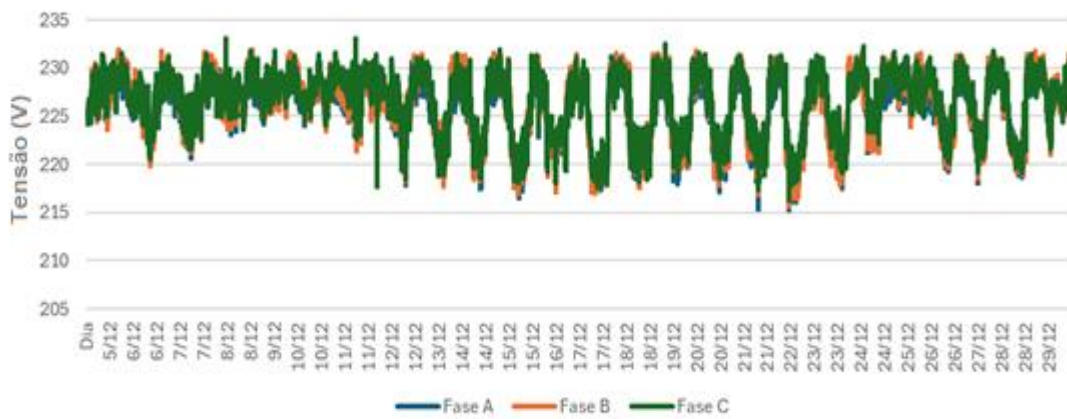
Figura 52 – Curva de carga UC 2 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 53 expõe a curva de tensão da UC 2 no mês de dezembro de 2023.

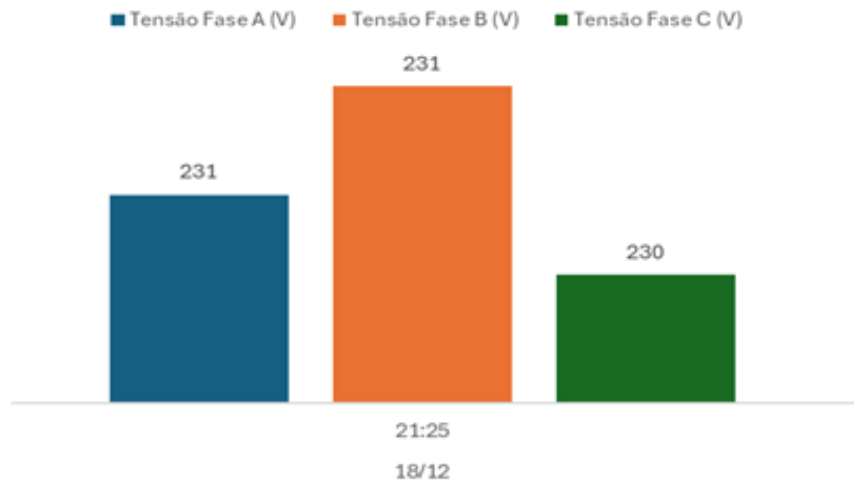
Figura 53 – Curva de tensão UC 2 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Na Figura 54 tem-se os registros das maiores tensões no mês de dezembro de 2023 na UC 2.

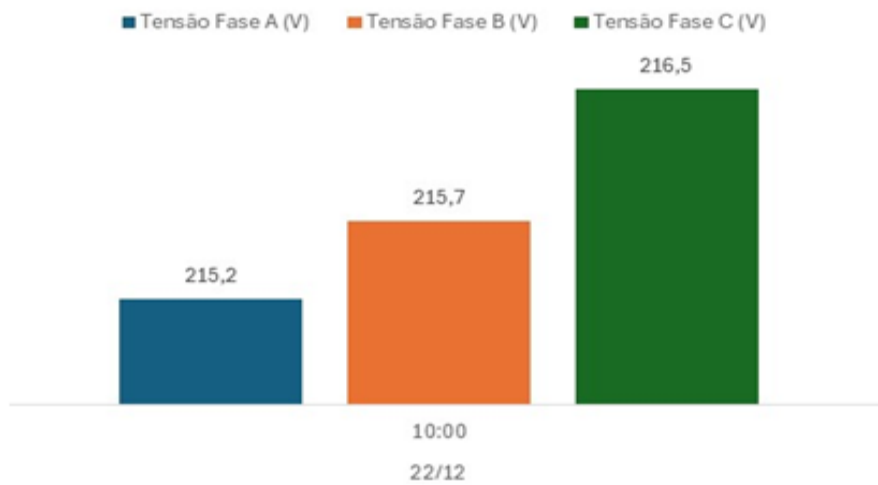
Figura 54 – Maiores tensões UC 2 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 55 expõe os registros das menores tensões no mês de dezembro de 2023 na UC 2.

Figura 55 – Menores tensões UC 2 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Utilizando as equações 4, 5 e 6, obtêm-se as tensões de conexão pelo modelo matemático de Stetz para a UC 2, como demonstrado na Figura 56.

Figura 56 – Modelo matemático aplicado UC 2

Impedância dos cabos			Microgeração			Tensão de conexão	
Condutor	R (Ω/km)	Distância (m)	Fase	P (kW)	Vn (V)	Fase	V (V)
50 mm ² -AMX-AL	0,7767	12	A	8,33	220	A	226,4
2 CA	0,948	126	B	8,33	220	B	226,4
35mm ² -AMX-AL	1,1095	34	C	8,33	220	C	226,4

Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

- Transformador – TD 8405

A Figura 57 demonstra a curva de carga do TD 8405 no mês de dezembro de 2023.

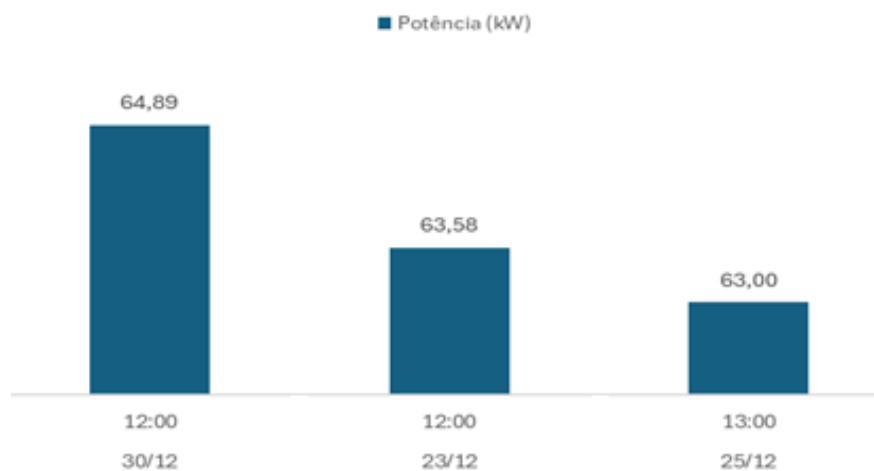
Figura 57 – Curva TD 8405 – Dez/ 2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 58 mostra os registros das maiores potências no TD 8405 em dezembro de 2023.

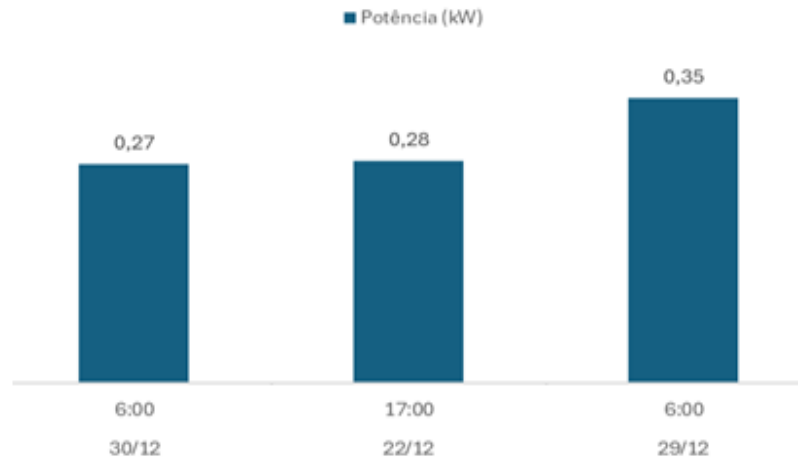
Figura 58 – Maiores potências TD 8405 – Dez/ 2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 59 demonstra as menores potências registradas no TD 8405 em dezembro de 2023.

Figura 59 – Menores potências TD 8405 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 60 demonstra a curva de tensão em dezembro de 2023 no TD 8405.

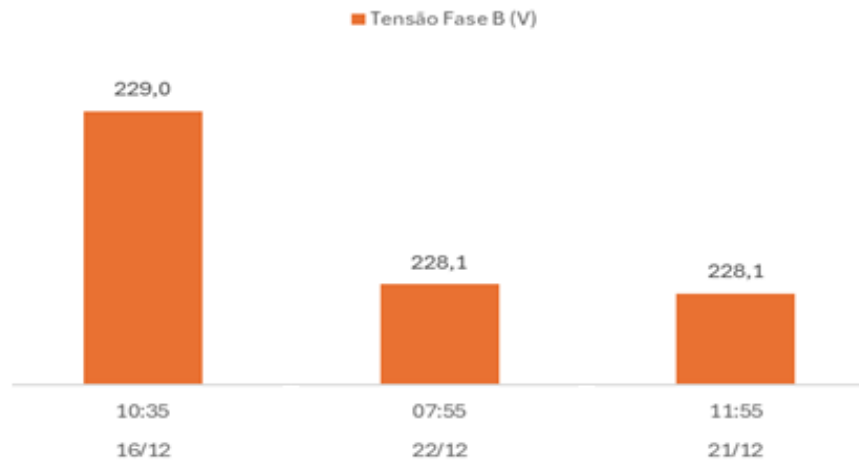
Figura 60 – Curva de tensão TD 8405 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 61 expões as maiores tensões registradas em dezembro de 2023 no TD 8405.

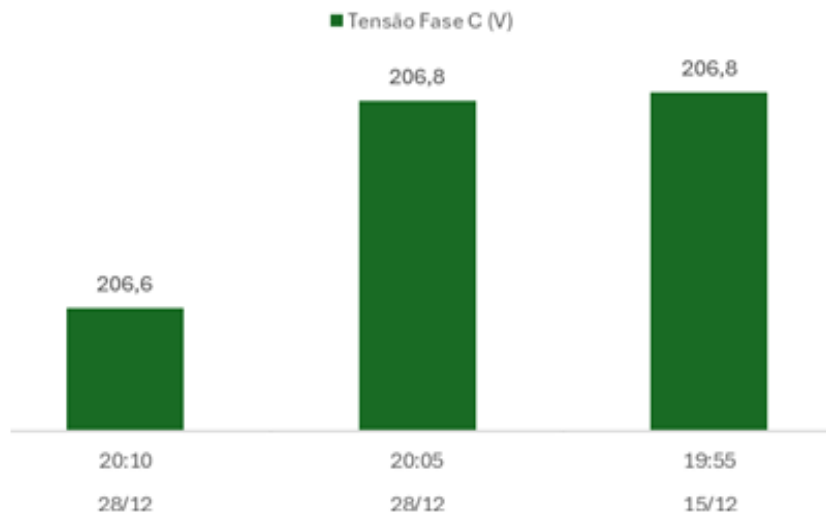
Figura 61 – Maiores tensões TD 8405 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 62 expões as menores tensões registradas em dezembro de 2023 no TD 8405.

Figura 62 – Menores tensões TD 8405 – Dez/2023.

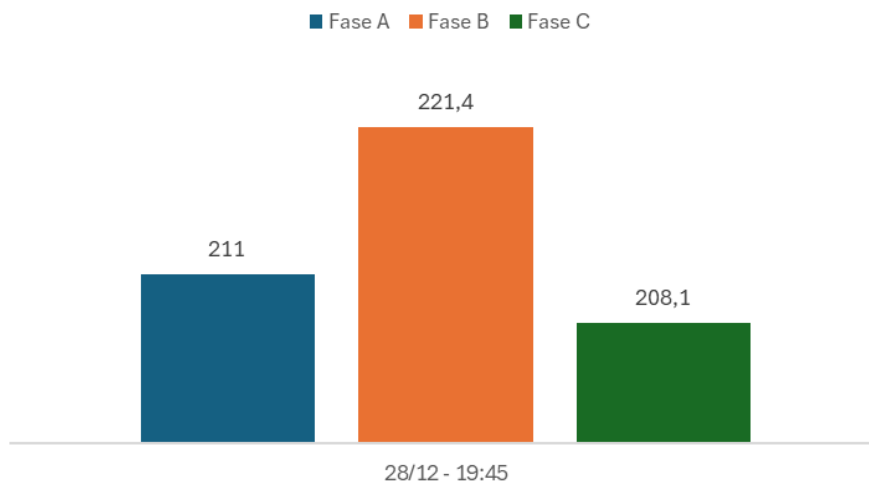


Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 63 expões o maior desequilíbrio de tensão registrado no TD 8405 em dezembro de 2023.

Figura 63 – Maior desequilíbrio de tensão TD 8405 – Dez/2023.

Desequilíbrio de tensão = 6%



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

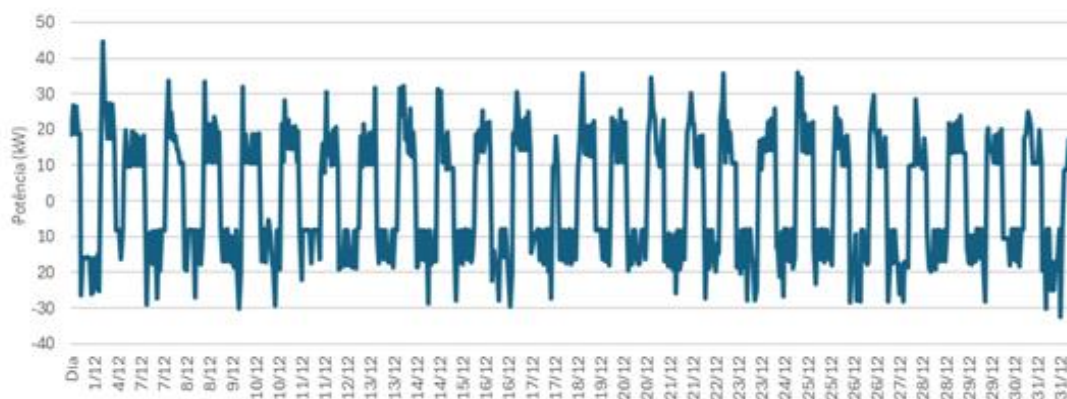
- Transformador – TD 8216

O TD 8216 está localizado no bairro Nova Divinéia. O TD tem potência de 75 kVA, com 5 UC conectadas a ele, sendo 3 delas com GDFV instalada, que somadas tem potência nominal de geração de 90kW.

A UC 3 tem 50 kW de GDFV instalada. Inversor trifásico da marca Elgin/modelo SUN-50K-G. A unidade está conectada a 36 metros do transformador.

A Figura 64 demonstra a curva de carga da UC 3 no mês de dezembro de 2023.

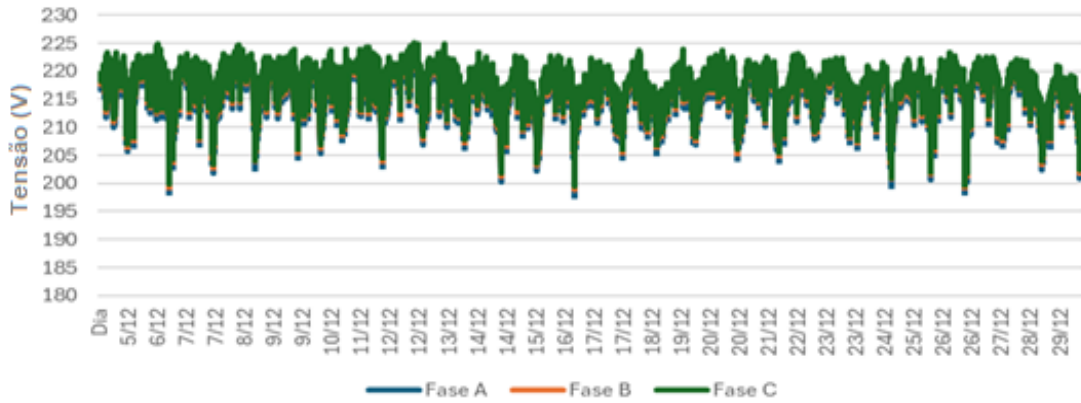
Figura 64 – Curva de carga da UC 3 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 65 expõe a curva de tensão da UC 3 no mês de dezembro de 2023.

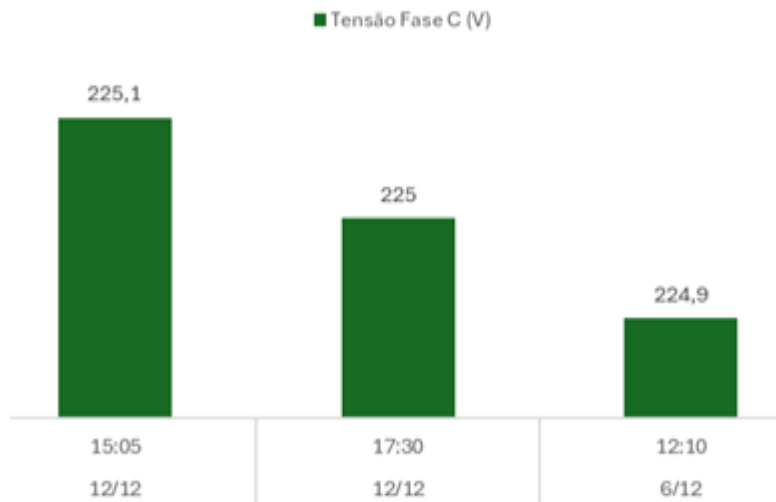
Figura 65 – Curva de tensão UC 3 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Na Figura 66 tem-se os registros das maiores tensões no mês de dezembro de 2023 na UC 3.

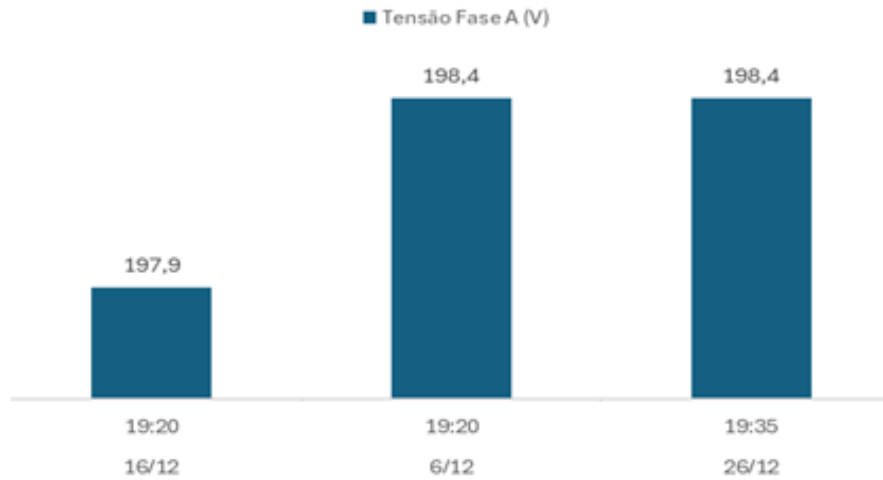
Figura 66 – Maiores tensões UC 3 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 67 expõe os registros das menores tensões no mês de dezembro de 2023 na UC 3.

Figura 67 – Menores tensões UC 3 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Utilizando as equações 4, 5 e 6, obtêm-se as tensões de conexão pelo modelo matemático de Stetz para a UC 3, como demonstrado na Figura 68.

Figura 68 – Modelo matemático aplicado UC 3.

Impedância dos cabos			Microgeração			Tensão de conexão	
Condutor	R (Ω/km)	Distância (m)	Fase	P (kW)	Vn (V)	Fase	V (V)
25mm ² -AMX-AL	1,5387	12	A	16,67	220	A	224,0
2 CA	0,948	36	B	16,67	220	B	224,0
			C	16,67	220	C	224,0

Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A UC 4 tem 25 kW de GDFV instalada. Inversor trifásico marca Growatt/modelo MID 25KTL3-X. A distância de conexão entre a unidade e o TD 8216 é de 90 metros.

A Figura 69 demonstra a curva de carga da UC 4 no mês de dezembro de 2023.

Figura 69 – Curva de carga da UC 4 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 70 expõe a curva de tensão da UC 4 no mês de dezembro de 2023.

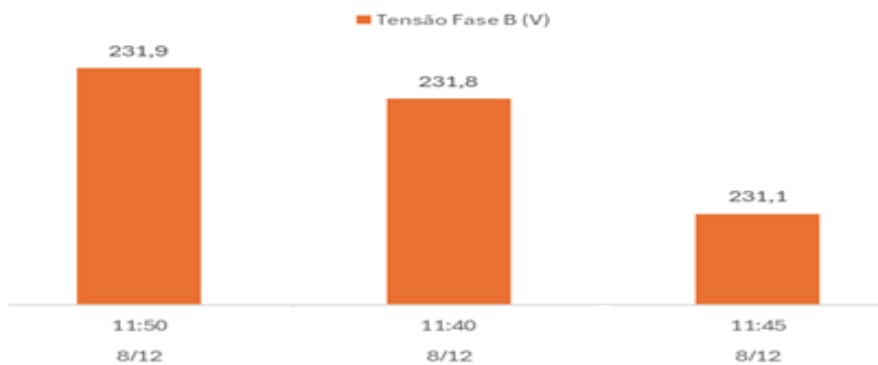
Figura 70 – Curva de tensão UC 4 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Na Figura 71 tem-se os registros das maiores tensões no mês de dezembro de 2023 na UC 4.

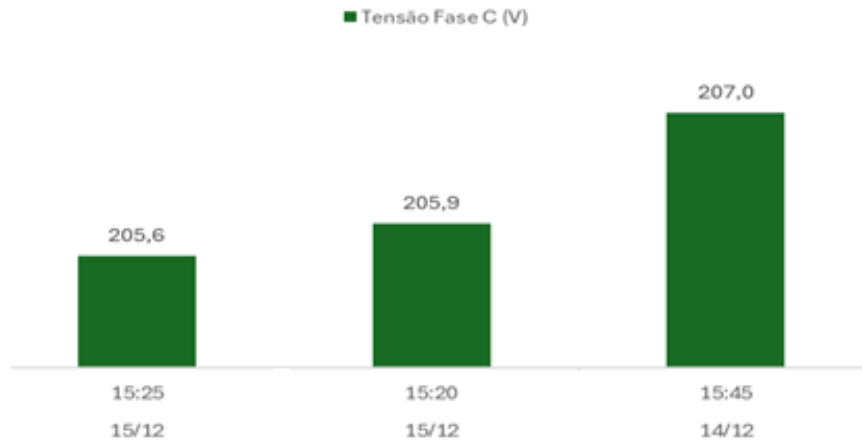
Figura 71 – Maiores tensões UC 4 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 72 expõe os registros das menores tensões no mês de dezembro de 2023 na UC 4.

Figura 72 – Menores tensões UC 4 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Utilizando as equações 4, 5 e 6, obtêm-se as tensões de conexão pelo modelo matemático de Stetz para a UC 4, como demonstrado na Figura 73.

Figura 73 – Modelo matemático aplicado UC 4.

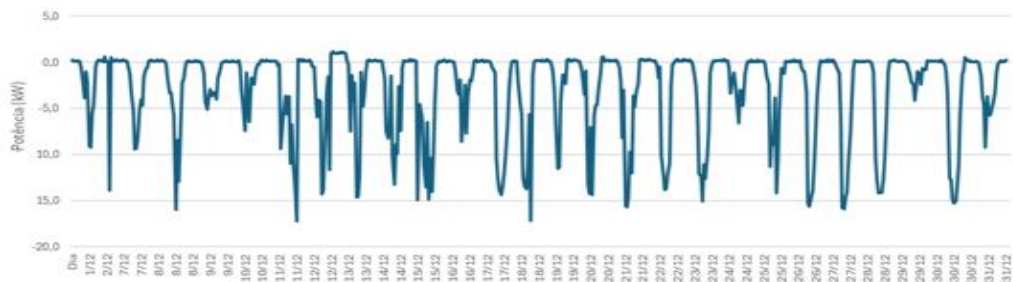
Impedância dos cabos			Microgeração			Tensão de conexão	
Condutor	R (Ω/km)	Distância (m)	Fase	P (kW)	Vn (V)	Fase	V (V)
25mm ² -AMX-AL	1,5387	12	A	8,33	220	A	223,9
2 CA	0,948	90	B	8,33	220	B	223,9
			C	8,33	220	C	223,9

Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A UC 5 tem 15 kW de GDFV instalada. Inversor trifásico marca Sofar Solar/modelo Sofar 15000TL-G2. A unidade está conectada no transformador.

A Figura 74 demonstra a curva de carga da UC 5 no mês de dezembro de 2023.

Figura 74 – Curva de carga da UC 5 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 75 expõe a curva de tensão da UC 5 no mês de dezembro de 2023.

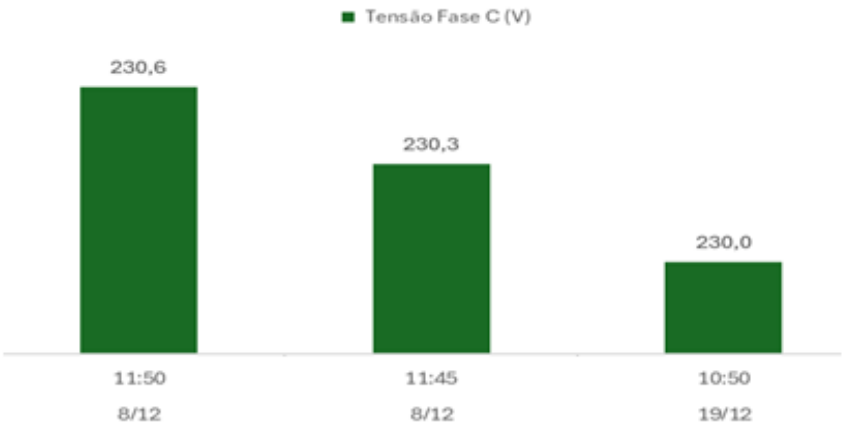
Figura 75 – Curva de tensão UC 5 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Na Figura 76 tem-se os registros das maiores tensões no mês de dezembro de 2023 na UC 5.

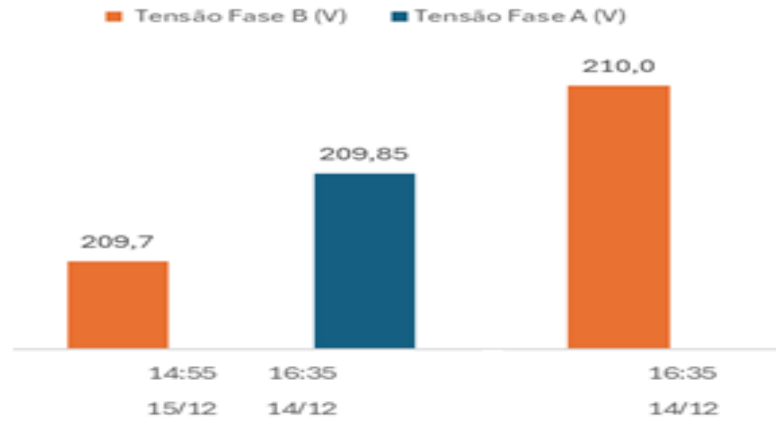
Figura 76 – Maiores tensões UC 5 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 77 expõe os registros das menores tensões no mês de dezembro de 2023 na UC 5.

Figura 77 – Menores tensões UC 5 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Utilizando as equações 4, 5 e 6, obtêm-se as tensões de conexão pelo modelo matemático de Stetz para a UC 5, como demonstrado na Figura 78.

Figura 78 – Modelo matemático aplicado UC 5.

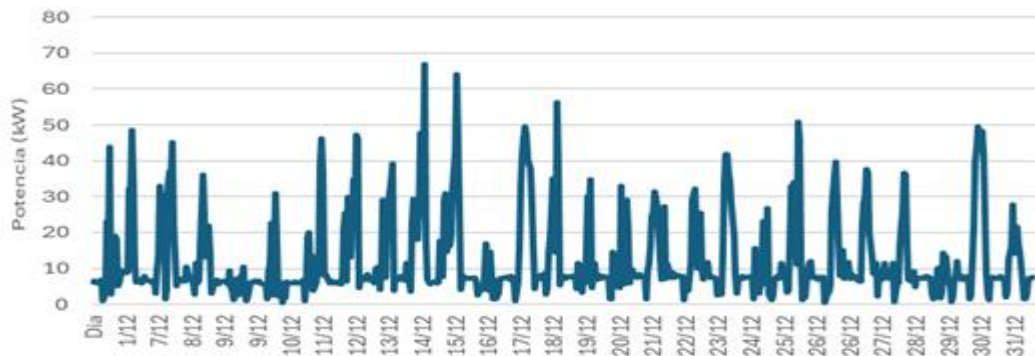
Impedância dos cabos			Microgeração			Tensão de conexão	
Condutor	R (Ω/km)	Distância (m)	Fase	P (kW)	Vn (V)	Fase	V (V)
25mm ² -AMX-AL	1,5387	12	A	5,0	220	A	220,4
			B	5,0	220	B	220,4
			C	5,0	220	C	220,4

Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

- Transformador – TD 8216

A Figura 79 demonstra a curva de carga do TD 8216 no mês de dezembro de 2023.

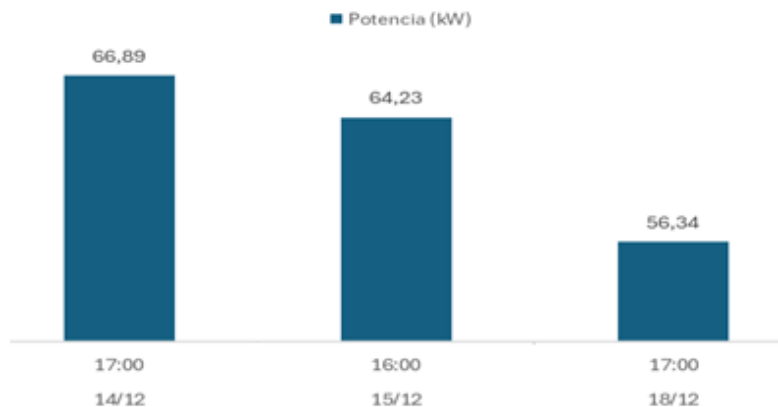
Figura 79 – Curva de carga do TD 8216 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 80 mostra os registros das maiores potências no TD 8216 em dezembro de 2023.

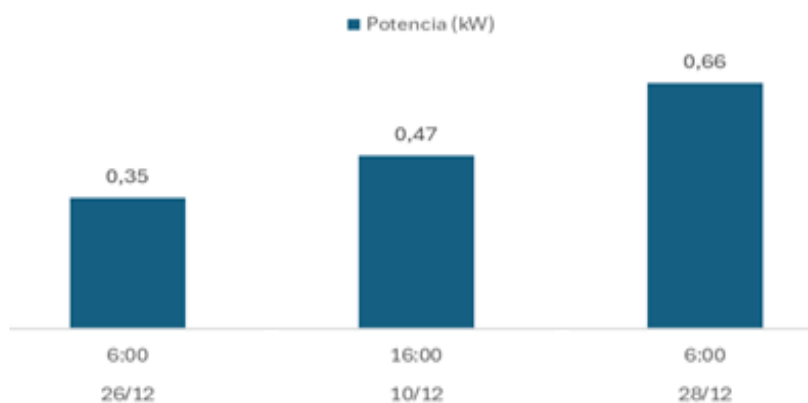
Figura 80 – Maiores potências do TD 8216 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 81 demonstra as menores potências registradas no TD 8216 em dezembro de 2023.

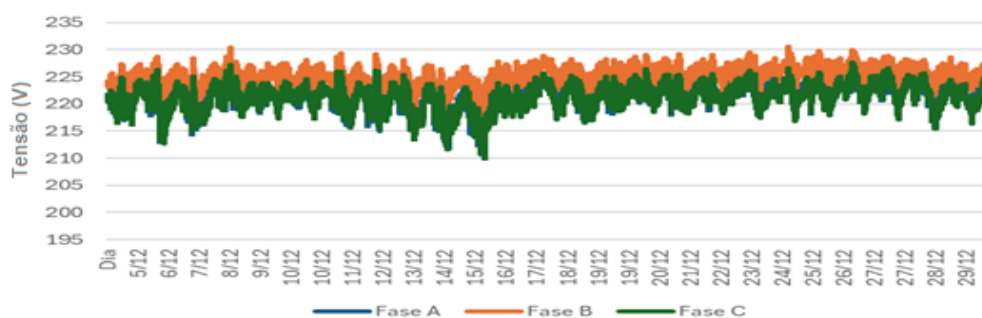
Figura 81 – Menores potências do TD 8216 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 82 demonstra a curva de tensão em dezembro de 2023 no TD 8216.

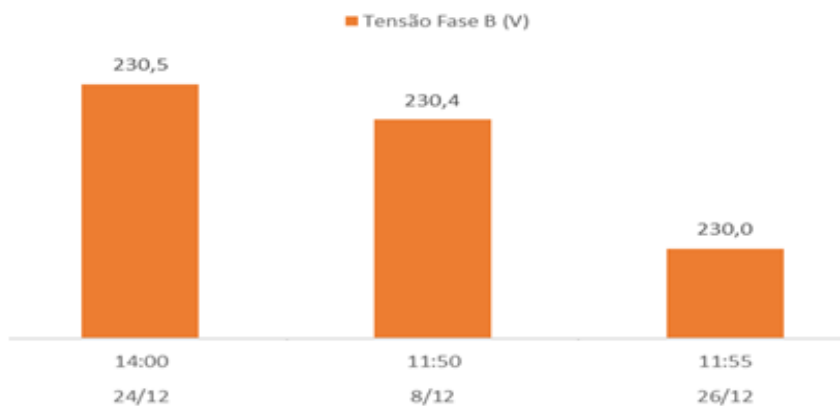
Figura 82 – Curva de tensão TD 8216 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 83 expõe as maiores tensões registradas em dezembro de 2023 no TD 8216.

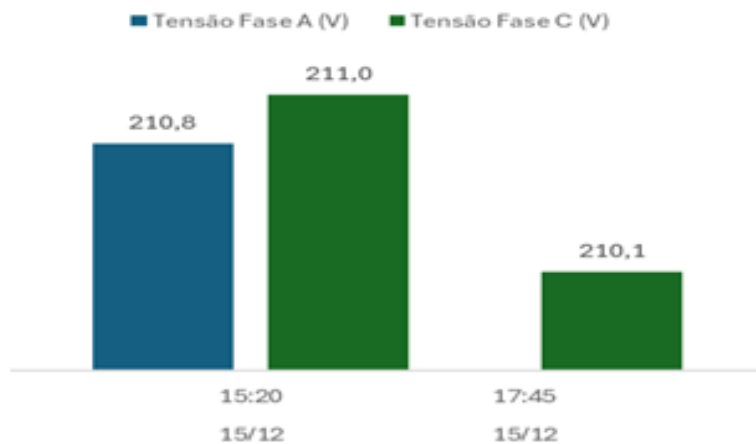
Figura 83 – Maiores tensões TD 8216 – Dez/ 2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 84 expõe as menores tensões registradas em dezembro de 2023 no TD 8216.

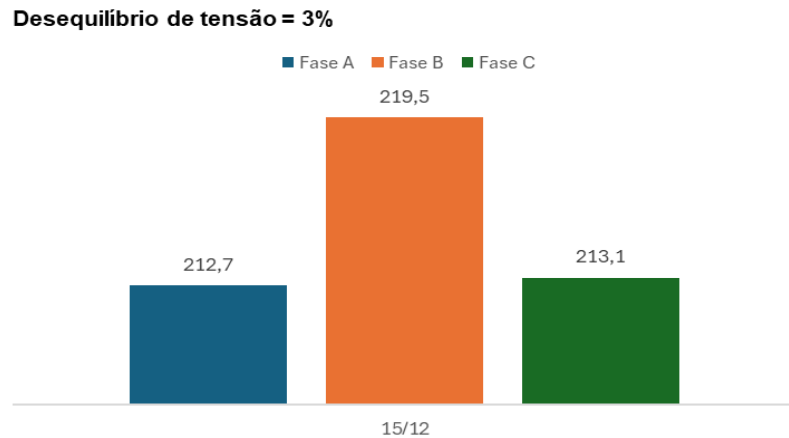
Figura 84 – Menores tensões TD 8216 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 85 expõe o maior desequilíbrio de tensão registrado no TD 8216 em dezembro de 2023.

Figura 85 – Maior desequilíbrio de tensão TD 8216 – Dez/ 2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

- Transformador – TD 6370

O TD 6370 está localizado no bairro Caverázinho. O TD tem potência de 112,5 kVA e conta com 102 UCs conectadas a ele, com 3 delas sendo unidades geradoras e que somadas tem potência nominal de geração de 86,3kW.

A UC 6 tem 60 kW de GDFV instalada. Inversor trifásico marca Growatt/modelo MAC 60KTL3-X LV. A distância de conexão entre a unidade e o TD 6370 é de 145 metros.

A Figura 86 demonstra a curva de carga da UC 6 no mês de dezembro de 2023.

Figura 86 – Curva de carga da UC 6 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 87 expõe a curva de tensão da UC 6 no mês de dezembro de 2023.

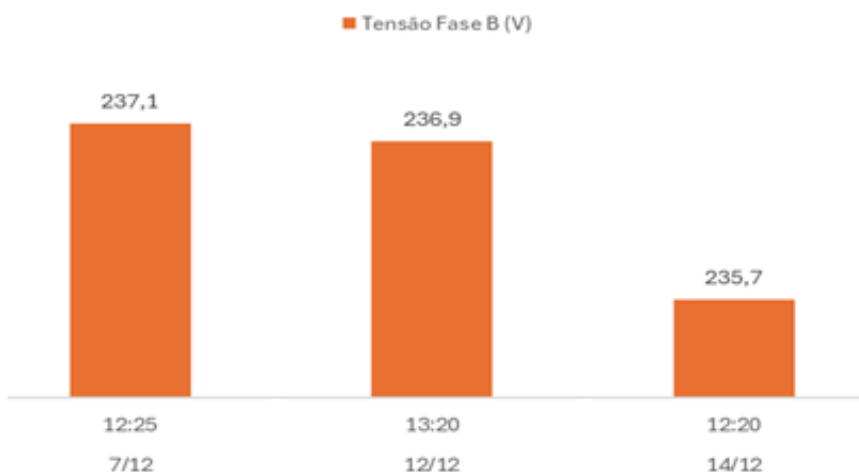
Figura 87 – Curva de tensão UC 6 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Na Figura 88 tem-se os registros das maiores tensões no mês de dezembro de 2023 na UC 6.

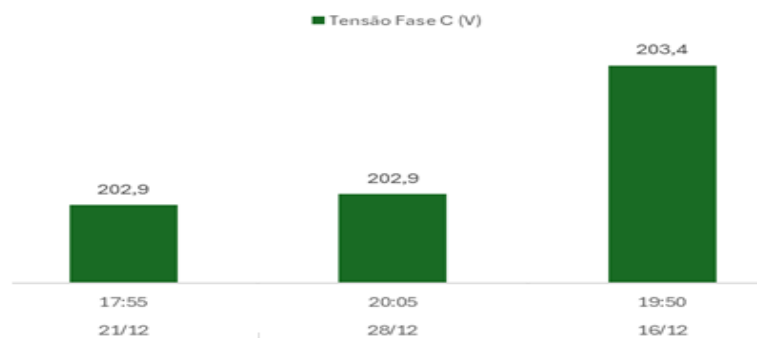
Figura 88 – Maiores tensões UC 6 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 89 expõe os registros das menores tensões no mês de dezembro de 2023 na UC 6.

Figura 89 – Menores tensões UC 6 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Utilizando as equações 4, 5 e 6, obtêm-se as tensões de conexão pelo modelo matemático de Stetz para a UC 6, como demonstrado na Figura 90.

Figura 90 – Modelo matemático aplicado UC 6.

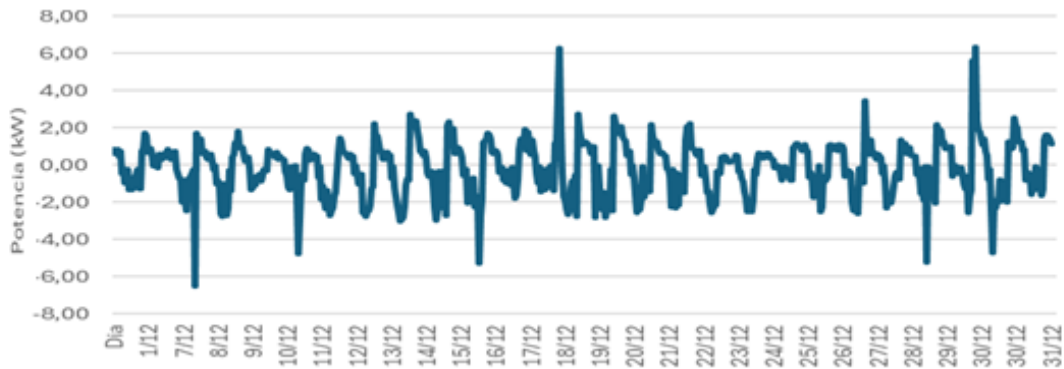
Impedância dos cabos			Microgeração			Tensão de conexão	
Condutor	R (Ω/km)	Distância (m)	Fase	P (kW)	Vn (V)	Fase	V (V)
35mm ² -AMX-AL	1,1095	12	A	20,0	220	A	229,2
70 mm ² -AMX-AL	0,5544	105	B	20,0	220	B	229,2
50 mm ² -AMX-AL	0,7767	40	C	20,0	220	C	229,2

Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A UC 7 tem 3,5 kW de GDFV instalada. Essa unidade conta com sete inversores monofásicos da marca Renovigi/modelo RENO500, de 0,5kW cada. A unidade está conectada a 140 metros do transformador.

A Figura 91 demonstra a curva de carga da UC 7 no mês de dezembro de 2023.

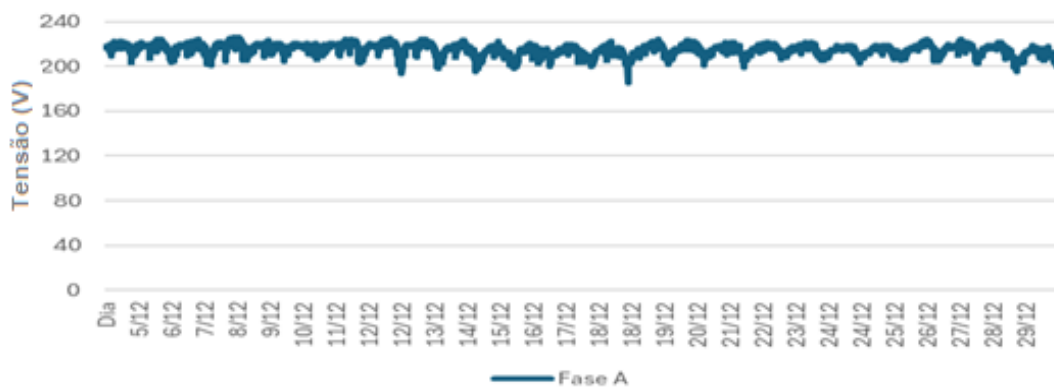
Figura 91 – Curva de carga da UC 7 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 92 expõe a curva de tensão da UC 7 no mês de dezembro de 2023.

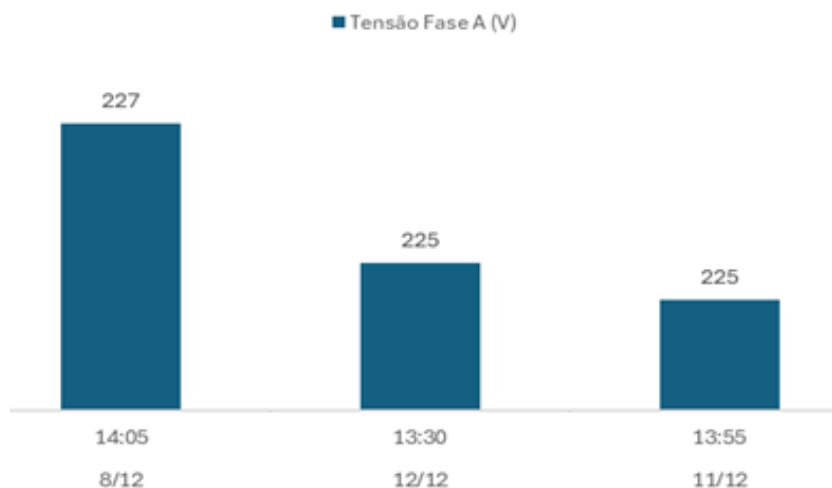
Figura 92 – Curva de tensão UC 7 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Na Figura 93 tem-se os registros das maiores tensões no mês de dezembro de 2023 na UC 7.

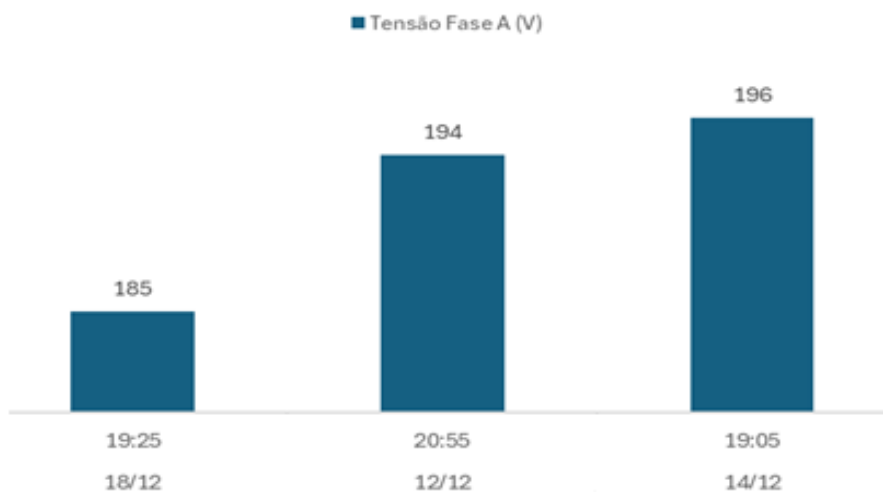
Figura 93 – Maiores tensões UC 7 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 94 expõe os registros das menores tensões no mês de dezembro de 2023 na UC 7.

Figura 94 – Menores tensões UC 7 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Utilizando as equações 4, 5 e 6, obtêm-se as tensões de conexão pelo modelo matemático de Stetz para a UC 7, como demonstrado na Figura 95.

Figura 95 – Modelo matemático aplicado UC 7.

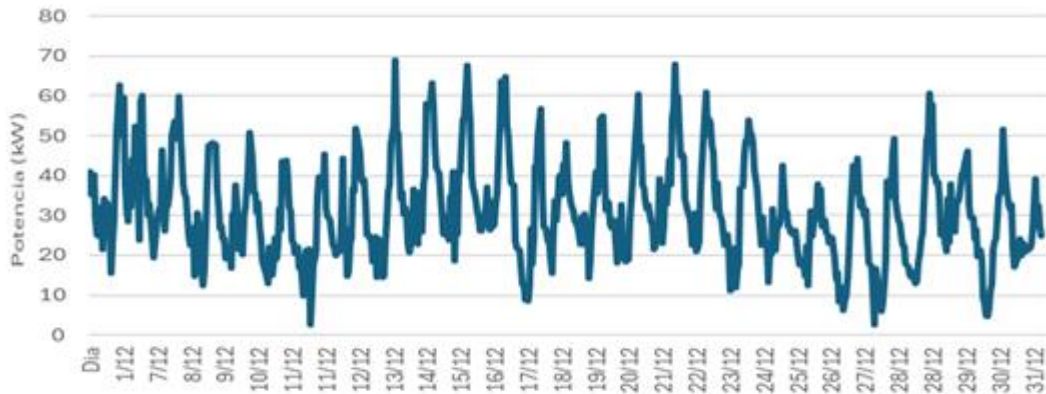
Impedância dos cabos			Microgeração			Tensão de conexão	
Condutor	R (Ω/km)	Distância (m)	Fase	P (kW)	Vn (V)	Fase	V (V)
10mm ² -AMX-AL	3,872	15	A	3,5	220	A	225,0
70 mm ² -AMX-AL	0,5544	25					
50 mm ² -AMX-AL	0,7767	115					

Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

- Transformador – TD 6370

A Figura 96 demonstra a curva de carga do TD 6370 no mês de dezembro de 2023.

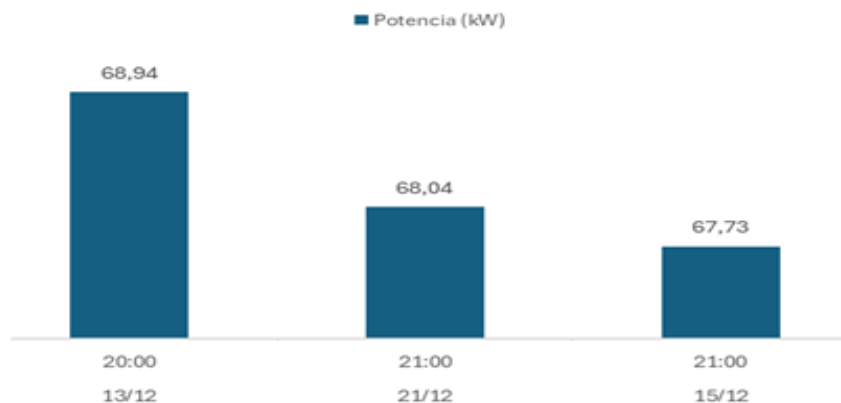
Figura 96 – Curva de carga da TD 6370 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 97 mostra os registros das maiores potências no TD 6370 em dezembro de 2023.

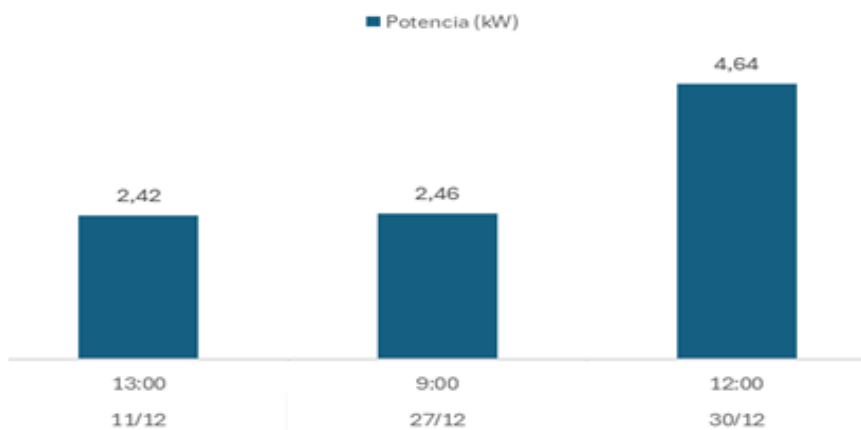
Figura 97 – Maiores potências do TD 6370 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 98 demonstra as menores potências registradas no TD 6370 em dezembro de 2023.

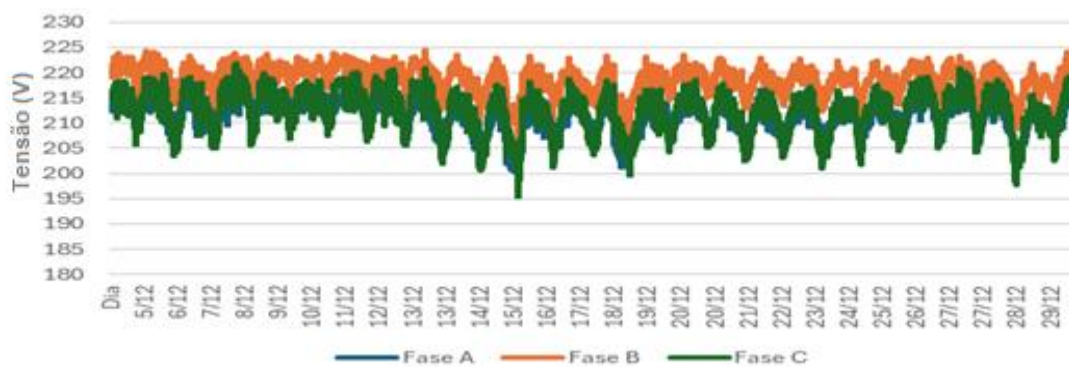
Figura 98 – Menores potências do TD 6370 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 99 demonstra a curva de tensão em dezembro de 2023 no TD 8216.

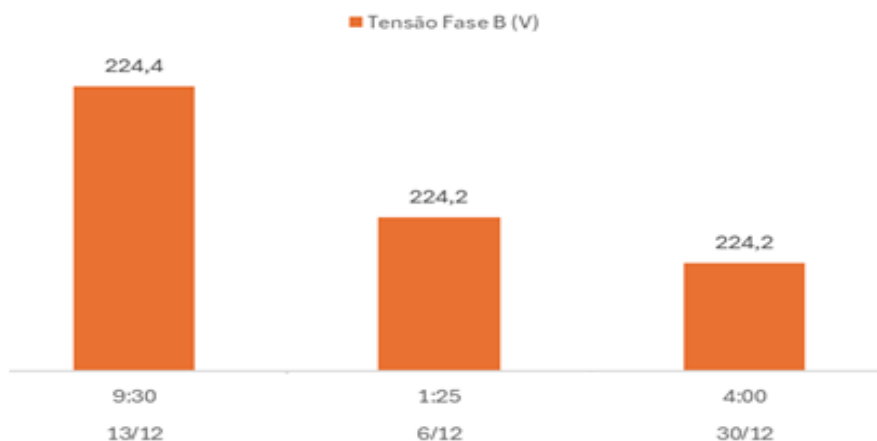
Figura 99 – Curva de tensão TD 6370 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 100 expõe as maiores tensões registradas em dezembro de 2023 no TD 6370.

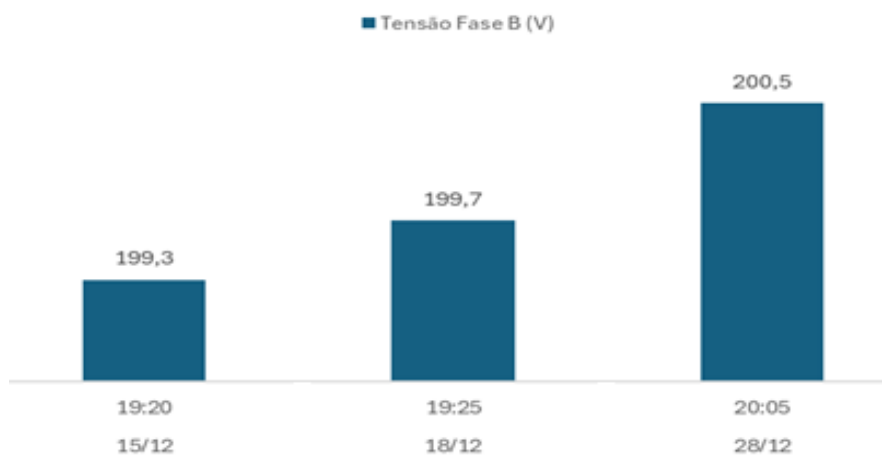
Figura 100 – Maiores tensões TD 6370 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 101 expõe as menores tensões registradas em dezembro de 2023 no TD 6370.

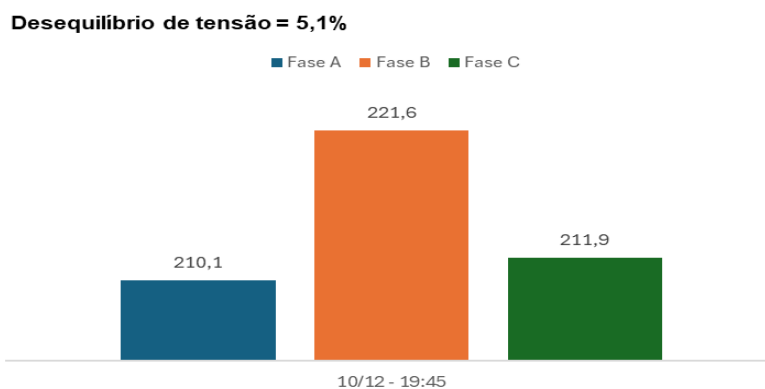
Figura 101 – Menores tensões TD 6370 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 102 expõe o maior desequilíbrio de tensão registrado no TD 6370 em dezembro de 2023.

Figura 102 – Maior desequilíbrio de tensão TD 6370 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

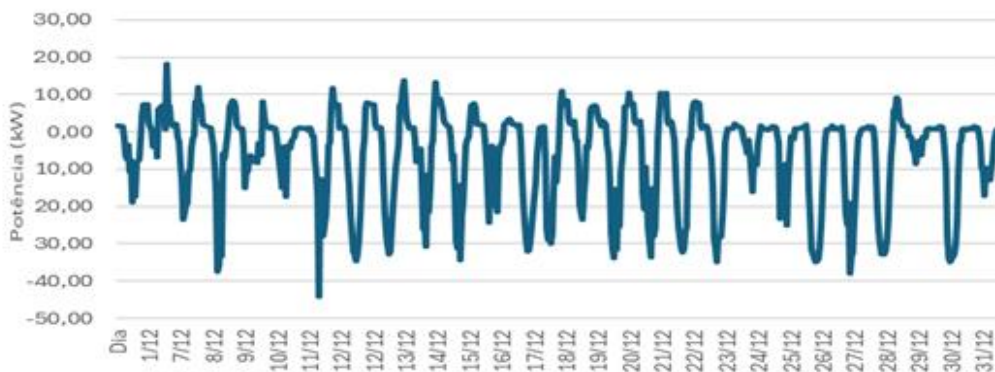
- Transformador – TD 6145

O TD 6145 está localizado no bairro Alto Feliz. O TD tem potência de 112,5 kVA, com 76 UCs conectadas a ele. O circuito do TD conta com 4 GDFVs instaladas e 71 kW de geração.

A UC 8 tem 40,5 kW de GDFV instalada. Inversor trifásico marca Growatt/modelo MAC 50KTL3-X LV. A distância entre a unidade e o TD 6145 é de 34 metros.

A Figura 103 demonstra a curva de carga da UC 8 no mês de dezembro de 2023.

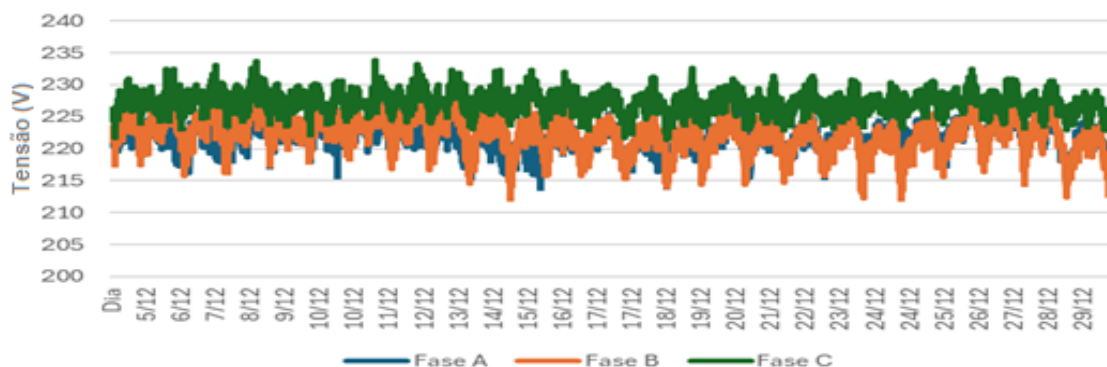
Figura 103 – Curva de carga da UC 8 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 104 expõe a curva de tensão da UC 8 no mês de dezembro de 2023.

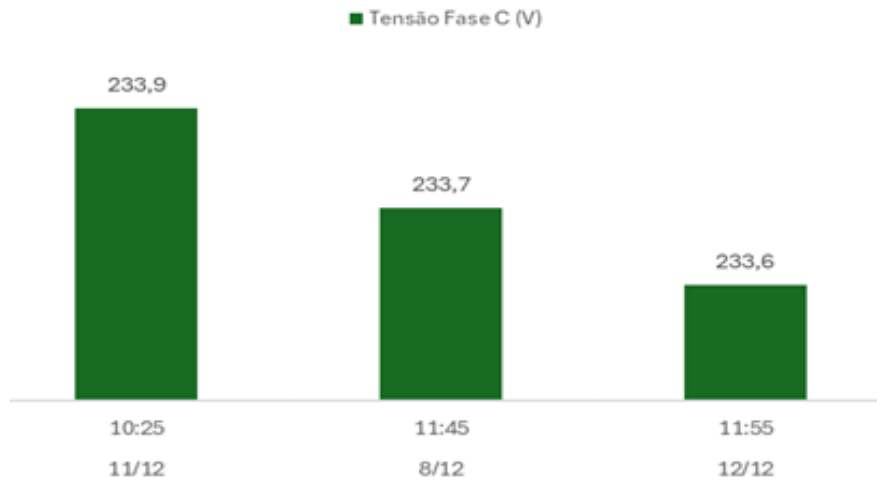
Figura 104 – Curva de tensão UC 8 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Na Figura 105 tem-se os registros das maiores tensões no mês de dezembro de 2023 na UC 8.

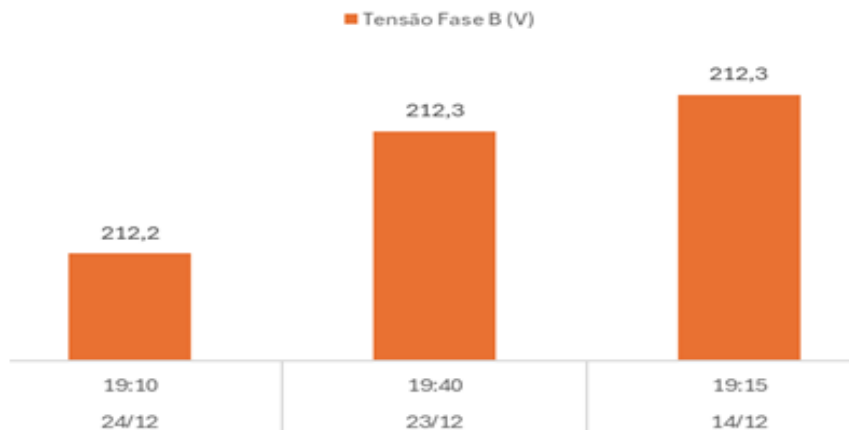
Figura 105 – Maiores tensões UC 8 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 106 expõe os registros das menores tensões no mês de dezembro de 2023 na UC 8.

Figura 106 – Menores tensões UC 8 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Utilizando as equações 4, 5 e 6, obtêm-se as tensões de conexão pelo modelo matemático de Stetz para a UC 8, como demonstrado na Figura 107.

Figura 107 – Modelo matemático aplicado a UC 8

Impedância dos cabos			Microgeração			Tensão de conexão	
Condutor	R (Ω/km)	Distância (m)	Fase	P (kW)	Vn (V)	Fase	V (V)
50 mm ² -AMX-AL	0,7767	12	A	13,5	220	A	221,2
120 mm ² AMX-AL	0,3236	34	B	13,5	220	B	221,2
			C	13,5	220	C	221,2

Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A UC 9 tem 4,24 kW de GDFV. Inversor trifásico marca Goodwe/modelo GW5000T-DS. A unidade está conectada a 187 metros do transformador.

A Figura 108 demonstra a curva de carga da UC 9 no mês de dezembro de 2023.

Figura 108 – Curva de carga da UC 9 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 109 expõe a curva de tensão da UC 9 no mês de dezembro de 2023.

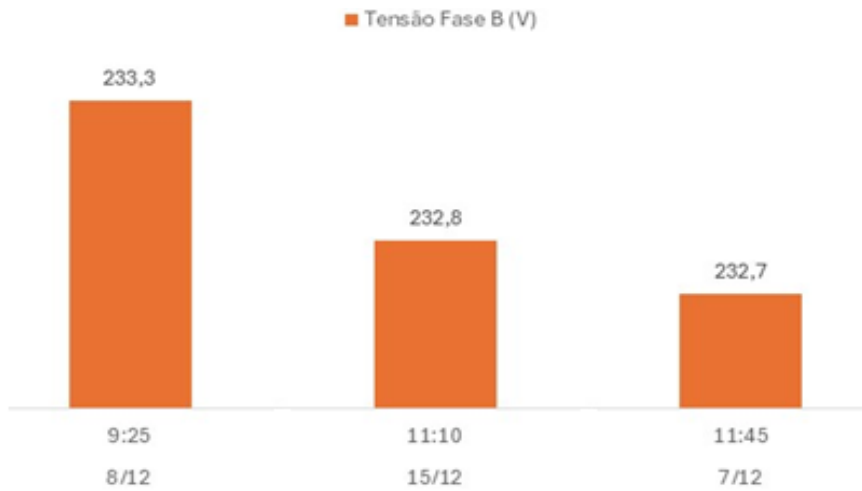
Figura 109 – Curva de tensão UC 9 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Na Figura 110 tem-se os registros das maiores tensões no mês de dezembro de 2023 na UC 9.

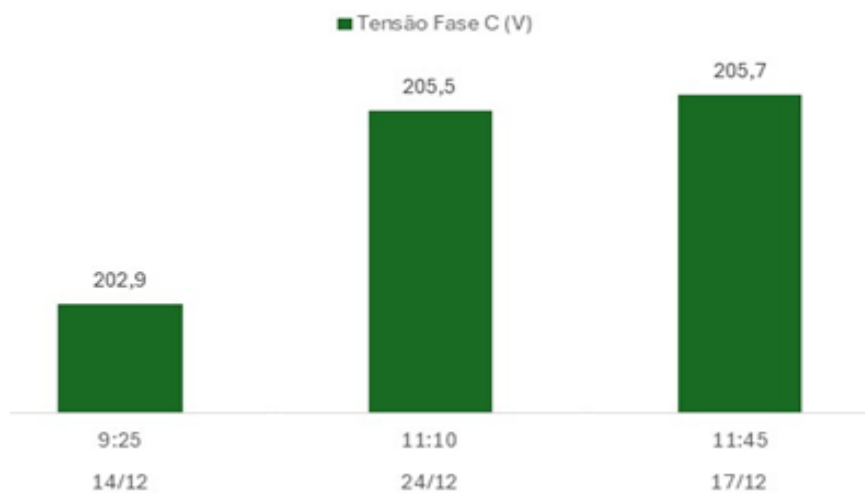
Figura 110 – Maiores tensões UC 9 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 111 expõe os registros das menores tensões no mês de dezembro de 2023 na UC 9.

Figura 111 – Menores tensões UC 9 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Utilizando as equações 4, 5 e 6, obtêm-se as tensões de conexão pelo modelo matemático de Stetz para a UC 9, como demonstrado na Figura 112.

Figura 112 – Modelo matemático aplicado UC 9.

Impedância dos cabos			Microgeração			Tensão de conexão	
Condutor	R (Ω/km)	Distância (m)	Fase	P (kW)	Vn (V)	Fase	V (V)
10mm ² -AMX-AL	3,872	12	A	4,2	220	A	226,0
120 mm ² AMX-AL	0,3236	70					
50 mm ² -AMX-AL	0,7767	117					

Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A UC 10 tem 21 kW de GDFV instalada. Inversor trifásico marca PHB/modelo JKM525M-72HL4-TV. A distância de conexão entre a unidade e o TD 6145 é de 98 metros.

A Figura 113 demonstra a curva de carga da UC 10 no mês de dezembro de 2023.

Figura 113 – Curva de carga da UC 10 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 114 expõe a curva de tensão da UC 10 no mês de dezembro de 2023.

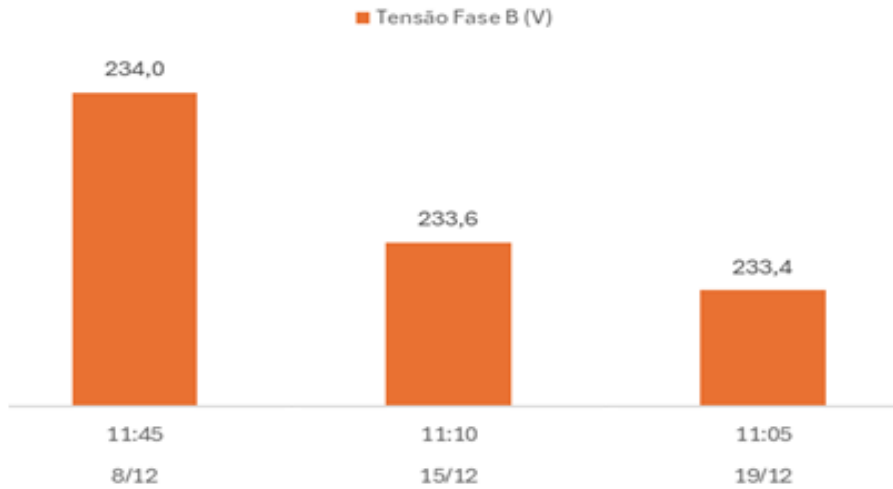
Figura 114 – Curva de tensão UC 10 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Na Figura 115 tem-se os registros das maiores tensões no mês de dezembro de 2023 na UC 10.

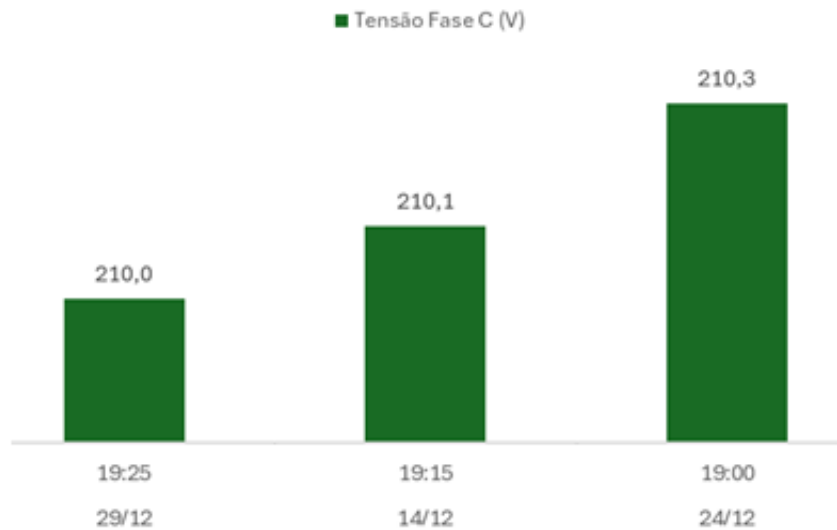
Figura 115 – Maiores tensões UC 10 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 116 expõe os registros das menores tensões no mês de dezembro de 2023 na UC 10.

Figura 116 – Menores tensões UC 10 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Utilizando as equações 4, 5 e 6, obtêm-se as tensões de conexão pelo modelo matemático de Stetz para a UC 10, como demonstrado na Figura 117.

Figura 117 – Modelo matemático aplicado UC 10.

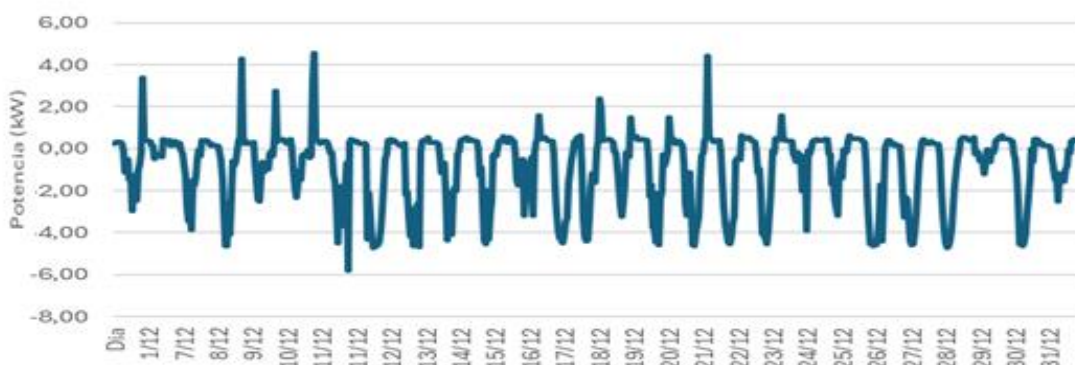
Impedância dos cabos			Microgeração			Tensão de conexão	
Condutor	R (Ω/km)	Distância (m)	Fase	P (kW)	Vn (V)	Fase	V (V)
10mm ² -AMX-AL	3,872	10	A	7,0	220	A	222,2
120 mm ² AMX-AL	0,3236	98	B	7,0	220	B	222,2
			C	7,0	220	C	222,2

Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A UC 11 tem 5 kW de GDFV instalada. Inversor monofásico marca Goodwe/modelo GW5KBD-NS. A unidade está conectada a 109 metros do TD 6145.

A Figura 118 demonstra a curva de carga da UC 11 no mês de dezembro de 2023.

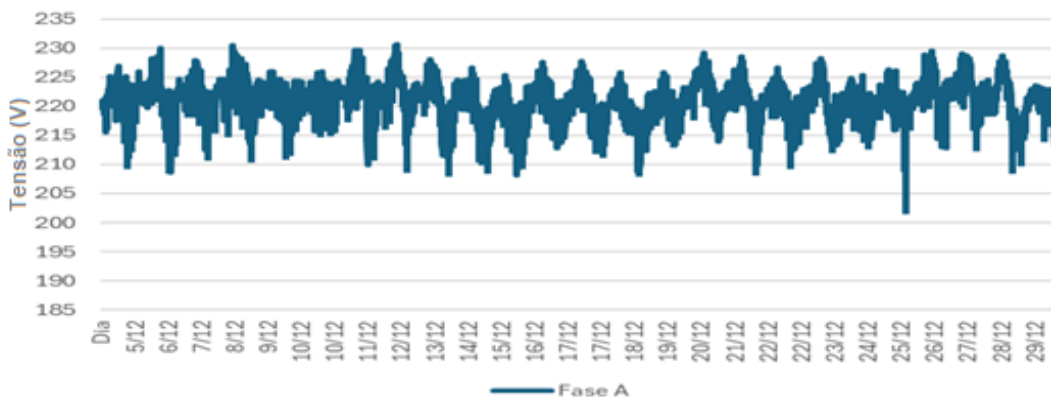
Figura 118 – Curva de carga da UC 11 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 119 expõe a curva de tensão da UC 11 no mês de dezembro de 2023.

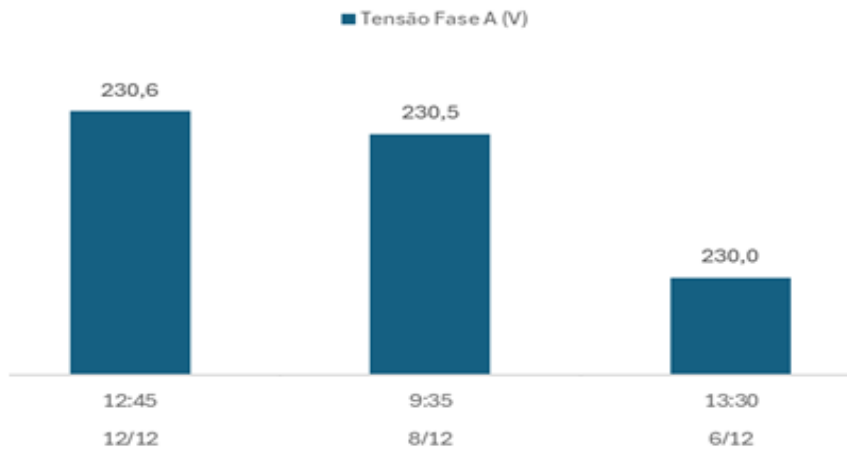
Figura 119 – Curva de tensão UC 11 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Na Figura 120 tem-se os registros das maiores tensões no mês de dezembro de 2023 na UC 11.

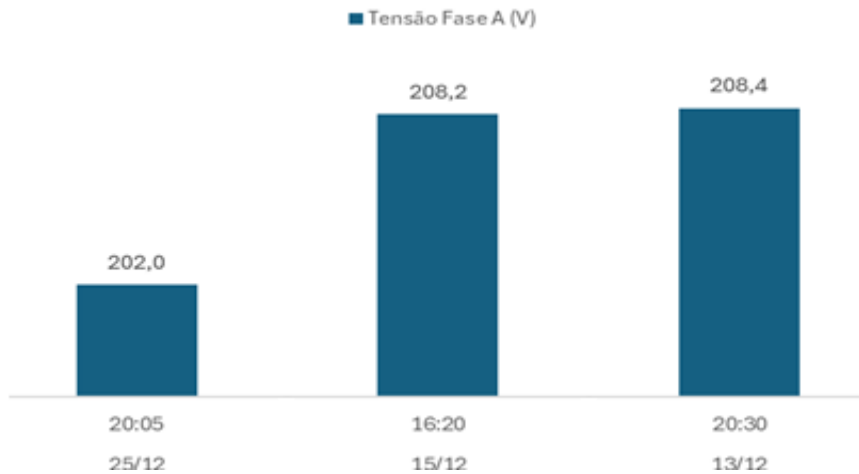
Figura 120 – Maiores tensões UC 11 – Dez/ 2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 121 expõe os registros das menores tensões no mês de dezembro de 2023 na UC 11.

Figura 121 – Menores tensões UC 11 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Utilizando as equações 4, 5 e 6, obtêm-se as tensões de conexão pelo modelo matemático de Stetz para a UC 11, como demonstrado na Figura 122.

Figura 122 – Modelo matemático aplicado UC 11.

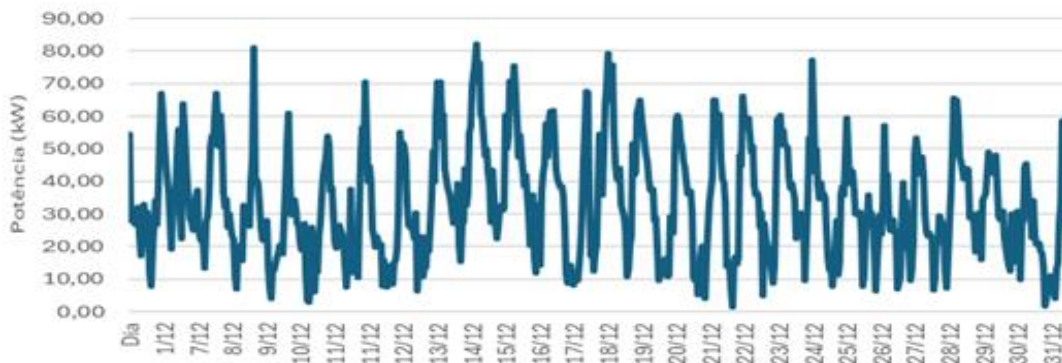
Impedância dos cabos			Microgeração			Tensão de conexão	
Condutor	R (Ω/km)	Distância (m)	Fase	P (kW)	Vn (V)	Fase	V (V)
10mm ² -AMX-AL	3,872	12	A	5,0	220	A	225,0
120 mm ² AMX-AL	0,3236	37					
50 mm ² -AMX-AL	0,7767	70					

Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

- Transformador – TD 6145

A Figura 123 demonstra a curva de carga do TD 6145 no mês de dezembro de 2023.

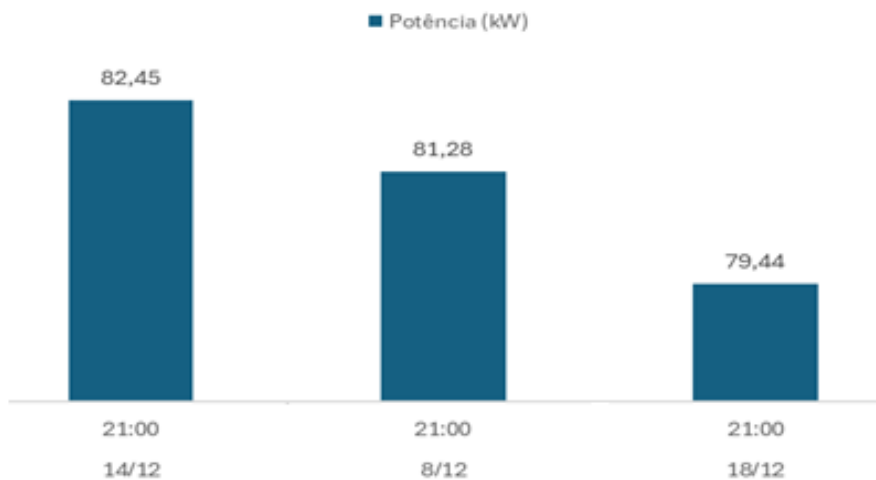
Figura 123 – Curva de carga do TD 6145 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 124 mostra os registros das maiores potências no TD 6145 em dezembro de 2023.

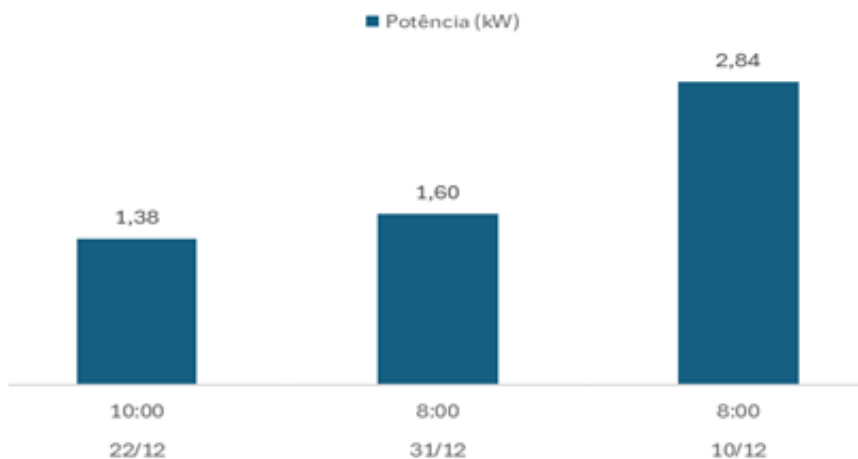
Figura 124 – Maiores potências do TD 6145 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 125 demonstra as menores potências registradas no TD 6145 em dezembro de 2023.

Figura 125 – Menores potências do TD 6145 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 126 demonstra a curva de tensão em dezembro de 2023 no TD 6145.

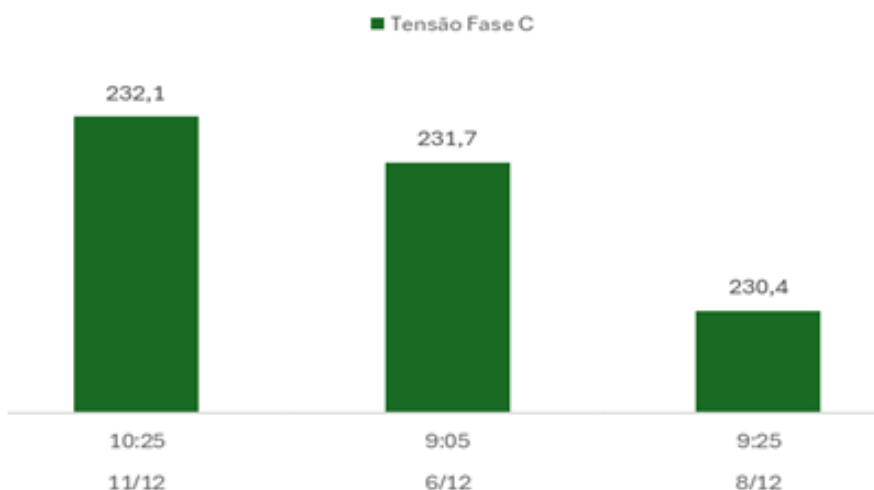
Figura 126 – Curva de tensão TD 6145 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 127 expõe as maiores tensões registradas em dezembro de 2023 no TD 6145.

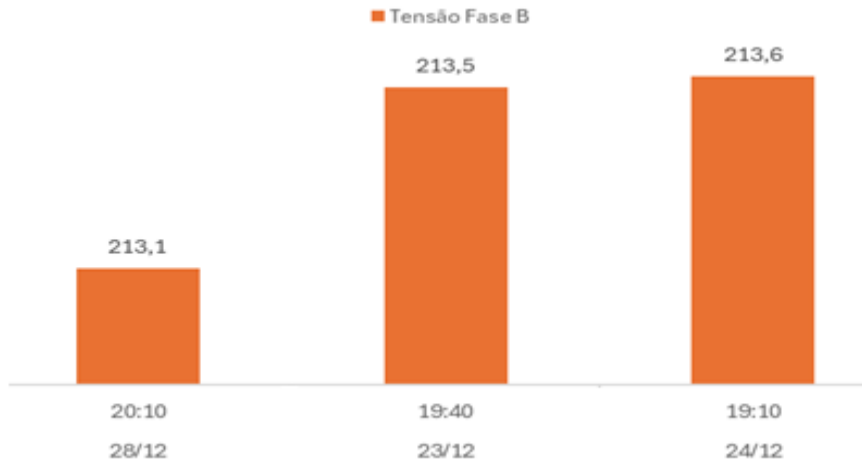
Figura 127 – Maiores tensões TD 6145 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 128 expões as menores tensões registradas em dezembro de 2023 no TD 6145.

Figura 128 – Menores tensões TD 6145 – Dez/2023.

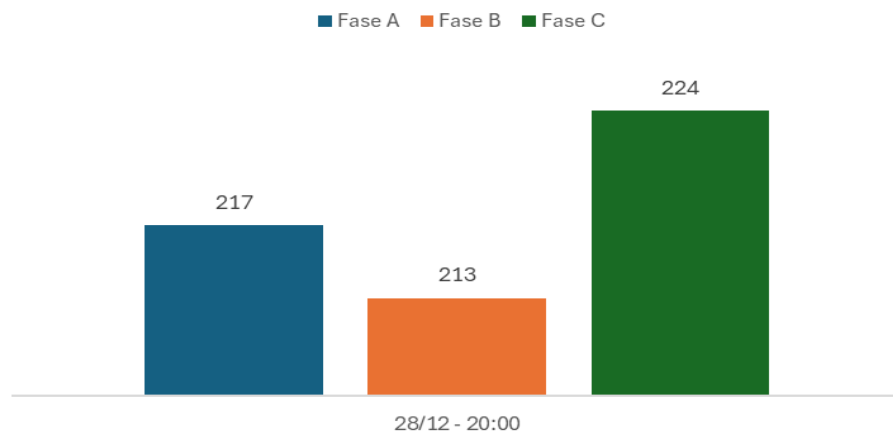


Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 129 expões o maior desequilíbrio de tensão registrado no TD 6145 em dezembro de 2023.

Figura 129 – Maior desequilíbrio de tensão TD 6145 – Dez/2023.

Desequilíbrio de tensão = 4,8%



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

- Transformador – TD 6746

O TD 6746 está localizado no bairro Coloninha e tem potência de 75 kVA. O circuito conta com 64 UCs conectadas, sendo 6 UCs com GDFV e 54 kW de potência nominal de geração.

A UC 12 tem 30 kW de GDFV instalada. Inversor trifásico marca GOODWE/modelo GW30K-MT. A unidade está conectada a 58 metros do TD 6746.

A Figura 130 demonstra a curva de carga da UC 12 no mês de dezembro de 2023.

Figura 130 – Curva de carga da UC 12 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 131 expõe a curva de tensão da UC 12 no mês de dezembro de 2023.

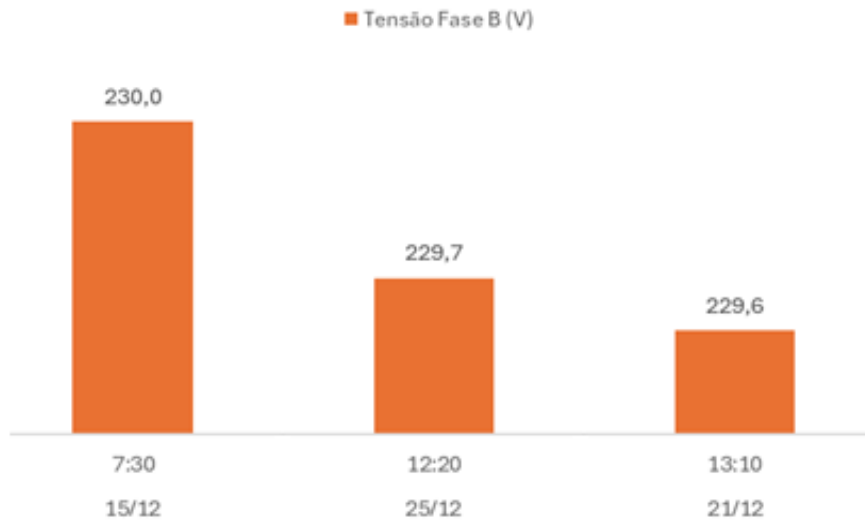
Figura 131 – Curva de tensão UC 12 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Na Figura 132 tem-se os registros das maiores tensões no mês de dezembro de 2023 na UC 12.

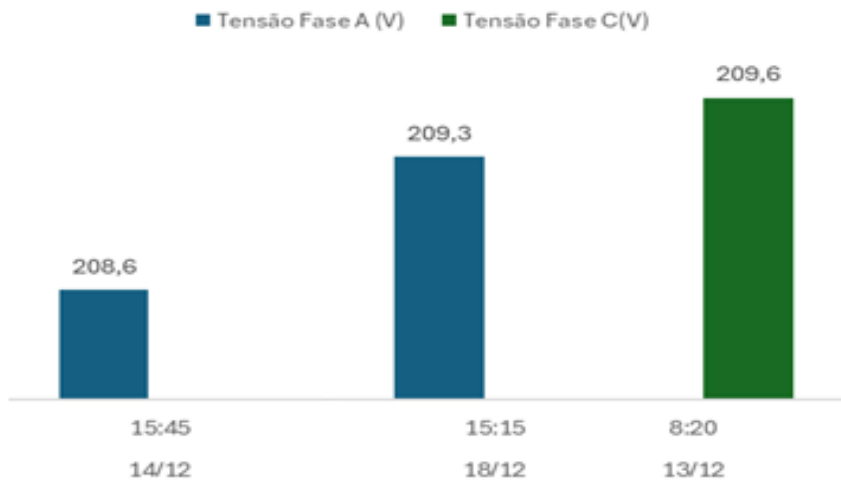
Figura 132 – Maiores tensões UC 12 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 133 expõe os registros das menores tensões no mês de dezembro de 2023 na UC 12.

Figura 133 – Menores tensões UC 12 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Utilizando as equações 4, 5 e 6, obtêm-se as tensões de conexão pelo modelo matemático de Stetz para a UC12, como demonstrado na Figura 134.

Figura 134 – Modelo matemático aplicado UC 12.

Impedância dos cabos			Microgeração			Tensão de conexão	
Condutor	R (Ω/km)	Distância (m)	Fase	P (kW)	Vn (V)	Fase	V (V)
16mm ² -AMX-AL	2,4489	13	A	10,0	220	A	223,9
2 CA	0,948	58	B	10,0	220	B	223,9
			C	10,0	220	C	223,9

Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A UC 13 tem 1,5 kW de GDFV instalada. Inversor monofásico marca PHB Solar/modelo PHB1500-XS. A distância de conexão entra a unidade e o TD 6746 é de 113 metros.

A Figura 135 demonstra a curva de carga da UC 13 no mês de dezembro de 2023.

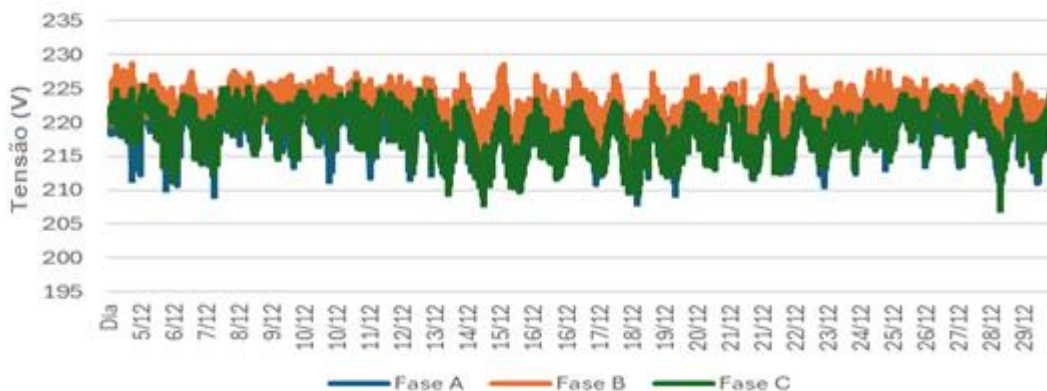
Figura 135 – Curva de carga da UC 13 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 136 expõe a curva de tensão da UC 13 no mês de dezembro de 2023.

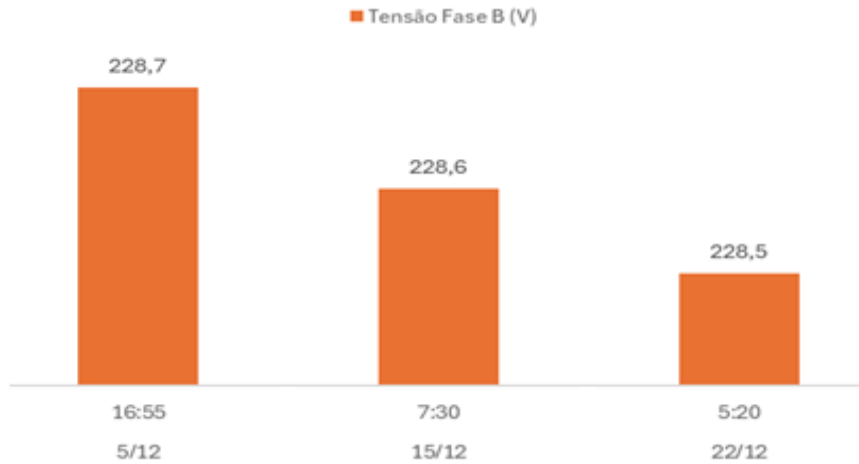
Figura 136 – Curva de tensão UC 13 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Na Figura 137 tem-se os registros das maiores tensões no mês de dezembro de 2023 na UC 13.

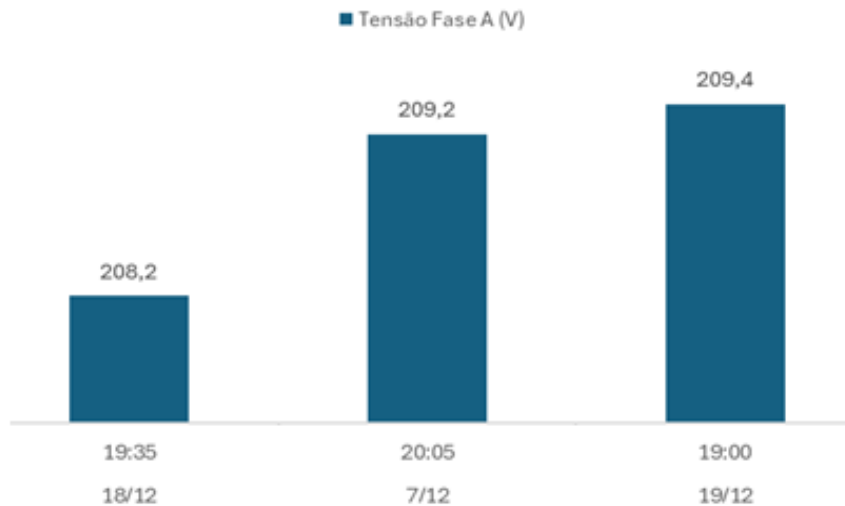
Figura 137 – Maiores tensões UC 13 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 138 expõe os registros das menores tensões no mês de dezembro de 2023 na UC 13.

Figura 138 – Menores tensões UC 13 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Utilizando as equações 4, 5 e 6, obtêm-se as tensões de conexão pelo modelo matemático de Stetz para a UC 13, como demonstrado na Figura 139.

Figura 139 – Modelo matemático aplicado UC 13.

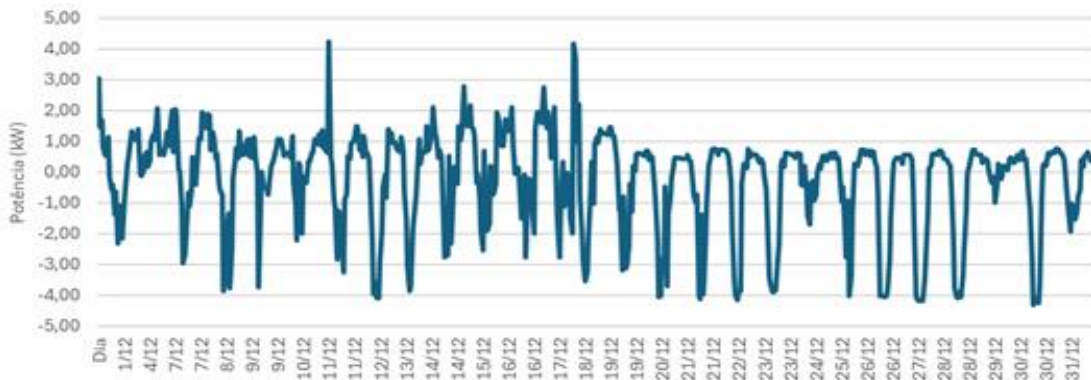
Impedância dos cabos			Microgeração			Tensão de conexão	
Condutor	R (Ω/km)	Distância (m)	Fase	P (kW)	Vn (V)	Fase	V (V)
25mm ² -AMX-AL	1,5387	12	A	1,5	220	A	221,6
2 CA	0,948	113					

Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A UC 14 tem 4,6 kW de GDFV instalada. A unidade conta com 12 inversores monofásicos marca Intelbras/modelo EMSZ 430M HC de 0,43kW de potência cada. A distância de conexão entre a unidade e o TD 6746 é de 100 metros.

A Figura 140 demonstra a curva de carga da UC 14 no mês de dezembro de 2023.

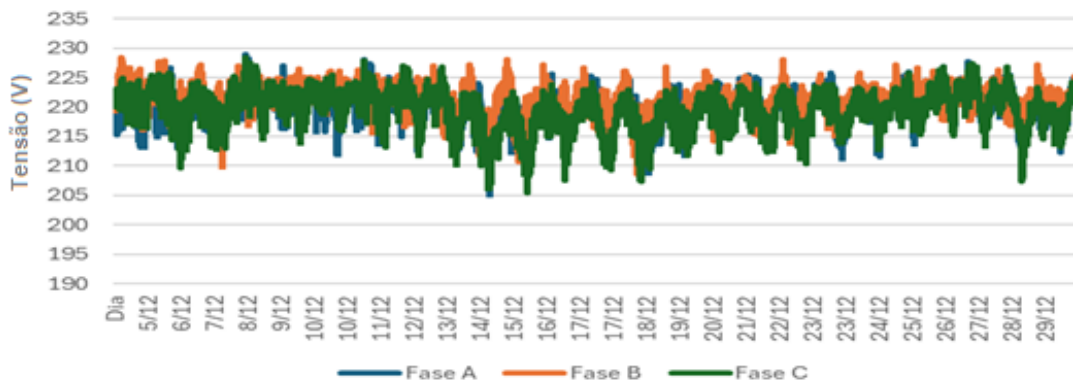
Figura 140 – Curva de carga da UC 14 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 141 expõe a curva de tensão da UC 14 no mês de dezembro de 2023.

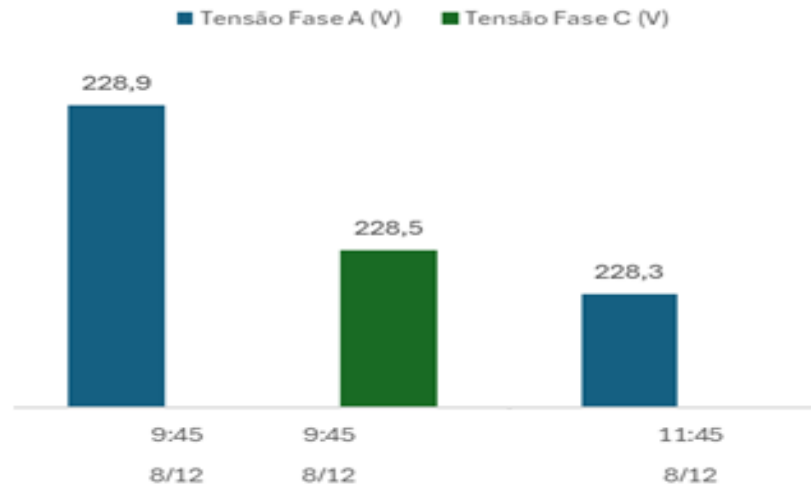
Figura 141 – Curva de tensão UC 14 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Na Figura 142 tem-se os registros das maiores tensões no mês de dezembro de 2023 na UC 14.

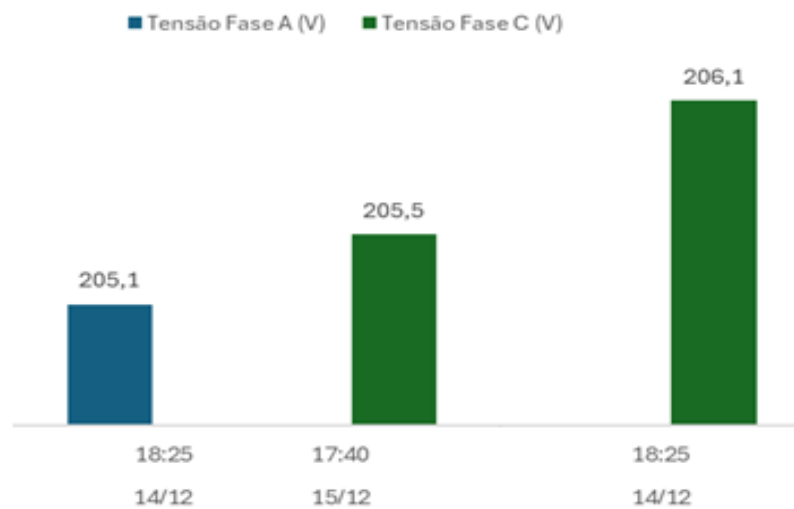
Figura 142 – Maiores tensões UC 14 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 143 expõe os registros das menores tensões no mês de dezembro de 2023 na UC 14.

Figura 143 – Menores tensões UC 14 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Utilizando as equações 4, 5 e 6, obtêm-se as tensões de conexão pelo modelo matemático de Stetz para a UC 14, como demonstrado na Figura 144.

Figura 144 – Modelo matemático aplicado UC 14.

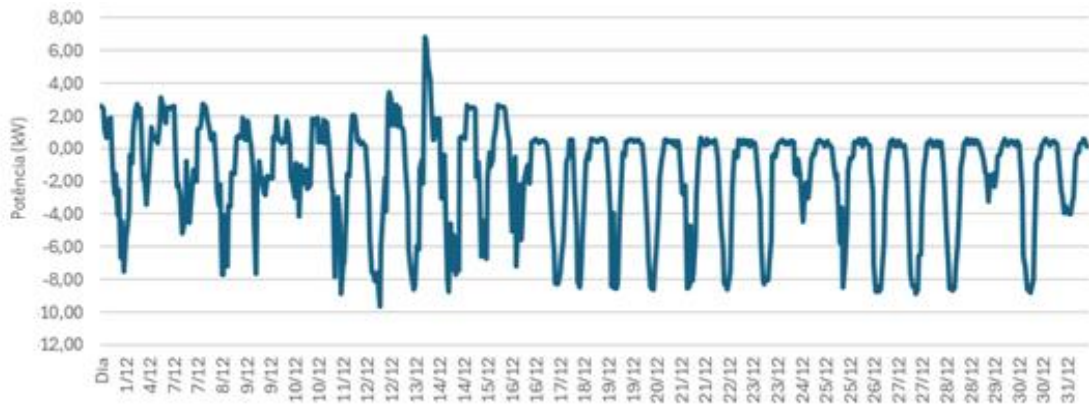
Impedância dos cabos			Microgeração			Tensão de conexão	
Condutor	R (Ω /km)	Distância (m)	Fase	P (kW)	Vn (V)	Fase	V (V)
10mm ² -AMX-AL	3,872	19	A	4,6	220	A	226,9
2 CA	0,948	100					

Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A UC 15 tem 8 kW de GDFV instalada. Inversor trifásico marca GROWATT/modelo 8000 MTL-S. A unidade está conectada a 120 metros do TD 6746.

A Figura 145 demonstra a curva de carga da UC 15 no mês de dezembro de 2023.

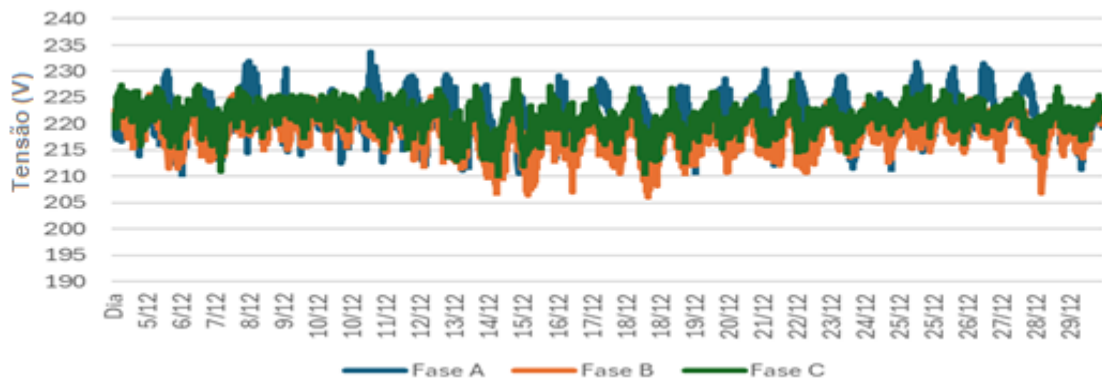
Figura 145 – Curva de carga da UC 15 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 146 expõe a curva de tensão da UC 15 no mês de dezembro de 2023.

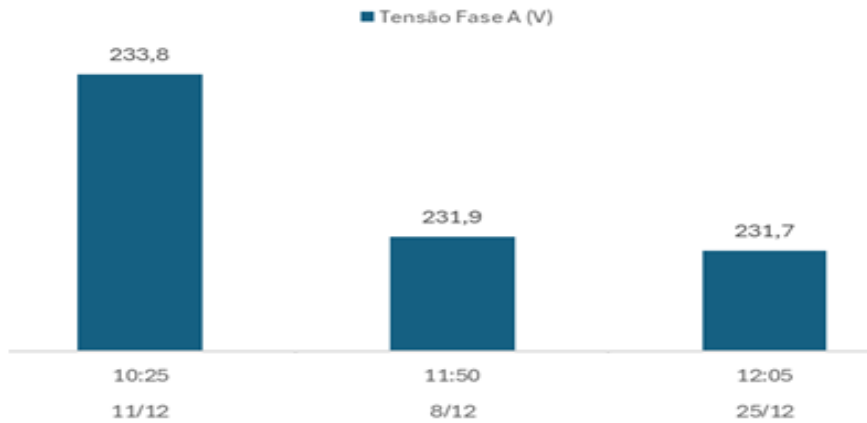
Figura 146 – Curva de tensão UC 15 – Dez/ 2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Na Figura 147 tem-se os registros das maiores tensões no mês de dezembro de 2023 na UC 15.

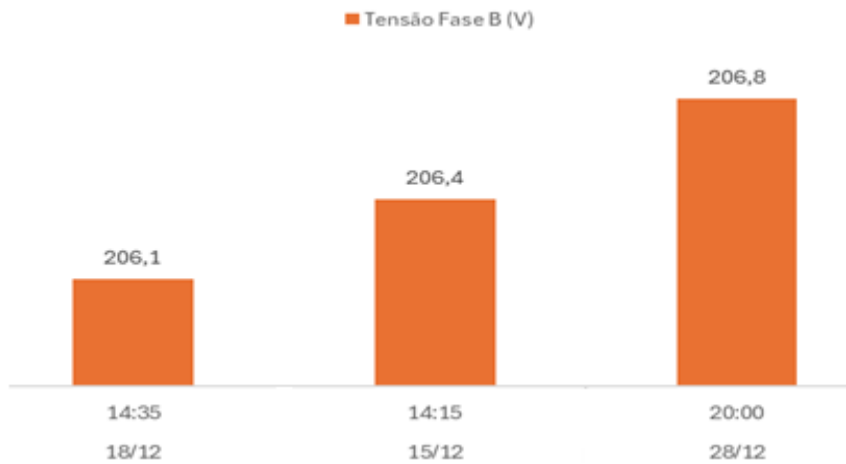
Figura 147 – Maiores tensões UC 15 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 148 expõe os registros das menores tensões no mês de dezembro de 2023 na UC 15.

Figura 148 – Menores tensões UC 15 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Utilizando as equações 4, 5 e 6, obtêm-se as tensões de conexão pelo modelo matemático de Stetz para a UC 15, como demonstrado na Figura 149.

Figura 149 – Modelo matemático aplicado UC 15.

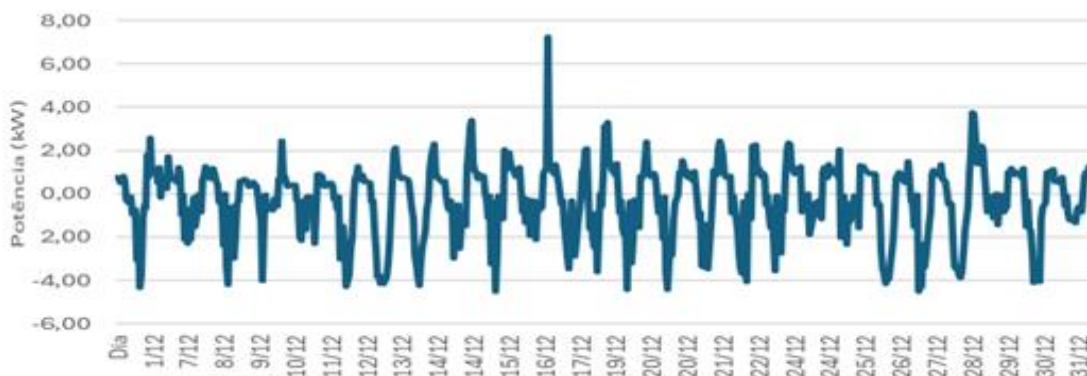
Impedância dos cabos			Microgeração			Tensão de conexão	
Condutor	R (Ω/km)	Distância (m)	Fase	P (kW)	Vn (V)	Fase	V (V)
10mm ² -AMX-AL	3,872	12	A	2,7	220	A	221,9
2 CA	0,948	120	B	2,7	220	B	221,9
			C	2,7	220	C	221,9

Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A UC 16 tem 6 kW de GDFV instalada. A unidade conta com 11 inversores monofásicos marca Jinko/modelo JKM565N-72HL4-V de 0,565 kW de potência cada. A distância de conexão entre a unidade e o TD 6746 é de 84 metros.

A Figura 150 demonstra a curva de carga da UC 16 no mês de dezembro de 2023.

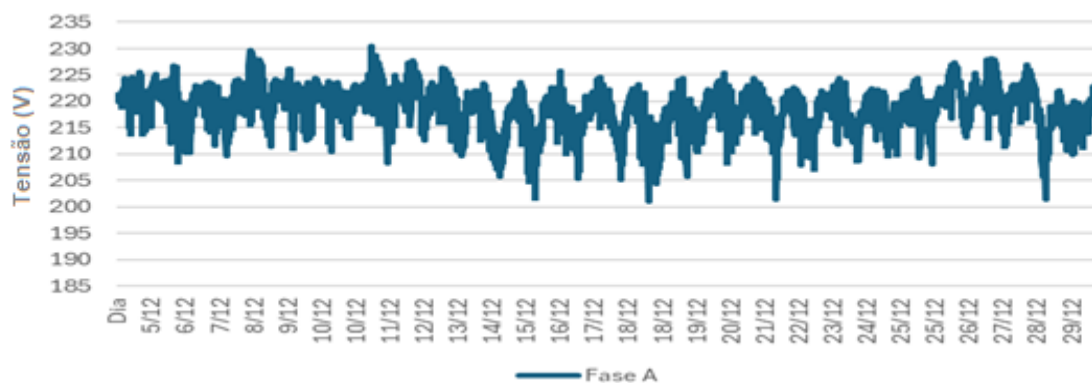
Figura 150 – Curva de carga da UC 16 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 151 expõe a curva de tensão da UC 16 no mês de dezembro de 2023.

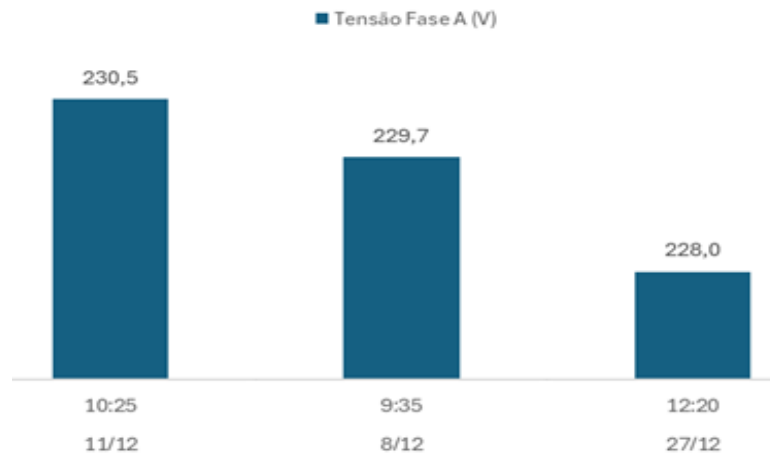
Figura 151 – Curva de tensão UC 16 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Na Figura 152 tem-se os registros das maiores tensões no mês de dezembro de 2023 na UC 16.

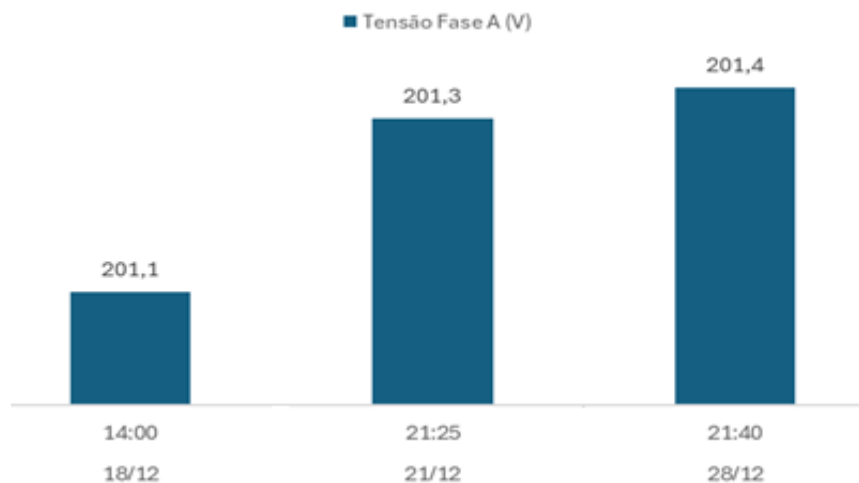
Figura 152 – Maiores tensões UC 16 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 153 expõe os registros das menores tensões no mês de dezembro de 2023 na UC 16.

Figura 153 – Menores tensões UC 16 – Dez/ 2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Utilizando as equações 4, 5 e 6, obtêm-se as tensões de conexão pelo modelo matemático de Stetz para a UC 16, como demonstrado na Figura 154.

Figura 154 – Modelo matemático aplicado UC 16.

Impedância dos cabos			Microgeração			Tensão de conexão	
Condutor	R (Ω /km)	Distância (m)	Fase	P (kW)	Vn (V)	Fase	V (V)
16mm ² -AMX-AL	2,4489	14	A	6,0	220	A	226,2
2 CA	0,948	84					

Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

- Transformador – TD 6746

A Figura 155 demonstra a curva de carga do TD 6746 no mês de dezembro de 2023.

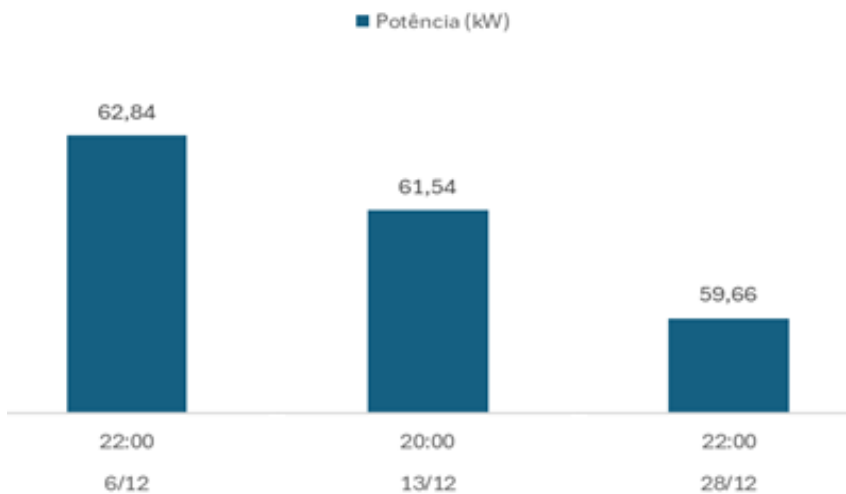
Figura 155 – Curva de carga do TD 6746 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 156 mostra os registros das maiores potências no TD 6746 em dezembro de 2023.

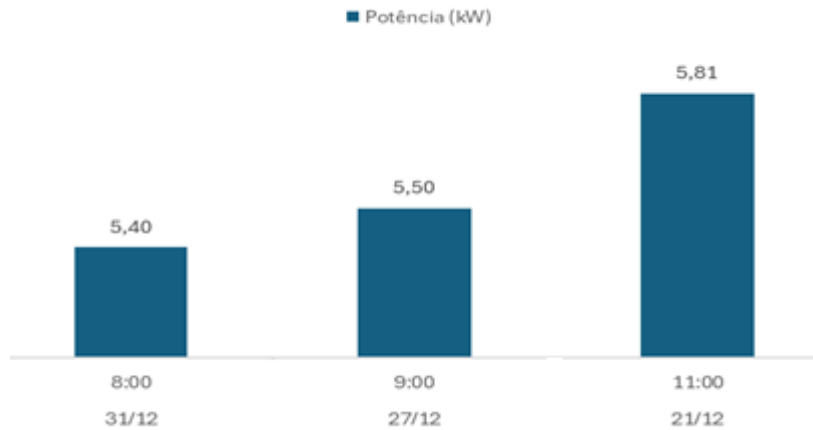
Figura 156 – Maiores potências do TD 6746 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 157 mostra os registros das menores potências no TD 6746 em dezembro de 2023.

Figura 157 – Menores potências do TD 6746 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 158 demonstra a curva de tensão em dezembro de 2023 no TD 6746.

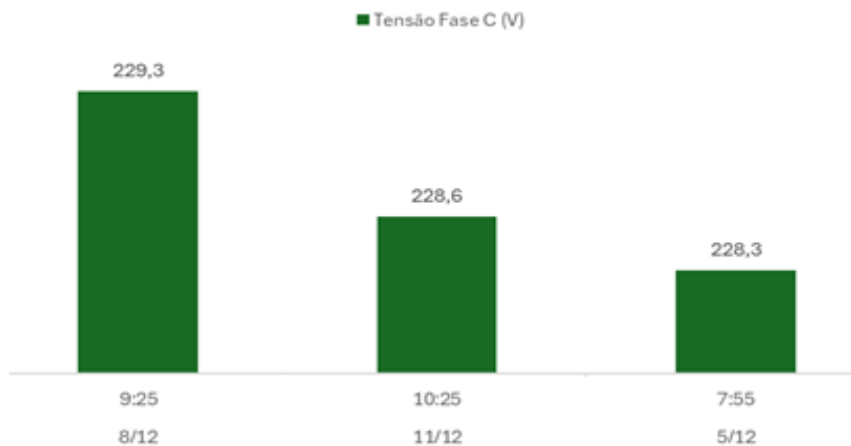
Figura 158 – Curva de tensão TD 6746 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 159 expõe as maiores tensões registradas em dezembro de 2023 no TD 6746.

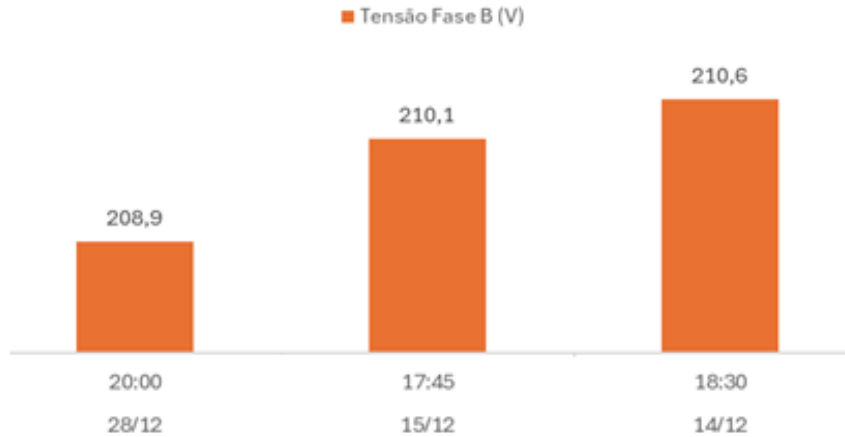
Figura 159 – Maiores tensões TD 6746 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 160 expões as menores tensões registradas em dezembro de 2023 no TD 6746.

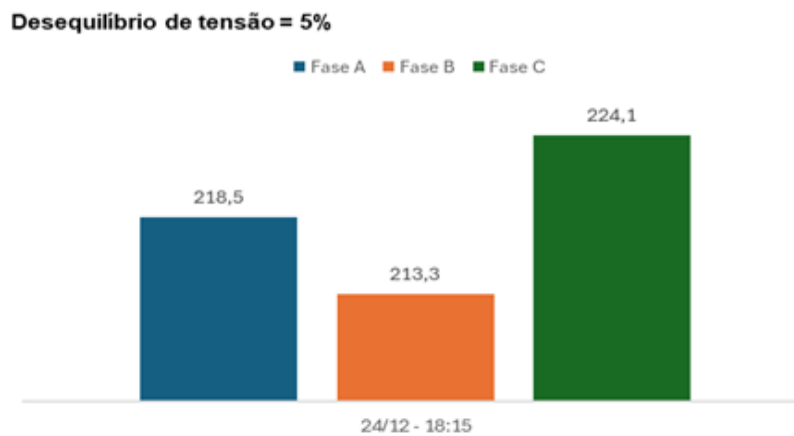
Figura 160 – Menores tensões TD 6746 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

A Figura 161 expões o maior desequilíbrio de tensão registrado no TD 6746 em dezembro de 2023.

Figura 161 – Maior desequilíbrio de tensão TD 6746 – Dez/2023.



Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

- Estudo de Caso 3 – Qualidade de Energia

A Tabela 7 mostra a análise dos dados das UCs e dos TDs do Estudo de Caso 3, relacionados à avaliação dos limites de QEE estipulados pela ANEEL.

Tabela 7 – Limites de QEE das UCs e dos TDs – Dez/2023.

MODELO MATEMÁTICO DE STETZ– UCs		
Dentro dos Limites		
UC 1 - UC 2 - UC 3 - UC 4 - UC 5 - UC 6 - UC 7 – UC 8 - UC 9 - UC 10 - UC 11 - UC 12 - UC 13 - UC 14 - UC 15 - UC 16		
REGISTRO DE MEDIDORES INTELIGENTES – UCs		
Dentro dos Limites	Fora dos Limites de Subtensão	Fora dos Limites de Sobretensão
UC 1 - UC 2 - UC 5	UC 3 – UC 4 – UC 6 – UC 7 - UC 9 – UC 11 – UC 12 – UC 13 – UC 14 – UC 15 - UC 16	UC 4 - UC 6 - UC 8 - UC 9 - UC 10 - UC 15
REGISTRO DE MEDIDORES INTELIGENTES – TDs		
Fora dos Limites de Subtensão	Fora dos Limites de Sobretensão	Fora dos Limites de Desequilíbrio
TD 6370	TD 6145	TD 8405 TD 6370 TD 6145 TD 6746

Fonte: Elaborada pelo autor (2023).

Com os dados de localização, potência, e condutores, simulou-se pelo modelo matemático de Stetz os níveis ideais de tensão em todas as 16 UGFVs abordadas neste capítulo. Pelo modelo matemático proposto, todas as 16 unidades estariam dentro dos limites de QEE para níveis de tensão.

Em relação ao registro de medidores inteligentes instalados nas UCs, três deles estão dentro dos limites, onze fora dos limites de subtensão e seis fora dos limites de sobretensão. Sendo 4 deles fora dos limites de sub e sobretensão.

É importante salientar que nas unidades que registraram níveis de subtensão, nos horários em que os medidores registraram tensão baixa, não houve excedente de potência injetado ao sistema de distribuição, portanto conclui-se que nestes casos a GDFV não influencia nos níveis de subtensão estipulados para QEE. Nas unidades em que houve níveis de sobretensão, os registros ocorreram em horários que há injeção de excedente de potência no sistema de distribuição.

Os níveis de sobretensão registrados ocorrem na maioria das vezes entre 10h00min e 15h00min, o que demonstra que a alteração dos níveis de tensão é diretamente influenciada pela GDFV. Os registros demonstrados neste estudo de caso, corroboram com a pesquisa de Holguin et al., 2022; que constatou níveis de sobretensão quando ocorre fluxo reverso de potência em circuitos de BT, ocasionado pela injeção de GDFV.

No que condiz ao registro dos medidores inteligentes nos transformadores, o TD 6370 demonstra níveis de subtensão.

O TD 6145 demonstra níveis de sobretensão.

Os TD 8405, TD 6370, TD 6145 e o TD 6746 demonstram desequilíbrio de tensão maior que o limite estipulado pela ANEEL para QEE.

No TD 6370 em horários que os medidores registraram afundamento de tensão, não houve a inserção de GDFV no sistema de distribuição, o que demonstra que a GDFV não influencia os limites de QEE para subtensão em circuitos de BT.

O TD 6145 ultrapassou os limites de sobretensão em horários em que houve a inserção de GDFV no sistema de distribuição, demonstrando assim que a GDFV influencia nos limites de QEE quanto a níveis de sobretensão.

Os demais transformadores que registraram sobretensão, ultrapassaram os limites em horários em que não houve a inserção de GDFV no sistema de distribuição, demonstrando que a elevação de tensão registrada, não é ocasionada por inserção de GDFV.

Ao final do estudo de caso 3, das 16 unidades analisadas verifica-se que apenas 18,75% das UCs atendem os limites de sub e sobretensão estipulados pela ANEEL para tensão adequada de distribuição. O percentual de UCs que não atendem os limites de subtensão é de 68,75%. Os limites de sobretensão são excedidos em 37,5% das UCs analisadas. Já em 25 das UCs os limites de sub e sobretensão são excedidos.

Nos 5 transformadores analisados no estudo de caso 3, 20% deles não atendem os limites de subtensão, outros 20% não atendem os limites de sobretensão, e em 60% dos casos os níveis de tensão se consideram adequados para tensão de distribuição em BT. Já fazendo a análise dos limites de desequilíbrio de tensão nos mesmo 5 transformadores, 80% deles não atendem os limites estipulados pela ANEEL.

Ademais, nas UCs e nos TDs do Estudo de Caso 3, também, foram conduzidas medições adicionais de fator de potência e desvios de frequência em dezembro de 2023, apresentas anteriormente, neste estudo. Todavia, é necessário ressaltar que ambas medidas estão em consonância com os limites de QEE estipulados pela ANEEL. O que contraria o estudo de SOUZA *et al.*, 2022; que constatou variações no fator de potência de unidades com GDFV instalada.

6 CONCLUSÃO

A presente pesquisa teve como objetivo principal avaliar os impactos técnicos, que possam alterar parâmetros regulatórios de qualidade de energia, decorrentes do aumento da GDFV no sistema de distribuição de energia elétrica através de medidores inteligentes instalados no ponto de conexão entre UGFVs e o sistema elétrico de distribuição da concessionária de energia CELESC em cidades do sul de Santa Catarina.

Nos três estudos de caso propostos por esta dissertação, buscou-se identificar os impactos decorrentes do aumento da instalação de GDFV no sistema de distribuição de energia elétrica e a partir disso apresentar os desafios sistêmicos associados ao aumento da GDFV em sistemas de distribuição de energia.

Através da utilização de medidores inteligentes de energia que são destinados a medição de perdas não técnicas, analisou-se os níveis de tensão, potência e fator de potência do sistema em momentos em que há um nível elevado de GDFV sendo inserida no sistema em fluxo reverso.

A presente pesquisa gerou algumas observações relevantes. A primeira delas está relacionada aos Estudos de Caso 1, que analisou dos níveis de QEE em um alimentador com a maior potência nominal de GDFV instalada no sul de Santa Catarina. Durante os meses de novembro e dezembro de 2022 e em janeiro de 2023, pode-se concluir que os níveis de QEE deste sistema não foram afetados pela quantidade de GDFV instalada ao longo do alimentador.

A segunda observação está consoante ao Estudo de Caso 2, que analisou o comportamento dos níveis de MT na conexão de uma UGFV com minigeração instalada de 225 kW de potência nominal com o sistema de distribuição. Neste caso de estudo conclui-se que mesmo com um alto índice de potência excedente, chegando em alguns momentos a quase injetar a potência nominal de geração, os níveis de QEE no ponto de conexão não são influenciados pela GDFV.

Com os resultados dos estudos de caso 1 e 2, conclui-se que a GDFV não influenciou na QEE do sistema de distribuição de MT destes estudos de caso. Analisando o fluxo reverso de potência, a injeção instantânea de energia elétrica no sistema não ultrapassa a demanda de energia de outros consumidores conectados ao mesmo sistema. Concluindo-se assim que toda a GDFV injetada à rede de

distribuição é consumida no mesmo sistema, não ocorrendo fluxo reverso de potência até a fonte, que no caso da MT, é a subestação abaixadora de 69/13,8 kV.

Quanto ao estudo de caso 3, que analisa os níveis de QEE em 16 UGFVs atendidas em BT. Apesar do modelo matemático de Stetz apontar em simulação que em todas as UCs da pesquisa os níveis de QEE estariam dentro dos limites estipulados pela ANEEL, os registros reais dos medidores instalados na UCs apontam que em 37% das unidades abordadas os limites de sobretensão são ultrapassados. Conclui-se assim, que o modelo matemático apresentado nesta investigação e que é utilizado pela concessionária CELESC, apesar de ser útil para a análise de novas conexões de GDFV, não permite a avaliação do comportamento de diversas UCs em um mesmo circuito de BT.

Na presente dissertação, conclui-se que em circuitos em que a GDFV excedente das UGFVs e injetada ao sistema é maior que a demanda de outros consumidores conectados a esse mesmo sistema, ocorre uma elevação de tensão na fonte, ocasionando níveis de sobretensão no circuito o que valida o estudo de Holguin et al., 2020; que chegou a mesma conclusão.

É de crucial importância que se leve em consideração a conexão de várias UGFVs no mesmo circuito de BT, para que o fluxo reverso de potência não seja maior que a demanda de energia elétrica do circuito.

Como proposta para mitigar a influência da GDFV em níveis de sobretensão, este trabalho propõe a análise da potência injetada ao sistema de distribuição de BT e da potência dos TDs, para que se necessário sejam feitas divisões de carga e troca dos pontos de conexão das UGFV em TDs diferentes.

É necessário continuar as investigações para as causas das sobretensões registradas, analisando a presença de múltiplas UCs com GDFV conectadas ao mesmo circuito do TD.

Portanto, sugere-se para estudo futuros:

1. Desenvolver um modelo matemático para avaliar sistemas com múltiplas conexões de GDFV;
2. Ampliar a análise para uma quantidade maior de UCs com GDFV instalada;
3. Implementar um sistema digital para gerenciar e monitorar novas instalações de GDFV, visando uma integração mais eficiente e segura ao sistema de distribuição, onde seja possível analisar a demanda de

consumidores conectados ao circuito e comparar com o GDFV injetada ao sistema para que o fluxo reverso de potência não seja maior que a demanda, evitando assim níveis de sobretensão no sistema.

REFERÊNCIAS

- ABAIDE, A. R. *et al.* Estudo da viabilidade técnico-econômica da integração de fontes renováveis ao Modelo IEEE 14 Barras. *In: JORNADA DE PESQUISA*, 24., 2019, Unijuí. **Anais** [...]. Disponível em: <https://www.publicacoeseventos.unijui.edu.br/index.php/salaoconhecimento/article/view/11789>. Acesso em: 14 maio 2023.
- ABSOLAR. **Energia solar fotovoltaica no Brasil**: infográfico absolar. 2023. <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Disponível em: Acesso em: 19 jul. 2023.
- ADEFARATI, T.; BANSAL, R. C. Reliability assessment of distribution system with the integration of renewable distributed generation. **Journals & Books**, v. 185, n. 1, p. 158-171, 2016. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261916315318>. Acesso em: 15 jun. 2022.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 482**, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, 2012. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 10 abr. 2023.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 687**, de 24 de novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição -PRODIST. Brasília, 2015. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 10 abr. 2023.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 786**, de 17 de outubro de 2017. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Brasília, 2017. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>. Acesso em: 10 abr. 2023.
- 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; revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010; nº 470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências. Brasília, 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>. Acesso em: 10 ago. 2023.
- BALAMURUGANA, K.; SRINIVASANA, D.; REINDLB, T. Impact of distributed generation on power distribution systems. **Energy Procedia**, v. 25, n. 1, p. 93-100, 2011. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610212011757>. Acesso em: 15 jun. 2022.

BARBOSA, S. T.; RUPPERT FILHO, E. Manutenção do perfil de tensão dentro dos limites estabelecidos em alimentadores com altas inserções de geração distribuída. **Sociedade Brasileira de Automática**, v. 1, n. 1, p. 1-6, 2021. Disponível em: https://www.sba.org.br/open_journal_systems/index.php/sbse/article/view/2236. Acesso em: 20 set. 2023.

BATISTA, Rodolfo Barreto. **Análise dos Impactos Causados pelo Aumento dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede de Distribuição.2023.**

BERQUÓ, D. F. *et al.* Impact of photovoltaic generation system on the energy quality of distribution systems. **Engineering Science Environmental**, 2019. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8395873>. Acesso em: 15 jun. 2022.

BICHELS, A. **Sistemas elétricos de potência: métodos de análise e solução.** Curitiba: EDUTFPR, 2018.

BLAABJERG, F. *et al.* Distributed power-generation systems and protection. **Journals & Magazines**, v. 105, n. 5, p. 1311-1331, 2017. Disponível em: https://vbn.aau.dk/ws/portalfiles/portal/255996890/FINAL_VERSION.pdf. Acesso em: 15 jun. 2022.

BOMFIM, G.; IWAMOTO, E.; BLANCHET, L. A. Análise da proposta de alteração da geração distribuída e seus efeitos na autogeração de energia elétrica. **Revista da AGU**, v. 1, n. 10, p. 1-20, 2021. Disponível em: https://oasisbr.ibict.br/vufind/Record/AGU-1_6aafa8d93e371c928f322015cbbd48ae. Acesso em: 20 abr. 2023.

BORÉM, L. E. de P.; VASCONCELOS, R. A, de. **Análise do impacto da geração distribuída na estabilidade transitória.** 2017. 121 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energia) - Universidade de Brasília, Brasília, 2017. Disponível em: <https://bdm.unb.br/handle/10483/20098>. Acesso em: 20 maio 2023.

BRASIL. **Decreto nº 5.163**, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Diário oficial da união, Brasília, DF, 2004. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM. Acesso em: 10 abr. 2023.

BRASIL. **Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nº 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. Diário oficial da união, Brasília, DF, 2004. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm. Acesso em: 10 abr. 2023.

BURATTI, R. P. **Reguladores de tensão em redes elétricas com alta penetração de cargas não lineares**. 2016. 139 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade do Estado de São Paulo, São Paulo, - 2016. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/server/api/core/bitstreams/d467f699-9cd2-4f07-9557-f8bf4fcf222d/content>. Acesso em: 02 set. 2022.

CARDOSO, I. B.; NETO, R. D. B. **O impacto da micro e mini geração distribuída nas permissionárias e concessionárias de distribuição de energia elétrica**. 2021. 84 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade do Sul de Santa Catarina, Florianópolis, 2021. Disponível em: <https://repositorio.animaeducacao.com.br/items/3bcdad86-0cf4-4db3-a0f5-a10f19401dc4>. Acesso em: 20 nov. 2022.

CASTILHOS, L. P.; DONADEL, C. B. Impactos de geradores fotovoltaicos distribuídos em uma rede de distribuição de energia elétrica de baixa tensão. **The Journal of Engineering and Exact Sciences**, v. 8, n. 6, p. 1-10, 2022. Disponível em: <https://periodicos.ufv.br/jcec/article/view/14685/7474>. Acesso em: 10 fev. 2023.

CASTRO, G. *et al.* **Impactos sistêmicos da micro e minigeração distribuída**. Rio de Janeiro: Grupo de Estudos do Setor Elétrico da UFRJ, 2018. Disponível em: https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2022/06/46_tdse79.pdf. Acesso em: 20 dez. 2022.

CAVALCANTE, M. A. *et al.* Os impactos da tecnologia de energia solar On-Grid e Off-Grid para o meio ambiente e seus aspectos positivos. **E-Acadêmica**, v. 3, n. 3, p. 1-8, 2022. Disponível em: <https://eacademica.org/eacademica/article/view/382/279>. Acesso em: 10 jan. 2023.

CHAVES, B. F. de R. **Estudos dos impactos da inserção de fontes renováveis de Geração Distribuída na seletividade e coordenação da proteção de sistemas elétricos**. 2019. 76 f. Monografia (Especialização em Fontes Renováveis) – Universidade Federal de Minas Gerais, 2019. Disponível em: <https://repositorio.ufmg.br/handle/1843/33959>. Acesso em: 15 jun. 2022.

COPREL. **Coprel está investindo na instalação de religadores automáticos e telecomandados**. 2021. Disponível em: <https://www.coprel.com.br/Blog/coprel-esta-investindo-na-instalacao-de-religadores-automaticos-e-telecomandados>. Acesso em: 20 abr. 2023.

COSTA, J. D. S.; ANDRADE JÚNIOR, L. M. L. Análise da qualidade de tensão elétrica em uma propriedade leiteira. **Revista de Engenharia e Pesquisa Aplicada**, v. 6, n. 4, p. 1-9, 2021. Disponível em: <http://revistas.poli.br/~anais/index.php/repa/article/view/1285>. Acesso em: 12 fev. 2023.

DAL MOLIN, G. D. **Análise de impactos de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição em condições de regime permanente**. 2019. 119 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, 2019. Disponível em:

https://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/4062/1/PB_PPGEE_M_Dal%20Molin%2C%20Gustavo%20Dagios_2019.pdf. Acesso em: 12 mar. 2023.

DANTAS, O. L.; APOLONIO, R. Qualidade de energia elétrica de um sistema fotovoltaico de 45 kWp conectado à rede. **ES Engineering and Science**, v. 7, n. 4, p. 49-62, 2018. Disponível em:

<https://periodicoscientificos.ufmt.br/ojs/index.php/eng/article/view/7332/5214>. Acesso em: 20 mar. 2023.

DEMATTE, R. D. **Avaliação da inserção de geração distribuída no sistema de distribuição de energia elétrica brasileiro utilizando métodos multicritério**.

2017. 112 f. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Infraestrutura Urbana) - Pontifícia Universidade Católica de Campinas, São Paulo, 2017. Disponível em:

https://repositorio.sis.pucampinas.edu.br/bitstream/handle/123456789/15122/ceatec_ppgsiu_me_Ricardo_DD.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Acesso em: 12 abr. 2023.

DIAS, C. F. dos S. **Análise dos impactos da GD em um alimentador de média tensão utilizando o software OpenDSS**.

2019. 79 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, 2019. Disponível em: <https://repositorio.ufc.br/handle/riufc/45185>. Acesso em: 15 jun. 2022.

DRIUSSI, B.; MATOS, M. Energia renovável: energia solar fotovoltaica residencial. **UNIARA**, v. 1, n. 1, p. 1-13, 2017. Disponível em:

<https://recima21.com.br/index.php/recima21/article/view/2378/1705>. Acesso em: 10 ago. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2032**. 2022. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/PDE2032_CadernoRequisitos_site_rev2.pdf. Acesso em: 10 de set. 2023.

FELICE, D.; BAPTISTA, F.; FONSECA, I. C. A natureza jurídica da geração distribuída de energia. **Revista Direito Público**, v. 19, n. 104, p. 112-137, 2022.

Disponível em:

<https://www.portaldeperiodicos.idp.edu.br/direitopublico/article/view/6956/2892>.

Acesso em: 10 abr. 2023.

FERNANDES, R. C; SILVEIRA, L. Impactos da geração distribuída na Celesc Distribuição S.A. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 9., 2022, Florianópolis. **Anais [...]**. Disponível em:

<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/1080/1081>. Acesso em: 20 abr. 2023.

GIMENES, T. K. **Influência de recursos energéticos distribuídos na qualidade da energia elétrica**. 2020. 130 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e Computação) - Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Foz do Iguaçu, 2020. Disponível em: https://tede.unioeste.br/bitstream/tede/5194/5/Thayana_Knupp_Gimenes_2020.pdf. Acesso em: 10 ago. 2023.

GUIMARÃES, C. H. C. **Sistemas elétricos de potência e seus principais componentes**. 2 ed. São Paulo: Ciência Moderna, 2021.

GURSKI, E. *et al.* A computational framework for daily power flow analysis considering photovoltaic distributed generation. **Brazilian Archives of Biology and Technology**, v. 62, n. 1, p. 1-6, 2019. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/babt/a/D6dkqKzM67HVfzP7QHj7Mzw/?lang=en>. Acesso em: 15 jun. 2022.

GUSMAN L. S. *et al.* Análise dos efeitos da utilização de um sistema fotovoltaico no fator de potência de uma empresa agroindustrial. *In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 7.*, 2018, Gramado. **Anais [...]**. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/185>. Acesso em: 12 maio 2023.

GUSNANDA, A. F.; SARIYA, A.; PUTRANTO, L. M. Effect of distributed photovoltaic generation installation on voltage profile: a case study of rural distribution system in yogyakarta indonésia. **Engineering Science Environmental**, 2019. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8972583>. Acesso em: 15 jun. 2022.

HOLGUIN, J. P; RODRIGUEZ, D. C.; RAMOS, G. Reverse Power Flow (RPF) detection and impact on protection coordination of distribution systems. **Journals & Magazines**, v. 56, n. 3, p. 2393-2401, 2020. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8972583>. Acesso em: 15 jun. 2022.

HOSSAIN, E. *et al.* Analysis and mitigation of power quality issues in distributed generation systems using custom power devices. **Journals & Magazines**, v. 6, n. 1, p. 16816-16833, 2018. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8314672?denied=>. Acesso em: 15 jun. 2022.

HU, J. *et al.* Voltage stabilization: a critical step toward high photovoltaic penetration. **Journals & Magazines**, v. 13, n. 2, p. 17-30, 2019. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8744349>. Acesso em: 15 jun. 2022.

ITB EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS. **Novo banco de reguladores são entregues na Rússia**. 2020. Disponível em: <https://itb.ind.br/itb-fornece-reguladores-de-tensao-para-a-russia/>. Acesso em: 12 ago. 2023.

JÚNIOR, R. M. Os princípios químicos e físicos envolvidos no funcionamento das células fotovoltaicas. *In: SEMINÁRIO DE INICIAÇÃO CIENTÍFICA, 24.*, 2016, Unijuí. **Anais [...]**. Disponível em: <https://www.publicacoeseventos.unijui.edu.br/index.php/salaokonhecimento/article/view/7208>. Acesso em: 20 abr. 2023.

KAGAN, C. C. B. OLIVEIRA, E. J. R. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 1ed. São Paulo: Blucher, 2005.

KHANI, D; AHMAD, A. S; KOJABADI, H. M. Impacts of distributed generations on power system transient and voltage stability. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v, 43, n.1, p. 488-500, 2012. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0142061512002694>. Acesso em: 15 jun. 2022.

LIANG, C. *et al.* Analysis of access location and capacity of distributed generation based on OpenDSS. **Environmental Engineering Science**, 2018. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8592412>. Acesso em: 15 jun. 2022.

LOPEZ, R. A., **Qualidade na energia elétrica: efeitos dos distúrbios, diagnósticos e soluções**. 2. ed. São Paulo: Artliber, 2013.

LUCCHESI, F. C. *et al.* Análise do impacto da geração distribuída fotovoltaica na rede elétrica da universidade federal de santa maria. *In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR*, 7., 2018, Gramado. **Anais [...]**. Disponível em: <https://www.ufsm.br/app/uploads/sites/737/2019/10/35-document.pdf>. Acesso em: 12 maio 2023.

LUZIO, E.; MELIS, C. E. V. **Captação de investimentos privados para a transmissão de energia elétrica no Brasil: regulação da infraestrutura no Brasil**. São Paulo: Editora Singular, 2010.

MAESTRI, C. O. N. M.; ANDRADE, M. E. M. C. Indicadores de qualidade do fornecimento de energia no Brasil. **Revista Brasileira de Planejamento e Desenvolvimento**, v. 8, n. 1, p. 40 -61, 2019. Disponível em: <https://periodicos.utfpr.edu.br/rbpd/article/view/9123/6078>. Acesso em: 10 ago. 2023.

MARQUES, R. C.; EICHKOFF, H. S.; MELLO, A. P. C. de. Analysis of the distribution network reconfiguration using the OpenDSS® software. **Environmental Engineering Science**, 2018. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8395703>. Acesso em: 15 jun. 2022.

MEDEIROS, L. H. *et al.* Análise do impacto da inserção de geração distribuída sobre os esforços eletromecânicos em transformadores. **Sociedade Brasileira de Automática**, v. 1, n. 1, p. 1-6, 2020. Disponível em: https://www.sba.org.br/open_journal_systems/index.php/sbse/article/view/2258. Acesso em: 15 jun. 2022.

MEGHASAI, S.; MONGER, R.; VEGA, H. K. Simulation of smart functionalities of photovoltaic inverters by interfacing OpenDSS and Matlab. **Environmental Engineering Science**, 2015. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7236443>. Acesso em: 15 jun. 2022.

MOURAD, N.; MOHAMED; B. Impact of increased distributed photovoltaic generation on radial distribution networks. **Engineering Science Environmental**, 2016. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7593576>. Acesso em: 15 jun. 2022.

MUNIKOTI, S. *et al.* Probabilistic Voltage sensitivity analysis to quantify impact of high PV Penetration on Unbalanced distribution system. **Journals & Magazines**, v. 36, n. 4, p. 3080-3092, 2020. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9332257>. Acesso em: 15 jun. 2022.

NETO, L. T. D. A. **A ampliação da matriz energética brasileira entre 1970 e 2009**. 2011. 83 f. Dissertação (Mestrado em Economia) - Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2011. Disponível em: [https://repositorio.ufpe.br/bitstream/123456789/10347/1/Disserta%a7%a3o%20-%20La%a9rcio%20Tavares%20-%20VERS%83O%20DIGITAL.pdf](https://repositorio.ufpe.br/bitstream/123456789/10347/1/Disserta%c3%a7%a3o%20-%20La%a9rcio%20Tavares%20-%20VERS%83O%20DIGITAL.pdf). Acesso em: 20 ago. 2023.

NORÕES, R. B. **Análise dos impactos da GDFV no fator de potência e nas correntes de curto-circuito de uma rede de distribuição utilizando o software OpenDSS**. 2019. 98 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, 2019. Disponível em: <https://repositorio.ufc.br/handle/riufc/50677>. Acesso em: 15 jun. 2022.

NUNES, E. A. de F. **Análise de impactos na rede de distribuição de energia elétrica decorrentes da inserção de sistemas de geração fotovoltaicos**. 2017. 83 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e de Computação) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2017. Disponível em: <https://repositorio.ufrn.br/jspui/bitstream/123456789/24007/1/EvandroAilsonDeFreitasNunesDISSERT.pdf>. Acesso em: 10 set. 2023.

NUNES, R. Estudo sobre a utilização da energia solar fotovoltaica como estratégia de suprir a demanda energética brasileira. **Revista Ciências Gerenciais em Foco**, v. 14, n. 12, p. 12-34, 2022. Disponível em: <https://revista.uemg.br/index.php/cgf/article/view/6410/4288>. Acesso em: 08 set. 2023.

OLIVEIRA, C. M. de *et al.* Impacts on medium-voltage industries due to the pv generation in low-voltage networks. **Journal of Engineering Science and Technology**, v. 15, n. 4, p. 71-83, 2022. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/363716749_Impacts_on_Medium-Voltage_Industries_due_to_the_PV_Generation_in_Low-Voltage_Networks. Acesso em: 20 set. 2023.

PERES, W. Controle de frequência em redes de energia elétrica com alta penetração de renováveis por meio de cortes de carga e geração. **Brazilian Journal of Development**, v. 9, n. 3, p. 11084-11104, 2023. Disponível em: <https://ojs.brazilianjournals.com.br/ojs/index.php/BRJD/article/view/58169/42398>. Acesso em: 20 ago. 2023.

PESSOA, L. L. DA S. **Impactos provocados pelos afundamentos de tensão em redes elétricas com geração distribuída**. 2016. 143 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2016.

Disponível em:

[https://repositorio.ufpe.br/bitstream/123456789/27851/4/DISSERTA%
c3%87%83O%20Let%
c3%adcia%20L%
c3%bacia%20da%20Silva%20Pessoa.pdf](https://repositorio.ufpe.br/bitstream/123456789/27851/4/DISSERTA%c3%87%83O%20Let%c3%adcia%20L%c3%bacia%20da%20Silva%20Pessoa.pdf). Acesso em: 10 set. 2023.

PRAJJWAL, G.; PRASANNA, P.; RAJESH, K. Resilience assessment of distribution systems integrated with distributed energy resources. **Journals & Magazines**, v. 12, n. 1, p. 338-348, 2021. Disponível em:

<https://ieeexplore.ieee.org/document/9091951>. Acesso em: 15 jun. 2022.

PUTRA, J. T.; SARJIYA, M.; ISNAENI, B. S. Impact of high penetration of photovoltaic generation on voltage fluctuation of transmission and distribution systems. **Environmental Engineering Science**, 2015. Disponível em:

<https://ieeexplore.ieee.org/document/7437824>. Acesso em: 15 jun. 2022.

QUIROGA, G. A. **Impacto da geração distribuída sobre o sistema de proteção: considerações para o planejamento de redes de distribuição**. 2019. 119 f.

Dissertação (Mestrado em Ciências) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2019.

Disponível em: <https://teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-09012020-112621/publico/GabrielAlbieriQuirogaCorr19.pdf>. Acesso em: 20 set. 2023.

REINALDO, P. M.; DUPCZAK, B. S.; ARANHA NETO, E. A. C. Análise do impacto da geração distribuída fotovoltaica na rede de baixa tensão da Celesc. **Eletrônica de Potência Fortaleza**, v. 25, n. 3, p. 316-325, 2020. Disponível em:

<https://sobraep.org.br/site/uploads/2020/09/rvol25no03-12-0013-316-325.pdf>. Acesso em: 10 set. 2023.

RCHAUHAN, J; SURJAN, B. S. Impact of distributed generation in single area load frequency control on system frequency. **Engineering Science Environmental**, 2020. Disponível em:

<https://ieeexplore.ieee.org/document/9087145/references#references>. Acesso em: 15 jun. 2022.

ROCHA, B. A. C. *et al.* Análise da qualidade de energia em uma indústria de pneumáticos. **Revista FSA**, v. 19, n. 11, p. 298-311, 2022. Disponível em:

<http://www4.unifsa.com.br/revista/index.php/fsa/article/view/2645/491493606>. Acesso em: 20 ago. 2023.

RODRIGUES, L. C.; FIGUEIRA, H. B. Comparação e viabilidade de diferentes tipos de rastreadores solares para geradores fotovoltaicos. **Revista Científica**

Multidisciplinar Núcleo do Conhecimento, v. 8, n. 12, p. 1-29 2021. Disponível em: <https://www.nucleodoconhecimento.com.br/engenharia-eletrica/rastreadores-solares>. Acesso em: 20 set. 2023.

SANTOS, V. B.; FLORIAN, F.; PESTANA, F. A. B. **Atendimento a norma abnt sistemas fotovoltaicos conectados à rede versus práticas de mercado.**

UNIARA, v. 1, n. 1, p. 1-29, 2018. Disponível em:

https://semanaacademica.org.br/system/files/artigos/artigo_73.pdf. Acesso em: 19 jun. 2023.

SEYED-EHSAN, R. *et al.* Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: a review. **Journals & Books**, v. 105, n. 1, p. 157-167, 2019. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032119300668>. Acesso em: 15 jun. 2022.

SILVA, G. N. D.; SOUZA, F. E.; BRENDA, J. F. D. Crescimento da geração de energia solar fotovoltaica no Brasil : uma revisão bibliográfica. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO INTERDISCIPLINAR EM CIÊNCIA E TECNOLOGIA, 3., 2022, Diamantina. **Anais [...]**. Disponível em:

<https://www.even3.com.br/anais/cobicet2022/520747-o-crescimento-da-geracao-de-energia-solar-fotovoltaica-no-brasil--uma-revisao-bibliografica/>. Acesso em: 20 ago. 2023.

SILVA, P. H. T.; FLORIAN, F.; PESTANA, F. A. B. Estudo de perdas em sistemas fotovoltaicos. **Revista Científica Semana Acadêmica**, v. 1, n. 153, p. 1-21, 2018.

Disponível em: <https://semanaacademica.org.br/artigo/sistema-fotovoltaico-estudo-de-perdas>. Acesso em: 12 set. 2023.

SILVEIRA, M. F. **Análise do impacto da geração distribuída sobre a rede elétrica de distribuição devido à utilização de geradores fotovoltaicos.** 2013. 104 f.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Universidade do Vale do Rio dos Sinos, São Leopoldo, 2013. Disponível em:

<http://repositorio.jesuita.org.br/bitstream/handle/UNISINOS/4426/Miguel%20Francisco%20da%20Silveira.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 20 ago. 2023.

SIMONE, L. F. C. **Inserção da micro e minigeração distribuída solar fotovoltaica: impactos na receita das distribuidoras e nas tarifas dos consumidores.** 2019. 148 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2019. Disponível em:

<https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-12082019-074055/publico/LucasFernandesCamiloSimoneCorr19.pdf>. Acesso em: 10 set. 2023.

SOUZA, M. E. M. de **Impactos da geração distribuída nas redes de baixa tensão.**

2012. 56 f. Monografia (Especialização em Engenharia de Sistemas Elétricos de Potência) - Universidade Federal de Minas Gerais, Minas Gerais, 2012. Disponível em:

https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/BUOS9J3GSM/1/monografia_marcio_eli_moreira_de_souza_assinada.pdf. Acesso em: 20 ago. 2023.

SOUZA, P. A. *et al.* Analysis of active and reactive power injection in distributed systems with photovoltaic generation. **Engineering Science Environmental**, 2018.

Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8395654>. Acesso em: 15 jun. 2022.

STECANELLA, P. A. J. *et al.* Statistical analysis of photovoltaic distributed generation penetration impacts on a utility containing hundreds of feeders. **Journals & Magazines**, v. 8, n. 1, p. 175009-175010, 2021. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9195876>. Acesso em: 15 jun. 2022.

STETZ, Thomas; MARTEN, Frank; BRAUM, Martin, Improved Low Voltage Grid-Integration of Photovoltaic Systems in Germany, em **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, vol. 4, no. 2, pg. 534-542, 2013.

SUSTERAS, G.; SUSTERAS, A. Cálculo dos benefícios energéticos da geração distribuída solar fotovoltaica. **Revista Brasileira de Energia**, v. 28, n. 1, p. 196-222, 2022. Disponível em: <https://sbpe.org.br/index.php/rbe/article/view/664/500>. Acesso em: 12 set. 2023.

TSHIVHASE, N.; HASAN, A. N.; THOKOZANI, S. An average voltage approach to control energy storage device and tap changing transformers under high distributed generation. **Journals & Magazines**, v. 9, n. 1, p. 108731-108753, 2021. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9502112>. Acesso em: 15 jun. 2022.

VARGHESE, J.; VENMATHI, M.; RAMESH, L. Voltage sag analysis with distributed generation. **Engineering Science Environmental**, 2011. Disponível em: <https://dl.acm.org/doi/abs/10.1145/1980022.198032>. Acesso em: 15 jun. 2022.

ANEXO 1

Relação de subestações e alimentadores atendidos pela Agência Regional de Criciúma da CELESC com a potência instalada e a potência de GDFV em cada um dos alimentadores.

SUBESTAÇÃO CRICIUMA CEARÁ - CUA

	UCs	P. Instalada (kVA)	GDs Instaladas	P. GDs (kW)
Alimentador CUA 01	3636	13911	35	506
Alimentador CUA 02	3625	13195	3	37
Alimentador CUA 03	5576	16579	5	37
Alimentador CUA 04	2720	4779	37	218
Alimentador CUA 05	3103	9287	74	581
Alimentador CUA 06	3543	8544	30	353
Alimentador CUA 07	769	2871	9	143
Alimentador CUA 08	2997	8454	22	223
Alimentador CUA 09	4658	11585	38	312
Alimentador CUA 10	1176	4591	40	489
Alimentador CUA 11	4595	6668	19	370
Alimentador CUA 12	185	7212	1	40

SUBESTAÇÃO CRICIÚMA FLORESTA - CFL

	UCs	Pot Instalada (kVA)	GDs instaladas	P. GDs (kW)
Alimentador CFL 01	5420	7604	28	497
Alimentador CFL 02	476	2389	14	246
Alimentador CFL 03	5576	14899	48	379
Alimentador CFL 04	4233	11641	27	261
Alimentador CFL 05	5166	9634	34	361
Alimentador CFL 06	3892	8154	30	404
Alimentador CFL 07	3736	8928	49	554
Alimentador CFL 08	3533	14150	13	272

SUBESTAÇÃO SIDERÓPOLIS - SRS

	UCs	P. Instalada (kVA)	GDs instaladas	P. GDs (kW)
Alimentador SRS 01	2444	5124	41	420
Alimentador SRS 02	EFLJC	-	-	-
Alimentador SRS 03	CERTREL	-	-	-
Alimentador SRS 04	CERTREL	-	-	-
Alimentador SRS 05	1634	2533	8	1634

O alimentador SRS 02 atende exclusivamente a permissionária EFLJC (Empresa Força e Luz João César) e os alimentadores SRS 03 e SRS 04 atendem

exclusivamente a permissionária CERTREL. Assim não é possível obter dados referentes a geração distribuída em sistemas de registro da empresa CELESC.

SUBESTAÇÃO LAURO MULLER - LMR

	UCs	P. Instalada (kVA)	GDs instaladas	P. GDs (kW)
Alimentador LMR 01	360	1643	8	192
Alimentador LMR 02	3838	7299	54	693
Alimentador LMR 03	1473	3352	18	125
Alimentador LMR 04	58	355	2	19

SUBESTAÇÃO FORQUILHINHA - FLA

	UCs	P. Instalada (kVA)	GDs instaladas	P. GDs (kW)
Alimentador FLA 02	6770	11190	33	697
Alimentador FLA 03	4060	6802	25	6770
Alimentador FLA 07	2469	4527	34	2469

SUBESTAÇÃO IÇARA - IÇA

	UCs	P. Instalada (kVA)	GDs instaladas	P. GDs (kW)
Alimentador IÇA 01	665	1251	6	312
Alimentador IÇA 02	COOPERALIANÇA	-	-	-
Alimentador IÇA 03	COOPERALIANÇA	-	-	-
Alimentador IÇA 04	COOPERALIANÇA	-	-	-
Alimentador IÇA 05	COOPERALIANÇA	-	-	-
Alimentador IÇA 06	241	1275	6	135
Alimentador IÇA 07	COOPERALIANÇA	-	-	-

SUBESTAÇÃO MARACAJÁ - MJA

	UCs	P. Instalada (kVA)	GDs instaladas	P. GDs (kW)
Alimentador MJA 02	CERSUL	-	-	-
Alimentador MJA 03	2612	8366	28	353
Alimentador MJA 04	1892	6046	39	482

SUBESTAÇÃO ARARANGUÁ - AGA

	UCs	P. Instalada (kVA)	GDs instaladas	P. GDs (kW)
Alimentador AGA 01	6870	12270	88	1113
Alimentador AGA 02	5436	11519	42	650
Alimentador AGA 03	6753	14493	66	678
Alimentador AGA 04	4352	10461	65	572
Alimentador AGA 05	1946	4824	22	426
Alimentador AGA 06	8447	14798	69	1211
Alimentador AGA 07	1841	8779	39	872
Alimentador AGA 08	3835	12707	59	1070
Alimentador AGA 09	8721	12152	118	1242

SUBESTAÇÃO ERMO - EMO

	UCs	P. Instalada (kVA)	GDs instaladas	P. GDs (kW)
Alimentador EMO 01	CEJAMA	-	-	-
Alimentador EMO 02	2324	9815	58	1042
Alimentador EMO 03	CEJAMA	-	-	-

SUBESTAÇÃO SOMBRIO - SIO

	UCs	Pot Instalada(kVA)	GDs instaladas	PotGDs(kW)
Alimentador SIO 01	6289	12330	104	1015
Alimentador SIO 02	5737	11928	88	1759
Alimentador SIO 03	6964	15729	115	1348
Alimentador SIO 04	3420	7107	39	525
Alimentador SIO 05	7305	8565	75	641