

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

CAROLINE COSTA BORKOSKI

**ANÁLISE DO IMPACTO CAUSADO POR UM SISTEMA FOTOVOLTAICO NA
QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA: UM ESTUDO DE CASO**

PONTA GROSSA

2023

CAROLINE COSTA BORKOSKI

**ANÁLISE DO IMPACTO CAUSADO POR UM SISTEMA FOTOVOLTAICO NA
QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA: UM ESTUDO DE CASO**

**Analysis of the impact caused by a photovoltaic system on electric power
quality: a case study**

Trabalho de conclusão de curso de graduação
apresentado como requisito para obtenção do título de
Bacharel em Engenharia Elétrica da Universidade
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Orientador: Prof. Dr. Carlos Henrique Illa Font

PONTA GROSSA

2023



Esta licença permite download e compartilhamento do trabalho desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es), sem a possibilidade de alterá-lo ou utilizá-lo para fins comerciais. Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

CAROLINE COSTA BORKOSKI

**ANÁLISE DO IMPACTO CAUSADO POR UM SISTEMA FOTOVOLTAICO NA
QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA: UM ESTUDO DE CASO**

Trabalho de conclusão de curso de graduação
apresentado como requisito para obtenção do título de
Bacharel em Engenharia Elétrica da Universidade
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Data de aprovação: 03/julho/2023

Carlos Henrique Illa Font
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Marcio Mendes Casaro
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Edison Luiz Salgado Silva
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

PONTA GROSSA

2023

Dedico esse trabalho à minha família,
por todo o apoio, carinho e incentivo
recebidos.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus por me conceder a oportunidade de estar aqui, realizando esta pesquisa e expandindo meus conhecimentos.

À minha família, em especial à minha mãe Sirlene, expresso minha profunda gratidão por seu constante apoio e incentivo em todas as etapas da minha vida. Agradeço também à minha irmã Daniele, por estar sempre presente e oferecer seu apoio incondicional. E não poderia deixar de mencionar minha afilhada Luiza, cuja presença em minha vida diária me ensina valiosas lições sobre as coisas mais simples e preciosas da vida.

Ao meu orientador, Carlos, sou imensamente grata por sua paciência, empenho e tempo dedicados desde o início desta jornada acadêmica. Sua orientação e suporte foram fundamentais para que este trabalho se tornasse uma realidade.

Aos meus amigos de graduação, que estiveram ao meu lado nos melhores e piores momentos, gostaria de expressar minha gratidão por tornarem estes últimos anos inesquecíveis.

Gostaria de estender meus agradecimentos a todos os colaboradores da GLOW Energia, em especial ao Tiago e ao Thales, por todo o conhecimento compartilhado comigo no decorrer dessa jornada. Agradeço também à Ana, pelo seu cuidado e carinho constantes.

Por fim, a todos os demais que de alguma forma contribuíram para o meu crescimento pessoal e profissional, agradeço sinceramente. Sem a ajuda e o apoio de todos vocês, este trabalho não teria sido possível.

“Se o conhecimento pode criar problemas, não é através da ignorância que podemos solucioná-los.” (ASIMOV, 1972).

RESUMO

Diante do crescimento exponencial da geração distribuída de fonte solar fotovoltaica nos últimos anos, torna-se imprescindível compreender o funcionamento e os efeitos causados por esse modo de geração de energia. Por conta disso, este trabalho teve como objetivo analisar o impacto causado por um sistema fotovoltaico de 140 kW na qualidade da energia elétrica entregue às cargas de uma unidade consumidora, além de analisar se os possíveis impactos tem alguma relação com o nível de potência disponibilizada pelo sistema. As medições foram realizadas no quadro geral da unidade, considerando o sistema fotovoltaico em operação e posteriormente desligado, a fim de comparar os resultados obtidos e investigar se ocorreram influências significativas. A análise dos dados coletados revelou que, durante o período avaliado, não foram observados impactos preocupantes. Embora tenha sido constatado um aumento nos níveis médios de tensão, estes permaneceram dentro dos limites seguros. Além disso, verificou-se que quanto maior a potência disponibilizada pelo sistema, maior o impacto percebido em relação à elevação de tensão. Já no que diz respeito ao desequilíbrio de tensão, não foram observados efeitos significativos nos níveis médios obtidos na instalação. Em relação às distorções harmônicas, verificou-se maiores níveis de distorção harmônica de corrente quando o sistema operava com potência muito abaixo de sua capacidade nominal, porém, não foram identificados impactos significativos na distorção harmônica de tensão. Quanto ao fator de potência, a análise revelou que não houve impacto no ponto de medição, uma vez que foi avaliado a partir da perspectiva das cargas. Dessa forma, conclui-se que o sistema fotovoltaico em estudo opera de maneira eficiente, sem apresentar distúrbios que possam gerar preocupações ou afetar negativamente a instalação local.

Palavras-chave: qualidade da energia elétrica; energia fotovoltaica; distúrbios elétricos.

ABSTRACT

Given the exponential growth of distributed generation from photovoltaic solar sources in recent years, it is essential to understand the operation and effects caused by this mode of energy generation. Therefore, this study aimed to analyze the impact caused by a 140 kW photovoltaic system on the quality of electric power delivered to the loads of a consumer unit, as well as to examine whether the potential impacts are related to the power level provided by the system. Measurements were conducted at the main panel of the unit, considering the photovoltaic system in operation and subsequently turned off, in order to compare the obtained results and investigate if significant influences occurred. The analysis of the collected data revealed that no concerning impacts were observed during the evaluated period. Although there was an increase in the average voltage levels, they remained within safe limits. Furthermore, it was found that the higher the power provided by the system, the greater the perceived impact in terms of voltage elevation. Regarding voltage imbalance, no significant effects were observed in the average levels obtained in the installation. As for harmonic distortions, higher levels of current harmonic distortion were found when the system operated with power well below its nominal capacity; however, no significant impacts were identified in voltage harmonic distortion. Regarding power factor, the analysis revealed no impact at the measurement point, as it was evaluated from the perspective of the loads. Therefore, it is concluded that the studied photovoltaic system operates efficiently, without presenting disturbances that may generate concerns or negatively affect the local installation.

Keywords: electric power quality; photovoltaic energy; electrical disturbances.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Principais distúrbios relacionados à qualidade da energia elétrica . . .	21
Figura 2 – Triângulo de potências	22
Figura 3 – Representação da decomposição de uma onda através da série de Fourier	23
Figura 4 – Intervalos de operação em relação à tensão de referência	26
Figura 5 – Comparação entre um sistema trifásico (a) equilibrado e (b) desequilibrado	27
Figura 6 – Flutuações de tensão de forma (a) repetitiva e (b) aleatória	29
Figura 7 – Decomposição da radiação que chega à superfície	34
Figura 8 – Representação das bandas de energia para (a) condutores, (b) semicondutores e (c) isolantes.	35
Figura 9 – Estruturas das células de silício (a) monocristalino, (b) policristalino e (c) amorfo	36
Figura 10 – Aparência das células de silício (a) monocristalino, (b) policristalino e (c) amorfo	36
Figura 11 – Curvas características I-V e P-V de uma célula fotovoltaica genérica	37
Figura 12 – Composição de um módulo fotovoltaico.	38
Figura 13 – Conexão do sistema fotovoltaico com inversor de (a) um estágio e (b) dois estágios	40
Figura 14 – Comportamento da curva de geração durante um dia de verão com diferentes valores de FDI	42
Figura 15 – Comparação do comportamento da curva de geração durante um dia de inverno com diferentes valores de FDI	43
Figura 16 – Comportamento do FP para inversores com potência nominal de 3 kW a 6 kW	47
Figura 17 – Comportamento do FP para inversores com potência nominal acima de 6 kW	48
Figura 18 – Curva IV do módulo fotovoltaico de 545 Wp à temperatura de 25°C .	51
Figura 19 – Curva P-V do módulo fotovoltaico de 545 Wp à temperatura de 25°C	52
Figura 20 – Diagrama esquemático dos inversores	53
Figura 21 – Conexão do analisador de energia no quadro geral da unidade . . .	54
Figura 22 – Perfil de geração durante o dia 24/05/2023	55
Figura 23 – Perfil de geração de cada inversor durante o dia 24/05/2023	56
Figura 24 – Períodos de análise em função da potência de geração	57
Figura 25 – Variação de tensão durante o período de 07h00 e 08h00 com o sistema fotovoltaico (a) ligado e (b) desligado	58
Figura 26 – Variação de tensão durante o período de 16h15 e 18h00 com o sistema fotovoltaico (a) ligado e (b) desligado	58
Figura 27 – Variação de tensão durante o período de 08h00 e 11h00 com o sistema fotovoltaico (a) ligado e (b) desligado	59
Figura 28 – Variação de tensão durante o período de 13h00 e 16h15 com o sistema fotovoltaico (a) ligado e (b) desligado	60
Figura 29 – Variação de tensão durante o período de 11h00 e 13h00 com o sistema fotovoltaico (a) ligado e (b) desligado	61
Figura 30 – DHT de corrente e tensão durante o período de 07h00 e 08h00 com o sistema fotovoltaico (a) ligado e (b) desligado	63

Figura 31 – DHT de corrente e tensão durante o período de 16h15 e 18h00 com o sistema fotovoltaico (a) ligado e (b) desligado	63
Figura 32 – DHT de corrente e tensão durante o período de 08h00 e 11h00 com o sistema fotovoltaico (a) ligado e (b) desligado	65
Figura 33 – DHT de corrente e tensão durante o período de 13h00 e 16h15 com o sistema fotovoltaico (a) ligado e (b) desligado	65
Figura 34 – DHT de tensão durante o período de 11h00 e 13h00 com o sistema fotovoltaico (a) ligado e (b) desligado	67
Figura 35 – Forma de onda da tensão e da corrente com o sistema fotovoltaico ligado para o período de (a) menor e (b) maior distorção harmônica total	68
Figura 36 – Forma de onda da tensão e da corrente com o sistema fotovoltaico desligado para o período de (a) menor e (b) maior distorção harmônica total	69
Figura 37 – Desequilíbrio de tensão durante o período de 07h00 e 08h00 com o sistema fotovoltaico (a) ligado e (b) desligado	70
Figura 38 – Desequilíbrio de tensão durante o período de 16h15 e 18h00 com o sistema fotovoltaico (a) ligado e (b) desligado	71
Figura 39 – Desequilíbrio de tensão durante o período de 08h00 e 11h00 com o sistema fotovoltaico (a) ligado e (b) desligado	71
Figura 40 – Desequilíbrio de tensão durante o período de 13h00 e 16h15 com o sistema fotovoltaico (a) ligado e (b) desligado	72
Figura 41 – Desequilíbrio de tensão durante o período de 11h00 e 13h00 com o sistema fotovoltaico (a) ligado e (b) desligado	73
Figura 42 – Fator de potência durante o período das 07h00 às 18h00 com o sistema fotovoltaico (a) ligado e (b) desligado	74

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Limites para a DHT de tensão em função da tensão nominal (V_n) . . .	25
Tabela 2 – Limites para o desequilíbrio de tensão em função da tensão nominal (V_n)	28
Tabela 3 – Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração	31
Tabela 4 – Resposta às condições anormais de tensão	44
Tabela 5 – Limites para harmônicas de corrente	46
Tabela 6 – Principais características elétricas da unidade consumidora	50
Tabela 7 – Principais características elétricas do módulo em STC	51
Tabela 8 – Principais parâmetros elétricos dos inversores instalados	52
Tabela 9 – Resultados obtidos para a variação de tensão durante a operação com potência inferior à 20%	59
Tabela 10 – Resultados obtidos para a variação de tensão durante a operação com potência superior a 20% e inferior a 80%	60
Tabela 11 – Resultados obtidos para a tensão durante o período de a operação com potência superior a 80%	61
Tabela 12 – Limites para a tensão de operação	62
Tabela 13 – Resultados para DHT de corrente durante a operação com potência inferior à 20%	64
Tabela 14 – Resultados para DHT de tensão durante a operação com potência inferior à 20%	64
Tabela 15 – Resultados para DHT de corrente durante a operação com potência superior à 20% e inferior à 80%	66
Tabela 16 – Resultados para DHT de tensão durante a operação com potência superior à 20% e inferior à 80%	66
Tabela 17 – Resultados para a DHT de corrente durante o período de 11h00 e 13h00	66
Tabela 18 – Resultados para a DHT de tensão durante o período de 11h00 e 13h00	67
Tabela 19 – Resultados para o desequilíbrio de tensão abaixo de 20% da potência nominal	70
Tabela 20 – Valores para o desequilíbrio de tensão durante o período de 20% a 80% da capacidade nominal	72
Tabela 21 – Comparação de resultados para o desequilíbrio de tensão durante o período de 11h00 e 13h00	72
Tabela 22 – Comparação do FP durante o período das 07h00 às 18h00	74

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E ACRÔNIMOS

SIGLAS

a-Si	Silício amorfo
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
DHT	Distorção harmônica total
DHTi	Distorção harmônica total de corrente
DHTv	Distorção harmônica total de tensão
FD	Fator de desequilíbrio de tensão
FDI	Fator de dimensionamento do inversor
FP	Fator de potência
GD	Geração distribuída
LCOE	Levelized cost of electricity
m-Si	Silício monocristalino
MPPT	Maximum Power Point Tracker
NBR	Norma Brasileira
p-Si	Silício policristalino
PWM	Pulse width modulation
QEE	Qualidade da energia elétrica
SEP	Sistema elétrico de potência
Si	Silício
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná

ACRÔNIMOS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
IEC	International Electrotechnical Commission
PRODIST	Procedimento de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional
REN	Resolução Normativa

LISTA DE SÍMBOLOS

LETRAS LATINAS

$f_{nominal}$	Frequência nominal da rede elétrica	[Hz]
f_{rede}	Frequência da rede elétrica	[Hz]
h	Ordem da harmônica	[-]
I_h	Valor eficaz da corrente de ordem h	[A]
I_i	Valor eficaz da corrente fundamental	[A]
I_{MPP}	Corrente de máxima potência	[A]
I_{SC}	Corrente de curto-circuito	[A]
MPP	Ponto de máxima potência	[Wp]
P	Potência ativa	[W]
P_{CA}	Potência nominal na saída do inversor fotovoltaico	[W]
P_{CC}	Potência total dos módulos fotovoltaicos	[Wp]
P_{MAX}	Potência máxima da célula	[Wp]
Q	Potência reativa	[VA]
R	Taxa de redução desejada da potência ativa injetada	[%/Hz]
T_R	Tensão de referência	[V]
V_+	Magnitude da tensão eficaz de sequência positiva	[V]
V_-	Magnitude da tensão eficaz de sequência negativa	[V]
V_h	Valor eficaz da tensão de ordem h	[V]
V_i	Valor eficaz da tensão fundamental	[V]
V_{MPP}	Tensão de máxima potência	[V]
V_{OC}	Tensão de circuito aberto	[V]

LETRAS GREGAS

Δ_{ADINF}	Varição de tensão adequada inferior	[V]
Δ_{ADSUP}	Varição de tensão adequada superior	[V]
Δ_{PRINF}	Varição de tensão precária inferior	[V]
Δ_{PRSUP}	Varição de tensão precária superior	[V]

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	DELIMITAÇÃO DO TEMA	16
1.2	RELEVÂNCIA DO TEMA	17
1.3	OBJETIVOS	17
1.4	METODOLOGIA	18
2	REFERENCIAL TEÓRICO	20
2.1	QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA	20
2.1.1	Fator de Potência	21
2.1.2	Distorções Harmônicas	23
2.1.3	Variação de Tensão em Regime Permanente	25
2.1.4	Desequilíbrio de Tensão	27
2.1.5	Flutuações de Tensão	28
2.1.6	Variações de Frequência	29
2.1.7	Variações de Tensão de Curta Duração	30
2.2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	31
2.3	GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA	32
2.3.1	Radiação Solar	33
2.3.2	Células Fotovoltaicas	34
2.3.2.1	Curvas I-V e P-V	36
2.3.3	Módulos Fotovoltaicos	38
2.3.4	Inversores Fotovoltaicos	39
2.3.4.1	Tipos de inversores	40
2.3.4.2	Fator de dimensionamento do inversor	41
2.4	REQUISITOS PARA A CONEXÃO DA GD COM FONTE SOLAR	43
2.4.1	Tensão e Frequência	44
2.4.2	Cintilação	45
2.4.3	Injeção de Componente CC	45
2.4.4	Harmônicos e Distorções na Forma de Onda	46
2.4.5	Controle do Fator de Potência	47
2.4.6	Proteção Anti-Ilhamento e Reconexão	48
3	MATERIAIS E MÉTODOS	50
3.1	DESCRIÇÃO DA UNIDADE CONSUMIDORA	50
3.2	DESCRIÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO ESTUDADO	50
3.3	MEDIÇÃO DE ENERGIA	54
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	55
4.1	PERFIL DE GERAÇÃO DIÁRIA	55
4.2	DEFINIÇÃO DOS PERÍODOS DE ANÁLISE	57
4.3	ANÁLISE DA TENSÃO EM REGIME PERMANENTE	57
4.4	ANÁLISE DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS	63
4.5	ANÁLISE DO DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO	70
4.6	ANÁLISE DO FATOR DE POTÊNCIA	74
4.7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	75
5	CONCLUSÕES	77

REFERÊNCIAS	79
APÊNDICE A – PROJETO ELÉTRICO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO IMPLEMENTADO	82
APÊNDICE B – PROJETO DE STRINGS DO SISTEMA FOTOVOLTAICO IMPLEMENTADO	84
ANEXO A – FOLHA DE DADOS DOS MÓDULOS	86
ANEXO B – FOLHA DE DADOS DOS INVERSORES	89

1 INTRODUÇÃO

A energia é uma grandeza fundamental para impulsionar o desenvolvimento e o progresso tecnológico na sociedade contemporânea. Devido à crescente demanda por energia elétrica, torna-se necessário explorar uma ampla gama de métodos de geração de energia, visando diversificar a matriz elétrica e assegurar o suprimento de energia em todos os setores da sociedade. Nesse contexto, a energia solar fotovoltaica tem desempenhado um papel cada vez mais importante como um aliado significativo no fornecimento de energia tanto no Brasil quanto no mundo.

As primeiras utilizações práticas do Sol como fonte de energia datam da década de 1950, em satélites espaciais. Durante esse período, a energia solar era predominantemente utilizada em sistemas autônomos, ou seja, desconectados da rede elétrica (PRIEB, 2011). Desde então, avanços significativos em pesquisa e desenvolvimento resultaram em melhorias na eficiência dos módulos fotovoltaicos, tornando-os mais acessíveis e competitivos em relação às fontes convencionais de geração de energia. Segundo dados da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), o ano de 2022 terminou com cerca de 3,8% da matriz elétrica nacional proveniente da fonte solar fotovoltaica.

Uma das formas de aproveitar o potencial solar para a geração de energia elétrica no Brasil é por meio do termo conhecido como Geração Distribuída (GD), a qual foi efetivamente regulamentada no país em 2012, por meio da Resolução Normativa (REN) nº 482 da ANEEL. A partir dessa resolução, foram estabelecidas as condições e regras para o acesso à geração distribuída, bem como ao sistema de compensação de energia elétrica, possibilitando aos consumidores gerarem a sua própria energia elétrica.

Entretanto, a crescente inserção desses sistemas de geração conectados às redes de distribuição do país tem gerado constantes debates sobre a sua influência na energia elétrica que chega aos consumidores, bem como em relação à segurança de operação dos mesmos. Com isso, o termo Qualidade da Energia Elétrica (QEE) tem se tornado mais presente no cenário atual.

Popularmente, a QEE é associada apenas ao fornecimento contínuo de eletricidade aos consumidores, entretanto, vários outros fatores determinam e garantem o correto funcionamento das cargas conectadas à rede. Variações nos níveis de tensão,

corrente e frequência são comuns e podem impactar diretamente nas condições de operação e vida útil de equipamentos, bem como em seus desempenhos.

Para regulamentar a distribuição de energia elétrica no sistema elétrico brasileiro, a ANEEL estabeleceu através da REN nº 345:2008 um conjunto de normas e procedimentos técnicos, conhecido como PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional). O PRODIST é dividido em 11 módulos e um deles, o módulo 8, é especificamente sobre a qualidade da energia elétrica, o qual traz valores de referência e cálculos para os principais distúrbios do sistema elétrico.

Todavia, para assegurar o correto funcionamento dos sistemas fotovoltaicos e a integração eficiente dessa fonte de energia na rede elétrica, fez-se necessário a criação de uma norma específica para esse fim, a norma ABNT NBR 16149:2013 (Sistemas Fotovoltaicos - Requisitos para conexão de sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição de energia elétrica).

A partir disso, assegurou-se a conexão adequada dos sistemas de geração de energia fotovoltaica às redes de distribuição, prevenindo potenciais danos e assegurando a durabilidade dos equipamentos elétricos, bem como a segurança das pessoas envolvidas, proporcionando um ambiente seguro e eficiente para a utilização do potencial solar.

1.1 DELIMITAÇÃO DO TEMA

O trabalho consiste em realizar uma análise do impacto causado na energia elétrica fornecida às cargas de uma unidade consumidora devido à conexão de um sistema fotovoltaico. Além disso, busca-se investigar se esses possíveis impactos estão relacionados à potência de saída do gerador, a qual é influenciada por fatores externos, como a irradiação solar, que apresenta variações significativas ao longo do dia.

O sistema fotovoltaico em questão está localizado na cidade de Ponta Grossa - Paraná. Com uma potência instalada de 140 kW, o sistema é conectado na rede de distribuição da Copel e entrou em operação no final de 2022.

Para realizar a análise, serão considerados diversos parâmetros relacionados à qualidade da energia elétrica, como variação da tensão, fator de potência, distorções harmônicas, entre outros. Esses parâmetros foram monitorados ao longo dos dias 24 e 25 de maio de 2023, com o propósito de avaliar se a conexão do sistema causa

alterações significativas na energia elétrica fornecida.

1.2 RELEVÂNCIA DO TEMA

No contexto atual, onde a automação de processos e o uso de equipamentos sensíveis têm se tornado cada vez mais comuns, distúrbios elétricos como variações nos níveis de tensão, frequência e outros eventos podem comprometer significativamente o desempenho desses equipamentos e sistemas, levando a falhas operacionais e/ou baixos rendimentos. Portanto, torna-se indispensável realizar uma análise detalhada e controlar a qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores, a fim de evitar tais problemas.

Nesse cenário, considerando o expressivo crescimento da geração distribuída de energia solar fotovoltaica no Brasil, é fundamental compreender o funcionamento desses sistemas e os impactos que eles podem ter na qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores, a fim de garantir a confiabilidade e estabilidade de toda a rede elétrica.

Além disso, a análise da qualidade da energia injetada pelos sistemas fotovoltaicos é de extrema importância para cumprir as regulamentações e padrões estabelecidos pelas autoridades competentes. As normas técnicas definem limites para parâmetros como distorção harmônica total, fator de potência e variações de tensão, com o objetivo de assegurar a integração segura entre a rede elétrica e os sistemas de geração distribuída.

Com base nos resultados obtidos, será possível avaliar a eficiência e o impacto desse sistema na rede elétrica, bem como fornecer informações úteis para futuros projetos de energia solar fotovoltaica. Dessa forma, espera-se contribuir para o desenvolvimento de um setor energético mais sustentável e eficiente, promovendo a utilização de fontes renováveis de energia.

1.3 OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo geral compreender como um sistema fotovoltaico pode afetar a energia elétrica fornecida às cargas de uma instalação, em resposta às variações de potência do gerador. Para alcançar isso, estabeleceram-se os seguintes

objetivos específicos:

- Estudo teórico e compreensão dos distúrbios que estão diretamente ligados à qualidade da energia elétrica;
- Estudo teórico sobre componentes e operação de um sistema fotovoltaico conectado à rede;
- Revisão bibliográfica sobre quais são os requisitos mínimos para assegurar a operação segura de um sistema de geração de energia fotovoltaica;
- Realização de medições através de um analisador de energia em uma instalação de minigeração distribuída, primeiramente com o sistema fotovoltaico em operação e, em seguida, sem geração fotovoltaica;
- Analisar os dados obtidos para o comportamento da energia elétrica na instalação estudada com e sem a influência da energia fotovoltaica, além de analisar como esse comportamento pode variar de acordo com a potência de saída do sistema de geração.

1.4 METODOLOGIA

Este estudo tem como ponto de partida uma revisão bibliográfica dos principais distúrbios que podem afetar a qualidade da energia elétrica, como variações de tensão e frequência, distorções harmônicas, fator de potência, desequilíbrio de tensão e flutuações de tensão, bem como seus efeitos nos equipamentos conectados ao sistema elétrico. São apresentados cálculos e valores de referência retirados do PRODIST.

Em seguida, são abordados os conceitos relevantes relacionados à geração distribuída e à energia fotovoltaica, incluindo os fatores externos que influenciam na geração, a composição das células e módulos fotovoltaicos, tecnologias utilizadas nos inversores e o modo de operação desse tipo de geração.

O estudo também explora os requisitos mínimos de operação estabelecidos na norma ABNT NBR 16149:2013, os quais visam garantir a integração adequada dos sistemas fotovoltaicos à rede elétrica.

Por fim, para analisar os efeitos práticos, foram realizadas medições dos principais parâmetros elétricos utilizando um analisador de energia conectado no quadro geral da unidade consumidora com minigeração distribuída, durante um dia com o sistema de geração fotovoltaica em operação e no dia seguinte, com o mesmo desligado do quadro

geral da unidade consumidora. Os resultados obtidos foram analisados e comparados, permitindo a identificação dos possíveis impactos e a proposição de soluções para otimizar a integração entre a rede elétrica e o sistema de geração fotovoltaica.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

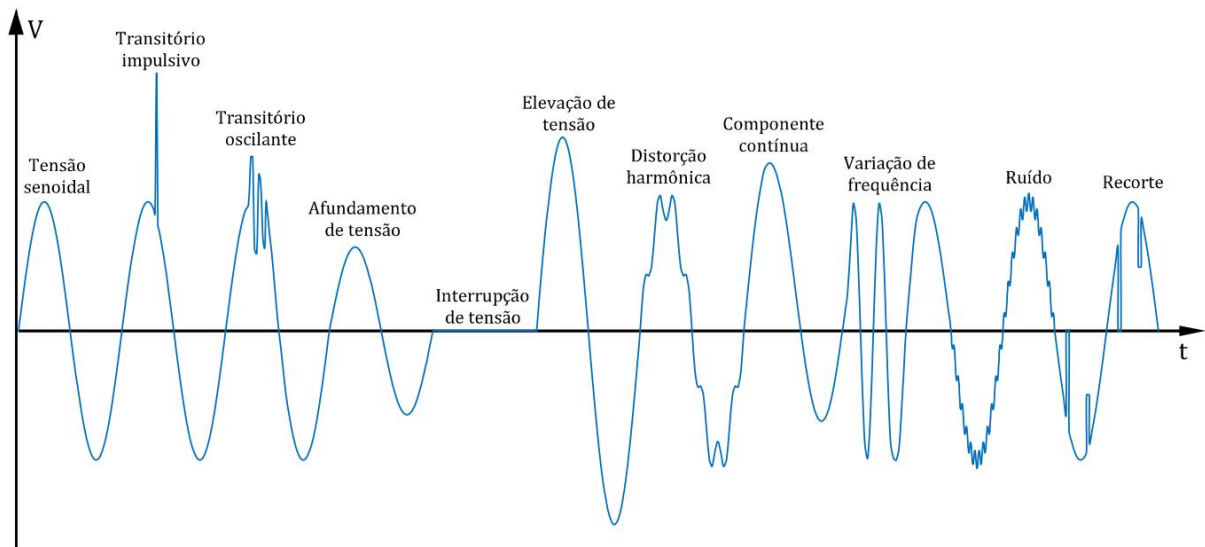
O presente capítulo tem como propósito abordar os conceitos essenciais relacionados à qualidade da energia elétrica, fornecendo uma descrição detalhada dos principais distúrbios e suas potenciais consequências, além de trazer alguns valores de referências definidos pelo PRODIST. Adicionalmente, é apresentada uma fundamentação teórica sobre a geração distribuída proveniente da fonte solar fotovoltaica, incluindo uma análise dos principais componentes, o modo de operação e os requisitos mínimos exigidos para a conexão efetiva desse tipo de geração no sistema de distribuição de energia elétrica.

2.1 QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

A qualidade da energia elétrica é comumente associada à continuidade do fornecimento de energia, mas a análise da QEE requer considerações adicionais. Para garantir a integridade e o desempenho adequado das cargas conectadas, o sistema elétrico deve atender a certos princípios de qualidade. Com o aumento significativo da utilização de eletrônica embarcada e sistemas microprocessados, os equipamentos estão se tornando cada vez mais suscetíveis aos distúrbios presentes no sistema elétrico de potência (SEP). Isso pode resultar em danos, redução da vida útil e diminuição da eficiência dos equipamentos (FORTES, 2018).

É conhecido que em um sistema trifásico ideal, as tensões devem apresentar uma forma de onda totalmente senoidal, com amplitude e frequência constantes, e uma defasagem de 120° entre elas. No entanto, nos sistemas elétricos reais, esse comportamento ideal não é observado. Existem diversos distúrbios que podem afetar a forma de onda ou a magnitude da tensão fornecida em um sistema elétrico. Esses distúrbios podem ser ocasionados por fatores normais relacionados à operação do sistema, como a conexão e desconexão de cargas pesadas, ou por fatores externos, como descargas atmosféricas. Portanto, compreender esses distúrbios e seus efeitos é crucial para garantir um fornecimento confiável de energia elétrica, além de possibilitar o desenvolvimento de estratégias eficazes para mitigar tais problemas e manter a integridade do sistema. Nesse sentido, dentre os principais distúrbios, podem ser destacados os presentes na Figura 1 (FORTES, 2018).

Figura 1 – Principais distúrbios relacionados à qualidade da energia elétrica



Fonte: (FORTES, 2018).

A fim de avaliar esses distúrbios, o módulo 8 do PRODIST estabelece critérios para a qualidade da energia elétrica nos aspectos de produto, serviço e comércio. No que diz respeito ao produto, os principais distúrbios destacados são: fator de potência, harmônicos, variações de tensão em regime permanente, desequilíbrio de tensão, flutuações de tensão, variação de frequência e variações de tensão de curta duração. A seguir, serão abordados esses distúrbios de forma mais detalhada.

2.1.1 Fator de Potência

O fator de potência (FP) é um dos principais indicadores de eficiência energética, pois define quanto da potência elétrica utilizada está de fato sendo convertida em trabalho. Nesse contexto, existem três conceitos-chave relacionados: potência ativa, que representa a parcela da energia elétrica efetivamente utilizada para alimentar as cargas; potência reativa, que corresponde à porção de energia que não produz trabalho, mas é necessária para manter o campo eletromagnético em equipamentos como motores e transformadores e campo elétrico em capacitores; e potência aparente, que é a soma da potência ativa e da potência reativa, representando a potência total do sistema.

O FP pode ser definido matematicamente como a razão entre a potência ativa e a potência aparente, conforme a Eq. (1)

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

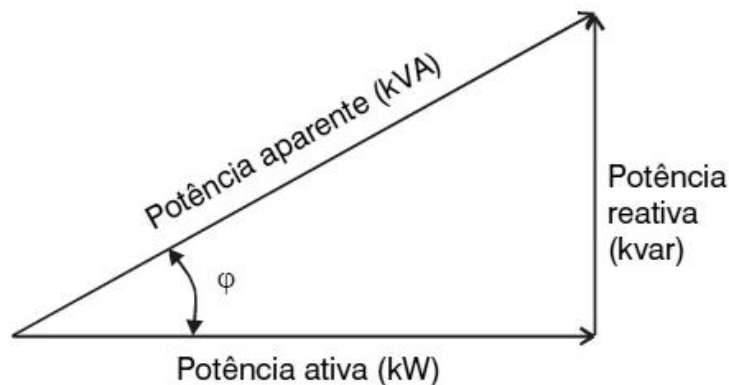
Sendo:

P = potência ativa;

Q = potência reativa.

Graficamente, as potências ativa, reativa e aparente podem ser representadas por um triângulo, como mostra a Figura 2 . O ângulo ϕ (phi) formado entre a potência ativa e a aparente é a defasagem entre a onda de tensão e corrente, para senoides puras. Portanto, o fator de potência pode ser definido como o cosseno desse ângulo ϕ , uma vez que a potência ativa é sempre menor do que a potência aparente. Assim, o FP será sempre um valor menor que 1 (CAPELLI, 2013).

Figura 2 – Triângulo de potências



Fonte: (CAPELLI, 2013).

Embora a energia reativa seja necessária para o funcionamento de certos equipamentos, ela também pode sobrecarregar as instalações elétricas, tanto do fornecedor de energia quanto do consumidor, consumindo a capacidade de condução de corrente dos cabos. Por esse motivo, a Resolução Normativa nº 414/2010 da ANEEL estabelece o valor de referência de 0,92 para o fator de potência. Valores inferiores a esse limite resultam em penalidades aplicadas pela concessionária ao consumidor. Portanto, a correção do fator de potência é uma maneira de reduzir os custos relacionados ao consumo de energia elétrica.

Além das penalizações, um baixo fator de potência pode resultar em várias outras consequências, tais como quedas e flutuação de tensão, perdas por efeito Joule, redução da vida útil de contadores, chaves e outros dispositivos de manobra, necessidade de aumento de condutores e proteções, entre outros (CAPELLI, 2013).

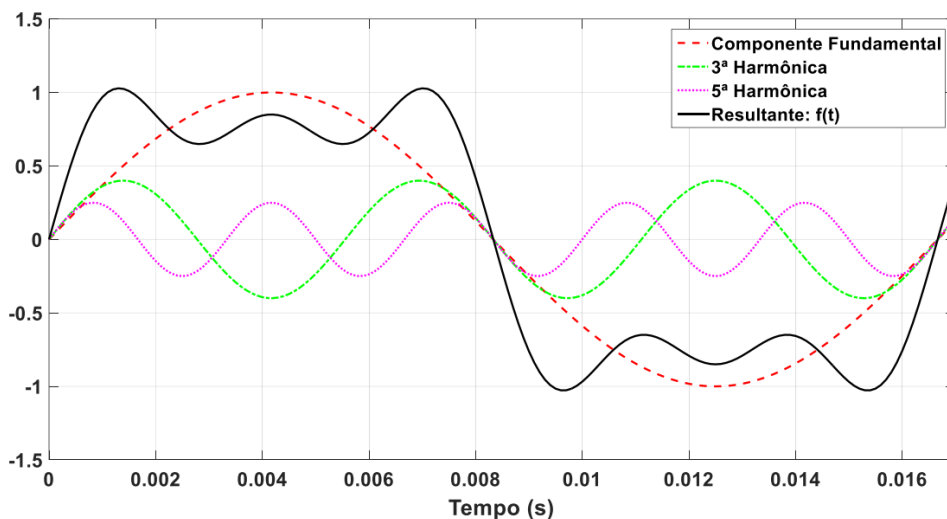
O fator de potência pode ser classificado em dois tipos: indutivo e capacitivo. Um fator de potência indutivo indica que a corrente está atrasada em relação à tensão e, portanto, o fator de potência também é conhecido como fator de potência atrasado. Por outro lado, no fator de potência capacitivo a corrente está adiantada em relação à tensão.

2.1.2 Distorções Harmônicas

As distorções harmônicas referem-se às deformações nas formas de onda de tensão e corrente em relação à forma senoidal ideal. Elas são caracterizadas por componentes com frequências múltiplas inteiras da frequência fundamental do sistema elétrico. A classificação de uma harmônica é baseada no número de vezes que sua frequência é um múltiplo da frequência fundamental, sendo conhecida como ordem da harmônica.

O grau dessa deformação pode ser analisado e quantificado através da série de Fourier, a qual consiste na decomposição da onda em uma soma de senos e cossenos. Nesse sentido, a Figura 3 ilustra essa decomposição.

Figura 3 – Representação da decomposição de uma onda através da série de Fourier



Fonte: (CASTRO, 2019).

Vale ressaltar que quanto maior a ordem da harmônica, menor é o impacto que ela causa no sistema, devido à sua capacidade reduzida de deformar a forma de onda (FORTES, 2018).

Nas redes elétricas, as harmônicas ímpares são as mais comumente encontradas, uma vez que causam uma deformação simétrica nos semiciclos devido ao comportamento semelhante da maioria das cargas conectadas ao sistema nos semiciclos negativo e positivo. Por outro lado, as harmônicas pares causam distorções assimétricas e geralmente são resultantes de eventos mais específicos, tais como falhas de sincronismo no chaveamento de conversores de potência, transitórios durante a energização de transformadores e corrente de partida de fornos elétricos a arco (FORTES, 2018).

As distorções harmônicas são resultantes da presença de cargas não-lineares, as quais têm impedância variável, levando a uma relação não proporcional entre tensão e corrente e, conseqüentemente, a formas de onda distintas. No contexto dos setores comercial e residencial, cargas como estabilizadores de tensão, computadores, fornos microondas e chuveiros com controle de temperatura são exemplos de dispositivos capazes de gerar essas perturbações harmônicas (VENDRAMETO, 2015).

No setor industrial, é comum a ocorrência de distorções harmônicas resultantes do funcionamento de equipamentos como motores, transformadores, conversores eletrônicos, pontes retificadoras e compensadores estáticos. Além disso, também pode haver a presença de distorções harmônicas em frequências que não são múltiplas inteiras da frequência fundamental, conhecidas como inter-harmônicas, as quais causam distorções adicionais nas formas de onda de tensão e corrente (DECKMANN; POMILIO, 2017).

A presença de distorções harmônicas e inter-harmônicas em sistemas industriais pode resultar em problemas como sobreaquecimento de motores, perdas de eficiência energética, desgaste prematuro de equipamentos, problemas de ressonância, interferência eletromagnética e mau funcionamento de dispositivos eletrônicos sensíveis (DECKMANN; POMILIO, 2017). Portanto, a análise e mitigação dessas distorções são de grande importância para garantir a confiabilidade e o desempenho adequado dos sistemas elétricos industriais.

Sabendo disso, com o objetivo de avaliar o nível total de distorção de uma forma de onda em relação a uma onda senoidal pura, utiliza-se o indicador principal conhecido como DHT (Distorção Harmônica Total). O cálculo pode ser realizado usando a Eq. (2) para a tensão (DHT_v) e a Eq. (3) para a corrente (DHT_i).

$$DHT_v = \sqrt{\frac{\sum_{h>1}^{h_{max}} V_h^2}{V_i^2}} \cdot 100(\%) \quad (2)$$

$$DHT_i = \sqrt{\frac{\sum_{h>1}^{h_{max}} I_h^2}{I_i^2}} \cdot 100(\%) \quad (3)$$

Sendo:

V_h = valor eficaz da tensão de ordem h ;

I_h = valor eficaz da corrente de ordem h ;

V_i = valor eficaz da tensão fundamental;

I_i = valor eficaz da corrente fundamental;

h = ordem da harmônica.

No que se refere às distorções harmônicas de tensão, o PRODIST define os limites máximos a serem observados no sistema elétrico conforme a Tabela 1. O valor de $DHT_{v95\%}$ refere-se ao indicador que foi ultrapassado em apenas 5% das medidas válidas realizadas.

Tabela 1 – Limites para a DHT de tensão em função da tensão nominal (V_n)

Indicador	$V_n \leq 2,3kV$	$2,3kV < V_n < 69kV$	$69kV \leq V_n < 230kV$
$DHT_{v95\%}$	10,0%	8,0%	5,0%

Fonte: adaptado de (ANEEL, 2021).

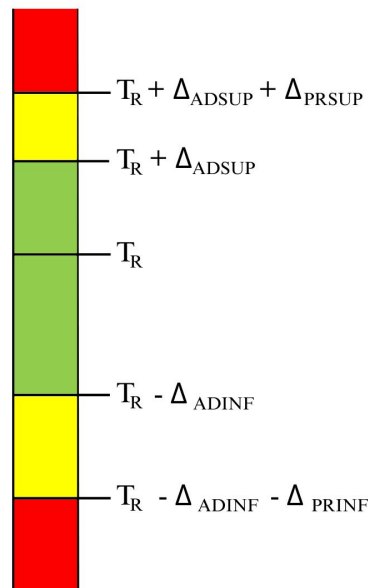
Já para as distorções harmônicas de corrente, as normas brasileiras não estabelecem limites específicos a serem seguidos na rede de distribuição.

2.1.3 Variação de Tensão em Regime Permanente

As variações de tensão em regime permanente, também conhecidas como variações de longa duração, são caracterizadas por alterações na magnitude da tensão elétrica que ocorrem por um período superior a 3 minutos. Essas variações podem se manifestar como sobretensões, quando a tensão ultrapassa os níveis nominais, ou subtensões, quando a tensão fica abaixo dos níveis nominais. No caso das sobretensões, é comum que sejam ocasionadas por desligamento repentino de cargas de grande porte ou pela conexão de bancos de capacitores. Já as subtensões podem ser causadas por carregamento excessivo da instalação ou pela conexão de cargas de grande magnitude (LOPEZ, 2013).

As variações de tensão em regime permanente podem ter consequências significativas nas operações de equipamentos elétricos, especialmente em sistemas sensíveis ou de alta precisão. Para garantir o funcionamento adequado e seguro desses equipamentos, o PRODIST classifica as variações de tensão em diferentes níveis: adequado, precário e crítico, conforme ilustrado na Figura 4. Essa classificação é baseada nos intervalos de tensão considerados aceitáveis para as operações elétricas em função da tensão de referência, a qual é dada a partir da tensão nominal do ponto de conexão da unidade consumidora.

Figura 4 – Intervalos de operação em relação à tensão de referência



Fonte: (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2014).

Sendo:

T_R = tensão de referência;

Δ_{ADSUP} = variação de tensão adequada superior;

Δ_{ADINF} = variação de tensão adequada inferior;

Δ_{PRSUP} = variação de tensão precária superior;

Δ_{PRINF} = variação de tensão precária inferior.

A faixa de tensão adequada, representada pela cor verde, engloba os valores de tensão que estão dentro dos limites considerados aceitáveis para o funcionamento normal dos equipamentos elétricos. Já a faixa de tensão precária, indicada pela cor amarela, refere-se a valores que estão próximos aos limites estabelecidos e podem apresentar riscos potenciais para o desempenho dos equipamentos. Por fim, a faixa de

tensão crítica, destacada em vermelho, representa valores que estão além dos limites permitidos e podem causar danos graves aos equipamentos elétricos.

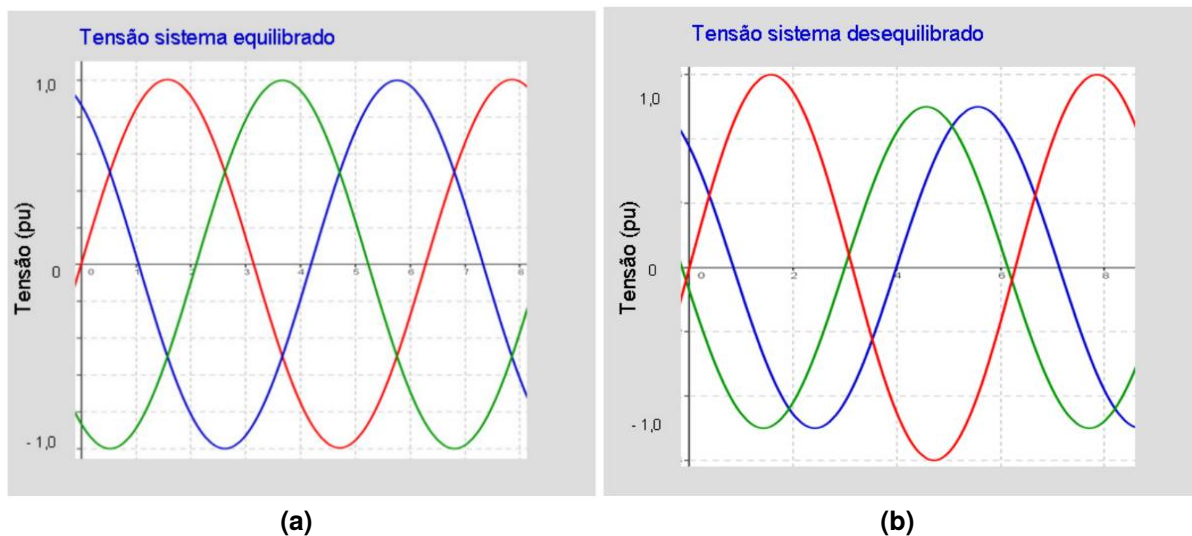
2.1.4 Desequilíbrio de Tensão

Como dito no início do capítulo, um sistema trifásico ideal apresenta as três tensões de fase com defasagem de 120° entre si. Sendo assim, pode ser definido por:

$$\bar{V}_a = V_m \angle 0^\circ \qquad \bar{V}_b = V_m \angle -120^\circ \qquad \bar{V}_c = V_m \angle 120^\circ$$

Porém, na realidade, os sistemas elétricos acabam apresentando variações nessas características, as quais são chamadas de desequilíbrio de tensão. Esse fenômeno é caracterizado por qualquer diferença verificada nas amplitudes entre as três tensões de fase de um determinado sistema trifásico, ou na defasagem elétrica de 120° entre as tensões de fase do mesmo sistema. Na Figura 5, é possível visualizar graficamente a diferença entre os sistemas trifásicos equilibrado e desequilibrado.

Figura 5 – Comparação entre um sistema trifásico (a) equilibrado e (b) desequilibrado



Fonte: (VENDRAMETO, 2015).

As principais causas do desequilíbrio de tensão estão relacionadas às próprias cargas conectadas, seja na distribuição inadequada das cargas monofásicas entre as fases ou na presença de cargas trifásicas desequilibradas e variações nos ciclos de demanda de cada fase.

O fator de desequilíbrio de tensão (FD) relaciona a tensão de sequência negativa

e a de sequência positiva, visto que, um sistema trifásico equilibrado possui apenas componentes de sequência positiva. Nesse sentido, esse fator pode ser expressado pela Eq. (4).

$$FD_{\%} = \frac{V_{-}}{V_{+}} (100\%) \quad (4)$$

Sendo:

V_{-} = magnitude da tensão eficaz de sequência negativa;

V_{+} = magnitude da tensão eficaz de sequência positiva;

O PRODIST define que o indicador a ser comparado com os valores limites estabelecidos é o FD que foi ultrapassado em 5% das leituras realizadas, denominado $FD_{95\%}$. Com isso, a Tabela 2 apresenta os limites estabelecidos.

Tabela 2 – Limites para o desequilíbrio de tensão em função da tensão nominal (V_n)

Indicador	$V_n \leq 2,3kV$	$2,3kV < V_n < 230kV$
$FD_{95\%}$	3,0 %	2,0 %

Fonte: (ANEEL, 2021).

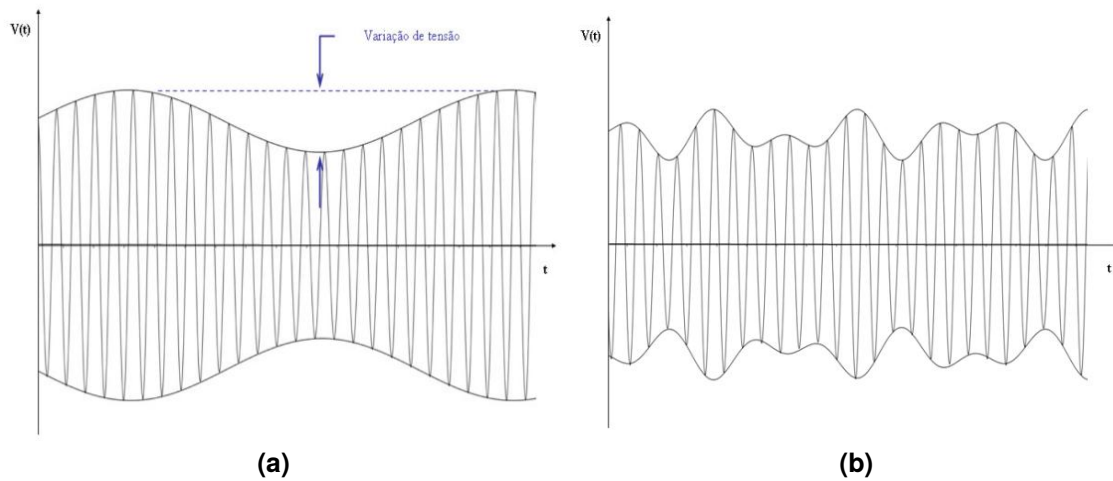
No que tange as consequências causadas por esse distúrbio, as principais incluem a redução de vida útil e desempenho de alguns equipamentos elétricos, além de um aumento nas perdas elétricas. No cenário industrial, os motores de indução podem sofrer bastante com esse efeito, visto que o desequilíbrio de tensão acarreta em desequilíbrio de corrente e este fomenta o aparecimento das componentes de sequência negativa, as quais são responsáveis por criar um torque negativo, que age de forma a dificultar que o motor atinja seu valor nominal (VENDRAMETO, 2015).

2.1.5 Flutuações de Tensão

As flutuações de tensão podem ser definidas como variações do valor eficaz da tensão, de forma aleatória ou repetitiva, que acontecem rapidamente e normalmente duram apenas alguns ciclos. Esse fenômeno não pode ser controlado e regulado através dos equipamentos usualmente encontrados nas redes elétricas. Na Figura 6 é possível observar a flutuação de forma repetitiva e aleatória.

Comumente, o termo flutuação de tensão é utilizado como sinônimo para a cintilação luminosa, também conhecido como efeito flicker, entretanto, a cintilação é apenas um dos efeitos causados pela flutuação de tensão.

Figura 6 – Flutuações de tensão de forma (a) repetitiva e (b) aleatória



Fonte: (VENDRAMETO, 2015).

A cintilação luminosa refere-se à percepção visual das flutuações luminosas em uma fonte de luz, como uma lâmpada. Esse fenômeno pode causar desconforto visual, perda de concentração e estresse mental nos indivíduos expostos, resultando em impactos negativos em sua capacidade produtiva física e/ou intelectual (JUNIOR, 2009).

Além dos efeitos adversos sobre os seres humanos por conta da cintilação luminosa, as flutuações de tensão também podem afetar operacionalmente outros dispositivos e equipamentos, tais como motores de indução, retificadores e inversores e até mesmo aquecedores elétricos (JUNIOR, 2009).

2.1.6 Variações de Frequência

As variações de frequência referem-se a uma mudança na frequência da energia elétrica fornecida a um sistema ou equipamento elétrico. Normalmente são ocasionadas por falhas no sistema de geração ou na operação da rede elétrica ou a conexão ou desconexão de grandes cargas industriais.

Em condições normais de operação e em regime permanente, é esperado que o sistema de distribuição e as instalações de geração estejam dentro dos limites de frequência especificados, os quais são definidos em uma faixa estreita, situada entre 59,9 Hz e 60,1 Hz.

Em casos de distúrbios de frequência, é importante que o sistema elétrico seja

capaz de se recuperar e restabelecer o equilíbrio dentro de determinados limites. Em condições extremas, a frequência não deve exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz.

Já para distúrbios de menor magnitude, o sistema elétrico deve ser capaz de retornar à faixa normal de frequência. Isso significa que a frequência pode permanecer acima de 62 Hz por um período máximo de 30 segundos e acima de 63,5 Hz por no máximo 10 segundos. Da mesma forma, a frequência pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por um tempo máximo de 10 segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo 5 segundos.

A recuperação oportuna da frequência, dentro dos limites estabelecidos, permite que o sistema retorne ao seu estado de operação normal, minimizando as consequências adversas e assegurando o funcionamento adequado do sistema elétrico como um todo.

2.1.7 Variações de Tensão de Curta Duração

As variações de tensão de curta duração são perturbações que ocorrem no valor eficaz da tensão elétrica em um período máximo de 3 minutos. Essas perturbações podem resultar em elevação de tensão, afundamento de tensão ou interrupção de curta duração.

Nesse contexto, as elevações de tensão, também conhecidas como *Voltage Swell*, referem-se a distúrbios elétricos caracterizados por um aumento significativo nos níveis de tensão elétrica em um sistema. Essas elevações de tensão podem ter diversas origens, como manobras de carga, energização de grandes bancos de capacitores e, principalmente, por faltas fase-terra nas redes de transmissão e distribuição.

Em contrapartida, os afundamentos de tensão, também conhecidos como *Voltage Sag*, são caracterizados por uma redução nos níveis de tensão e são os distúrbios mais frequentes nas redes elétricas. Esses afundamentos de tensão ocorrem devido a uma variedade de causas, incluindo curtos-circuitos, sobrecargas, energização de transformadores de grande porte ou partidas de grandes motores.

Por fim, a interrupção de energia elétrica é caracterizada pela queda abrupta na tensão, resultando em valores abaixo de 10% da tensão base do sistema. Geralmente, essas interrupções ocorrem como consequência de faltas na rede elétrica ou falhas em equipamentos.

No que tange à duração desses eventos, eles podem ser classificados em dois tipos principais: momentâneos e temporários. Nesse sentido, o PRODIST classifica essas variações de acordo com a Tabela 3.

Tabela 3 – Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração

Classificação	Denominação	Duração	Amplitude da tensão
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão – IMT	Inferior ou igual a 3 segundos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Momentâneo de Tensão – AMT	Superior ou igual a 1 ciclo e inferior ou igual a 3 segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Momentânea de Tensão – EMT	Superior ou igual a 1 ciclo e inferior ou igual a 3 segundos	Superior a 1,1 p.u
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão – ITT	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Temporário de Tensão – ATT	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Temporária de Tensão – ETT	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Superior a 1,1 p.u

Fonte: (ANEEL, 2021).

2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Ao contrário da maior parcela da matriz elétrica nacional, onde a energia é gerada em grandes usinas afastadas dos centros de consumo e precisa ser transportada por extensas linhas de transmissão, a geração distribuída consiste na geração de energia junto ou próximo ao consumidor, sendo conectada diretamente à rede de distribuição local.

Essas usinas são caracterizadas por utilizar fontes renováveis de geração, como a solar fotovoltaica, eólica e biomassa, ou cogeração qualificada, a qual consiste na geração de duas ou mais energias, normalmente elétrica e térmica, a partir de uma mesma fonte. Além disso, devem estar conectadas à uma unidade consumidora e possuir potência instalada inferior ou igual a 5 MW para fontes despacháveis, aquelas que podem ser controladas de forma a ajustar a produção de energia conforme a necessidade, como por exemplo as hidrelétricas, e inferior ou igual a 3 MW para fontes não-despacháveis, aquelas em que a quantidade de energia gerada não pode ser facilmente ajustada para atender a demanda, pois são dependentes de fatores externos, como a disponibilidade de recurso natural ou condições climáticas, como por exemplo

a fotovoltaica e a eólica.

A partir da REN 482/2012, modificada pela REN 687/2015, a GD foi classificada em dois tipos: microgeração e minigeração distribuída, onde o critério de divisão se dá em relação à potência instalada. Na microgeração estão incluídas as usinas com até 75 kW, enquanto a minigeração contempla usinas a partir de 75 kW.

Além disso, a REN 482/2012 estabeleceu o sistema de compensação de energia, no qual todo o excesso de energia elétrica gerado é injetado na rede de distribuição, sendo disponibilizado para a concessionária local. Posteriormente, a concessionária realiza a devolução dessa energia, compensando a energia ativa consumida quando o sistema fotovoltaico não consegue suprir totalmente a demanda da unidade consumidora.

2.3 GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

A geração solar fotovoltaica consiste na geração de energia elétrica através da radiação solar. Isso torna-se possível a partir da utilização do fenômeno conhecido como efeito fotovoltaico, o qual é caracterizado pelo surgimento de uma diferença de potencial em materiais semicondutores dopados.

Para tanto, esses sistemas são basicamente compostos por módulos fotovoltaicos, responsáveis por gerar a energia, e inversores fotovoltaicos, cuja principal função é converter a energia produzida pelos módulos em energia própria para alimentar as cargas do local em que o sistema está conectado.

A geração de energia fotovoltaica pode ser empregada tanto em locais remotos, onde não há acesso à rede elétrica, quanto conectada ao sistema de distribuição local. Nesse contexto, existem três modos de operação: *on-grid* (conectado à rede), *off-grid* (desconectado da rede) e híbrido. No modo *on-grid*, também conhecido como *grid-tie*, os sistemas são conectados à rede de distribuição local e devem seguir os padrões e normas estabelecidos pela concessionária. Por outro lado, os sistemas *off-grid*, também chamados de autônomos ou isolados, não possuem conexão com a rede e, em vez de enviar o excedente de energia para a rede, armazenam-na em baterias. Essa abordagem permite a utilização da energia solar em locais sem acesso à energia elétrica fornecida pelas concessionárias. Por fim, os sistemas híbridos combinam ambas as características: estão conectados à rede elétrica e possuem baterias para armazenamento de energia

excedente.

Atualmente, o método mais difundido é o *on-grid*, onde o sistema fotovoltaico é ligado em paralelo com a rede de distribuição, sendo assim, durante o dia o sistema gera energia para alimentar as cargas e o excedente é enviado para a rede. Já durante os períodos onde não há geração, como a noite, utiliza-se a energia da rede local. Para realizar essas medições, a concessionária deve realizar a instalação de um medidor bidirecional, a fim de medir o fluxo de potência em ambas as direções.

A GD pode utilizar qualquer fonte de energia renovável, entretanto, a energia solar fotovoltaica ocupa a primeira posição isolada no ranking. Os dados disponibilizados pela Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) até início de maio de 2023, apontam que 99,9% de todas as conexões de microgeração e minigeração distribuída são de fonte solar fotovoltaica, sendo 1.831.976 sistemas conectados à rede, somando 2.391.159 unidades consumidoras cadastradas e recebendo créditos pelo sistema de compensação de energia. Nesse sentido, a GD já apresenta mais de 19 GW de potência instalada por parte dos sistemas fotovoltaicos.

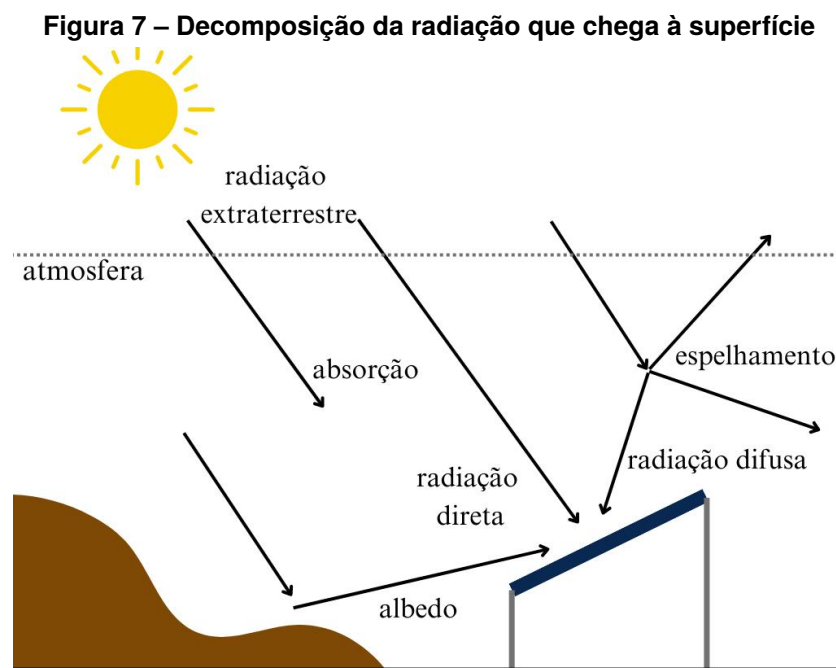
A expressiva participação da energia solar fotovoltaica é justificada por diversos fatores. Dentre eles destaca-se a disponibilidade e abundância do recurso solar, que é praticamente inesgotável e amplamente disponível em todo o mundo. Além disso, pode-se citar também a facilidade de instalação, uma vez que os sistemas podem ser adaptados tanto para grandes áreas, como usinas solares, quanto para espaços limitados nos centros urbanos, como instalações em telhados residenciais e comerciais.

2.3.1 Radiação Solar

De maneira geral, o termo radiação solar é utilizado para descrever toda a energia proveniente do Sol na forma de onda eletromagnética. Essa energia que alcança a atmosfera terrestre pode ser decomposta em diferentes planos, sendo que, para aproveitamento fotovoltaico, o plano horizontal é o mais relevante. Esse plano pode ser dividido em duas componentes: a componente direta, que atinge a superfície terrestre sem sofrer alterações, e a componente difusa, que é a radiação dispersa devido ao contato com nuvens, poeira, vapor d'água e outras partículas presentes na atmosfera. Portanto, mesmo em dias nublados ou chuvosos, a radiação solar chega à superfície por meio da componente difusa, entretanto a componente direta só está presente em

dias claros e abertos (PINHO; GALDINO *et al.*, 2014).

Além disso, quando considera-se uma superfície inclinada em relação ao plano horizontal, surge outra componente além das citadas anteriormente, a qual é relacionada ao reflexo da radiação solar em objetos e superfícies circundantes, como o solo, árvores, entre outros, chamada de albedo. A Figura 7 representa a decomposição da radiação quando entra na atmosfera terrestre, considerando as componentes direta, difusa e o albedo (PINHO; GALDINO *et al.*, 2014).



Fonte: Adaptada de (PINHO; GALDINO *et al.*, 2014).

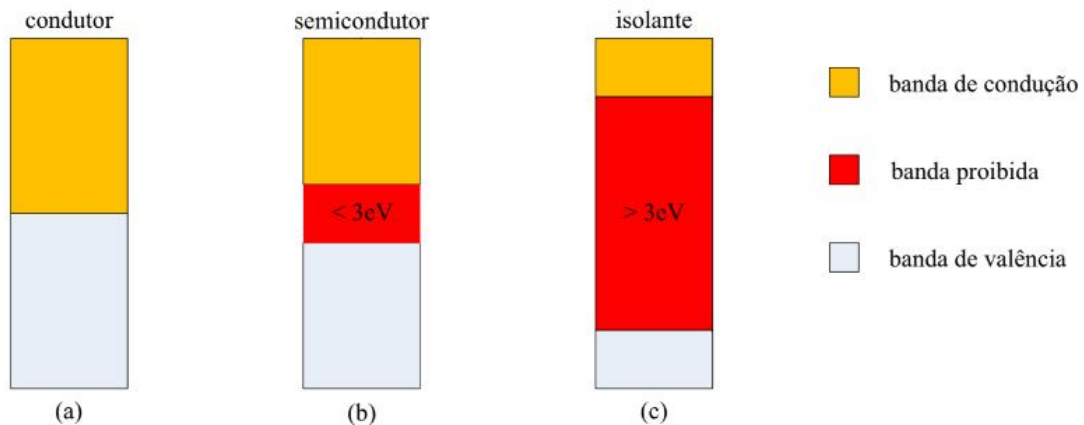
2.3.2 Células Fotovoltaicas

As células fotovoltaicas são os elementos que de fato convertem a energia do sol em energia elétrica, através do efeito fotovoltaico, o qual está associado ao surgimento de uma diferença de potencial em materiais semicondutores dopados, sendo o silício (Si) o mais utilizado.

Os semicondutores são materiais que se situam entre os condutores e os isolantes, apresentando bandas de valência e de condução nas quais a presença de elétrons é permitida. Essas bandas são separadas por uma banda vazia denominada de banda proibida ou banda *gap*. Nesse sentido, os elétrons precisam vencer a energia dessa região proibida para fazer a transição para a banda de condução. Em geral, a

banda *gap* dos semicondutores não ultrapassa 3 eV, enquanto os isolantes possuem valores maiores. A Figura 8 ilustra o comportamento das bandas nos condutores, semicondutores e isolantes (PINHO; GALDINO *et al.*, 2014).

Figura 8 – Representação das bandas de energia para (a) condutores, (b) semicondutores e (c) isolantes.



Fonte: (PINHO; GALDINO *et al.*, 2014).

Quando um semicondutor puro, conhecido como intrínseco, é exposto à luz solar (fótons), ele absorve parte da energia, o que pode ou não resultar na liberação de elétrons de seus átomos. Se a quantidade de energia absorvida for suficiente para alterar as propriedades elétricas do material, ocorre a geração de elétrons livres e, ao mesmo tempo, espaços vazios chamados de lacunas. No entanto, essa geração de elétrons e lacunas não implica necessariamente no estabelecimento de um movimento ordenado de elétrons, ou seja, de corrente elétrica (COELHO; SCHMITZ; MARTINS, 2022).

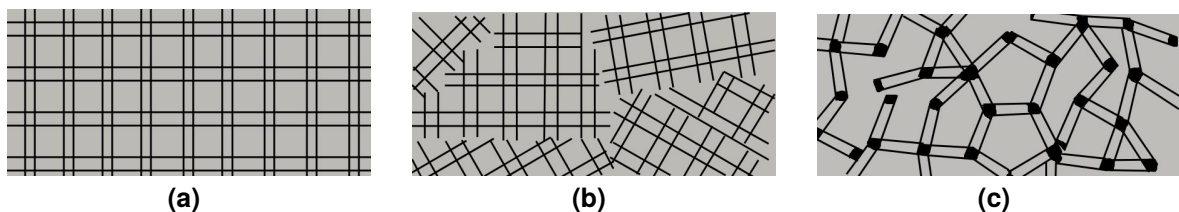
Portanto, para garantir o fluxo de elétrons e a geração de corrente elétrica, é necessário realizar o processo de dopagem do material. Esse processo consiste em inserir impurezas no semicondutor para que as suas características elétricas sejam alteradas de forma conveniente, facilitando a movimentação de elétrons e lacunas. Normalmente essa dopagem é realizada com o boro e fósforo, já que essa combinação resulta na criação da junção *pn*, que viabiliza a conversão fotovoltaica (COELHO; SCHMITZ; MARTINS, 2022).

Como dito anteriormente, o principal semicondutor utilizado é o silício, em diferentes cadeias de produção. A maior parcela do mercado consiste de células de silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si), os quais apresentam a melhor eficiência disponível comercialmente. Há também a tecnologia denominada de filmes

finos, que utiliza o silício amorfo (a-Si) e alguns outros elementos como cobre, índio e gálio, porém, por questões como eficiência e vida útil, não são tão populares.

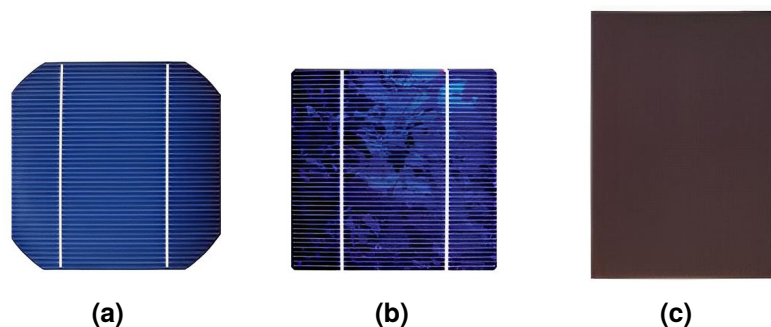
A diferença entre esses tipos de células se dá pela técnica de produção empregada. As células monocristalinas são produzidas a partir de um único cristal de silício, que é cuidadosamente cultivado com um processo controlado de cristalização. As células policristalinas, por outro lado, são fabricadas a partir de múltiplos cristais de silício fundidos em um bloco. Por fim, as células amorfas são obtidas por meio da deposição química de vapores em um substrato, em que o silício é depositado em uma camada fina, formando uma estrutura desordenada (COELHO; SCHMITZ; MARTINS, 2022). A Figura 9 demonstra essas diferenças estruturais citadas enquanto a Figura 10 mostra a diferença de aparência entre elas.

Figura 9 – Estruturas das células de silício (a) monocristalino, (b) policristalino e (c) amorfo



Fonte: (COELHO; SCHMITZ; MARTINS, 2022).

Figura 10 – Aparência das células de silício (a) monocristalino, (b) policristalino e (c) amorfo



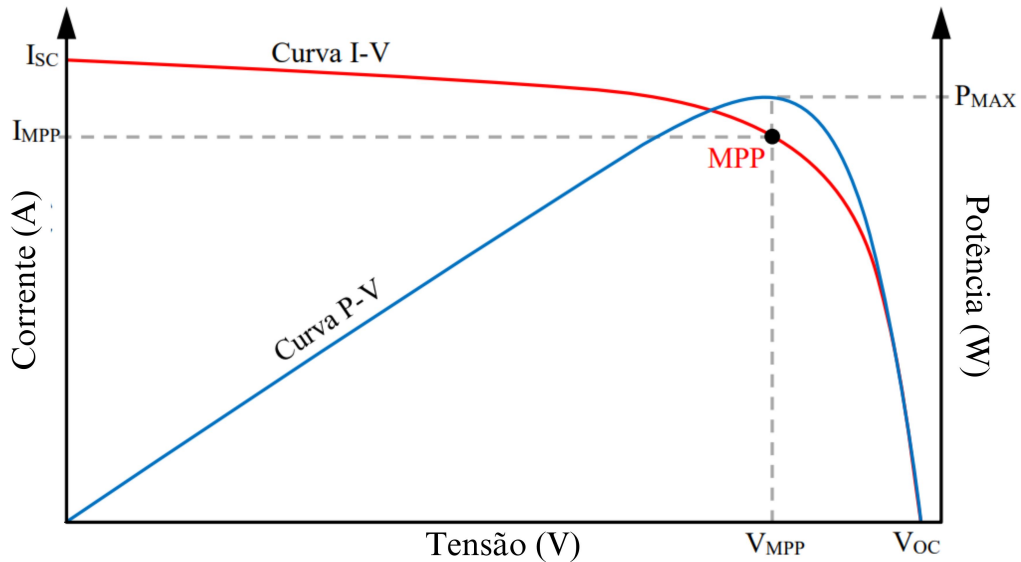
Fonte: (CARVALHO, 2014).

2.3.2.1 Curvas I-V e P-V

As curvas I-V e P-V relacionam as grandezas elétricas que caracterizam os geradores fotovoltaicos, por conta disso, também são conhecidas como curvas características. Nesse sentido, a curva I-V relaciona a corrente elétrica da célula com a sua

tensão e pode ser utilizada para definir alguns parâmetros elétricos. Já a curva P-V, por sua vez, mostra a relação entre a potência gerada pela célula e a tensão aplicada a ela. Genericamente, essas curvas podem ser representadas pela Figura 11.

Figura 11 – Curvas características I-V e P-V de uma célula fotovoltaica genérica



Fonte: (FORTES, 2018).

A partir dessas curvas, define-se os seguintes parâmetros:

- V_{OC} : é a tensão de circuito aberto, refere-se a tensão máxima que pode ser obtida quando não há carga elétrica conectada a ela;
- V_{MPP} : é a tensão de máxima potência, ou seja, é a tensão na qual a célula fotovoltaica gera a maior potência elétrica possível para uma determinada carga;
- I_{SC} : é a corrente de curto-circuito, é a máxima corrente que pode ser obtida quando a carga elétrica conectada a ela é igual a zero;
- I_{MPP} : é a corrente de máxima potência e refere-se a corrente na qual a célula fotovoltaica gera a maior potência elétrica possível para uma determinada carga;
- MPP : é o ponto de máxima potência, onde obtém-se a maior potência operacional do sistema; e
- P_{MAX} : é a potência máxima de uma célula, sendo uma característica intrínseca.

A análise das curvas permite visualizar o comportamento de operação das células fotovoltaicas e, por consequência, do módulo fotovoltaico. Isso é útil para identificar potenciais problemas, como sombreamentos, sujeira, degradação ou células

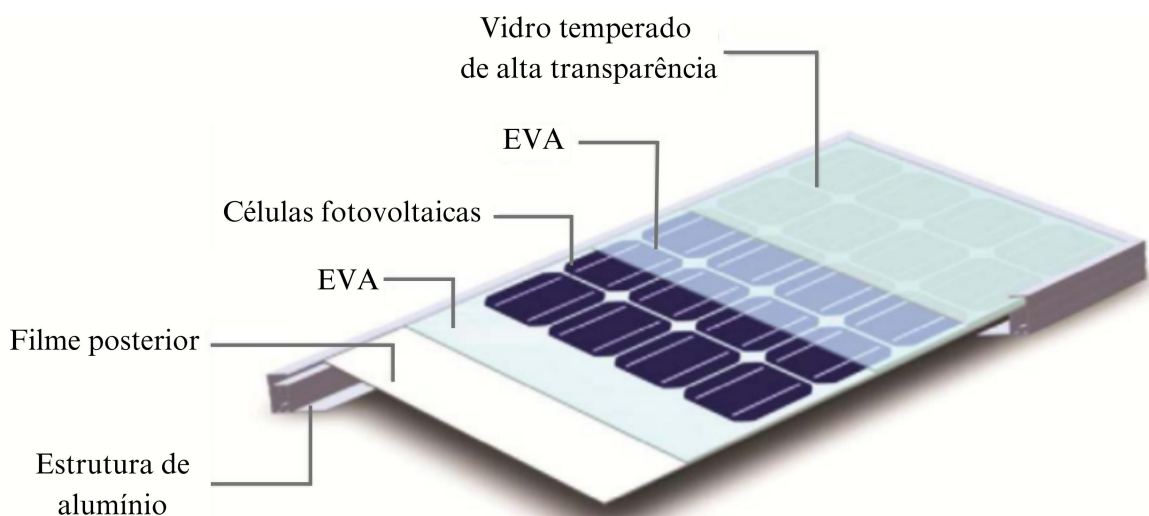
danificadas. Essas situações têm um impacto direto nas características elétricas do módulo, resultando em variações na corrente e tensão, as quais são observadas como declives acentuados ou degraus na curva característica do módulo.

2.3.3 Módulos Fotovoltaicos

Um módulo fotovoltaico é composto por um conjunto de células fotovoltaicas interconectadas em série e/ou paralelo, visando aumentar os parâmetros elétricos do dispositivo, com o objetivo de gerar uma potência elétrica na saída do módulo na ordem de algumas centenas de watts, a depender do número e das características das células utilizadas.

Para a construção dos módulos, as células são protegidas por materiais que permitem a passagem da luz solar e garantem a durabilidade do equipamento. O processo de encapsulamento é realizado com a colocação de uma camada de vidro temperado sobre as células, seguida de uma camada de acetato de etil vinila (do inglês, Ethylene-vinyl acetate, EVA) e outra camada de filme isolante na parte traseira, além de uma estrutura de alumínio nas bordas. Para realizar a conexão elétrica entre os módulos, é necessário o uso de cabos e caixas de conexão que são dispostos na parte posterior. Na Figura 12, tem-se a representação esquemática de um módulo conforme descrito (PINHO; GALDINO *et al.*, 2014).

Figura 12 – Composição de um módulo fotovoltaico.



Fonte: (PINHO; GALDINO *et al.*, 2014).

Embora a tecnologia utilizada nos equipamentos tenha avançado significativamente nos últimos anos, ainda ocorre uma taxa considerável de degradação dos módulos ao longo de sua vida útil. A redução da potência máxima dos módulos fotovoltaicos começa a ocorrer logo nas primeiras horas de exposição à radiação solar e estabiliza-se em torno de 2% durante o primeiro ano de operação. Após esse período, a degradação ocorre de forma aproximadamente linear, com uma taxa média de cerca de 0,5% ao ano (COELHO; SCHMITZ; MARTINS, 2022).

Portanto, de modo geral, os fabricantes garantem que após 25 anos de operação, os módulos fotovoltaicos continuarão a fornecer uma potência de pico superior a 80%. Isso significa que, mesmo com a degradação ao longo do tempo, espera-se que os módulos mantenham uma boa eficiência e desempenho ao longo de sua vida útil (COELHO; SCHMITZ; MARTINS, 2022).

2.3.4 Inversores Fotovoltaicos

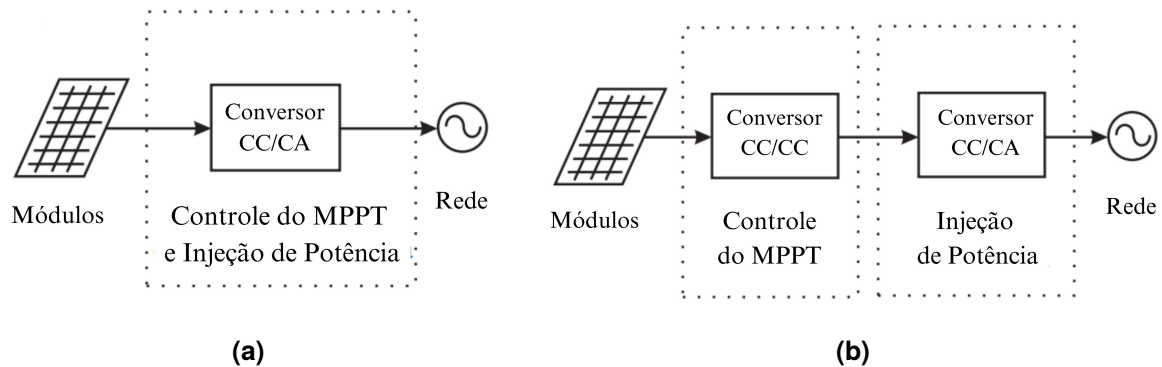
A principal função atribuída aos inversores fotovoltaicos é a conversão eficiente da corrente contínua (CC) gerada pelos módulos em corrente alternada (CA), para que essa possa ser utilizada para alimentar as cargas locais. Nesse sentido, os inversores devem ser capazes de disponibilizar na sua saída uma tensão e corrente que estejam em conformidade com os parâmetros elétricos da energia disponibilizada pela rede da concessionária a qual está conectada, para o caso de inversores conectados à ela.

Além disso, a fim de otimizar a geração de energia, esses equipamentos possuem um sistema de rastreamento do ponto de máxima potência dos módulos, popularmente conhecido como MPPT (do inglês, *Maximum Power Point Tracker*). Para essa finalidade, é comum a utilização de um conversor CC-CC controlado por um algoritmo de rastreamento. Esse algoritmo permite que o conversor modifique o ponto de operação do gerador, conforme as diretrizes estabelecidas pelo sistema de rastreamento, a fim de alcançar o ponto de máxima potência dos módulos (COELHO; SCHMITZ; MARTINS, 2022).

Além disso, os inversores podem ser denominados de um ou dois estágios, a depender de sua configuração interna. Os inversores de apenas um estágio possuem um conversor CC-CA o qual é responsável tanto pelo controle do MPPT quanto da injeção de potência. Já os inversores de dois estágios possuem no primeiro estágio um

conversor CC-CC para controle do MPPT e posteriormente um conversor CC-CA para injeção de potência, conforme pode ser observado na Figura 13 (BARRETO, 2014).

Figura 13 – Conexão do sistema fotovoltaico com inversor de (a) um estágio e (b) dois estágios



Fonte: (BARRETO, 2014).

2.3.4.1 Tipos de inversores

No que tange a capacidade de processamento de energia, os inversores podem operar conectados em apenas um módulo ou em milhares de módulos, a depender do modelo e da aplicação em que são empregados. Nesse sentido, são usualmente divididos em microinversores, inversores *string* e inversores centrais.

Os microinversores são aparelhos de menor dimensão se comparados aos demais e são conectados a um único módulo, ou no máximo a quatro módulos que operam de forma independente. A conexão direta do microinversor ao módulo fotovoltaico permite o controle individualizado da energia gerada pela ação de cada módulo, garantindo um melhor desempenho do sistema.

Já os inversores *string* são projetados para operar com energia proveniente de vários módulos fotovoltaicos conectados em série, formando uma *string*. Ao contrário dos microinversores, eles rastreiam simultaneamente o ponto de máxima potência de todo o conjunto de módulos. Essa topologia é a mais utilizada nos sistemas de geração distribuída e normalmente utilizam a configuração de dois estágios, sendo que, para equipamentos que possuem mais de um MPPT, múltiplos conversores CC-CC deverão ser empregados, um para cada rastreador (COELHO; SCHMITZ; MARTINS, 2022).

Por fim, os inversores centrais são capazes de processar energia oriunda de

inúmeras *strings* conectadas em paralelo e normalmente apresentam apenas uma entrada, ou seja, apenas um rastreador de máxima potência, sendo assim, todos os módulos conectados são tratados simultaneamente. Esse tipo de equipamento é comumente utilizado em usinas de grande porte, na ordem de MW, instaladas em terreno plano (COELHO; SCHMITZ; MARTINS, 2022).

2.3.4.2 Fator de dimensionamento do inversor

Os inversores possuem a sua potência máxima de saída definida, porém, é possível conectá-los à uma potência total de módulos superior sem oferecer riscos ao equipamento, o que é denominado de fator de dimensionamento do inversor, ou, FDI.

Considerando que os módulos fotovoltaicos são avaliados em laboratório sob condições controladas para determinar sua potência de pico, é importante levar em conta que a operação do sistema em condições reais pode afastar-se desse valor. Nesse contexto, o sobredimensionamento da potência dos módulos é uma opção conveniente para garantir a eficiência do sistema em condições de operação variáveis.

Matematicamente, o FDI pode ser definido pela Eq. (5).

$$FDI = \frac{P_{CA}}{P_{CC}} \quad (5)$$

Sendo:

P_{CA} = potência nominal na saída do inversor fotovoltaico; e

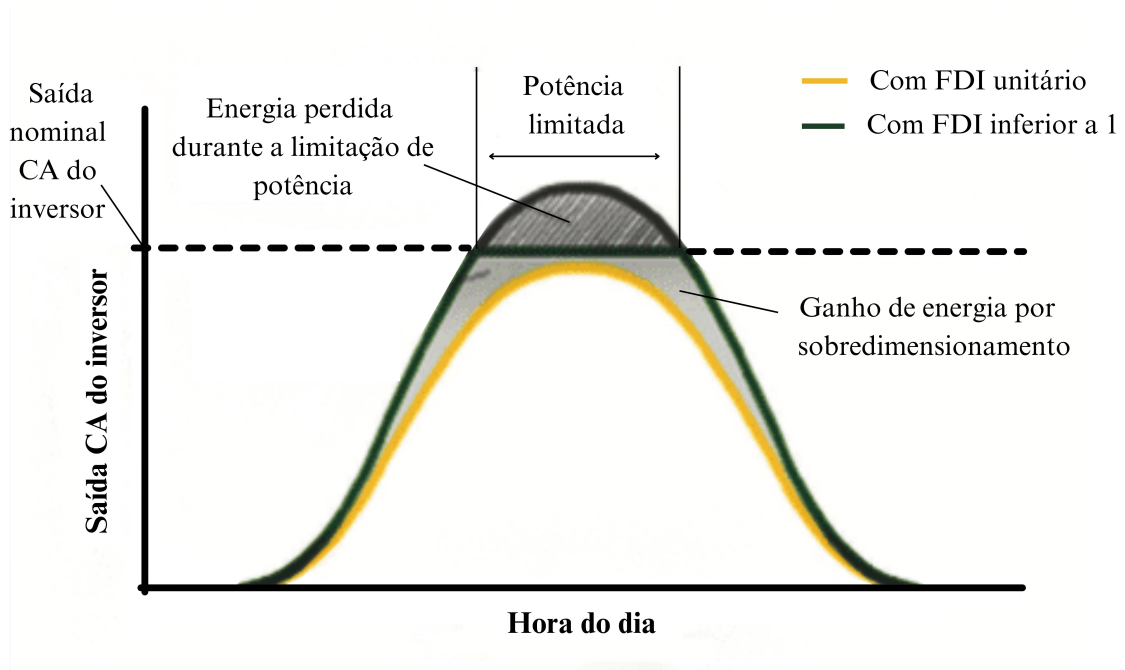
P_{CC} = potência total dos módulos fotovoltaicos

Para realizar este dimensionamento é preciso levar em conta diversos fatores, tais como a tecnologia utilizada, a região de instalação, a orientação e inclinação dos módulos, a possibilidade de sombreamento, dentre outros. Em virtude da complexidade dessas variáveis, somente por meio de simulações em softwares especializados é possível chegar a um valor preciso para o FDI (BOWERSOX; MACALPINE, 2021).

Uma das principais preocupações ao se definir o FDI é a perda por *clipping*, também conhecida como perda por ceifamento. Essa perda ocorre quando a potência disponibilizada pelos módulos fotovoltaicos é superior à potência nominal do inversor, o que faz com que o inversor limite a energia que é entregue na saída. Todavia, a ocorrência de *clipping* é verificada em condições específicas, sendo o índice de irradiância

o fator mais determinante, portanto, esse fenômeno é comumente observado em dias de verão. Graficamente, essa situação pode ser representada pelas curvas presentes na Figura 14.

Figura 14 – Comportamento da curva de geração durante um dia de verão com diferentes valores de FDI



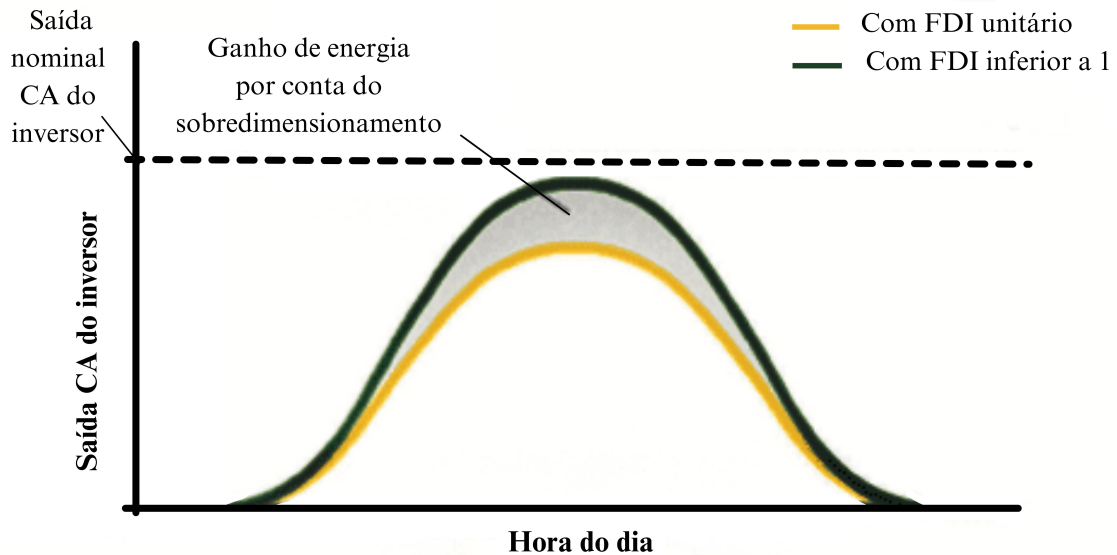
Fonte: Adaptado de (GIRI; AHMAD; KATIYAR, 2019).

A partir da análise da Figura 14 é possível concluir que para um FDI unitário, a curva de geração de energia seguirá a curva de irradiância local, alcançando seu valor máximo próximo ao meio dia e no mesmo ponto em que ocorre a potência máxima do inversor. Já para o caso onde a potência de módulos é maior, o sistema entregará a potência máxima por um período prolongado, resultando no corte da curva exatamente no valor nominal do equipamento. No entanto, a parcela de energia perdida por ceifamento é compensada pelo alargamento da curva no início e ao final do dia, fazendo com que os índices de perdas reais por *clipping* sejam reduzidos.

É possível também destacar a curva de geração para dias ensolarados porém com níveis de irradiância inferiores, como por exemplo no inverno. Para essa situação, normalmente não há ocorrência de perdas por ceifamento, como mostra a Figura 15. Entretanto, nota-se um ganho de energia gerada com um FDI inferior a 1, fazendo com que o inversor seja melhor aproveitado. Nota-se também, que mesmo na condição da potência de módulos ser maior que a potência nominal de inversores, sob essas condições climáticas raramente os inversores conseguirão atingir a sua potência nominal.

Portanto, torna-se evidente a dependência nos níveis de radiação solar para a geração de energia elétrica.

Figura 15 – Comparação do comportamento da curva de geração durante um dia de inverno com diferentes valores de FDI



Fonte: Adaptado de (GIRI; AHMAD; KATIYAR, 2019).

Em resumo, o objetivo de definir o melhor FDI possível para um projeto é a otimização da geração de energia nas mais variadas condições climáticas, além de se considerar a degradação dos módulos fotovoltaicos ao decorrer de sua vida útil, conforme exposto no item 2.3.3. Sendo assim, é possível reduzir os custos associados à geração de energia durante todo o período de operação e de vida útil da usina, medida esta conhecida como LCOE ou custo nivelado de energia (do inglês, *levelized cost of energy*).

Por fim, é válido destacar que com um sobredimensionamento excessivo, os componentes internos do inversor estarão expostos a temperaturas de operação mais elevadas durante períodos maiores, o que pode ocasionar em uma redução na vida útil do equipamento (FORTES, 2018).

2.4 REQUISITOS PARA A CONEXÃO DA GD COM FONTE SOLAR

A partir da compreensão dos termos relacionados à qualidade da energia elétrica e à energia fotovoltaica, é importante entender quais os requisitos mínimos que são exigidos para operação de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Para

isso, a norma ABNT NBR 16149:2013 estabelece os limites de operação no que diz respeito tanto à qualidade da energia gerada quanto à integridade dos equipamentos e pessoas envolvidas, estabelecendo os parâmetros que o inversor deve adotar como referência para o seu funcionamento. Além disso, o equipamento precisa também seguir algumas exigências em relação aos níveis de harmônicas, cintilação e fator de potência, conforme será evidenciado a seguir.

2.4.1 Tensão e Frequência

No que diz respeito à tensão, é estabelecida uma faixa de operação com base em um valor de tensão nominal (V_n), conforme mostra a Tabela 4.

Tabela 4 – Resposta às condições anormais de tensão

Tensão no ponto comum de conexão (% em relação à V_n)	Tempo máximo de desligamento
$V < 80 \%$	0,4 s
$80 \% \leq V \leq 110 \%$	Regime normal de operação
$110 \% < V$	0,2 s

Fonte: (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2014).

Isso significa que, para valores de tensão dentro da faixa de 80% a 110% do valor nominal, o inversor deve operar normalmente. No entanto, caso os valores fiquem abaixo ou acima dessa faixa, o inversor deve interromper a injeção de energia dentro do tempo máximo indicado na tabela. Esse tempo é estabelecido para evitar que o inversor desconecte-se imediatamente da rede em caso de distúrbios de curta duração, o que geraria desconexões excessivas e desnecessárias. Dessa forma, o sistema é capaz de lidar com variações momentâneas de tensão e manter uma conexão estável com a rede elétrica.

Já no que diz respeito à frequência, o inversor deve operar em sincronismo com a rede, a qual é a responsável pelo controle da frequência do sistema. Nesse sentido, caso haja algum distúrbio na frequência, é necessário que o sistema interrompa o fornecimento de energia quando a frequência estiver abaixo de 57,5 Hz ou acima de 62 Hz. Na faixa de frequência entre 57,5 Hz e 60,5 Hz, o sistema opera normalmente, fornecendo 100% da sua potência ativa. Entretanto, quando a frequência da rede estiver entre 60,5 Hz e 62 Hz, o sistema deve reduzir a potência ativa injetada na rede, seguindo a equação especificada na Eq. (6). Essa estratégia de controle permite que o

sistema mantenha conformidade com as regulamentações de frequência, garantindo uma operação segura e estável.

$$\Delta_P = [f_{rede} - (f_{nominal} + 0,5)]R \quad (6)$$

Sendo:

Δ_P = variação da potência ativa injetada;

f_{rede} = frequência da rede elétrica;

$f_{nominal}$ = frequência nominal da rede elétrica; e

R = taxa de redução desejada da potência ativa injetada.

2.4.2 Cintilação

No contexto de sistemas fotovoltaicos, a cintilação pode ocorrer devido às variações na irradiância solar, a qual pode apresentar variações significativas durante o dia por motivos como passagem de nuvens, por exemplo. Com isso, essas variações afetam diretamente a potência de saída do sistema fotovoltaico, podendo gerar impactos indesejados em dispositivos e equipamentos conectados ao sistema, levando a oscilações de luz perceptíveis ou mau funcionamento dos mesmos.

Em virtude desses efeitos, os sistemas fotovoltaicos devem estar em conformidade com os limites estabelecidos pelas normas internacionais competentes, sendo elas: IEC 61000-3-3, para sistemas com corrente abaixo de 16 A; IEC 61000-3-11 para sistemas com corrente acima de 16 A e abaixo de 75 A; e IEC/TS 61000-3-5 para sistemas com corrente acima de 75 A.

2.4.3 Injeção de Componente CC

Os inversores fotovoltaicos podem introduzir componentes de corrente contínua na rede elétrica devido ao controle PWM (do inglês, *Pulse Width Modulation*) empregado e às harmônicas de tensão presentes na rede. Essas harmônicas podem interferir na sintonia do processo de modulação PWM, resultando em assimetria nos semiciclos do controle de disparo dos semicondutores (FORTES, 2018).

A injeção de corrente contínua na rede elétrica pode ter várias consequências

problemáticas, como distorção da forma de onda e sobrecarga de transformadores. Para mitigar esses problemas, o sistema fotovoltaico deve interromper a alimentação da rede elétrica dentro de um prazo de 1 segundo, caso a injeção de corrente contínua na rede exceda 0,5% da corrente nominal do inversor.

2.4.4 Harmônicos e Distorções na Forma de Onda

Como explicado na Seção 2.1.2, esse distúrbio traz inúmeros problemas ao sistema elétrico. Por conta disso, no caso de sistemas fotovoltaicos, é crucial controlar as harmônicas, uma vez que a forma de onda na saída dos inversores pode ser afetada significativamente por esse fenômeno.

Para mitigar isso, muitos equipamentos disponíveis atualmente são projetados para garantir uma DHT máxima inferior a 3%. Isso é alcançado por meio do uso de filtros que são capazes de reduzir as componentes indesejadas.

Nesse sentido, a norma define que o valor máximo para a TDHi é de 5% e para as componentes individuais os limites estão presentes na Tabela 5.

Tabela 5 – Limites para harmônicas de corrente

Harmônicas ímpares	Limite de distorção
3 ^a a 9 ^a	< 4,0 %
11 ^a a 15 ^a	< 2,0 %
17 ^a a 21 ^a	< 1,5 %
23 ^a a 33 ^a	< 0,6 %
Harmônicas pares	Limite de distorção
2 ^a a 8 ^a	< 1,0 %
10 ^a a 32 ^a	< 0,5 %

Fonte: (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2014).

Além disso, a NBR 16150:2013 (Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição - Procedimento de ensaio de conformidade) a qual trata de como os ensaios devem ser realizados, define que a DHTv na rede elétrica deve ser inferior a 2,5%, a fim de evitar que ela influencie significativamente nos níveis de distorção de corrente do inversor.

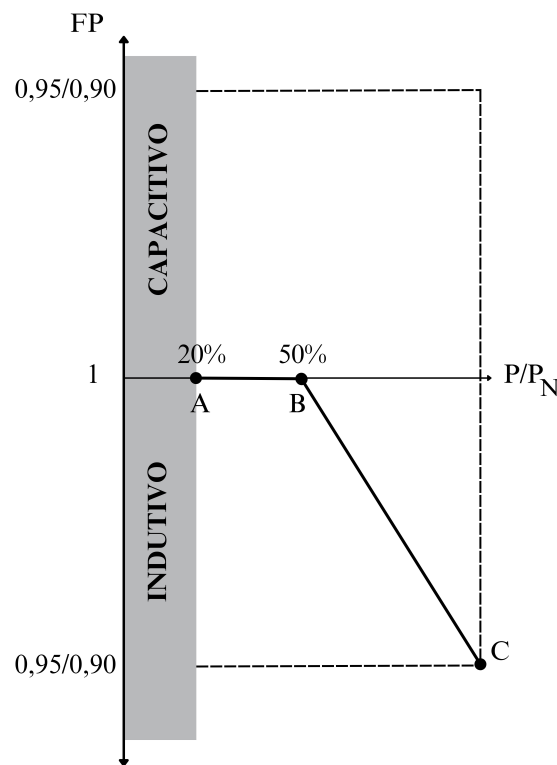
2.4.5 Controle do Fator de Potência

Os inversores apresentam a capacidade de controlar a defasagem entre a corrente e a tensão, permitindo a compensação de energia reativa do sistema, possibilitando que os inversores desempenhem um papel na compensação do fator de potência. Entretanto, os inversores são homologados para trabalhar com FP unitário.

Todavia, a ABNT NBR 16149:2013 define que a partir do momento em que o sistema injete potência ativa acima de 20% de sua capacidade nominal, o inversor deve conseguir ajustar o FP dentro de valores previamente estabelecidos, a depender da potência do equipamento.

Para potências iguais ou inferiores a 3 kW, o inversor deve vir de fábrica com FP igual a 1, mas com uma faixa de operação entre 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo. Já para potências acima de 3 kW até 6 kW, o inversor deve conter como opção um FP ajustável entre 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo, e operar conforme a Figura 16.

Figura 16 – Comportamento do FP para inversores com potência nominal de 3 kW a 6 kW

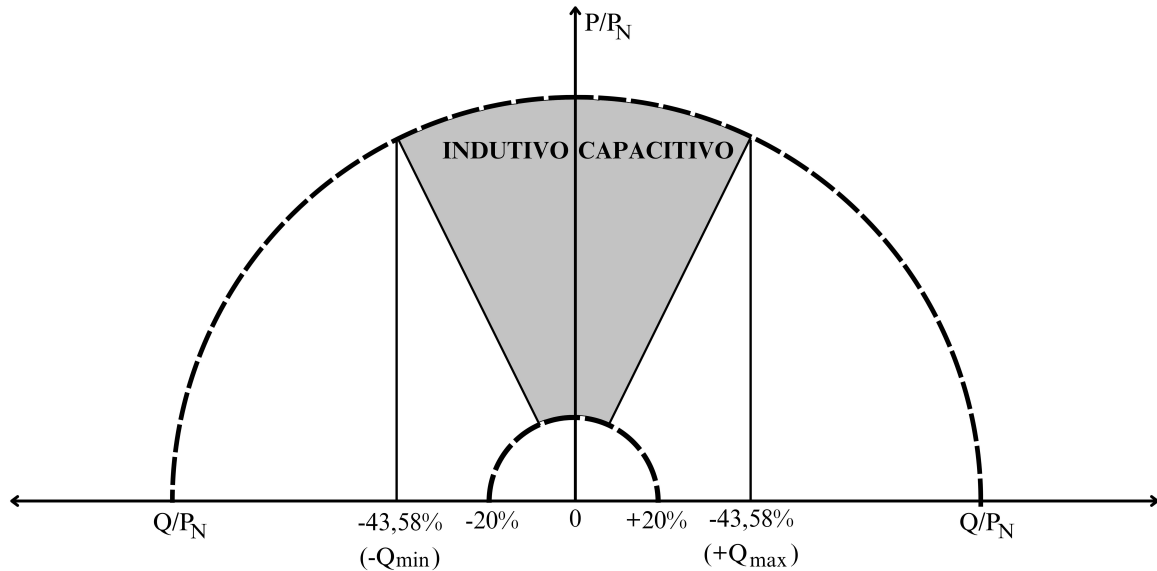


Fonte: (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2014).

Já os sistemas com potência nominal superior à 6kW, devem operar seguindo duas opções. A primeira é basicamente igual ao modo de operação descrito na Figura 16,

entretanto, o FP ajustável passa a ser 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo. Na segunda opção, o inversor deve operar com controle de potência reativa, conforme a Figura 17.

Figura 17 – Comportamento do FP para inversores com potência nominal acima de 6 kW



Fonte: (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2014).

Sendo que o valor de 20% indica o percentual de potência gerada em relação ao valor nominal, portanto, nessa faixa o inversor pode operar sem restrições de FP. Já o valor de 43,58% indica o limite de operação do inversor quando o mesmo está trabalhando acima de 20% do valor nominal, indicando a limitação de 0,90 do FP.

2.4.6 Proteção Anti-Ilhamento e Reconexão

O ilhamento é caracterizado como uma situação em que uma seção específica do sistema elétrico local permanece energizada, mesmo após ter sido desconectada do restante do sistema. Quando esse fenômeno ocorre involuntariamente, ou seja, sem a intervenção intencional da concessionária de energia, pode acarretar em graves riscos para os profissionais que trabalham nas linhas de distribuição, bem como para os indivíduos em geral (SILVA, 2016).

Consequentemente, a proteção anti-ilhamento desempenha um papel essencial na interconexão de sistemas de geração distribuída. De acordo com os requisitos normativos, os inversores devem possuir a capacidade de detectar a perda de conexão com a rede elétrica e interromper o fornecimento de energia em um intervalo máximo de 2 segundos.

Quando ocorre uma desconexão, o inversor precisa aguardar um determinado período de tempo antes de se reconectar e voltar à operação normal. Segundo a norma, esse período de espera varia entre 20 e 300 segundos, dependendo das condições da rede local. Durante esse intervalo, o inversor monitora as condições da rede para garantir que seja seguro e adequado se reconectar.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Uma vez compreendidas as especificações de qualidade e segurança dos sistemas fotovoltaicos, torna-se viável conduzir o estudo de um sistema real para visualizar os impactos gerados por ele. Neste capítulo, serão fornecidas as características do sistema analisado, abrangendo as especificações técnicas da unidade consumidora, bem como do sistema fotovoltaico implementado. Além disso, serão apresentadas as especificações do analisador de energia utilizado e detalhes sobre sua conexão ao sistema.

3.1 DESCRIÇÃO DA UNIDADE CONSUMIDORA

A conexão da unidade consumidora se dá em uma rede de média tensão da concessionária Copel, a qual é proveniente da subestação Uvaranas de 138,0kV. Na Tabela 6 tem-se as principais características elétricas da unidade analisada.

Tabela 6 – Principais características elétricas da unidade consumidora

Tensão de fornecimento	13,8 kV
Potência do transformador particular	300 kVA
Tensão no secundário do transformador	220 V
Disjuntor geral	3x800 A

Fonte: autoria própria (2023).

Além disso, é importante destacar que as cargas presentes na unidade são predominantemente compostas por equipamentos comuns de escritório, como computadores e sistemas de ar-condicionado.

3.2 DESCRIÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO ESTUDADO

O sistema fotovoltaico estudado encontra-se localizado no telhado de um imóvel na cidade de Ponta Grossa, Paraná. Sua capacidade de geração de energia instalada é de 140 kW, correspondendo à potência nominal dos inversores. Em relação à potência de corrente contínua, foram instalados módulos fotovoltaicos com capacidade de 200,56 kWp, obtendo-se um FDI de aproximadamente 0,70. O dimensionamento deste sistema foi realizado com o objetivo de alcançar uma média anual de produção de 260 MWh,

visando suprir integralmente o consumo energético da unidade consumidora à qual está conectado.

Os módulos fotovoltaicos utilizados são fabricados pela ASTRONERGY e possuem potência individual de 545 Wp. Seus principais parâmetros elétricos estão descritos na Tabela 7 e o datasheet completo encontra-se no Anexo A.

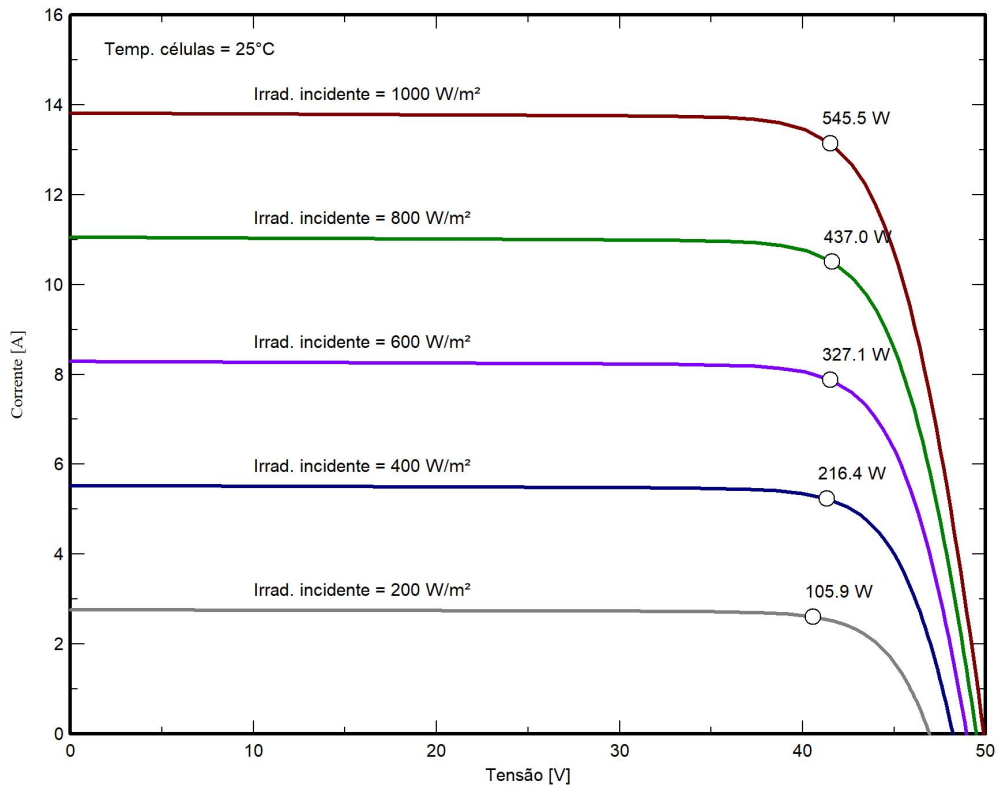
Tabela 7 – Principais características elétricas do módulo em STC

Parâmetros	Especificação
Potência de pico	545 Wp
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	49,90 V
Corrente de curto circuito (I_{sc})	13,81 A
Tensão de máxima potência (V_{mpp})	41,93 V
Corrente de máxima potência (I_{mpp})	13,00 A
Eficiência	21,3% Wp

Fonte: (ASTROENERGY, 2022).

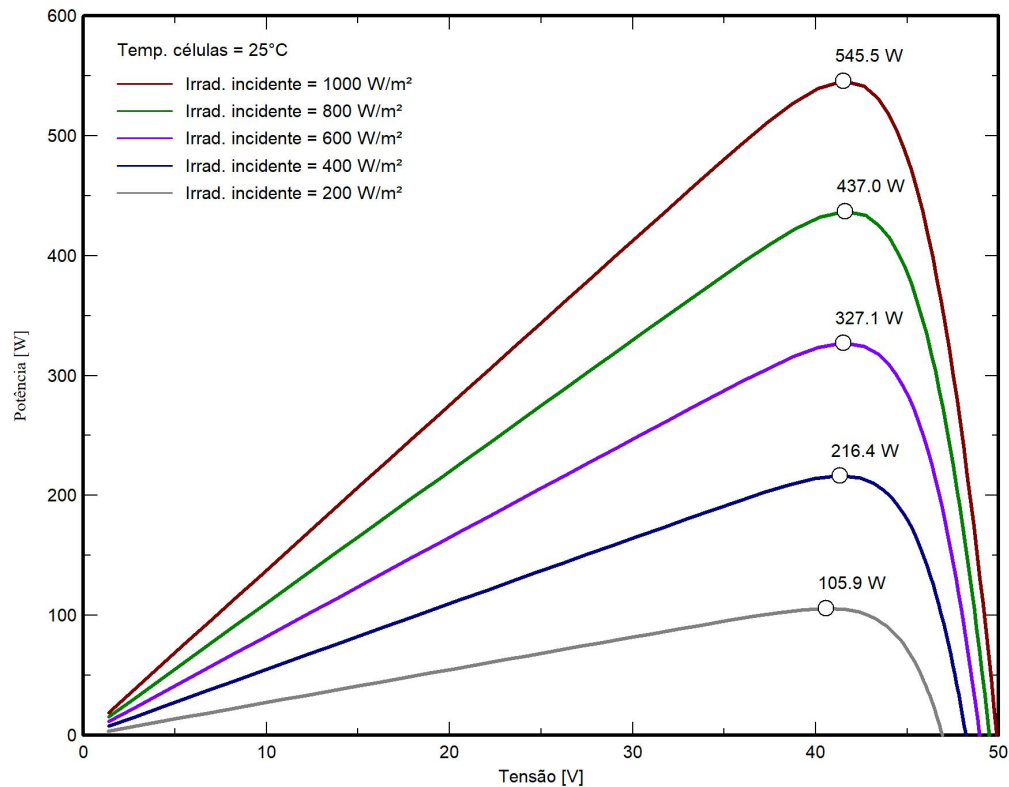
Essas características elétricas relacionam-se através das curvas I-V e P-V, as quais estão presentes na Figura 18 e na Figura 19, respectivamente. A partir delas, é possível observar o comportamento da tensão, corrente e potência em diferentes níveis de irradiância, sob uma temperatura de operação das células de 25°C.

Figura 18 – Curva IV do módulo fotovoltaico de 545 Wp à temperatura de 25°C



Fonte: (ASTROENERGY, 2022).

Figura 19 – Curva P-V do módulo fotovoltaico de 545 Wp à temperatura de 25°C



Fonte: (ASTROENERGY, 2022).

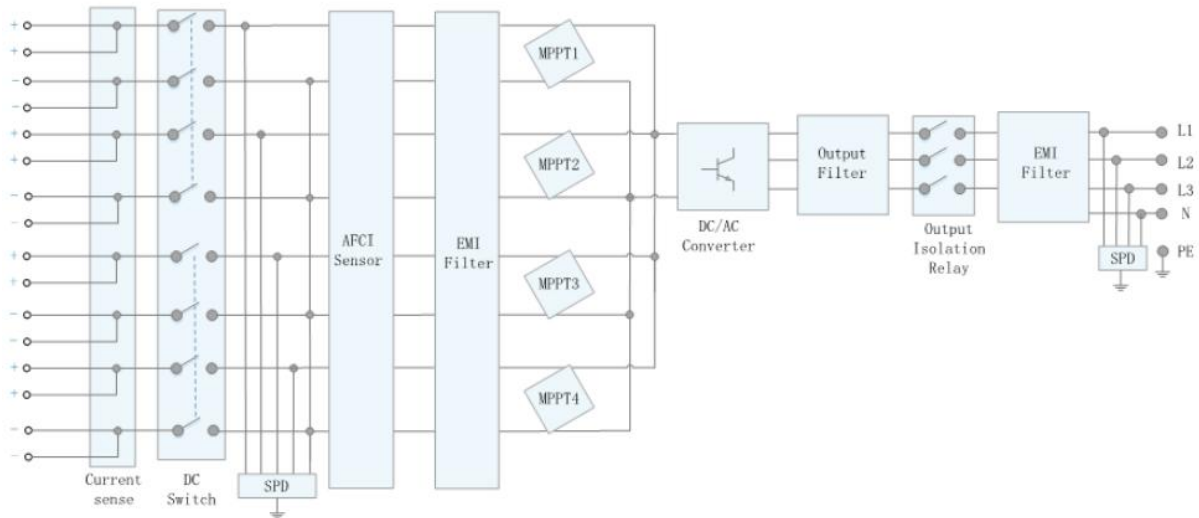
Para isso, utilizaram-se quatro inversores fotovoltaicos da marca WEG, sendo dois de 30 kW cada e dois de 40 kW cada, ambos do modelo SIW500H M3. As principais características elétricas desses equipamentos estão descritas na Tabela 8 e o datasheet completo encontra-se no Anexo B. Além disso, o diagrama esquemático do modelo em questão está apresentado na Figura 20.

Tabela 8 – Principais parâmetros elétricos dos inversores instalados

Especificações	SIW500H ST030 M3	SIW500H ST040 M3
Eficiência máxima	98,70%	98,70%
Tensão de entrada máxima	1.100 V	1.100 V
Faixa de operação do MPPT	200 V - 1.000 V	200 V - 1.000 V
Corrente máxima de curto-circuito/MPPT	40 A	55 A
Número de rastreadores MPPT	4	4
Número de entradas por MPPT	2	2
Potência nominal de saída (CA)	30 kW	40kW
Tensão de saída nominal	380 V (F-F), 3F+N+T; 3F+T (opcional)	380 V (F-F), 3F+N+T; 3F+T (opcional)
Frequência de rede CA nominal	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Fator de potência ajustável	0,8 adiantado/0,8 atrasado	0,8 adiantado/0,8 atrasado
Distorção harmônica total máxima	<3%	<3%

Fonte: (WEG, 2020).

Figura 20 – Diagrama esquemático dos inversores



Fonte: (WEG, 2020).

É possível observar que os equipamentos em questão possuem a capacidade de conectar até oito strings, sendo duas em cada MPPT interno. Além disso, eles estão equipados com proteção contra surtos tanto no lado CC quanto no lado CA, além de um sensor AFCI, que é um interruptor de falha de arco elétrico. Esses inversores também possuem filtros para tratar a energia antes de ser injetada na rede elétrica. É importante destacar que, embora os inversores de 30 kW e 40 kW apresentem potências distintas, eles compartilham esquemas idênticos, pois são do mesmo modelo.

A partir desses equipamentos e seguindo as suas limitações de operação, optou-se por utilizar 152 módulos divididos igualmente entre os inversores de 30 kW, gerando 4 strings de 19 módulos em cada inversor. Já os 216 módulos restantes foram distribuídos nos inversores de 40 kW conforme a disponibilidade de telhado do imóvel, visto que as diferentes orientações do mesmo foram determinantes para a divisão das strings uma vez que não é possível conectar orientações distintas num mesmo MPPT.

Já do lado CA, ou seja, entre os inversores e a rede, foi necessário adicionar um transformador de 200 kVA, 380/220 V, visto que a tensão de saída dos inversores (380 V) é incompatível com a tensão local (220 V). Além disso, o dimensionamento do cabeamento e das proteções do sistema foram realizados de acordo com a ABNT NBR 5410:2004 (Instalações elétricas de baixa tensão) e a ABNT NBR 16690:2019 (Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de projeto). O projeto elétrico e o projeto de *strings* encontram-se no Apêndice A e Apêndice B, respectivamente.

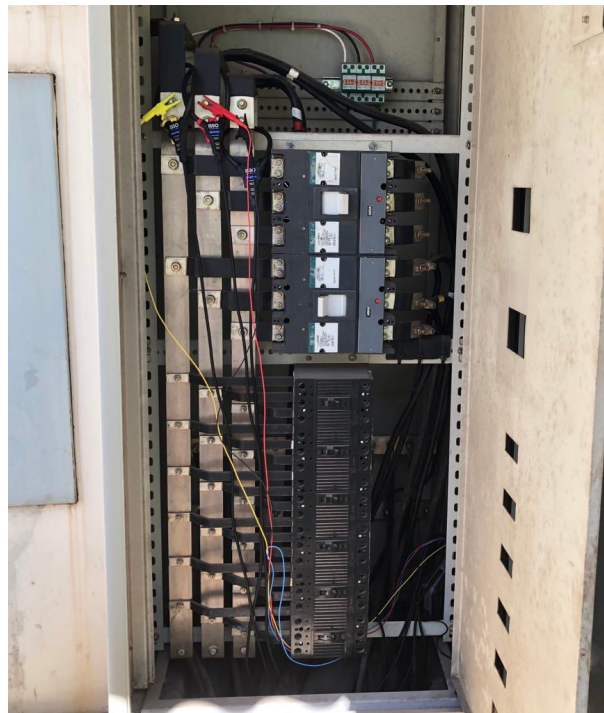
3.3 MEDIÇÃO DE ENERGIA

Para realizar a medição da energia foi utilizado um analisador de energia, marca ISSO Telecom e modelo DMI P1000R V2, o qual é responsável por, além de realizar a análise das grandezas elétricas, operar juntamente a um sistema de telemetria e registro de dados em nuvem. Com isso, é possível acessar remotamente os dados que o equipamento está registrando.

Entre as principais grandezas elétricas que o equipamento é capaz de analisar e armazenar, destacam-se as seguintes: corrente e tensão das fases A, B, C e neutro, variações de frequência, demanda em kW, harmônicas da 1ª a 32ª ordem, fator de potência e deslocamento de onda. Essas medições estão em conformidade com os requisitos estabelecidos pelas normas relevantes, que incluem a IEC 62052-11, IEC 62053-22, IEC 62053-23, ANSI C12.1 e ANSI C12.20.

O analisador foi conectado no quadro geral da unidade, para ser possível analisar o comportamento da energia consumida pelas cargas com e sem o sistema fotovoltaico injetando energia, conforme mostra a Figura 21.

Figura 21 – Conexão do analisador de energia no quadro geral da unidade



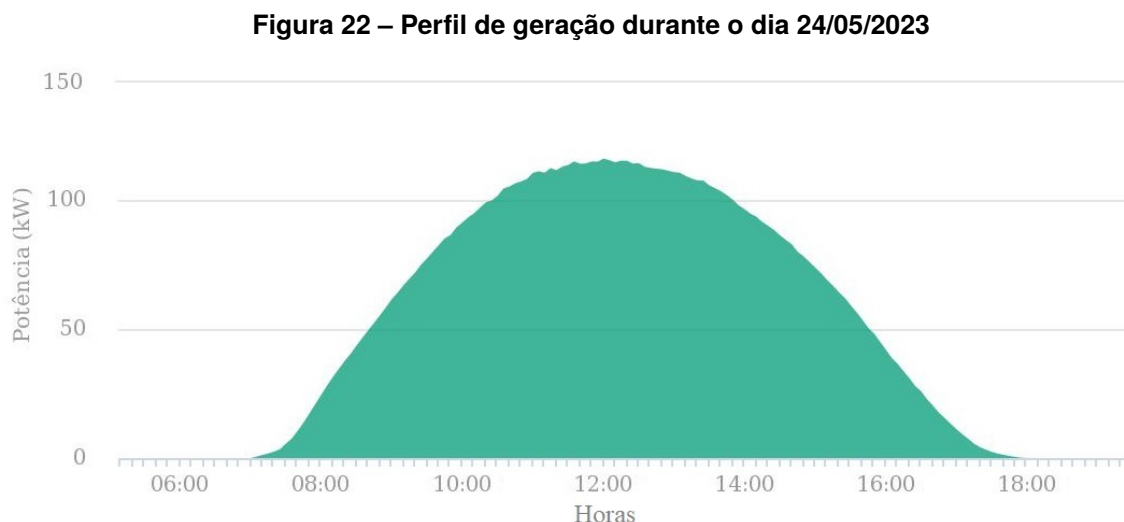
Fonte: autoria própria (2023).

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Com base nas medições realizadas nos dias 24 e 25 de maio de 2023, foram analisados os resultados relacionados às variações de tensão, harmônicas de corrente e tensão, desequilíbrio de tensão e fator de potência. Essa análise considerou o funcionamento do sistema fotovoltaico no primeiro dia e seu desligamento no segundo dia. Os resultados serão detalhados e discutidos nas seções subsequentes.

4.1 PERFIL DE GERAÇÃO DIÁRIA

A curva de geração correspondente ao dia 24 de maio está representada na Figura 22.



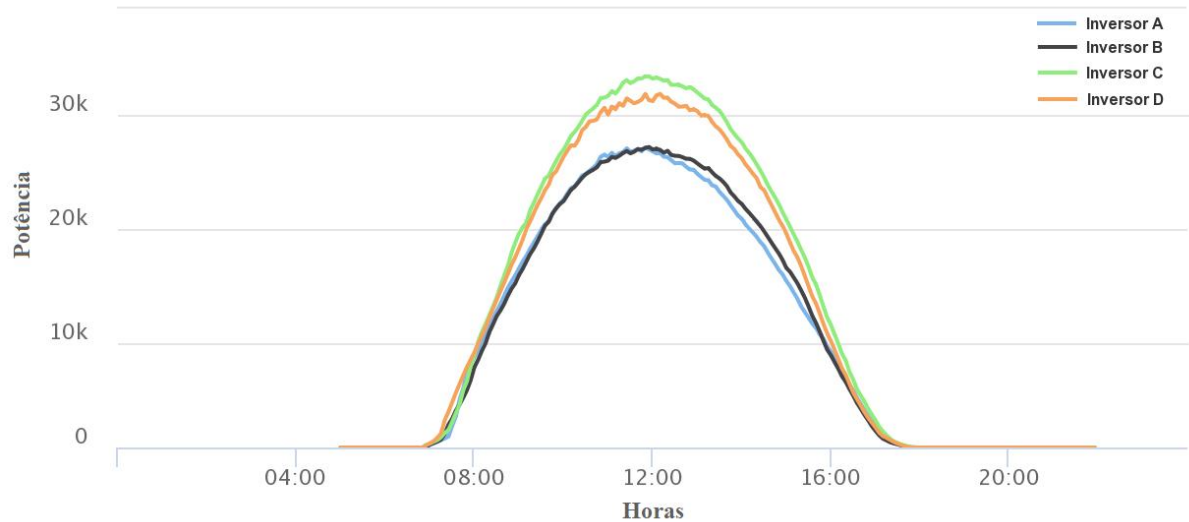
Fonte: autoria própria (2023).

A análise dessa curva revela que o dia em questão apresentava céu claro, sem a presença de nuvens, uma vez que a curva de geração segue o mesmo padrão da curva de irradiação solar, atingindo seu pico por volta do meio-dia. É importante ressaltar que a potência máxima registrada pelo sistema no dia em questão alcançou aproximadamente 120 kW, o que representa cerca de 85% da potência nominal da minigeração.

Adicionalmente, é possível adquirir os dados de forma individualizada para cada inversor, como demonstrado na Figura 23. Nesta representação, os traços em azul claro e escuro, denominados inversor A e inversor B, correspondem à geração dos inversores de 30 kW. Por sua vez, os inversores C e D, representados em verde e amarelo,

respectivamente, apresentam os dados referentes aos inversores de 40 kW. Observa-se uma leve diferença nas curvas de geração entre cada inversor, principalmente devido à disposição dos módulos fotovoltaicos em diferentes orientações no telhado do imóvel.

Figura 23 – Perfil de geração de cada inversor durante o dia 24/05/2023



Fonte: autoria própria.

Ao examinar as figuras acima, torna-se evidente que, mesmo com uma potência CC aproximadamente 43% superior à potência CA, os inversores não estão operando em sua capacidade nominal. Foi registrada uma potência máxima de cerca de 27,5 kW nos inversores de 30 kW, representando aproximadamente 91% de sua capacidade nominal. Por outro lado, os inversores de 40 kW operaram na faixa de 32,5 kW a 34 kW, correspondendo a uma utilização de 81% a 85% de sua potência nominal.

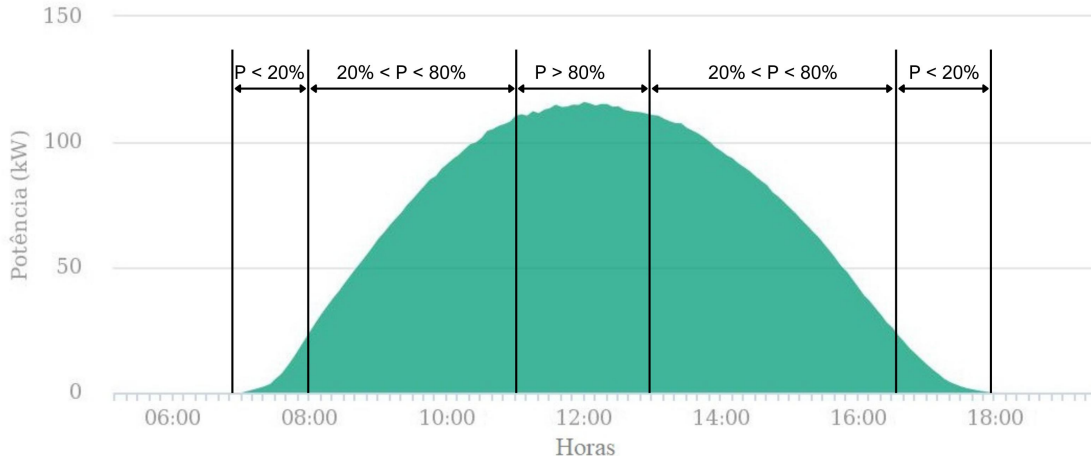
Essa situação ocorre principalmente devido aos índices de irradiação solar reduzidos que atingem a superfície durante esse período do ano, resultando em uma potência disponibilizada pelos módulos inferior àquela estabelecida nos testes realizados em ambiente laboratorial. Essa condição será observada durante todo o outono e inverno na região em estudo, e, como consequência, fica evidente que uma análise inadequada do FDI pode resultar em um aproveitamento deficiente dos inversores, resultando em um aumento do LCOE da geração.

4.2 DEFINIÇÃO DOS PERÍODOS DE ANÁLISE

Para a análise dos valores medidos e a compreensão dos impactos causados, foi adotada uma abordagem de análise baseada em períodos específicos. Esses períodos foram selecionados levando em consideração a potência gerada pelo sistema para os momentos onde espera-se maiores influências. Dessa forma, definiu-se três cenários distintos: o primeiro para potências inferiores a 20%, o segundo para potências entre 20% e 80%, e o terceiro para potências acima de 80%. Com isso, busca-se avaliar se em diferentes horários obtém-se diferentes impactos na energia elétrica.

A partir disso, baseado no perfil de geração mostrado anteriormente, os horários foram estabelecidos conforme a Figura 24, com a definição dos seguintes intervalos: 20% da potência nominal entre 07h00 e 08h00 e entre 16h15 e 18h00; de 20% a 80% os períodos entre 08h00 e 11h00 e entre 13h00 e 16h15; e, por fim, acima de 80%, o período compreendido entre 11h00 e 13h00.

Figura 24 – Períodos de análise em função da potência de geração



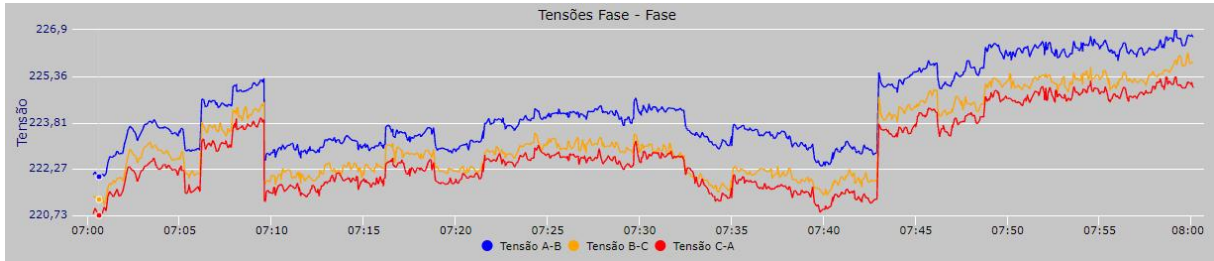
Fonte: autoria própria (2023).

4.3 ANÁLISE DA TENSÃO EM REGIME PERMANENTE

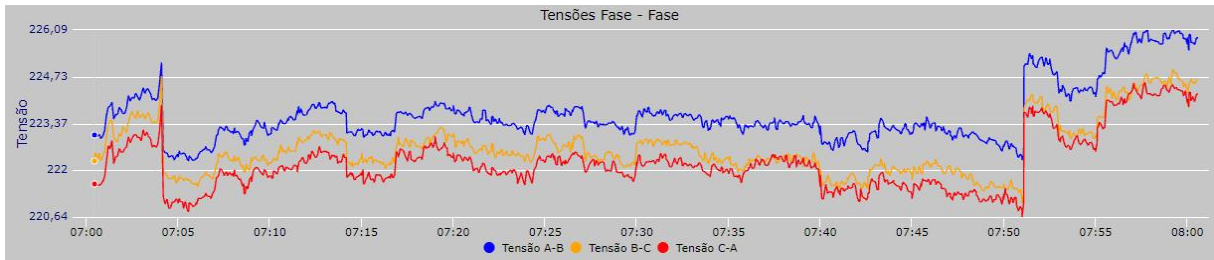
Nessa seção, serão apresentados os valores obtidos pelo analisador de energia para a tensão, a fim de realizar uma análise comparativa do seu comportamento. Através desses dados, busca-se identificar eventuais influências no sistema elétrico e, caso necessário, a proposição de soluções adequadas para o caso.

A primeira análise foi conduzida nos períodos onde o sistema está operando abaixo de 20% de sua capacidade nominal. Os resultados estão representados na Figura 25 e na Figura 26. Com base nesses dados, a Tabela 9 apresenta uma síntese dos valores máximos, mínimos e médios encontrados para ambos as situações.

Figura 25 – Variação de tensão durante o período de 07h00 e 08h00 com o sistema fotovoltaico (a) ligado e (b) desligado



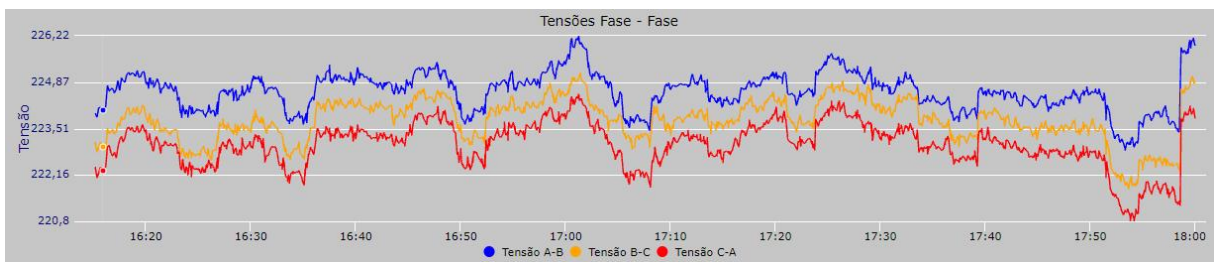
(a)



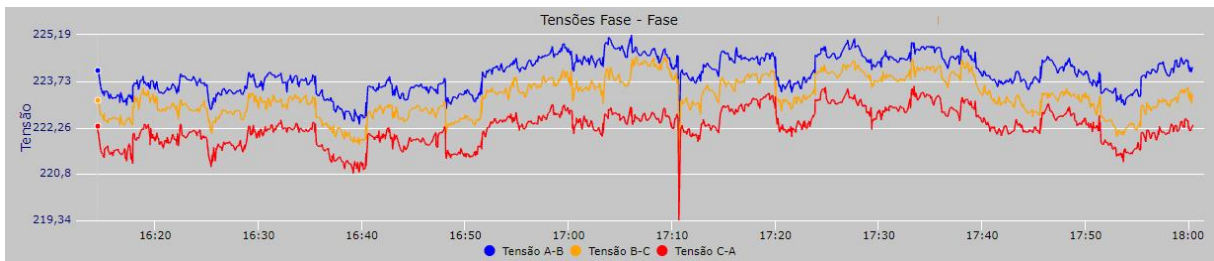
(b)

Fonte: autoria própria (2023).

Figura 26 – Variação de tensão durante o período de 16h15 e 18h00 com o sistema fotovoltaico (a) ligado e (b) desligado



(a)



(b)

Fonte: autoria própria (2023).

Tabela 9 – Resultados obtidos para a variação de tensão durante a operação com potência inferior à 20%

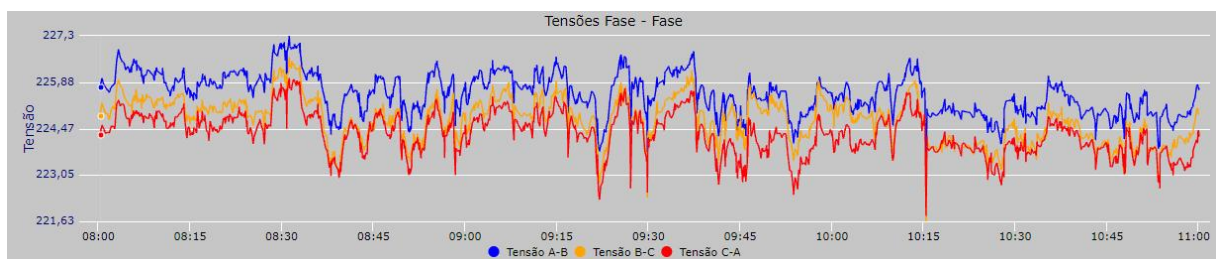
Situação	Período	Descrição	Máximo	Mínimo	Médio
Com fotovoltaico	07h00 - 08h00	Tensão A-B	226,90 V	222,02 V	224,26 V
		Tensão B-C	226,14 V	221,08 V	223,27 V
		Tensão C-A	225,33 V	220,73 V	222,83 V
	16h15 - 18h00	Tensão A-B	226,22 V	222,87 V	224,60 V
		Tensão B-C	225,13 V	221,74 V	223,76 V
		Tensão C-A	224,52 V	220,80 V	223,05 V
Sem fotovoltaico	07h00 - 08h00	Tensão A-B	226,09 V	222,27 V	223,61V
		Tensão B-C	224,95 V	221,03 V	222,62 V
		Tensão C-A	224,56 V	220,54 V	222,20 V
	16h15 - 18h00	Tensão A-B	225,19 V	221,35 V	223,94 V
		Tensão B-C	224,51 V	220,54 V	223,23 V
		Tensão C-A	223,58 V	219,34 V	222,72 V

Fonte: autoria própria (2023).

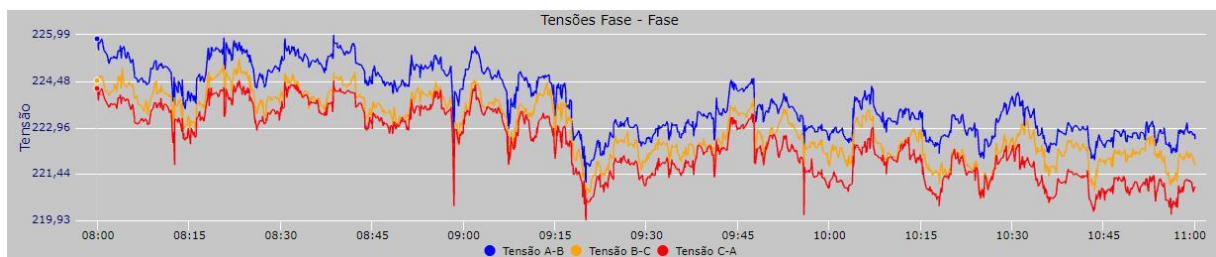
A partir dos dados acima, já é possível verificar um aumento dos níveis médios de tensão considerando a operação do sistema fotovoltaico. Esse fenômeno será abordado com mais detalhes posteriormente.

Em seguida, procedeu-se à coleta de dados para o intervalo de geração compreendido entre 20% e 80% da potência nominal do sistema, conforme demonstrado na Figura 27 e na Figura 28. Além disso, foram obtidos valores numéricos durante esse intervalo de tempo, os quais estão resumidos na Tabela 10, fornecendo uma visão geral das medidas de tensão máxima, mínima e média observadas.

Figura 27 – Variação de tensão durante o período de 08h00 e 11h00 com o sistema fotovoltaico (a) ligado e (b) desligado



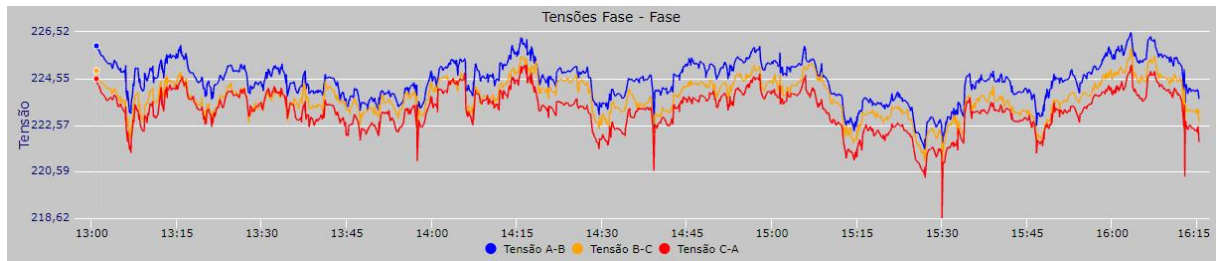
(a)



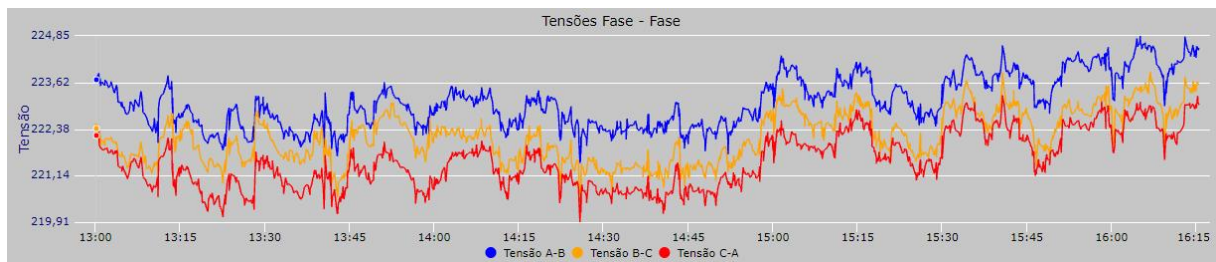
(b)

Fonte: autoria própria (2023).

Figura 28 – Variação de tensão durante o período de 13h00 e 16h15 com o sistema fotovoltaico (a) ligado e (b) desligado



(a)



(b)

Fonte: autoria própria (2023).

Tabela 10 – Resultados obtidos para a variação de tensão durante a operação com potência superior a 20% e inferior a 80%

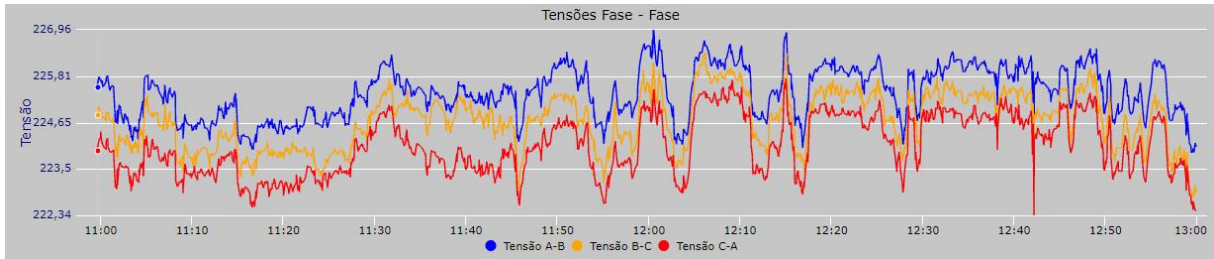
Situação	Período	Descrição	Máximo	Mínimo	Médio
Com fotovoltaico	08h00 - 11h00	Tensão A-B	227,30 V	222,68 V	225,83 V
		Tensão B-C	226,65 V	221,63 V	225,02 V
		Tensão C-A	226,01 V	221,80 V	224,80 V
	13h00 - 16h15	Tensão A-B	226,52 V	219,98 V	224,97 V
		Tensão B-C	225,86 V	219,24 V	224,02 V
		Tensão C-A	225,14 V	218,62 V	223,81 V
Sem fotovoltaico	08h00 - 11h00	Tensão A-B	225,99 V	221,16 V	222,78 V
		Tensão B-C	225,22 V	220,38 V	220,94 V
		Tensão C-A	224,51 V	219,51 V	220,38 V
	13h00 - 16h15	Tensão A-B	224,85 V	221,48 V	222,60 V
		Tensão B-C	223,89 V	220,44 V	220,96 V
		Tensão C-A	223,28 V	219,91 V	220,94 V

Fonte: autoria própria (2023).

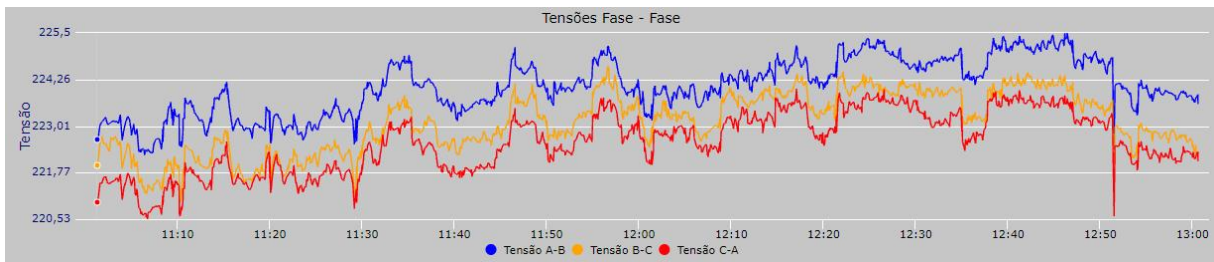
Por fim, a última etapa para realizar a análise consiste na obtenção dos valores para o período de maior geração do sistema, compreendido entre às 11h00 e às 13h00. Portanto, a Figura 29 mostra as variações encontradas ao longo do tempo e a Tabela 11 resume os principais valores obtidos.

De posse desses valores, é possível realizar uma análise do comportamento do sistema fotovoltaico em relação à tensão, a fim de compreender sua interação e influência nos parâmetros elétricos da instalação. A seguir, serão apresentadas as discussões pertinentes a esses aspectos.

Figura 29 – Variação de tensão durante o período de 11h00 e 13h00 com o sistema fotovoltaico (a) ligado e (b) desligado



(a)



(b)

Fonte: autoria própria (2023).

Tabela 11 – Resultados obtidos para a tensão durante o período de a operação com potência superior a 80%

Situação	Descrição	Máximo	Mínimo	Médio
Com fotovoltaico	Tensão A-B	226,96 V	223,10 V	225,34 V
	Tensão B-C	226,40 V	222,12 V	224,60 V
	Tensão C-A	225,75 V	221,48 V	223,48 V
Sem fotovoltaico	Tensão A-B	225,50 V	221,82 V	223,21 V
	Tensão B-C	224,61 V	220,89 V	222,49 V
	Tensão C-A	224,01 V	220,05 V	221,91 V

Fonte: autoria própria (2023).

É possível observar que os níveis médios de tensão durante a operação do sistema fotovoltaico são superiores em comparação com os resultados obtidos sem geração de energia solar, em todos os horários estudados. Esse aumento de tensão é mais significativo durante o período de maior geração de energia, onde há o maior fluxo de energia elétrica para a rede.

Esse fenômeno ocorre devido à necessidade de uma diferença de potencial entre os terminais do inversor e o ponto de conexão com a rede para que ocorra a injeção de energia. Sabe-se que as impedâncias nos condutores causam perdas elétrica que, por sua vez, ocasionam uma redução nas tensões próximas a cargas e uma elevação nas tensões próximas aos geradores e transformadores. Portanto, como o fluxo de corrente elétrica sempre ocorre do ponto de maior para o ponto de menor potencial, o inversor precisa aumentar a tensão para vencer a queda de tensão e assim injetar

energia elétrica (VICENTE, 2021).

Nesse sentido, o aumento da tensão observado nessa situação está intimamente ligado às características da instalação local. Em particular, é mais provável que ocorra em redes elétricas extensas, devido à maior impedância encontrada nos alimentadores. Esse fenômeno pode ser observado, por exemplo, em redes rurais ou em situações em que há longas distâncias até o transformador (TONKOSKI; TURCOTTE; EL-FOULY, 2012).

Nesse contexto, é importante destacar que instalações mal dimensionadas ou conexões defeituosas podem se tornar pontos de maior resistência no sistema elétrico, resultando em um aumento da tensão em todo o sistema. Portanto, uma forma eficaz de mitigar esse problema é garantir a qualidade da instalação local. Isso inclui a utilização de condutores adequados, dimensionamento correto dos componentes e a realização de conexões elétricas de alta qualidade.

Todavia, embora esse comportamento seja esperado, é importante ressaltar que os níveis de tensão não podem variar indiscriminadamente. Existem limites de segurança nos quais o equipamento deve operar, conforme discutido na Seção 2.1.3, sendo considerada a faixa entre 80% e 110% da tensão nominal do local. Se o inversor detectar qualquer variação além desses limites, ele deve interromper o fornecimento de energia para garantir sua segurança e a dos equipamentos conectados a ele.

Além disso, é importante destacar que, apesar do aumento de tensão mencionado, os valores permanecem em conformidade com os valores definidos pelo PRODIST. Mesmo durante o período de maior geração de energia, os valores de tensão se encontram dentro do limite adequado de operação, conforme evidenciado na Tabela 12.

Tabela 12 – Limites para a tensão de operação

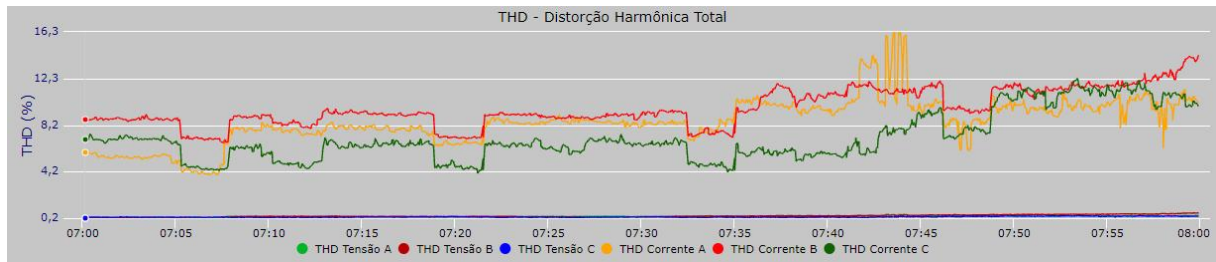
Tensão de atendimento	Limites para a tensão de leitura (TL)
Adequada	$204,6 \text{ V} \leq \text{TL} \leq 231 \text{ V}$
Precária	$198 \text{ V} \leq \text{TL} < 204,6 \text{ V}$
Crítica	$\text{TL} < 198 \text{ V}$ ou $\text{TL} > 231 \text{ V}$

Fonte: (ANEEL, 2021).

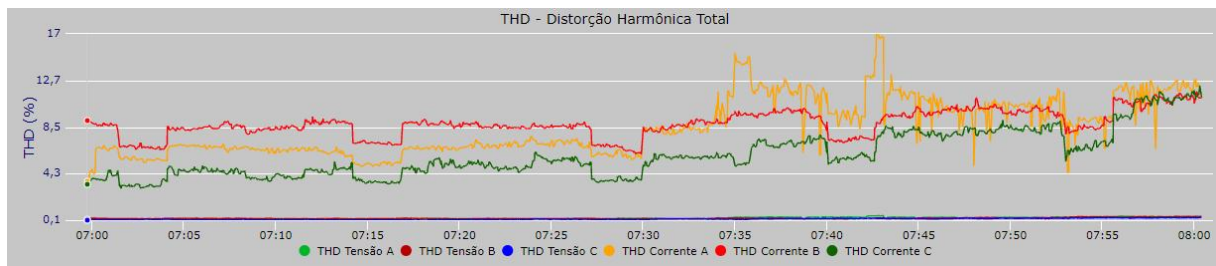
4.4 ANÁLISE DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS

Considerando o primeiro cenário, foram obtidos os resultados para a distorção harmônica total de corrente e tensão, conforme ilustrado na Figura 30 e na Figura 31.

Figura 30 – DHT de corrente e tensão durante o período de 07h00 e 08h00 com o sistema fotovoltaico (a) ligado e (b) desligado



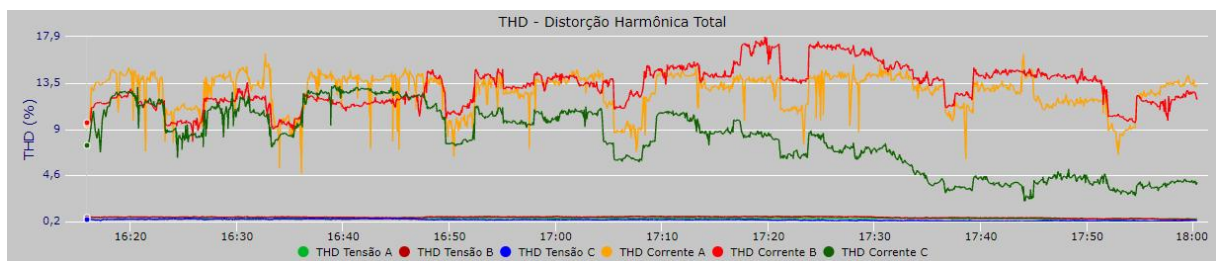
(a)



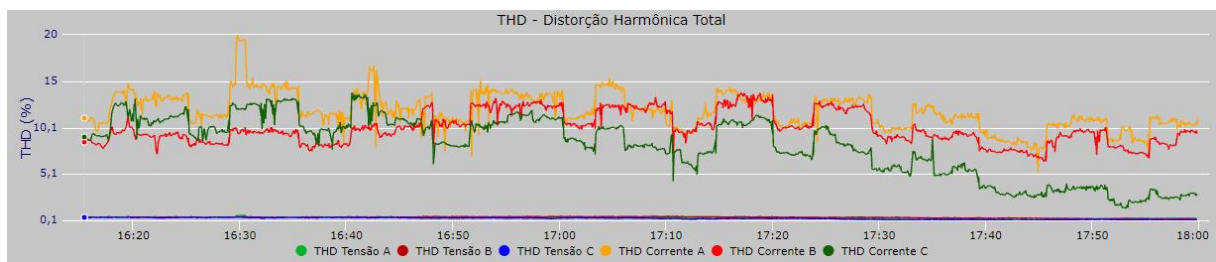
(b)

Fonte: autoria própria (2023).

Figura 31 – DHT de corrente e tensão durante o período de 16h15 e 18h00 com o sistema fotovoltaico (a) ligado e (b) desligado



(a)



(b)

Fonte: autoria própria (2023).

A partir dos gráficos apresentados, foi possível obter os valores máximos, mínimos e médios para a distorção harmônica total de corrente e tensão, conforme mostram a Tabela 13 e a Tabela 14. Já é possível observar que, embora com comportamentos parecidos durante as duas situações, obteve-se um valor médio maior para a DHT de corrente com a operação do sistema fotovoltaico, condição essa que será detalhada após a verificação gráfica e numérica do comportamento das distorções harmônicas durante todos os períodos de estudo.

Tabela 13 – Resultados para DHT de corrente durante a operação com potência inferior à 20%

Situação	Período	Descrição	Máximo	Mínimo	Médio
Com fotovoltaico	07h00 - 08h00	DHT Corrente A	16,3%	3,9%	9,1%
		DHT Corrente B	14,5%	6,7%	9,1%
		DHT Corrente C	12,3%	4,0%	6,7%
	16h15 - 18h00	DHT Corrente A	16,1%	4,7%	12,2%
		DHT Corrente B	17,9%	7,8%	13,1%
		DHT Corrente C	13,3%	2,1%	8,8%
Sem fotovoltaico	07h00 - 08h00	DHT Corrente A	17%	3,5%	8,0%
		DHT Corrente B	11,6%	6,1%	8,8%
		DHT Corrente C	11,7%	3,0%	6,1%
	16h15 - 18h00	DHT Corrente A	20,0%	5,1%	11,1%
		DHT Corrente B	13,8%	6,2%	10%
		DHT Corrente C	13,9%	1,4%	7,4%

Fonte: autoria própria (2023).

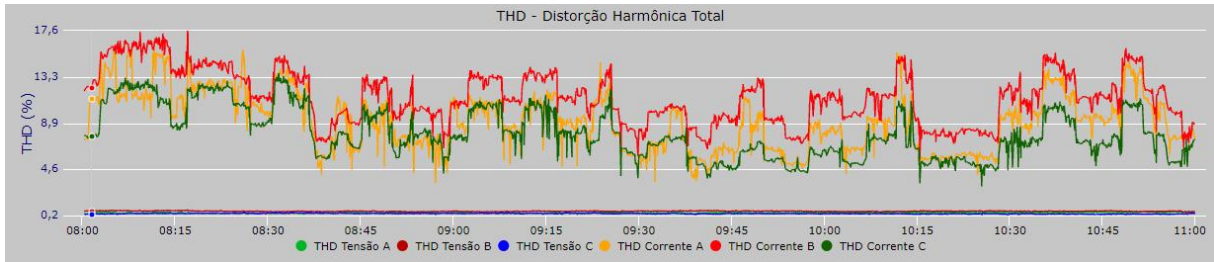
Tabela 14 – Resultados para DHT de tensão durante a operação com potência inferior à 20%

Situação	Período	Descrição	Máximo	Mínimo	Médio
Com fotovoltaico	07h00 - 08h00	DHT Tensão A	0,5%	0,2%	0,3%
		DHT Tensão B	0,7%	0,2%	0,4%
		DHT Tensão C	0,4%	0,2%	0,3%
	16h15 - 18h00	DHT Tensão A	0,6%	0,3%	0,5%
		DHT Tensão B	0,7%	0,3%	0,5%
		DHT Tensão C	0,5%	0,2%	0,3%
Sem fotovoltaico	07h00 - 08h00	DHT Tensão A	0,5%	0,2%	0,3%
		DHT Tensão B	0,5%	0,2%	0,3%
		DHT Tensão C	0,4%	0,1%	0,2%
	16h15 - 18h00	DHT Tensão A	0,7%	0,2%	0,4%
		DHT Tensão B	0,6%	0,2%	0,4%
		DHT Tensão C	0,5%	0,1%	0,3%

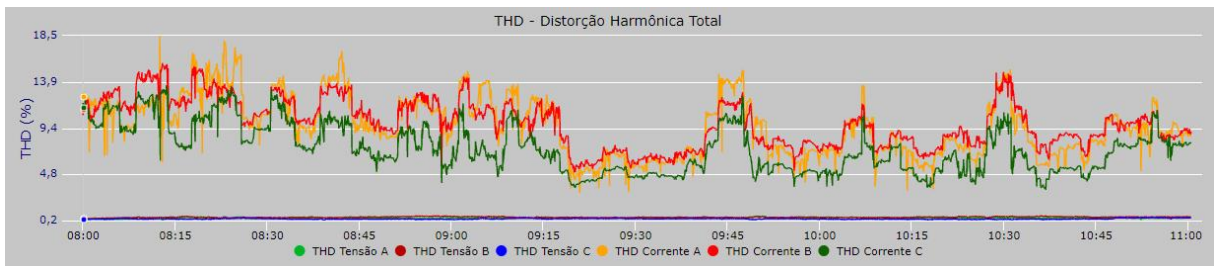
Fonte: autoria própria (2023).

Posteriormente, estudaram-se esses mesmos parâmetros para cenário compreendido entre os momentos de menor e maior geração do sistema fotovoltaico. Para isso, foram analisados os comportamentos da DHT para a corrente e a tensão ao longo desses períodos. A Figura 32 e a Figura 33 apresentam os resultados gráficos obtidos.

Figura 32 – DHT de corrente e tensão durante o período de 08h00 e 11h00 com o sistema fotovoltaico (a) ligado e (b) desligado



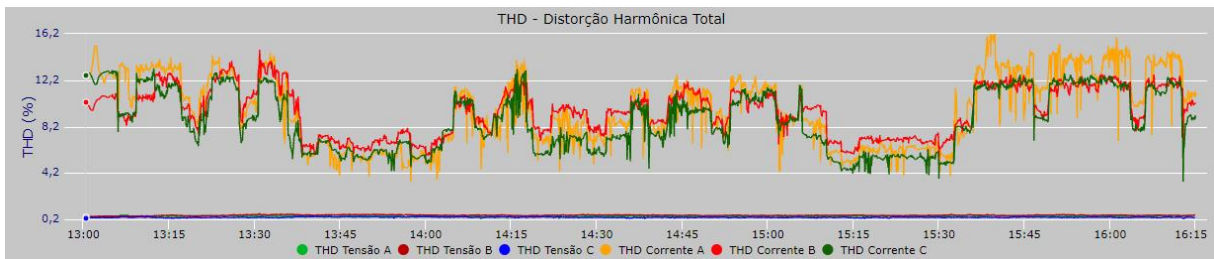
(a)



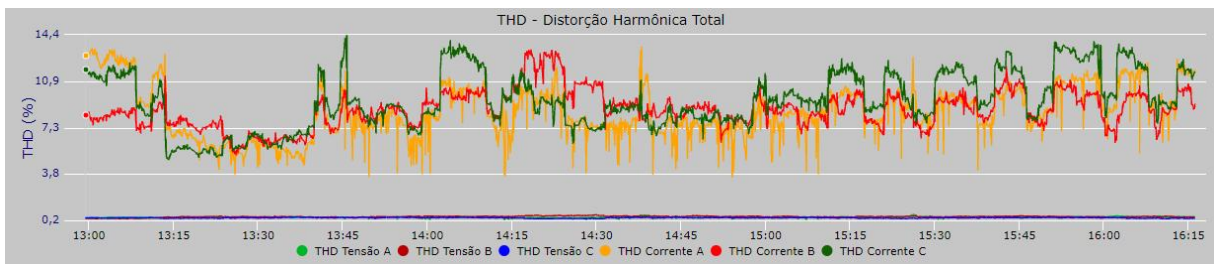
(b)

Fonte: autoria própria (2023).

Figura 33 – DHT de corrente e tensão durante o período de 13h00 e 16h15 com o sistema fotovoltaico (a) ligado e (b) desligado



(a)



(b)

Fonte: autoria própria (2023).

De posse desses gráficos, foram registrados os principais valores durante o período de leitura, os quais estão apresentados na Tabela 15 e na Tabela 16, fornecendo uma visão resumida dos valores máximos, mínimos e médios da DHT para a corrente e a tensão, respectivamente.

Tabela 15 – Resultados para DHT de corrente durante a operação com potência superior à 20% e inferior à 80%

Situação	Período	Descrição	Máximo	Mínimo	Médio
Com fotovoltaico	08h00 - 11h00	DHT Corrente A	16,3%	3,9%	8,5%
		DHT Corrente B	14,5%	6,7%	9,7%
		DHT Corrente C	12,3%	4,0%	7,1%
	13h00 - 16h15	DHT Corrente A	16,3%	4,7%	12,7%
		DHT Corrente B	17,9%	7,8%	11,1%
		DHT Corrente C	13,3%	2,1%	8,8%
Sem fotovoltaico	08h00 - 11h00	DHT Corrente A	17%	3,5%	8,0%
		DHT Corrente B	11,6%	6,1%	8,4%
		DHT Corrente C	11,7%	3,0%	5,9%
	13h00 - 16h15	DHT Corrente A	20,0%	5,1%	11,8%
		DHT Corrente B	13,8%	6,2%	10,3%
		DHT Corrente C	13,9%	1,4%	7,9%

Fonte: autoria própria (2023).

Tabela 16 – Resultados para DHT de tensão durante a operação com potência superior à 20% e inferior à 80%

Situação	Período	Descrição	Máximo	Mínimo	Médio
Com fotovoltaico	08h00 - 11h00	DHT Tensão A	0,6%	0,2%	0,3%
		DHT Tensão B	0,7%	0,2%	0,4%
		DHT Tensão C	0,4%	0,2%	0,3%
	13h00 - 16h15	DHT Tensão A	0,6%	0,3%	0,4%
		DHT Tensão B	0,7%	0,3%	0,5%
		DHT Tensão C	0,5%	0,2%	0,3%
Sem fotovoltaico	08h00 - 11h00	DHT Tensão A	0,6%	0,2%	0,3%
		DHT Tensão B	0,5%	0,2%	0,3%
		DHT Tensão C	0,4%	0,2%	0,3%
	13h00 - 16h15	DHT Tensão A	0,7%	0,2%	0,4%
		DHT Tensão B	0,6%	0,3%	0,4%
		DHT Tensão C	0,5%	0,1%	0,3%

Fonte: autoria própria (2023).

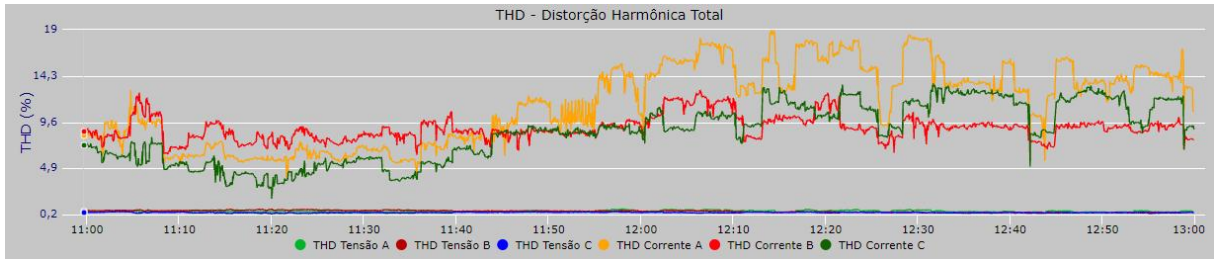
Por último, pode-se obter os valores para a distorção harmônica total de corrente e tensão no momento de maior geração, acima de 80% da capacidade nominal do sistema. Os gráficos referentes a esse momento podem ser visualizados na Figura 34. Além disso, as Tabela 17 e Tabela 18 sintetizam os principais valores obtidos ao decorrer desse horário.

Tabela 17 – Resultados para a DHT de corrente durante o período de 11h00 e 13h00

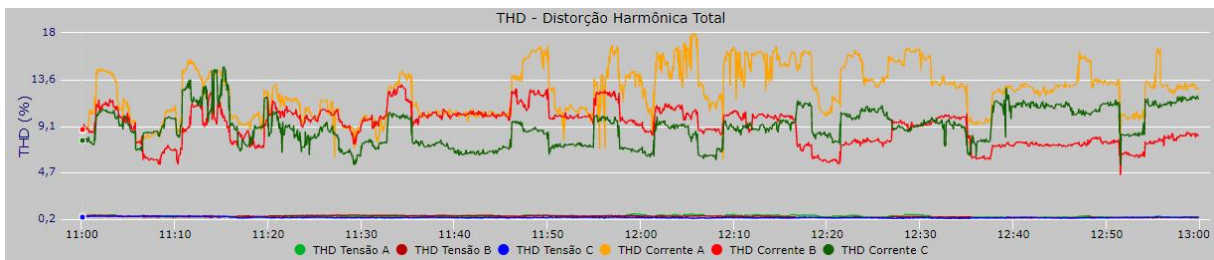
Situação	Descrição	Máximo	Mínimo	Médio
Com fotovoltaico	DHT Corrente A	16,3%	4,7%	12,3%
	DHT Corrente B	17,9%	6,1%	11,7%
	DHT Corrente C	13,3%	2,1%	8,8%
Sem fotovoltaico	DHT Corrente A	20,0%	5,1%	11,9%
	DHT Corrente B	13,8%	4,9%	10,3%
	DHT Corrente C	14,6%	1,4%	8,7%

Fonte: autoria própria (2023).

Figura 34 – DHT de tensão durante o período de 11h00 e 13h00 com o sistema fotovoltaico (a) ligado e (b) desligado



(a)



(b)

Fonte: autoria própria (2023).

Tabela 18 – Resultados para a DHT de tensão durante o período de 11h00 e 13h00

Situação	Descrição	Máximo	Mínimo	Médio
Com fotovoltaico	DHT Tensão A	0,6%	0,3%	0,5%
	DHT Tensão B	0,7%	0,3%	0,6%
	DHT Tensão C	0,5%	0,2%	0,3%
Sem fotovoltaico	DHT Tensão A	0,7%	0,2%	0,4%
	DHT Tensão B	0,6%	0,2%	0,5%
	DHT Tensão C	0,6%	0,1%	0,4%

Fonte: autoria própria (2023).

Com base nos resultados apresentados acima, é evidente que existe uma diferença nos valores obtidos quando o sistema fotovoltaico está em operação, especialmente em relação aos níveis médios de distorção harmônica total de corrente no início e no final do dia. Essa diferença se deve ao fato de que esses momentos representam períodos em que o sistema opera mais distante de sua potência nominal. Segundo Chicco, Schlabbach e Spertino (2005) isso ocorre devido a limitação das malhas de controle utilizadas, as quais não conseguem identificar um ponto de operação eficiente quando a potência do sistema fotovoltaico está abaixo de 20% da potência nominal.

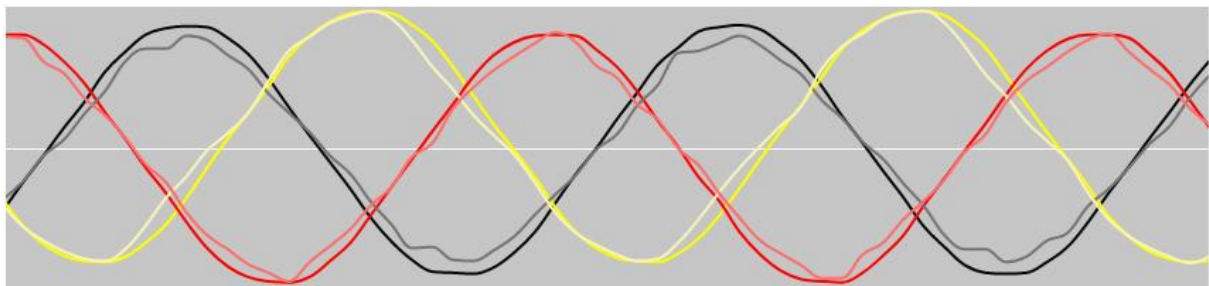
No entanto, é importante ressaltar que, devido às baixas potências envolvidas nesses períodos, os níveis de corrente também são mais baixos. Como resultado, a corrente distorcida possui uma magnitude reduzida, o que significa que sua capacidade de causar impacto é menor. Portanto, embora existam discrepâncias entre as análises

realizadas, os valores obtidos não são alarmantes. Esse comportamento também foi constatado em outros estudos, como mencionado em Castro (2019), Fortes (2018) e Oliveira (2019), o que corrobora a conclusão de que a distorção harmônica de corrente é mais pronunciada em baixas potências de operação de sistemas fotovoltaicos.

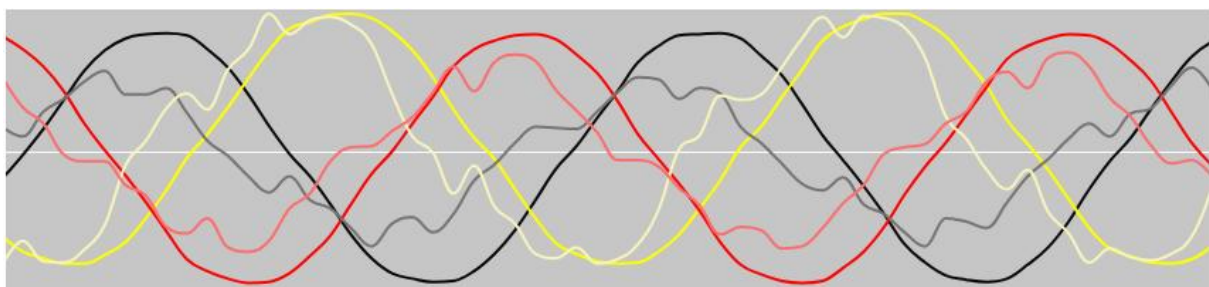
Já ao observar os resultados para o período de maior geração, verifica-se que esse impacto é pouco sentido. Todavia, Fortes (2018) afirma que nessa situação, os inversores podem indiretamente contribuir para a injeção harmônica, uma vez que quanto mais próximo da potência nominal, maiores são os índices de injeção de componentes de corrente contínua na rede.

A fim de visualizar esse impacto nas formas de ondas, as Figura 35 e Figura 36 demonstram o comportamento encontrado nos momentos de maior e menor índice de distorção harmônica total para o sistema fotovoltaico ligado e desligado, respectivamente, situação que foi registrada pela manhã em ambos os casos. Na representação, cada cor indica uma fase, sendo o preto associado à fase A, o amarelo à fase B e o vermelho à fase C. Além disso, as tonalidades mais intensas representam a tensão, enquanto as mais claras representam a corrente.

Figura 35 – Forma de onda da tensão e da corrente com o sistema fotovoltaico ligado para o período de (a) menor e (b) maior distorção harmônica total



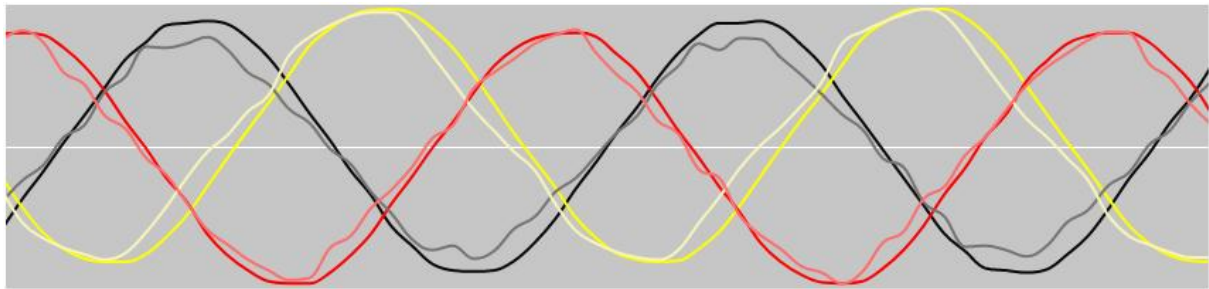
(a)



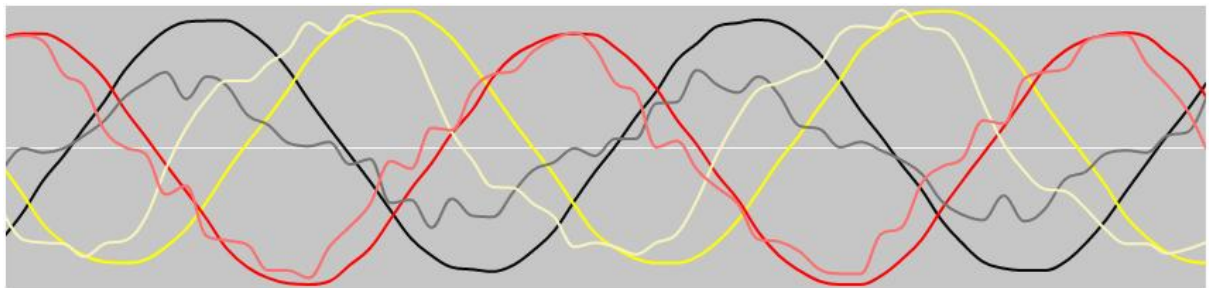
(b)

Fonte: autoria própria (2023).

Figura 36 – Forma de onda da tensão e da corrente com o sistema fotovoltaico desligado para o período de (a) menor e (b) maior distorção harmônica total



(a)



(b)

Fonte: autoria própria (2023).

Ao analisar as imagens, é possível notar claramente o afastamento da forma de onda da corrente em relação à senoide pura da frequência fundamental, em ambos os cenários. Mesmo sem a presença do sistema fotovoltaico, a forma de onda é bastante distorcida, sendo possível concluir que embora haja um impacto causado pela geração em alguns momentos do dia, a energia elétrica da unidade estudada já possui altos índices de deformações. Nesse sentido, mesmo com algumas limitações, o gerador fotovoltaico consegue fornecer energia de forma muito semelhante à energia disponibilizada pela rede no que diz respeito às distorções harmônicas.

Além disso, é importante ressaltar que as normas brasileiras atuais não estabelecem limitações específicas para a DHT de corrente na energia elétrica fornecida às cargas. Portanto, não é possível verificar diretamente se os valores encontrados estão em conformidade com os padrões nacionais, uma vez que os limites estabelecidos referem-se apenas à DHT de tensão.

Nesse contexto, apesar da ausência de limites específicos, verificou-se que a distorção de corrente não causou impactos significativos na tensão. Durante o período analisado, as distorções harmônicas de tensão apresentaram poucas variações e permaneceram bem abaixo dos limites estabelecidos pelo PRODIST que, para o nível

de tensão estudado, é de 8%. Sendo assim, é possível concluir que o sistema fotovoltaico não impactou significativamente nos valores de distorção harmônica total de tensão, garantindo que esse parâmetro não sofresse alterações.

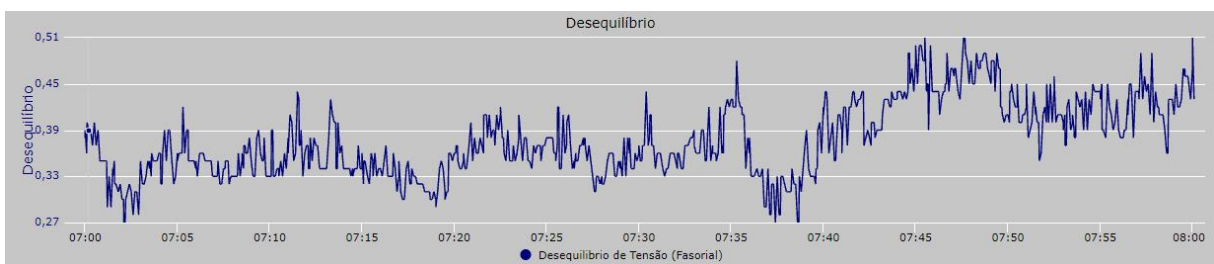
4.5 ANÁLISE DO DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

Outro parâmetro relevante a ser considerado é o desequilíbrio de tensão, que permite avaliar se o gerador fotovoltaico está causando diferenças na magnitude das tensões do sistema elétrico. Para isso, inicialmente foram coletados os valores correspondentes ao período de menor potência do sistema, conforme evidenciado na Figura 37 e na Figura 38. Em seguida, elaborou-se a Tabela 19, que engloba os valores máximos, mínimos e médios registrados durante esse período.

Figura 37 – Desequilíbrio de tensão durante o período de 07h00 e 08h00 com o sistema fotovoltaico (a) ligado e (b) desligado



(a)



(b)

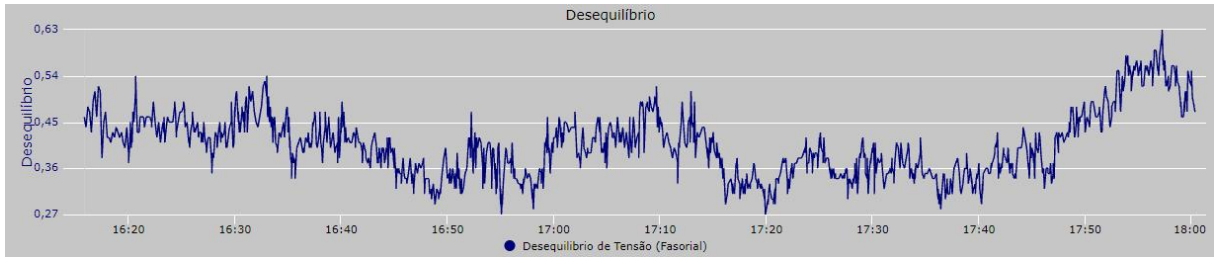
Fonte: autoria própria (2023).

Tabela 19 – Resultados para o desequilíbrio de tensão abaixo de 20% da potência nominal

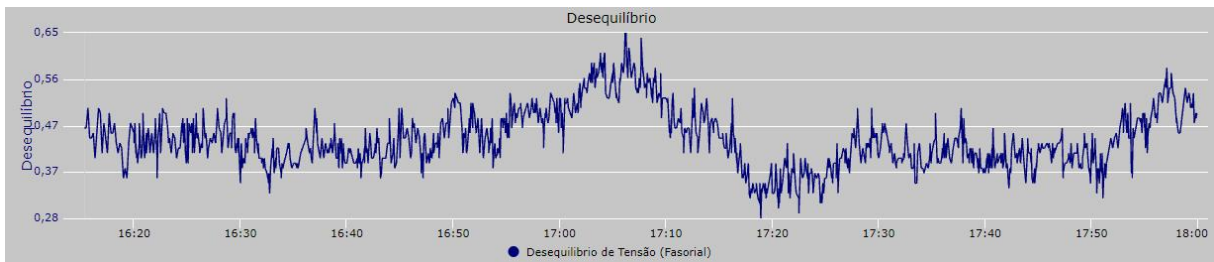
Situação	Período	Máximo	Mínimo	Médio
Com fotovoltaico	07h00 - 08h00	0,51%	0,24%	0,38%
	16h15 - 18h00	0,63%	0,27%	0,40%
Sem fotovoltaico	07h00 - 08h00	0,51%	0,27%	0,38%
	16h15 - 18h00	0,65%	0,28%	0,44%

Fonte: autoria própria (2023).

Figura 38 – Desequilíbrio de tensão durante o período de 16h15 e 18h00 com o sistema fotovoltaico (a) ligado e (b) desligado



(a)

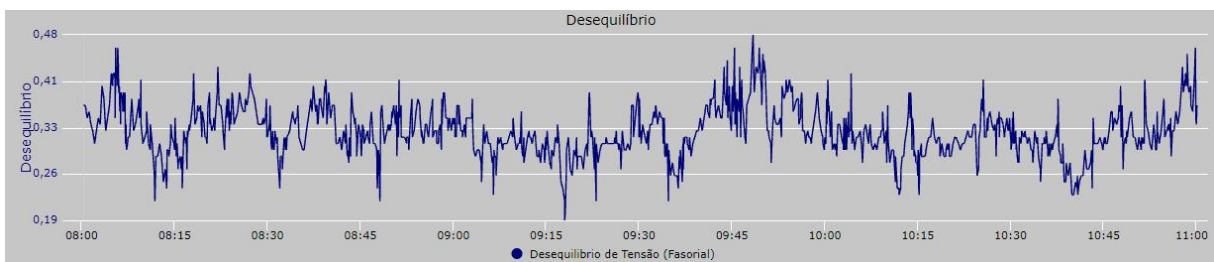


(b)

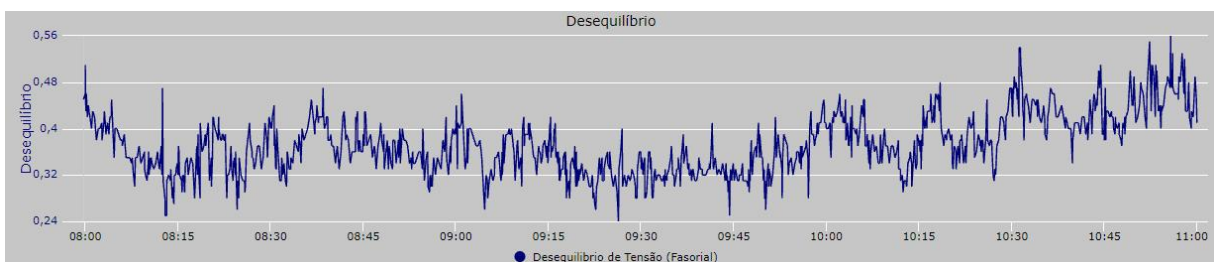
Fonte: autoria própria (2023).

Em seguida, foram considerados os resultados referentes aos horários entre 20% e 80% de capacidade nominal de geração. Os gráficos obtidos estão representados nas Figura 39 e Figura 40, mostrando o desequilíbrio de tensão para a manhã e tarde, respectivamente. A síntese dos valores encontrados nesse período estão presentes na Tabela 20.

Figura 39 – Desequilíbrio de tensão durante o período de 08h00 e 11h00 com o sistema fotovoltaico (a) ligado e (b) desligado



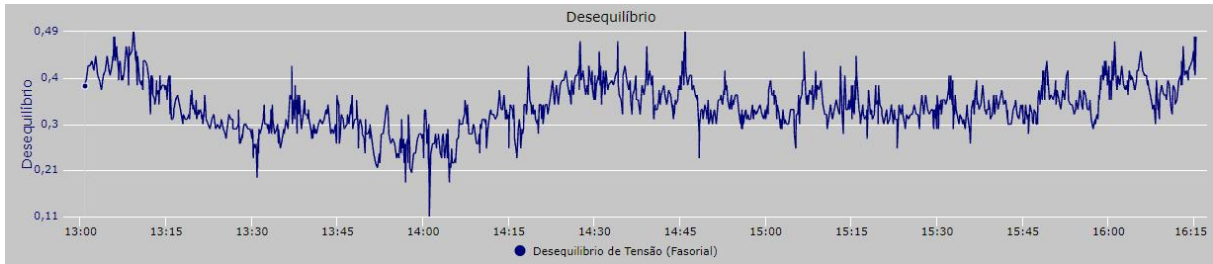
(a)



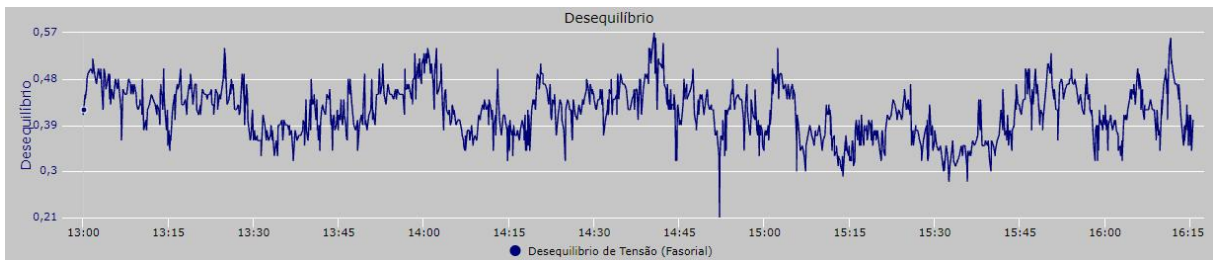
(b)

Fonte: autoria própria (2023).

Figura 40 – Desequilíbrio de tensão durante o período de 13h00 e 16h15 com o sistema fotovoltaico (a) ligado e (b) desligado



(a)



(b)

Fonte: autoria própria (2023).

Tabela 20 – Valores para o desequilíbrio de tensão durante o período de 20% a 80% da capacidade nominal

Situação	Período	Máximo	Mínimo	Médio
Com fotovoltaico	08h00 - 11h00	0,48%	0,19%	0,33%
	13h00 - 16h15	0,49%	0,11%	0,34%
Sem fotovoltaico	08h00 - 11h00	0,56%	0,24%	0,37%
	13h00 - 16h15	0,56%	0,21%	0,41%

Fonte: autoria própria (2023).

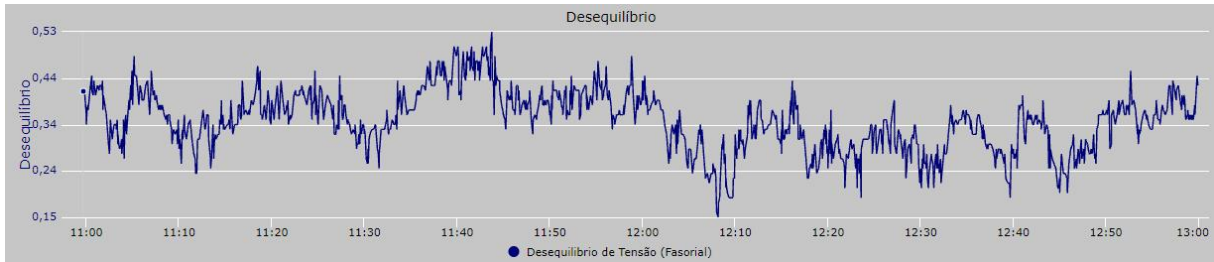
Por fim, a fim de apresentar uma visão abrangente e quantitativa do desequilíbrio de tensão durante o período de alta potência do sistema, foram coletados os dados correspondentes ao último período analisado, no qual a potência de operação excede 80% da capacidade nominal do sistema de geração. Os resultados obtidos são apresentados na Figura 41. Além disso, os valores máximos, mínimos e médios observados foram resumidos na Tabela 21, fornecendo informações detalhadas sobre a amplitude do desequilíbrio de tensão ao longo desse período.

Tabela 21 – Comparação de resultados para o desequilíbrio de tensão durante o período de 11h00 e 13h00

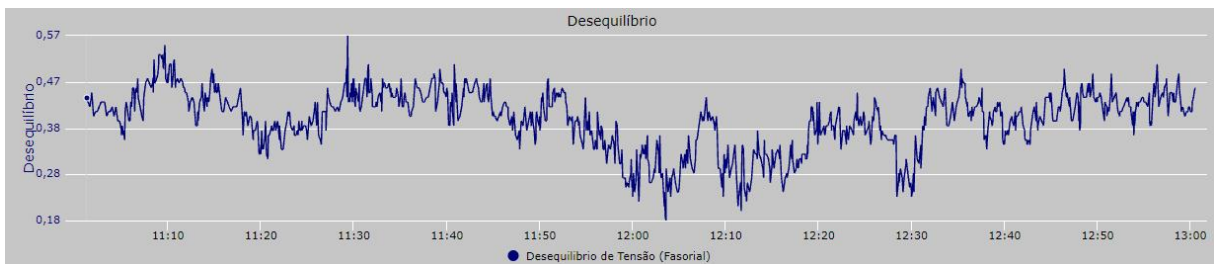
Situação	Período	Máximo	Mínimo	Médio
Com fotovoltaico	11h00 - 13h00	0,65%	0,28%	0,42%
Sem fotovoltaico	11h00 - 13h00	0,57%	0,18%	0,41%

Fonte: autoria própria (2023).

Figura 41 – Desequilíbrio de tensão durante o período de 11h00 e 13h00 com o sistema fotovoltaico (a) ligado e (b) desligado



(a)



(b)

Fonte: autoria própria (2023).

Ao analisar os dados acima, pode-se observar que não há variações significativas no valor médio de desequilíbrio de tensão devido à conexão do sistema fotovoltaico na instalação. Isso ocorre devido à conexão do sistema fotovoltaico se dar em todas as fases, o que resulta em uma injeção de potência similar em cada uma delas.

De acordo com Vicente (2021), o maior impacto no desequilíbrio de tensão a partir da geração fotovoltaica pode ser sentido com a conexão de inversores monofásicos, uma vez que resultará em potências distintas nas fases do sistema, aumentando o desequilíbrio de tensão. Entretanto, como a instalação estudada é composta apenas por inversores fotovoltaicos trifásicos, não é possível observar e quantificar o impacto desse fenômeno citado.

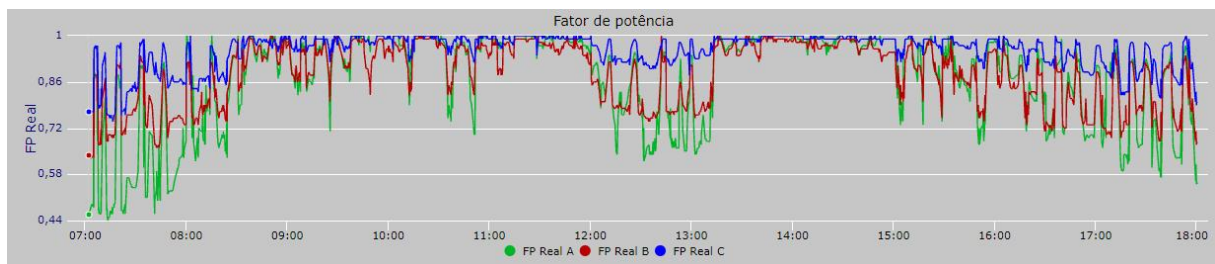
O desequilíbrio de tensão registrado é atribuído às cargas que não são distribuídas de forma perfeita entre as fases do sistema, o que gera um desequilíbrio inerente ao sistema de distribuição. No entanto, os valores obtidos em ambos os casos encontram-se dentro dos limites estabelecidos para a operação adequada, que para o nível de tensão estudado é de 2,0%.

4.6 ANÁLISE DO FATOR DE POTÊNCIA

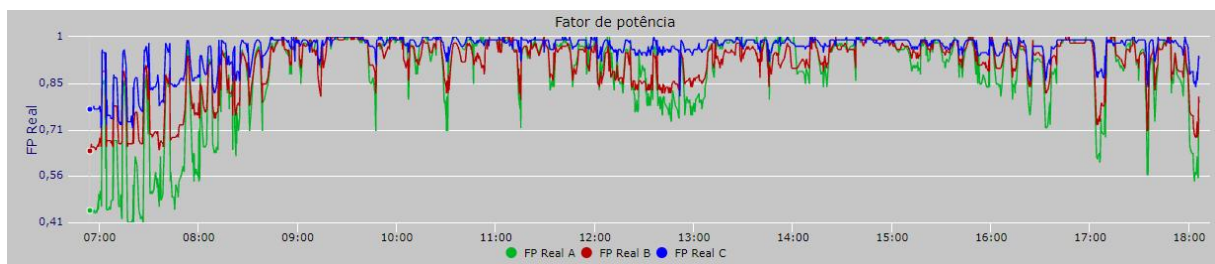
Diferentemente das análises anteriores, adotou-se uma abordagem distinta para analisar o fator de potência no presente estudo. A coleta de dados foi realizada ao longo de todo o período de geração do sistema fotovoltaico, das 07h00 às 18h00. Essa escolha foi motivada pelo fato de que a medição foi conduzida em um local onde o fator de potência é avaliado a partir da perspectiva das cargas, conforme será abordado com mais detalhes a seguir.

Os gráficos correspondentes ao comportamento do fator de potência para o período indicado podem ser visualizados na Figura 42 e o resumo dos valores máximos, mínimos e médios obtidos estão presentes na Tabela 22.

Figura 42 – Fator de potência durante o período das 07h00 às 18h00 com o sistema fotovoltaico (a) ligado e (b) desligado



(a)



(b)

Fonte: autoria própria (2023).

Tabela 22 – Comparação do FP durante o período das 07h00 às 18h00

Situação	Descrição	Máximo	Mínimo	Médio
Com fotovoltaico	FP A	1%	0,44%	0,87%
	FP B	1%	0,63%	0,89%
	FP C	1%	0,24%	0,95%
Sem fotovoltaico	FP A	1%	0,41%	0,88%
	FP B	1%	0,64%	0,90%
	FP C	1%	0,71%	0,95%

Fonte: autoria própria (2023).

Ao analisar os gráficos, é evidente que o comportamento do fator de potência nos dois dias é bastante similar. Essa semelhança pode ser justificada pelo perfil das cargas presentes na instalação, indicando que não há interferências causadas pelo sistema fotovoltaico no fator de potência nesse ponto, uma vez que, quando o sistema fotovoltaico está em funcionamento, ele atende à demanda de energia em conjunto com a rede elétrica, se necessário. Por outro lado, quando o sistema fotovoltaico não está operando, a demanda é suprida exclusivamente pela rede elétrica. Além disso, é importante mencionar que os inversores estão configurados para operar com fator de potência unitário, o que significa que a energia reativa é fornecida exclusivamente pela rede elétrica.

No entanto, é relevante enfatizar que o impacto do sistema fotovoltaico no fator de potência será perceptível na medição realizada pela concessionária de energia. Isso ocorre quando o sistema fotovoltaico supre total ou parcialmente a demanda de potência ativa, resultando em uma redução no valor registrado pela concessionária, uma vez que a energia não está sendo fornecida pela rede elétrica para a carga. Conseqüentemente, ocorrerá um aumento na proporção de energia reativa fornecida pela rede em relação à energia ativa, ocasionando a diminuição do fator de potência na unidade consumidora (FORTES, 2018).

Esse impacto no fator de potência está diretamente relacionado ao consumo de energia reativa da unidade. Quanto maior a demanda por energia reativa, maior será o impacto negativo no fator de potência durante o período de operação do sistema fotovoltaico. Caso seja constatada essa situação, pode ser necessário tomar alguma medida corretiva, como instalar um banco de capacitores entre o ponto de conexão e o sistema de geração, ou até mesmo utilizar os inversores fotovoltaicos para fornecerem reativos, entretanto, é necessário além de uma análise técnica, uma análise financeira para escolher a melhor opção a ser utilizada.

4.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com base na análise dos dados apresentados neste capítulo, pode-se concluir que a introdução do sistema de minigeração distribuída teve um impacto mínimo na qualidade da energia elétrica fornecida às cargas da unidade consumidora em estudo. O sistema fotovoltaico, que operou em sincronia com a energia elétrica fornecida pela

concessionária, apresentou algumas alterações perceptíveis nos níveis de tensão e nas distorções harmônicas de corrente, no entanto, não apresentou nenhuma condição que pudesse invalidar ou gerar questionamentos sobre o seu funcionamento.

5 CONCLUSÕES

A adoção crescente de fontes renováveis para diversificar a matriz elétrica tem levado à ampla utilização de sistemas fotovoltaicos, tanto por consumidores industriais como residenciais. Nesse contexto, é fundamental compreender os impactos gerados por essa forma de geração na energia elétrica.

Este trabalho teve como objetivo analisar o comportamento de um sistema fotovoltaico ao suprir as demandas de uma unidade consumidora. Foram investigados diversos parâmetros, incluindo variações de tensão, distorções harmônicas de corrente e de tensão, desequilíbrio de tensão e fator de potência. A análise visou a compreensão dos efeitos desses parâmetros na qualidade da energia elétrica fornecida.

Em relação as variações de tensão, observou-se um aumento gradual e contínuo do valor médio da tensão ao longo do período de estudo. Essa elevação pode ser atribuída à injeção de energia elétrica por parte dos inversores, uma vez que eles precisam vencer a queda de tensão da instalação para exportar energia. Entretanto, é importante ressaltar que essas variações se mantiveram dentro dos limites aceitáveis e não representaram riscos para as cargas conectadas.

No que diz respeito às distorções harmônicas de corrente, foram observadas algumas variações significativas no início e no final do dia. Essas distorções são resultado da operação abaixo de 20% da capacidade nominal dos inversores, uma vez que nesse momento o controle empregado nesse tipo de equipamento não consegue encontrar um ponto eficiente de operação. Todavia, embora as distorções harmônicas de corrente nesse período tenham picos ultrapassando 15%, não houve impactos significativos ao que diz respeito à tensão. As distorções harmônicas totais de tensão alcançaram valores máximos de 0,8%, permanecendo bem abaixo do valor máximo estabelecido por norma.

No caso do desequilíbrio de tensão, ao considerar uma conexão equilibrada em ambas as fases, não foram observadas diferenças significativas nos valores médios de desequilíbrio. Os valores medidos refletem as cargas desiguais conectadas em cada fase, o que é uma característica inerente à rede de distribuição.

No que diz respeito ao fator de potência, não foram encontradas diferenças no ponto onde foi realizada a medição, uma vez que os resultados foram obtidos a partir da perspectiva das cargas. Portanto, o sistema fotovoltaico fornece energia ativa de forma

semelhante àquela fornecida pela rede elétrica, uma vez que os inversores estavam configurados para operarem com fator de potência unitário.

Dessa forma, pode-se concluir que o sistema fotovoltaico demonstrou um desempenho satisfatório, fornecendo energia de boa qualidade e não apresentando impactos significativos na qualidade da energia elétrica fornecida às cargas. Essa constatação é relevante para validar a integração adequada do sistema fotovoltaico à rede elétrica, garantindo um fornecimento confiável e eficiente de energia renovável.

Como trabalhos futuros, sugere-se a análise da qualidade da energia considerando outros perfis de carga-geração, como por exemplo, sistemas fotovoltaicos monofásicos conectados em unidades trifásicas. Essa análise permitiria avaliar possíveis diferenças nos parâmetros de qualidade da energia elétrica devido às características específicas desse tipo de conexão. Além disso, conduzir a mesma análise para condições climáticas diferentes, para compreender como essa situação pode interferir nos resultados obtidos no presente estudo.

REFERÊNCIAS

- ANEEL, A. N. d. E. E. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST): Módulo 8 – Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro, 2021. 69 p.
- ASIMOV, I. **Asimov's Guide To Science**. United States, 1972.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16149: Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição**. Rio de Janeiro, 2014. 12 p.
- ASTROENERGY. **CHSM72M-HC Monofacial Series(182)**. CHINA, 2022. Disponível em: https://www.astronergy.com/wp-content/uploads/2023/04/ASTRO-5-540%5C_555W-182-72-Monofacial-Module.pdf. Acesso em: 16 fev. 2022.
- BARRETO, R. L. **Contribuições ao método de rastreamento de máxima potência para sistemas fotovoltaicos**. 2014. F. 70. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), Natal.
- BOWERSOX, D. A.; MACALPINE, S. M. **Predicting subhourly clipping losses for utility-scale PV systems**. [S. l.: s. n.], 2021. P. 2507–2509.
- CAPELLI, A. **Energia elétrica: qualidade e eficiência para aplicações industriais**. 1. ed. Sao Paulo: Erica, 2013. ISBN 9788536504674. Disponível em: <https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=edsmib&AN=edsmib.000009293&lang=pt-br&site=eds-live&scope=site>. Acesso em: 2 mar. 2022.
- CARVALHO, A. L. C. de. **Metodologia para análise, caracterização e simulação de células fotovoltaicas**. 2014. F. 99. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), Belo Horizonte.
- CASTRO, F. d. C. **Distorção harmônica de corrente produzida por inversores fotovoltaicos conectados à rede**. 2019. F. 128. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Goiás (UFG), Goiânia.
- CHICCO, G.; SCHLABBACH, J.; SPERTINO, F. **Characterisation and assessment of the harmonic emission of grid-connected photovoltaic systems**. [S. l.: s. n.], 2005. P. 1–7.
- COELHO, R. F.; SCHMITZ, L.; MARTINS, D. C. **Energia Solar Fotovoltaica: geração, conversão e aplicações**. 1. ed. Florianópolis: Ed. dos Autores, 2022. 460 p.
- DECKMANN, S. M.; POMILIO, J. A. **Avaliação da qualidade da energia elétrica**. 1. ed. Sao Paulo: Universidade Estadual de Campinas, 2017. Disponível em: <http://www.dsce.fee.unicamp.br/antenor/pdf/qualidade/b5.pdf>. Acesso em: 4 mar. 2022.

FORTES, R. R. A. **Propagação de harmônicas produzidas por inversores fotovoltaicos e transformadores assimetricamente magnetizados na geração distribuída**. 2018. F. 196. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista (UNESP), Ilha Solteira.

GIRI, S. S.; AHMAD, A.; KATIYAR, V. **Avoiding power clipping losses by inverter having high DC-to-AC loading ratio in grid connected solar PV plant using battery energy storage system**. In: IEEE. 2019 2nd International Conference on Power Energy, Environment and Intelligent Control (PEEIC). [S. l.: s. n.], 2019. P. 213–219.

JUNIOR, J. R. M. **Uma Contribuição à análise das componentes inter-harmônicas e seus efeitos nos indicadores de flutuação de tensão**. 2009. F. 201. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Espírito Santo (UFES), Vitória.

LOPEZ, R. A. **Qualidade na Energia Elétrica: Efeitos dos distúrbios, diagnósticos e soluções**. 2. ed. Sao Paulo: Artliber, 2013.

OLIVEIRA, T. T. d. **Estudo da distorção harmônica em redes de distribuição de baixa tensão com sistemas fotovoltaicos e veiculos elétricos**. 2019. F. 84. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), Porto Alegre.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. *et al.* **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. 2. ed. Rio de Janeiro: CEPEL/CRESESB, 2014. 530 p.

PRIEB, C. W. M. **Determinação da eficiência de seguimento de máxima potência de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição**. 2011. F. 118. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista (UNESP), Porto Alegre.

SILVA, H. T. d. **Estudo sobre a interação de métodos anti-ilhamento para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de baixa tensão com múltiplos inversores**. 2016. F. 132. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo (USP), São Paulo.

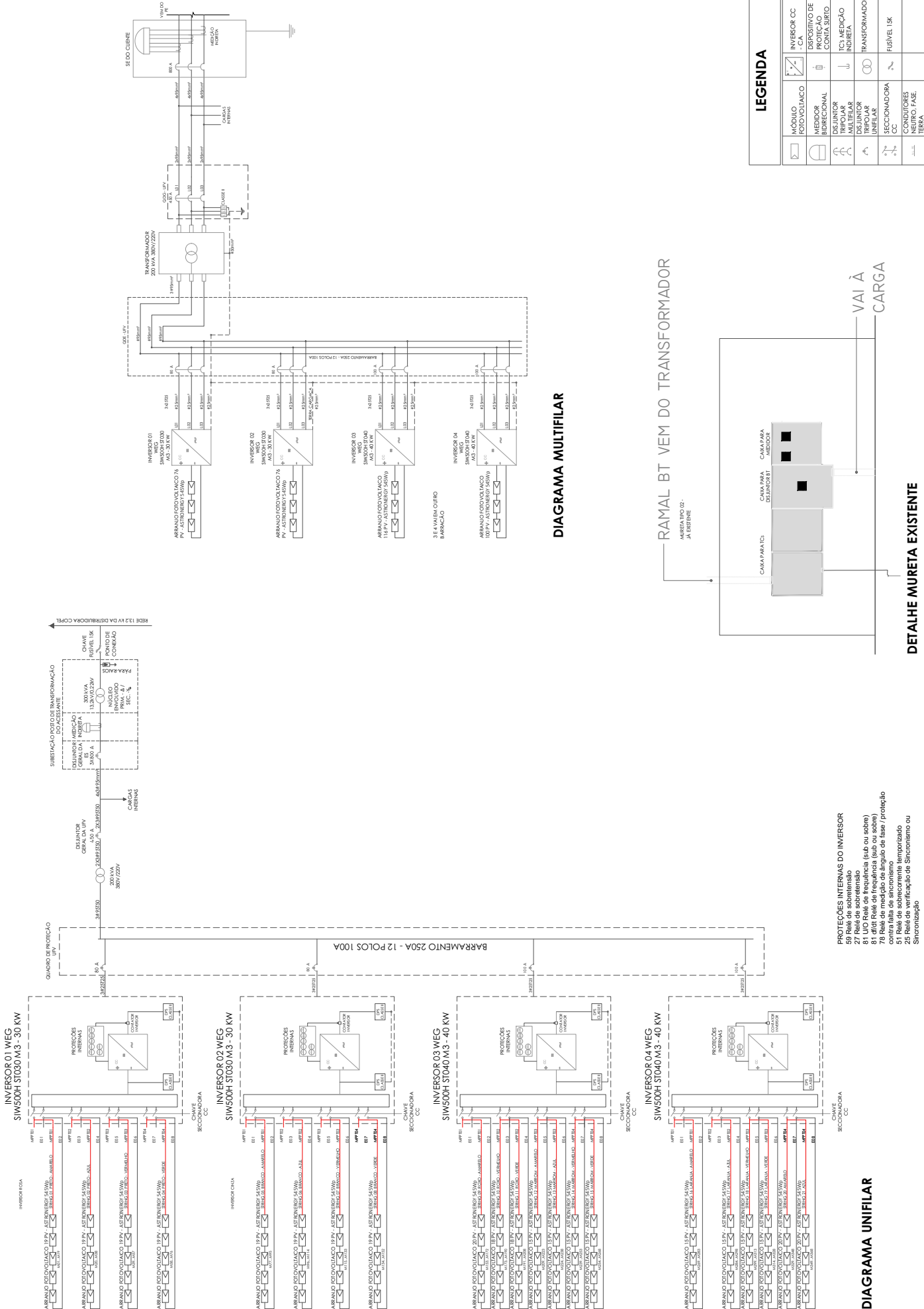
TONKOSKI, R.; TURCOTTE, D.; EL-FOULY, T. H. **Impact of high PV penetration on voltage profiles in residential neighborhoods**. [S. l.]: IEEE, 2012. v. 3, p. 518–527.

VENDRAMETO, H. V. **Análise das Perturbações de Qualidade de Energia em Sistemas de Distribuição e a Adequação as Tendências Regulatórias do PRODIST**. 2015. F. 94. TCC (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista (UNESP), Guaratinguetá.

VICENTE, I. **Análise dos problemas de tensão decorrentes da alta penetração de sistemas fotovoltaicos**. 2021. F. 83. TCC (Graduação em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

WEG. **Inversor Trifásico SIW500H**. Jaraguá do Sul, 2020. Catálogo. Disponível em: https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Automa%C3%A7%C3%A3o-e-Control-Industrial/Drives/M%C3%B3dulos-e-Inversores-Fotovoltaicos/BR%5C_WDC%5C_IA%5C_DRV%5C_SI. Acesso em: 18 fev. 2022.

**APÊNDICE A — PROJETO ELÉTRICO DO
SISTEMA FOTOVOLTAICO IMPLEMENTADO**



- PROTEÇÕES INTERNAS DO INVERSOR**
- 59 Relé de sobretensão
 - 27 Relé de sobrecorrente
 - 81 LJO Relé de frequência (abaixo ou acima)
 - 81 dRd Relé de frequência (abaixo ou acima)
 - 51 Relé de sobrecorrente temporizado
 - 25 Relé de verificação de sincronismo ou Sincronização

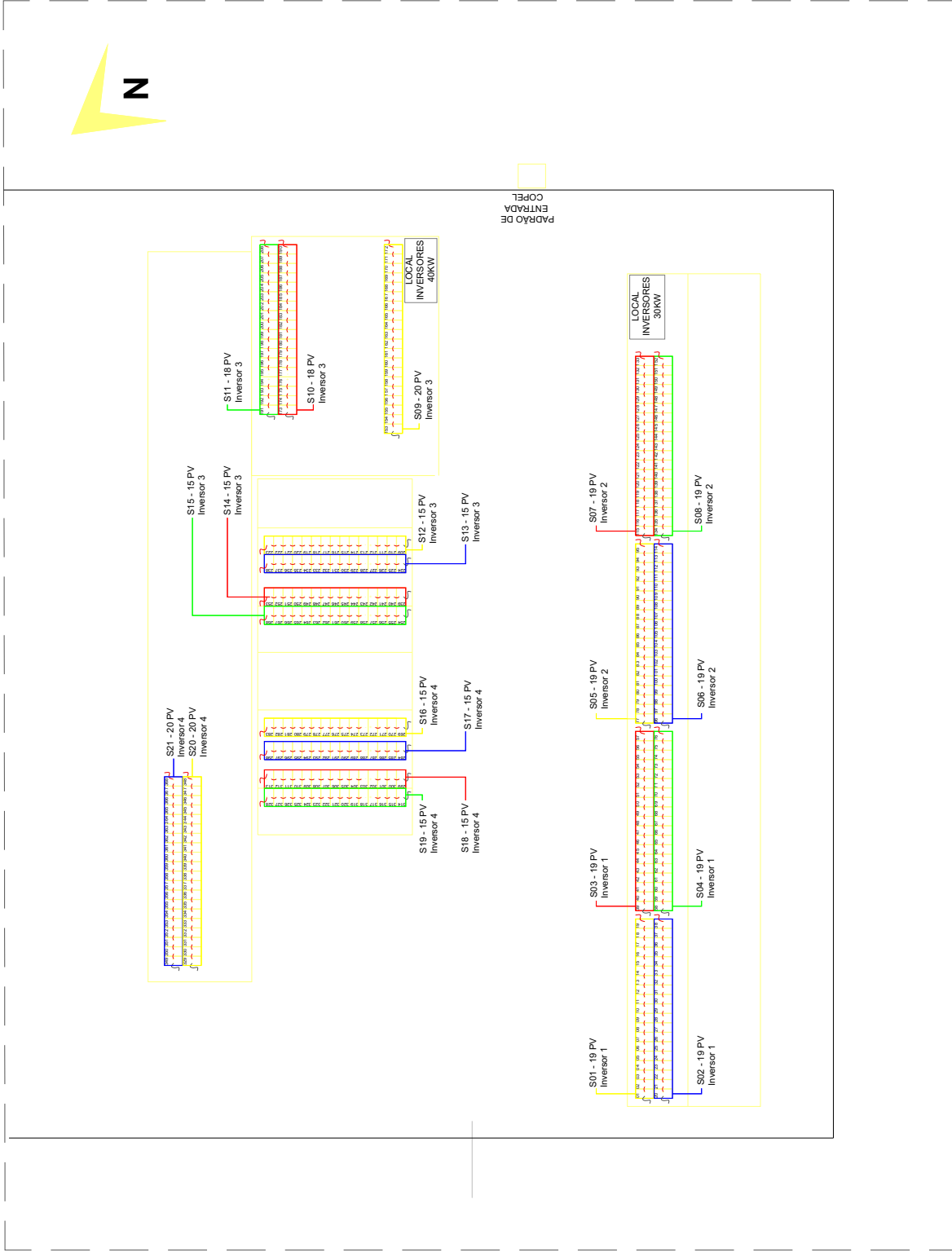
DIAGRAMA UNIFILAR

DETALHE MURETA EXISTENTE

DIAGRAMA MULTIFILAR

RAMAL BT VEM DO TRANSFORMADOR

**APÊNDICE B — PROJETO DE STRINGS
DO SISTEMA FOTOVOLTAICO IMPLEMENTADO**



PROJETO DE STRINGS

ANEXO A — FOLHA DE DADOS DOS MÓDULOS

ASTRO 5 Semi

Create Sustainable and Efficient Green Energy



ASTRONERGY
A CHINT COMPANY

530W~550W

Monocrystalline PV Module
CHSM72M-HC Series (182)



KEY FEATURES

+5W **OUTPUT POSITIVE TOLERANCE**
Guaranteed 0~+5W positive tolerance to ensure power output.

NON-DESTRUCTIVE CUTTING
Higher bending strength of cells and mechanical properties of modules.

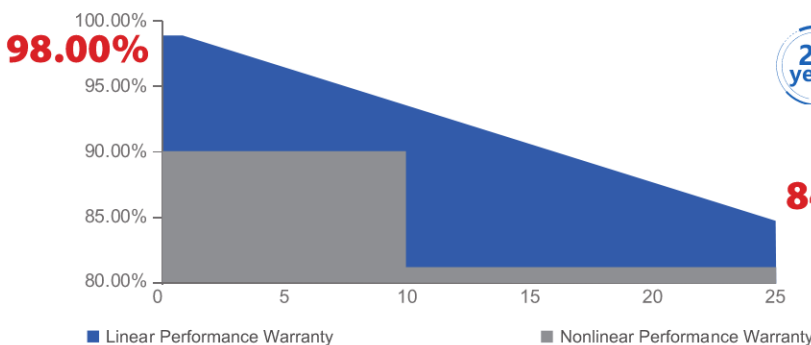
HIGH CUSTOMER VALUE
Lower BOS cost and LCOE.

INNOVATIONAL HALF-CUT&MULTI-BUSBAR TECHNOLOGY
Lower risk of microcrack, better shading tolerance, higher reliability.

SUPER PERC+ CELL TECHNOLOGY
Higher module power and module efficiency, lower power degradation.

Anti PID **PID RESISTANCE**
Excellent PID resistance.

WARRANTY



12 years Warranty for Materials and Processing

25 years Warranty for Extra Linear Power Output
(1st year ≤ 2.0%, 2nd~25th years ≤ 0.55% / year)

For Global Market



The first solar company which passed the TUV Nord IEC/TS 62941 certification audit.

ELECTRICAL SPECIFICATIONS

STC rated output (P_{mpp})	530 Wp	535 Wp	540 Wp	545 Wp	550 Wp
Rated voltage (V_{mpp}) at STC	41.43 V	41.60 V	41.76 V	41.93 V	42.10 V
Rated current (I_{mpp}) at STC	12.79 A	12.86 A	12.93 A	13.00 A	13.06 A
Open circuit voltage (V_{oc}) at STC	49.30 V	49.50 V	49.70 V	49.90 V	50.10 V
Short circuit current (I_{sc}) at STC	13.52 A	13.61 A	13.72 A	13.81 A	13.90 A
Module efficiency	20.7%	20.9%	21.1%	21.3%	21.5%
Rated output (P_{mpp}) at NMOT	396.1 Wp	399.8 Wp	403.5 Wp	407.3 Wp	411.0 Wp
Rated voltage (V_{mpp}) at NMOT	38.61 V	38.77 V	38.92 V	39.08 V	39.24 V
Rated current (I_{mpp}) at NMOT	10.26 A	10.31 A	10.37 A	10.42 A	10.48 A
Open circuit voltage (V_{oc}) at NMOT	46.59 V	46.78 V	46.97 V	47.16 V	47.34 V
Short circuit current (I_{sc}) at NMOT	10.97 A	11.04 A	11.13 A	11.20 A	11.27 A
Temperature coefficient (P_{mpp})	- 0.35%/°C				
Temperature coefficient (I_{sc})	+ 0.045%/°C				
Temperature coefficient (V_{oc})	- 0.27%/°C				
Nominal module operating temperature (NMOT)	41±2°C				
Maximum system voltage (IEC/UL)	1500V _{DC}				
Number of diodes	3				
Junction box IP rating	IP 68				
Maximum series fuse rating	25 A				

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, AM=1.5

NMOT: Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, AM=1.5, Wind Speed 1m/s

MECHANICAL SPECIFICATIONS

Outer dimensions (L x W x H)	2256 x 1133 x 35 mm
Frame technology	Aluminum, silver anodized
Front glass thickness	3.2 mm
Cable length (IEC/UL)	Portrait: 300 mm Landscape: 1400 mm
Cable diameter (IEC/UL)	4 mm ² / 12 AWG
① Maximum mechanical test load	5400 Pa (front) / 2400 Pa (back)
Fire performance (IEC/UL)	Class C (IEC) or Type 4 (UL)
Connector type (IEC/UL)	HCB40 / MC4-EVO2 (optional)

① Refer to Astronergy crystalline installation manual or contact technical department.
Maximum Mechanical Test Load=1.5×Maximum Mechanical Design Load.

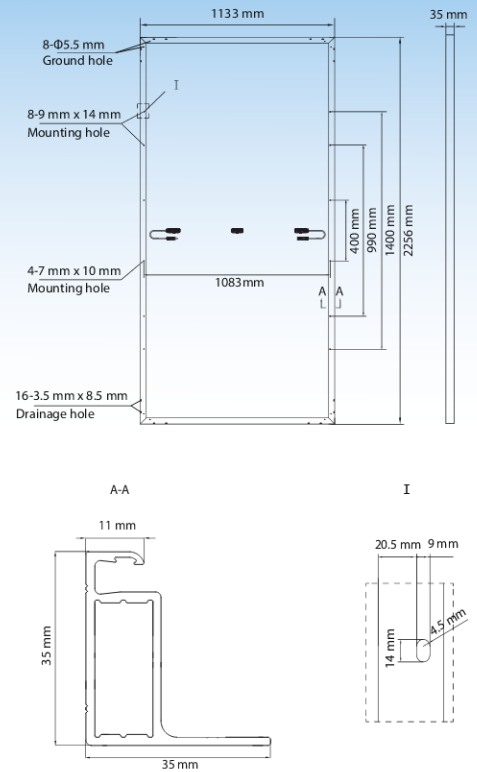
PACKING SPECIFICATIONS

① Module Weight	27.2 kg
② Packing unit	31 pcs / box
Weight of packing unit (for 40'HQ container)	882 kg
Number of modules per 40'HQ container	620 pcs

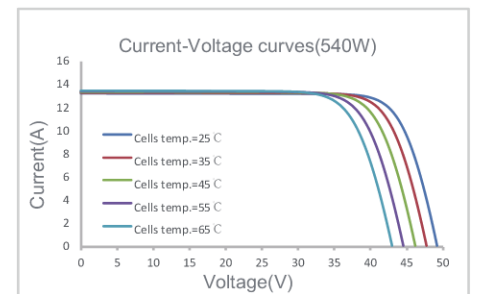
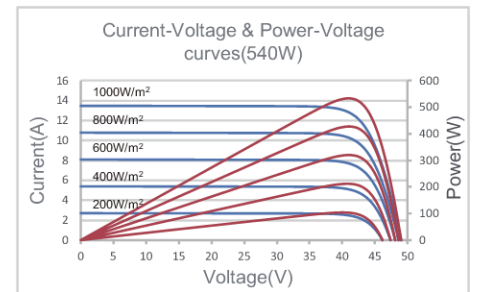
① Tolerance +/- 1.0kg

② Subject to sales contract

MODULE DIMENSION DETAILS



CURVE



ANEXO B — FOLHA DE DADOS DOS INVERSORES

Inversor String Trifásico SIW500H

Os inversores da linha SIW500H são ideais para aplicações comerciais e industriais. Esses equipamentos possuem tecnologia de monitoramento inteligente de strings, arrefecimento por convecção natural, possibilidade de instalação ao tempo (IP65), além de seccionadora CC, supressores de surto tipo II para CC e CA e proteções contra falta a terra e corrente de fuga (DR).



Especificações Técnicas

Especificações técnicas	SIW500H ST030 M3	SIW500H ST036 M3	SIW500H ST040 M3
EFICIÊNCIA			
Eficiência máxima	98,70%	98,70%	98,70%
ENTRADA			
Tensão de entrada máxima	1.100 V	1.100 V	1.100 V
Corrente máxima de entrada / MPPT	26 A	26 A	26 A
Corrente máxima de curto-circuito/MPPT	40 A	40 A	40 A
Faixa de tensão MPPT	200 V ~ 1.000 V	200 V ~ 1.000 V	200 V ~ 1.000 V
Número máximo de entradas	8	8	8
Número de rastreadores MPPT	4	4	4
SAÍDA			
Potência ativa CA nominal	30.000 W	36.000 W	40.000 W
Potência Aparente Máxima	33.000 VA	40.000 VA	44.000 VA
Tensão de saída nominal (FN/FF)	380 V (F-F), 3F+N+T; 3F+T opcional nas configurações	380 V (F-F), 3F+N+T; 3F+T opcional nas configurações	380 V (F-F), 3F+N+T; 3F+T opcional nas configurações
Frequência de rede CA nominal	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Corrente de saída máxima	50,4 A	61,1 A	67,2 A
Fator de potência ajustável	0,8 adiantado/0,8 atrasado	0,8 adiantado/0,8 atrasado	0,8 adiantado/0,8 atrasado
Distorção harmônica total máxima	<3%	<3%	<3%
PROTEÇÃO			
Proteção contra AFCI	Sim	Sim	Sim
Seccionadora lado CC	Sim	Sim	Sim
Proteção anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim
Proteção contra polaridade CC invertida	Sim	Sim	Sim
Monitoramento de falha de <i>string</i> no arranjo PV	Sim	Sim	Sim
Supressor de surto CC	Sim	Sim	Sim
Supressor de surto CA	Sim	Sim	Sim
Monitoramento da isolamento	Sim	Sim	Sim
Deteção de corrente de fuga	Sim	Sim	Sim
COMUNICAÇÃO			
RS485	Sim	Sim	Sim
USB	Sim	Sim	Sim
Bluetooth +APP	Sim - Opcional	Sim - Opcional	Sim - Opcional
Power Line Communication (PLC)	Sim - Opcional	Sim - Opcional	Sim - Opcional
GERAL			
Otimizador de potência	Compatível	Compatível	Compatível
Dimensões (L x A x P)	640 x 530 x 270 mm	640 x 530 x 270 mm	640 x 530 x 270 mm
Peso	43 kg	43 kg	43 kg
Faixa de temperatura de operação	-25 ~ 60 °C	-25 ~ 60 °C	-25 ~ 60 °C
Grau de proteção	IP66	IP66	IP66
Consumo interno noturno	<5,5 W	<5,5 W	<5,5 W
Topologia	Sem transformador	Sem transformador	Sem transformador

Nota: Garantia de 10 anos.



Grupo WEG - Automation Business Unit
Jaraguá do Sul - SC - Brazil
Phone: +55 47 3276 4000
automacao@weg.net
www.weg.net