



CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA DE MINAS GERAIS Diretoria de Pesquisa e Pós-Graduação Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica

DISSERTAÇÃO

**RAPHAELA ZOLINI MEDEIROS** 

# **CONTROLE DE ELEVAÇÃO DE TENSÃO NA REDE** ELÉTRICA POR MEIO DE AJUSTES NOS PARÂMETROS

# DOS INVERSORES FOTOVOLTAICOS -

**ESTUDO DE CASO** 

Belo Horizonte 2023 Raphaela Zolini Medeiros

# Controle de elevação de tensão na rede elétrica por meio de ajustes nos parâmetros dos inversores fotovoltaicos – Estudo de caso

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica do Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica.

**Orientador:** Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Patrícia Romeiro da Silva Jota **Linha de Pesquisa:** Eficiência Energética

Belo Horizonte 2023

#### Raphaela Zolini Medeiros

Controle de elevação de tensão na rede elétrica por meio de ajustes nos parâmetros dos inversores fotovoltaicos – Estudo de caso

> Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica do Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Linha de Pesquisa: Eficiência Energética

Belo Horizonte, 09/08/2023

Resultado: Aprovada

Banca Examinadora:

Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Patrícia Romeiro da Silva Jota (orientadora) Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais

Prof. Dr. Frederico Romagnoli Silveira Lima Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais

Prof. Dr. Deilton Gonçalves Gomes Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais

Medeiros, Raphaela Zolini

M488c

Controle de elevação de tensão na rede elétrica por meio de ajustes nos parâmetros dos inversores fotovoltaicos: estudo de caso / Raphaela Zolini Medeiros. – 2023.

101 f. : il., gráfs, tabs., fotos.

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica do Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais.

Orientadora: Patrícia Romeiro da Silva Jota.

Banca examinadora: Patrícia Romeiro da Silva Jota, Frederico Romagnoli Silveira Lima e Deilton Gonçalves Gomes

Bibliografia: f. 78-80.

Dissertação (mestrado) – Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais.

 Controle Volt-VAr – Teses. 2. Potência reativa (Engenharia elétrica) – Teses. 3. Geração de energia fotovoltaica – Teses. 4. Inversores elétricos – Teses.
Sobretensão – Teses. 6. Normas técnicas (Engenharia) – Brasil – Teses. I. Jota, Patrícia Romeiro da Silva. II. Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais. III. Título.

#### CDD 621.47

Elaboração da ficha catalográfica pela bibliotecária Jane Marangon Duarte, CRB 6º 1592 / Cefet/MG

Dedico essa dissertação de mestrado a Deus por ter guiado o meu caminho até aqui; aos meus amados pais, pelo carinho, suporte e incentivo que foram fundamentais ao longo dessa jornada acadêmica; ao meu irmão, pelo companheirismo e pelo encorajamento nos momentos de dificuldade; aos meus avós, por sempre me motivarem a alcançar meus objetivos; aos meus amigos e familiares, por sempre estarem ao meu lado, apoiando-me, compreendendo minhas ausências е comemorando minhas conquistas. A todos vocês, dedico este trabalho com profunda gratidão.

## AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar meus sinceros agradecimentos à SolarVolt por fornecer os dados necessários para o desenvolvimento deste estudo de caso. A disponibilidade dessas informações foi de fundamental importância para a realização desta pesquisa e contribuiu significativamente para a sua qualidade e relevância. Agradeço à equipe de engenharia da empresa pelo compartilhamento de conhecimentos, que foram fundamentais para o sucesso deste trabalho.

Também gostaria de agradecer à minha orientadora Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Patrícia Romeiro da Silva Jota. Sua orientação e apoio ao longo deste processo foram cruciais. Agradeço pela paciência, dedicação e disposição em compartilhar seu conhecimento. Tenho certeza de que suas sugestões, críticas construtivas e discussões enriquecedoras foram fundamentais para o desenvolvimento desta dissertação.

Além disso, agradeço a todos os professores que me acompanharam ao longo desta jornada, contribuindo para o aprimoramento de minhas habilidades de pesquisa, e aos colegas de curso, cujo apoio mútuo e compartilhamento de conhecimentos foram essenciais durante a realização deste trabalho.

"Entre teoria e prática persiste uma relação dialética que leva o indivíduo a partir para a prática equipado com uma teoria até atingir os resultados desejados. Toda teorização se dá em condições ideais e somente na prática serão notados e colocados em evidência certos pressupostos que não podem ser identificados apenas teoricamente".

#### Ubiratan D'Ambrosio.

#### RESUMO

Os investimentos em tecnologias de geração de energia a partir de fontes renováveis, em substituição aos combustíveis fósseis, têm apresentado um crescimento significativo devido à necessidade da redução da emissão de gases causadores do efeito estufa. Os sistemas fotovoltaicos de geração distribuída se destacam como a tecnologia com o maior crescimento líquido mundial, devido à redução do preço desses sistemas e à adoção de políticas, incentivos e regulamentações governamentais em muitos países (IEA, 2019). No entanto, o aumento do número de sistemas fotovoltaicos, principalmente em zonas rurais e fim de linha, nos momentos de alta geração de energia e baixa demanda, tem resultado na elevação de tensão da rede elétrica. Nesse contexto, esse trabalho visa mostrar como a aplicação do método Volt-VAr em inversores fotovoltaicos inteligentes é capaz de manter a tensão da rede dentro dos limites regulamentados, de modo a permitir que a quantidade de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída continue a aumentar. Para isso, foi realizado um estudo de caso, o qual foi dividido em quatro etapas. Nas Etapas 01 e 02, para mostrar os efeitos da sobretensão no ponto de acoplamento de um inversor fotovoltaico com a rede elétrica, o método Volt-VAr não foi aplicado. A diferença entre essas etapas foi que, apenas na Etapa 02, a tensão máxima de operação do inversor foi limitada. Nas Etapas 03 e 04, o método de controle Volt-VAr foi ativado no inversor fotovoltaico em estudo, considerando as normativas brasileiras NBR 16149 e o Módulo 8 do Prodist. Na Etapa 04, a quantidade de energia reativa absorvida pelo inversor foi maior que na Etapa 03. Os resultados mostraram que apesar do método Volt-VAr reduzir a quantidade de potência ativa injetada na rede pelo inversor, devido à absorção de potência reativa, ele proporciona melhorias no desempenho geral do sistema em casos de sobretensão. A aplicação do método Volt-VAr (Etapas 03 e 04) reduziu significativamente o número de falhas de sobretensão na rede em relação à Etapa 02, evitando desligamentos e religamentos sucessivos do inversor fotovoltaico provenientes dessas falhas. Consequentemente, houve um aumento do desempenho energético do sistema de, aproximadamente, 9,8%, comparando a Etapa 03 à Etapa 02. Entretanto, foi observado que a absorção excessiva de potência reativa pode levar a falhas de subtensão, como ocorreu na Etapa 04. Além disso, foi identificado que as condições climáticas têm uma influência direta no funcionamento da curva Volt-VAr. Por fim, concluiuse que é fundamental continuar os estudos nesse campo para auxiliar no desenvolvimento de regulamentações e políticas no Brasil que incentivem a implementação do método Volt-VAr em inversores fotovoltaicos, seguindo exemplos de outros países.

Palavras-chave: Volt-VAr. Inversor fotovoltaico. Sobretensão. Normativas brasileiras.

## ABSTRACT

# OVERVOLTAGE CONTROL IN THE ELECTRICITY GRID THROUGH ADJUSTMENTS IN THE PARAMETERS OF PHOTOVOLTAIC INVERTERS - CASE STUDY

Investments in renewable energy generation technologies, replacing fossil fuels, have shown significant growth due to the need to reduce greenhouse gas emissions. Distributed generation photovoltaic systems stand out as the technology with the highest net growth worldwide because of the reduction in the price of these systems and the adoption of government policies, incentives, and regulations in many countries (IEA, 2019). However, the increasing number of photovoltaic systems, especially in rural and end-of-line areas, during periods of high power generation and low demand, has resulted in an increase in grid voltage. In this context, this study aims to demonstrate how the application of the Volt-VAr method in smart photovoltaic inverters can keep the grid voltage within regulated limits, allowing the number of distributed generation photovoltaic systems to continue increasing. For this purpose, a case study was conducted, divided into four stages. In Stages 01 and 02, to demonstrate the effects of overvoltage at the point of coupling between a photovoltaic inverter and the electrical grid, the Volt-VAr method was not applied. The difference between these stages was that the maximum operating voltage of the inverter was limited only in Stage 02. In Stages 03 and 04, the Volt-VAr control method has been activated in the studied photovoltaic inverter, considering the Brazilian regulations NBR 16149 and Module 8 of Prodist. In Stage 04, the amount of reactive power absorbed by the inverter was higher than in Stage 03. The results showed that although the Volt-VAr method reduces the amount of active power injected into the grid by the inverter due to reactive power absorption, it improves the overall system performance in cases of overvoltage. The application of the Volt-VAr method (Stages 03 and 04) significantly reduced the number of overvoltage failures in the grid compared to Stage 02, avoiding successive shutdowns and reconnections of the photovoltaic inverter caused by these failures. Consequently, there was an approximately 9.8% increase in the energy system's performance when comparing Stage 03 to Stage 02. However, it was observed that excessive absorption of reactive power can lead to undervoltage failures, as occurred in Stage 04. Additionally, it was identified that weather conditions have a direct influence on the operation of the Volt-VAr curve. Finally, it was concluded that further studies in this field are essential to assist in the development of

regulations and policies in Brazil that encourage the implementation of the Volt-VAr method in photovoltaic inverters, following examples from other countries.

Keywords: Volt-VAr. Photovoltaic inverter. Overvoltage. Brazilian regulations.

# LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Exemplo de perfis de radiação solar diária	. 20
Figura 2 – Capacidade instalada fotovoltaica distribuída acumulada em 2021 por região	. 21
Figura 3 – Fluxo de energia em um sistema fotovoltaico de geração distribuída	. 22
Figura 4 – Exemplo de perfis de carga residencial e geração fotovoltaica durante um dia	. 26
Figura 5 – Perfil de tensão na rede	. 26
Figura 6 – Curvas da função Volt-VAr. (a)Curva padrão da função Volt–VAr	
(b)Configurações da função Volt-VAr	. 28
Figura 7 – Curvas de controle Volt-VAr	. 29
Figura 8 – Curvas de controle Volt-VAr (a) Com banda morta (b) Sem banda morta	. 30
Figura 9 - Tensão máxima / mínima registrada no ponto de acoplamento durante o períod	ob
de simulação de 95 dias	. 31
Figura 10 – Tensão na rede elétrica em função da distância da Subestação (a) 5% de	
penetração fotovoltaica nominal (b) 200% de penetração fotovoltaica nominal	. 32
Figura 11 – Coleta de dados do sistema fotovoltaico	. 36
Figura 12 – Fluxograma de etapas do estudo de caso	. 37
Figura 13 – Mapa de localização da UFV do estudo de caso em relação a outras UFVs	. 43
Figura 14 – Layout básico da usina fotovoltaica	. 44
Figura 15 – Diagrama unifilar da usina fotovoltaica	. 45
Figura 16 – Potência ativa X tempo (simulação do estudo de caso realizada no PVSyst;	
resultado de 02/09)	. 46
Figura 17 – Irradiação global horizontal (simulação do estudo de caso realizada no PVSys	st;
resultado de 02/09)	. 47
Figura 18 – Potência ativa X tempo (simulação realizada no PVSyst considerando todos c	)S
módulos orientados para norte; resultado de 02/09)	. 48
Figura 19 – Mapa de localização da usina fotovoltaica em relação aos transformadores de	Э
distribuição em media tensão	. 49
rigura 20 – Mapa de localização da Usina fotovoltaica em relação as redes de transmissa	10
e distribuição em alta tensão	. 50
Figure 21 – Potencia ativa ao longo do dia (sem limitações no inversor)	. 52
Figura 22 – Carta Solar em 01/09/2020 (elevação X azimuth)	. 53
Figure 23 – Carta Solar em 30/11/2020 (elevação X azimutin)	. 54
Figura 24 – Curva de rendimento do inversor	. 54
Figura 25 – Tensão ao longo do dia (sem limitações no inversor)	. 50
Figura 26 – Frequencia de ocorrencia de tensões maior que 1,10 pu por mes	. 57
Figura 27 – Frequencia de ocorrencia de tensoes maior que 1,10 pu por faixa de norario	. 58
Figura 28 – Tensão X potencia ativa (dias de sol pieno; sem limitações no inversor)	. 59 
rigura 29 – Tensão e polencia aliva / realiva 🗡 tempo (sem limitações no inversor; dados	ue
5 July 2020 July 20 Ju	. 0U
Figura 30 – Fotencia ativa ao iongo do dia (com limitação de tensão em 1,10 pu)	. 01 61
Figure 31 – Tensão ao longo do dia (com limitação de tensão em 1,10 pu)	. 61
<b>Figura 32 –</b> Tensao A potencia ativa (com limitação de tensão em 1,10 pu)	. 62

Figura 33 – Tensão e potência ativa / reativa X tempo (com limitação de tensão; dados de	!
29/01/2021)	63
Figura 34 – Curva Volt-VAr (estudo de caso – cenário 01)	65
Figura 35 – Tensão e potência ativa / reativa X tempo com o método Volt-VAr cenário 01	
(dia de sol pleno; dados de 01/08/2021)	66
Figura 36 – Potência ativa X tempo com o método Volt-VAr cenário 01	67
Figura 37 – Tensão X tempo com o método Volt-VAr cenário 01	68
Figura 38 – Tensão e potência ativa / reativa X tempo com o método Volt-VAr cenário 01	
(dia nublado, sem desligamento; dados de 23/06/2021)	69
Figura 39 – Tensão e potência ativa / reativa X tempo com o método Volt-VAr cenário 01	
(dia nublado, com desligamento; dados de 19/08/2021)	69
Figura 40 – Curva Volt-VAr (estudo de caso – cenário 02)	71
Figura 41 – Tensão e potência ativa / reativa X tempo com o método Volt-VAr cenário 02	
(dia de sol pleno; dados de 03/07/2022)	72
Figura 42 – Tensão e potência ativa / reativa X tempo com o método Volt-VAr cenário 02	
(dia nublado, sem desligamento; dados de 13/06/2022)	72
Figura 43 – Tensão e potência ativa / reativa X tempo com o método Volt-VAr cenário 02	
(dia nublado, com desligamento; dados de 23/09/2022)	73

# LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetros da Tabela 2 da ABNT NBR 16149	34
Tabela 2 – Parâmetros das Tabelas 1 a 11 do módulo 8 do Prodist	35
Tabela 3 – Duração e período de ocorrência de cada etapa	40
Tabela 4 - Hora de nascer e pôr do sol no primeiro dia da medição (setembro) e no ú	ltimo
(novembro) no local da usina	53
Tabela 5 – Irradiação equivalente	55
Tabela 6 – Histórico de falhas	63
Tabela 7 – Síntese dos resultados de desempenho diário do sistema por etapa	74
Tabela 8 – Distribuição das falhas de sub e sobretensão com o método Volt-VAr nos	
cenários 01 e 02	75

1 INTRODUÇÃO	15
1.1 Justificativa	16
1.2 Objetivos	17
1.2.1 Objetivo geral	17
1.2.2 Objetivos específicos	17
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
2.1 Geração distribuída	18
2.2 Geração fotovoltaica	18
2.3 Sistemas fotovoltaicos de geração distribuída ( <i>net-metering</i> )	20
3 ESTADO DA ARTE	24
3.1 Violação de tensão	24
3.2 Função Volt-VAr	27
3.3 Aspectos regulatórios	33
4 METODOLOGIA	36
5 DESCRIÇÃO DO ESTUDO DE CASO	43
6 RESULTADOS	51
6.1 Caracterização do problema de sobretensão	51
6.2 Inversor operando com limitação de tensão em 1,10 pu (sem método Volt-VAr)	60
6.3 Aplicação do método Volt-VAr (cenário 01)	65
6.4 Método Volt-VAr (cenário 02)	70
6.5 Avaliação do desempenho do sistema nas Etapas 02, 03 e 04	73
6.5.1 Desempenho energético	73
6.5.2 Qualidade do fornecimento de energia	74
7 CONCLUSÃO	76
REFERÊNCIAS	78
APÊNDICE A – Curvas de potência ativa	81
APÊNDICE B – Consulta de parâmetros do inversor na Etapa 03	82
APÊNDICE C – Consulta de parâmetros do inversor na Etapa 04	83
APÊNDICE D – Desempenho do sistema na Etapa 02	84
APÊNDICE E – Desempenho do sistema na Etapa 03	85
APÊNDICE F – Desempenho do sistema na Etapa 04	91
ANEXO A – Configuração de parâmetros comuns do inversor fotovoltaico para controle d potência	le 97

# SUMÁRIO

ANEXO B – Folha de dados do inversor fotovoltaico	98
ANEXO C – Folha de dados do módulo fotovoltaico	100

## 1 INTRODUÇÃO

Em busca de uma economia de baixo carbono, os investimentos em tecnologias de geração de energia por meio de fontes renováveis em substituição aos combustíveis fósseis têm sido cada vez mais elevados. Dentre as tecnologias renováveis, os sistemas fotovoltaicos têm tido o maior crescimento líquido mundial, em razão da redução considerável do seu preço entre 2010 e 2021 (IRENA, 2022) e de políticas, incentivos e regulamentações governamentais (IEA, 2019). Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em off-grid (ou isolados da rede elétrica de distribuição ou transmissão) e ongrid (conectados à rede). Em 2018, a potência instalada no mundo de sistemas fotovoltaicos on-grid correspondia a mais de 95% da potência total de sistemas fotovoltaicos (IEA, 2019). Os sistemas on-grid podem ser divididos em sistemas de geração centralizada ou distribuída. Os sistemas de geração centralizada são aqueles em que toda energia elétrica gerada é exportada para a rede elétrica; esses sistemas são de grande porte (ocupam grandes áreas) e normalmente localizam-se longe dos centros de carga. Os sistemas de geração distribuída, por sua vez, são instalados na própria unidade consumidora ou próximos a ela, tendo como principal objetivo o autoconsumo da energia gerada; sendo assim, eles apresentam como vantagem a redução das perdas de energia durante a distribuição.

Para incentivar os consumidores de energia elétrica a investir em sistemas de geração distribuída, alguns países adotaram o sistema feed-in (produtor), e outros adotaram o netmetering (sistema de compensação de energia). No sistema feed-in, o consumidor tem um medidor de energia elétrica exclusivo para o seu consumo e um para a sua geração, sendo que toda energia produzida é exportada para a rede elétrica. No sistema net-metering, o consumidor tem um medidor bidirecional para medir a energia consumida e a energia injetada na rede; neste caso, o consumidor passa a ser chamado de prossumidor (já que ele produz e consome energia), e a eletricidade gerada é utilizada, primeiramente, para alimentar as cargas e apenas o excedente é injetado na rede elétrica. Em qualquer um dos dois sistemas, os consumidores reduzem o valor da fatura de energia, visto que diminuem o consumo de eletricidade da rede e/ou são remunerados pela energia exportada para a rede, seja na forma de dinheiro ou de créditos de energia (IEA, 2019).

Apesar das vantagens econômicas e ambientais da instalação de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída, há vários desafios para utilização desses sistemas em larga escala (LI *et al.*, 2020). Qualquer fonte geradora de energia fornece energia para a carga de acordo com a demanda, mas a demanda frequentemente varia em uma rede de energia elétrica. Do mesmo modo, a irradiação solar que chega aos módulos fotovoltaicos

não é constante; ela varia conforme a hora do dia, a estação do ano, a localização do sistema, as condições climáticas, o movimento das nuvens, a poluição, dentre outros. Consequentemente, a geração de energia dos sistemas fotovoltaicos varia (HOWLADER *et al.*, 2020). Quando recursos intermitentes de energia, como sistemas fotovoltaicos e cargas, são acoplados no mesmo nó em um sistema distribuído, à medida que a potência de saída dos inversores fotovoltaicos e das cargas varia, pode haver oscilação de tensão nos barramentos da rede (HOWLADER *et al.*, 2020; HOWLADER, SENJYU e SABER, 2014). A oscilação de tensão resulta em uma baixa qualidade da energia elétrica e induz problemas de instabilidade no sistema elétrico quando as cargas são sensíveis a essas variações (HOWLADER, SENJYU e SABER, 2014).

Para solucionar os problemas de sub e sobretensão na rede elétrica, os sistemas fotovoltaicos modernos passaram a fazer interface com a rede por meio de inversores inteligentes, nos quais há um conjunto de funções embarcadas, como Volt-Watt e Volt-VAr, que permitem regular a tensão na rede por meio do controle de injeção de energia ativa ou reativa (ALBOAOUH e MOHAGHEGHI, 2020; CHATHURANGI *et al.*, 2021).

Visando avaliar como os inversores fotovoltaicos inteligentes são capazes de controlar a tensão da rede elétrica por meio de ajustes da potência reativa do sistema, nesse trabalho será apresentado um estudo de caso, no qual o método de controle Volt-VAr será empregado em um inversor fotovoltaico inteligente de 50kW, instalado em uma região com alta penetração fotovoltaica e baixa carga instalada.

#### 1.1 Justificativa

O sistema elétrico foi tradicionalmente desenvolvido considerando a utilização de fontes de geração de energia centralizadas e despacháveis. Com o aumento do número de sistemas fotovoltaicos, de geração distribuída, conectados à rede elétrica, as concessionárias de energia elétrica têm enfrentado alguns desafios técnicos para manter a tensão da rede de baixa tensão nos limites regulamentados (KABIR *et al.*, 2014, LI *et al.*, 2020, ALMASALMA, CLAEYS e DECONINCK, 2019). Isso tem se tornado um problema cada vez mais relevante, tanto para as concessionárias, quanto para os consumidores. O aumento de tensão ocorre em períodos de alta geração de energia e baixa demanda, principalmente, em instalações localizadas em zonas rurais ou em fim de linha. Quando a tensão da rede fica acima do limite programado para funcionamento dos inversores, eles desligam, causando prejuízos financeiros ao proprietário do sistema, que para de gerar sua

própria energia. Além disso, a elevação de tensão da rede pode causar o mau funcionamento de algumas cargas de clientes da concessionária (com ou sem um sistema de geração distribuída instalado na unidade consumidora). Sendo assim, compreender os impactos da conexão de muitos sistemas fotovoltaicos à rede elétrica e propor soluções para mitigá-los é essencial para permitir que cada vez mais sistemas possam ser conectados à rede.

#### 1.2 Objetivos

#### 1.2.1 Objetivo geral

Avaliar o impacto da aplicação do método Volt-VAr na eficiência energética de sistemas fotovoltaicos que apresentam problemas decorrentes da elevação de tensão da rede elétrica, considerando a absorção de diferentes níveis de potência reativa pelo inversor fotovoltaico.

#### 1.2.2 Objetivos específicos

- Caracterizar a elevação de tensão no ponto de acoplamento na rede de distribuição de energia elétrica de baixa tensão devido à injeção de potência ativa por um sistema fotovoltaico.
- Estudar as principais causas de sistemas fotovoltaicos serem responsáveis pela elevação de tensão em redes de distribuição de energia elétrica de baixa tensão.
- Estudar o método de compensação Volt-VAr e avaliar sua aplicação em um caso real.
- Realizar um estudo de caso e analisar os dados coletados pelo inversor fotovoltaico sem e com a aplicação do método de controle Volt-VAr.
- Estudar e aplicar no estudo de caso as normas e regulamentos existentes no Brasil, no que tange, principalmente, os níveis aceitáveis de tensão da rede e os limites de injeção e absorção de potência reativa por inversores fotovoltaicos.

# 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nesse capítulo são apresentados: o conceito de geração distribuída; as influências da irradiância solar na geração fotovoltaica; o panorama global, o modo de funcionamento e as vantagens e desvantagens dos sistemas fotovoltaicos de geração distribuída.

#### 2.1 Geração distribuída

A Agência Internacional de Energia definiu geração distribuída como uma usina geradora de energia elétrica destinada a alimentar as cargas instaladas no local da geração ou a dar suporte à rede distribuição a qual ela é conectada. As tecnologias de geração distribuída geralmente incluem motores, pequenas ou micro turbinas, células de combustível e sistemas fotovoltaicos (PRIDDLE, 2002).

A Resolução Normativa IEEE 1547-2003, por sua vez, definiu geração distribuída como sendo instalações de geração de energia elétrica conectadas ao sistema elétrico por meio de um ponto de acoplamento comum. Nessa resolução, a geração distribuída é considerada um subconjunto de recursos distribuídos (IEEE, 2003). Na revisão de 2018, o IEEE substituiu os termos geração distribuída e recursos distribuídos por recursos de energia distribuídos, o que inclui tanto tecnologias de geração, quanto tecnologias de armazenamento de energia, capazes de exportar energia ativa para o sistema elétrico (IEEE, 2018).

No Brasil, a Resolução Normativa nº 482/2012 estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema brasileiro de distribuição de energia elétrica. A partir de então, passou a ser permitido que o consumidor gerasse sua própria energia elétrica por meio de fontes renováveis ou cogeração qualificada e fornecesse o excedente à rede de distribuição de sua localidade (ANEEL, 2012). Essa Resolução Normativa foi revisada pela Resolução Normativa nº 687/2015, a qual aumentou o incentivo à geração distribuída no Brasil ao permitir, por exemplo, a geração compartilhada e o autoconsumo remoto (ANEEL, 2015). Atualmente, 99,9% de todas as conexões de micro e minigeração distribuída do Brasil são da fonte solar fotovoltaica, o que corresponde a 98,8% da fração de potência instalada (ANEEL/ABSOLAR, 2023).

#### 2.2 Geração fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da irradiação solar em energia elétrica pelas células fotovoltaicas, por meio do efeito fotoelétrico. A irradiância solar que atinge a Terra no topo da camada atmosférica é denominada irradiância extraterreste. A irradiação solar (obtida pela integração da irradiância durante um intervalo de tempo) que chega à superfície terrestre e incide sobre uma superfície receptora para geração de energia é denominada irradiação global. A irradiação global é resultante da soma das irradiações solares direta, difusa e refletida. Abaixo, encontram-se as definições de cada uma dessas componentes da irradiação global (PINHO e GALDINO, 2014; MASTERS, 2004):

- Irradiação direta: Irradiação solar que incide diretamente sobre a superfície, sem sofrer qualquer influência.
- Irradiação difusa: Irradiação solar que atinge a superfície após sofrer espalhamento pela atmosfera terrestre.
- Irradiação refletida: Parte da irradiação solar que chega à superfície da Terra e é refletida pelo ambiente do entorno (solo, vegetação, obstáculos, terrenos rochosos etc.). O coeficiente de reflexão destas superfícies é denominado "albedo".

Ao longo de um ano, menos de 50% da irradiação que atinge o topo da atmosfera chega à superfície da Terra como feixe direto. No entanto, em um dia claro com o sol alto no céu, esse percentual pode exceder 70%. A atenuação da irradiação incidente varia em função da distância que o feixe precisa percorrer pela atmosfera até atingir a superfície, além de fatores como poeira, poluição do ar, vapor d'água atmosférico, nuvens e turbidez (MASTERS, 2004).

A influência da irradiância solar na geração fotovoltaica é muito significativa, sendo que a irradiância pode variar significativamente em curtos intervalos de tempo (da ordem de segundos), principalmente em dias com nuvens. Na Figura 1 são mostrados exemplos de perfis de radiação solar diária, considerando-se um dia ensolarado, um dia nublado e um dia chuvoso (PINHO e GALDINO, 2014).



**Figura 1 –** Exemplo de perfis de radiação solar diária Fonte: PINHO e GALDINO, 2014 (Adaptada)

Há dois instrumentos comumente utilizados para a mensuração da irradiação solar: o piranômetro e o pireliômetro. O piranômetro mede a irradiação global, enquanto o pireliômetro mede a irradiação direta (PINHO e GALDINO, 2014; MASTERS, 2004). A parte mais importante de um piranômetro ou pireliômetro é o sensor que responde à irradiação incidente (MASTERS, 2004). Os dois tipos principais de piranômetro são piranômetro termoelétrico e piranômetro fotovoltaico (PINHO e GALDINO, 2014). O piranômetro termoelétrico tem como sensor uma termopilha, que é o tipo de sensor mais preciso. Este piranômetro pode ser utilizado para medir a irradiação solar mesmo quando a luz solar passa através de nuvens (MASTERS, 2004).

De um modo geral, nos casos em que o sistema fotovoltaico é instalado em estruturas fixas, orientar os módulos fotovoltaicos em direção ao equador e incliná-los em um ângulo igual à latitude local é uma boa regra prática para que o sistema tenha um bom desempenho anual. Por outro lado, no caso de instalação dos módulos fotovoltaicos em estruturas de rastreamento de um único eixo, a estrutura deve ser montada ao longo de um eixo norte-sul, e o mecanismo de rastreamento é utilizado para rotacionar o arranjo de módulos fotovoltaicos de leste a oeste, acompanhando a posição do sol (MASTERS, 2004).

#### 2.3 Sistemas fotovoltaicos de geração distribuída (net-metering)

Globalmente, o número de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída tem crescido de forma expressiva. De 2015 a 2018, a capacidade global de geração fotovoltaica distribuída dobrou, atingindo 213 GW, liderada pelas aplicações comercial/ industrial e residencial (IEA, 2019). Esse valor representa, aproximadamente, a potência acumulada de

sistemas fotovoltaicos de geração distribuída apenas na região Ásia-Pacífico em 2021, conforme mostrado na Figura 2 (IEA, 2022).





A principal razão para o crescimento do número de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída é o aumento da atratividade econômica. De 2010 a 2021, houve uma redução média ponderada global de 88% no custo nivelado de energia dos sistemas fotovoltaicos de grande porte. Avaliando cada país individualmente, o custo nivelado de energia desses sistemas reduziu na faixa de 75 a 90%, dependendo do país. Isso se deve, principalmente, ao preço dos módulos fotovoltaicos ter reduzido 91% desde 2010. Essa redução foi impulsionada por melhorias na eficiência dos módulos, aumento da economia de escala na fabricação, otimização do processo de fabricação e redução na quantidade de materiais utilizados (IRENA, 2022). Com isso, em vários países, onde o preço da eletricidade não é subsidiado, o custo nivelado de energia dos sistemas fotovoltaicos de geração distribuída se tornou menor que o preço de compra de eletricidade (IEA, 2019), aumentando ainda mais a atratividade econômica.

No Brasil, a partir de 2012, ano de publicação da REN n° 482/2012, o crescimento do número de sistemas fotovoltaicos conectados à rede também se deu de forma expressiva, sendo que de 2021 a 2022, o número de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída aumentou 185%, passando de 866 mil para 1,601 milhão (GREENER, 2023). A potência

adicionada no Brasil em 2022 corresponde a, aproximadamente, 43% da potência total acumulada desde 2012 (GREENER, 2023). Conforme o Plano Decenal de Expansão de Energia 2031, a tendência é que a quantidade de sistemas instalados continue aumentando nos próximos dez anos mesmo com a publicação do Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída (MME/EPE, 2022), o qual reduz gradativamente o valor da energia elétrica compensada, por meio da cobrança de tarifas de uso do sistema de distribuição (GREENER, 2023).

Os sistemas fotovoltaicos de geração distribuída são constituídos basicamente por um arranjo de módulos fotovoltaicos e um inversor fotovoltaico, o qual é utilizado para converter corrente contínua (gerada pelos módulos) em corrente alternada (utilizada pelas cargas). O inversor é conectado em paralelo com a rede elétrica da concessionária. Desse modo, nos momentos de geração de energia, as cargas do consumidor são alimentadas pelo inversor fotovoltaico, e o excedente de energia elétrica gerado pelo sistema fotovoltaico é injetado na rede elétrica da concessionária e registrado pelo medidor de energia, em kWh. Em contrapartida, nos momentos que não há geração de energia elétrica ou que a energia gerada é insuficiente para alimentar todas as cargas, há consumo de energia da rede elétrica da concessionária local, o qual também é registrado pelo medidor, em kWh (ANDRADE JR. e MENDES, 2016). Na Figura 3 é ilustrado esse fluxo de energia, no qual o medidor bidirecional registra tanto o valor da energia injetada na rede, quanto da energia consumida da rede. Nota-se que não há registro do consumo instantâneo de energia pelo medidor bidirecional.





Fonte: Rauschmayer e Galdino, 2014 (Adaptada)

A maioria dos inversores fotovoltaicos conectados à rede opera com fator de potência unitário (ALBUQUERQUE *et al.*, 2010; GONÇALVES, 2018; KUMAR *et al.*, 2020) devido a aspectos regulatórios que serão apresentados no Capítulo 3. Nesses casos em que o fator de potência é unitário, a potência reativa (Q - kVAr) fornecida pelo inversor é zero. Portanto, a potência aparente total (S - kVA) é igual a potência ativa de pico (P – kW) do inversor (GONÇALVES, 2018).

Nos sistemas fotovoltaicos de geração distribuída, sempre que há ausência de energia na rede, o inversor desliga automaticamente, evitando assim o fenômeno de "ilhamento". Essa medida é essencial para garantir que a energia elétrica gerada pelo sistema fotovoltaico não será injetada na rede elétrica enquanto essa estiver desconectada do sistema de geração central, garantindo assim a segurança dos operadores (Santos *et al.*, 2017).

Apesar das inúmeras vantagens ambientais e econômicas dos sistemas fotovoltaicos de geração distribuída, como redução das emissões de gás carbônico, redução no valor da fatura de energia elétrica do prossumidor e redução das perdas de energia durante a transmissão (devido à geração de energia ocorrer próxima à carga), à medida que o número de sistemas fotovoltaicos instalados tem aumentado, os impactos no sistema elétrico têm se tornado mais visíveis e severos, com o surgimento de distorções harmônicas, falhas de proteção, instabilidades de frequência e ângulo rotor e violações de tensão, tais qual flutuação, desbalanceamento e magnitude (sub e sobretensão) (GANDHI *et al.*, 2020).

## **3 ESTADO DA ARTE**

Nesse capítulo é mostrado o estado da arte das pesquisas publicadas sobre violação de tensão na rede elétrica devido à conexão de inversores fotovoltaicos e sobre a aplicação da função Volt-VAr em inversores fotovoltaicos inteligentes para controle de elevação de tensão na rede. Além disso, são apresentadas informações sobre as normas e regulamentos que abordam sobre os limites de tensão na rede elétrica e sobre os limites de injeção ou absorção de potência reativa, com foco nos tópicos da legislação relacionados aos sistemas fotovoltaicos.

#### 3.1 Violação de tensão

Gandhi *et al.* (2020) listam uma série de publicações que citam as violações de tensão como um dos principais limitadores para o aumento do número de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Majoritariamente, essas violações ocorrem em redes de baixa tensão. Dentre estas publicações, as violações de magnitude (sub e sobretensão) aparecem como principal tema abordado pelos autores (GANDHI *et al.*, 2020).

O surgimento da geração fotovoltaica distribuída fez com que o fluxo de energia na rede elétrica, que tradicionalmente era unidirecional, passasse a ser bidirecional, sendo que nos locais em que a demanda por eletricidade é baixa durante o período de geração (diurno), pode haver fluxo reverso de energia, que leva a falhas de proteção e problemas de sub e sobretensão (GANDHI *et al.*, 2020). A localização do sistema fotovoltaico na rede de distribuição tem um impacto considerável (HOKE *et al.*, 2012; BERNARDS, MORREN e SLOOTWEG, 2014); geralmente, sistemas fotovoltaicos distribuídos uniformemente causam menos violação de tensão e quanto mais no fim da linha de distribuição, maiores são os problemas de sobretensão (HOKE *et al.*, 2012).

A violação de tensão pode resultar em uma série de problemas. Quando a tensão está abaixo dos limites estabelecidos, pode haver baixo nível de iluminância (no caso do uso de lâmpadas incandescentes), operação ineficiente de dispositivos de aquecimento e superaquecimento de motores. Em contrapartida, caso a tensão fique acima dos limites estabelecidos, a vida útil dos equipamentos eletroeletrônicos pode reduzir (ALBOAOUH e MOHAGHEGHI, 2020).

A sobretensão é um dos efeitos negativos mais prováveis da alta penetração de sistemas fotovoltaicos na rede elétrica (CHAUDHARY e RIZWAN, 2018). Em seu estudo, Chaudhary e Rizwan (2018) mostram a partir de equações matemáticas que a resistividade das redes de distribuição de baixa tensão torna o controle de tensão mais crítico em

comparação aos sistemas conectados às linhas de transmissão de alta tensão. A explicação para isso é que, em redes de alta tensão, a resistência (R) das linhas de transmissão é muito pequena em comparação com a reatância (X), resultando em uma alta relação X/R. Em contrapartida, em redes de baixa tensão essa relação é baixa, e o efeito resistivo não pode ser negligenciado. A partir das equações apresentadas por Chaudhary e Rizwan (2018) é possível constatar também que quanto maior a transmissão / distribuição de potência ativa, maior a elevação de tensão na rede. Por outro lado, ao aplicar um incremento de potência reativa negativo, há uma menor elevação de tensão na rede.

Nos primórdios da implantação dos sistemas de geração distribuída, os baixos níveis de penetração e a dispersão geográfica fizeram com que as tensões das redes não fossem afetadas de forma perceptível (ALBOAOUH e MOHAGHEGHI, 2020). Consequentemente, a maioria das concessionárias de energia elétrica continuou utilizando métodos tradicionais para o controle de tensão, como compensador síncrono estático, transformador com comutador em carga, banco de capacitores e reguladores de tensão (HOWLADER *et al.*, 2020; ALBOAOUH e MOHAGHEGHI, 2020). No entanto, esses dispositivos são lentos no tempo de resposta; portanto, eles são pouco eficazes na regulação da tensão da rede durante os períodos de geração fotovoltaica, visto que a intermitência solar faz com que os parâmetros de rede possam variar a cada minuto (LI *et al.*, 2020; ALBOAOUH e MOHAGHEGHI, 2020). Além disso, eles geram custos adicionais de instalação e manutenção às concessionárias (HOWLADER *et al.*, 2020).

Em seu estudo, Zhu e Liu (2016) mostram a partir de um exemplo real, o comportamento das curvas geração fotovoltaica, carga e tensão. Os dados foram coletados de uma residência localizada no fim de uma linha de distribuição em uma cidade do estado de Illinois, nos Estados Unidos, durante uma sexta-feira de verão. Como mostrado no gráfico da Figura 4, por ser verão, a geração de energia solar começa antes das 5h e termina após as 19h e, por ser uma sexta-feira, a carga consumida é maior no início da manhã e após as 18h.



Figura 4 – Exemplo de perfis de carga residencial e geração fotovoltaica durante um dia Fonte: Zhu e Liu, 2016

Analisando-se o gráfico da Figura 5, é possível verificar que, no estudo de Zhu e Liu (2016), o período de tensão mais elevada ocorre no meio do dia, nos momentos em que a carga consumida é mínima e a geração de energia solar está no pico. Por outro lado, a tensão na rede diminui quando o consumo de energia elétrica é maior que a geração local.



Figura 5 - Perfil de tensão na rede

#### Fonte: Zhu e Liu, 2016

Com os avanços tecnológicos, os inversores fotovoltaicos tornaram-se dispositivos inteligentes e, atualmente, possuem funções avançadas que permitem modular vários parâmetros (PECENAK, KLEISSL e DISFANI, 2017), com um tempo curto de resposta. Entre as várias funções dos inversores inteligentes, o controle de tensão por potência

reativa (Volt-VAr) e o controle de tensão por potência ativa (Volt-Watt) têm chamado a atenção (YAMANE *et al.*, 2019). O método de controle Volt-Watt é capaz de responder às condições de sobretensão reduzindo a potência ativa máxima na saída do inversor, enquanto o método Volt-VAr regula a tensão no ponto de conexão, injetando ou absorvendo potência reativa durante as condições de subtensão e sobretensão, respectivamente (CHATHURANGI *et al.*, 2021).

#### 3.2 Função Volt-VAr

A função Volt-VAr pode ser aplicada nos inversores fotovoltaicos inteligentes para o controle de tensão da rede. Essa função instrui a injeção de potência reativa nos momentos de subtensão e a absorção de potência reativa nos momentos de sobretensão. Assim, se a tensão do ponto de acoplamento está abaixo do limite estabelecido, o inversor atua na região capacitiva, injetando potência reativa e, se a tensão está acima do valor estabelecido, a atuação do inversor se dá na região indutiva, absorvendo potência reativa. Por outro lado, quando a tensão está dentro dos limites operativos pré-estabelecidos, região da curva descrita como zona morta ou *dead band*, nenhuma ação de controle é tomada pelo inversor, que atua com fator de potência unitário (PECENAK, KLEISSL e DISFANI, 2017; LEE *et al.*, 2020; HOWLADER, 2018). Na Figura 6a é mostrada uma curva padrão da função Volt-VAr. As configurações dessa curva variam de acordo com a configuração das redes de distribuição, a insolação e as características das cargas (YAMANE *et al.*, 2019). Conforme apresentado na Figura 6b, ela pode ter uma forma similar à curva descrita como "agressiva", quando não há zona morta.



**Figura 6 –** Curvas da função Volt-VAr. (a)Curva padrão da função Volt–VAr (b)Configurações da função Volt-VAr

Fonte: Lee et al., 2020

A energia reativa do inversor fotovoltaico pode ser usada para mitigar os problemas de sub e sobretensão na rede, independentemente se esses problemas surgem devido à presença de sistemas fotovoltaicos. Além disso, o controle de tensão por meio do gerenciamento da energia reativa pode evitar o desligamento do inversor fotovoltaico que ocorre devido à sua desconexão automática durante condições de sub ou sobretensão (TAN, 2004), trazendo benefícios financeiros ao prossumidor.

Howlader *et al.* (2018) realizaram uma análise experimental para regulação de tensão da rede elétrica aplicando a função de controle Volt-VAr em um inversor fotovoltaico inteligente de 6,0 kVA conectado à rede de distribuição. A curva Volt-VAr mostrada na Figura 7 foi utilizada pelos autores para definir como a potência reativa é injetada / absorvida a partir do valor de tensão no terminal do inversor. Neste estudo, foram definidas cinco

regiões usando quatro pontos de ajuste de tensão (V1, V2, V3 e V4). Além disso, foram considerados diferentes percentuais de potência reativa para definição da curva de controle Volt-VAr. Como mostrado na Figura 7, durante a geração de potência reativa (efeito capacitivo), a tensão do terminal do inversor é aumentada, enquanto, durante a absorção de potência reativa (efeito indutivo), a tensão do terminal do inversor é reduzida. A partir dessa análise experimental foi possível confirmar que a tensão de distribuição da rede elétrica pode ser regulada utilizando o método de controle Volt-VAr do inversor fotovoltaico inteligente.



Figura 7 – Curvas de controle Volt-VAr Fonte: Howlader *et al.*, 2018

Pecenak, Kleissl e Disfani (2017) simularam os efeitos do aumento da quantidade de sistemas fotovoltaicos em uma rede de distribuição e avaliaram os impactos de diferentes frações de inversores inteligentes operando com o método de controle Volt-VAr. Os autores aplicaram duas curvas de controle Volt-VAr, as quais são mostradas na Figura 8, em diferentes cenários. O limite inferior de tensão para atuação da curva "a" é de 0,95 pu e o limite superior é de 1,05 pu. Nessa curva, há uma zona morta na faixa de 0,98 e 1,02 pu. A curva "b" tem os mesmos limites de tensão da curva "a", mas não apresenta zona morta.



Figura 8 – Curvas de controle Volt-VAr (a) Com banda morta (b) Sem banda morta Fonte: Pecenak, Kleissl e Disfani, 2017

A partir dos dados apresentados na Figura 9, os autores concluíram que, independentemente da quantidade de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, quanto maior a fração de inversores funcionando com o método de controle Volt-VAr ativado, maior a capacidade de controle da tensão da rede (isto é, menor o valor de tensão máxima e maior o valor de tensão mínima). Além disso, a curva "b" (sem banda morta) é mais eficaz no controle de tensão que a curva "a" (PECENAK, KLEISSL E DISFANI, 2017).



Figura 9 – Tensão máxima / mínima registrada no ponto de acoplamento durante o período de simulação de 95 dias

Fonte: Pecenak, Kleissl e Disfani, 2017

Pecenak, Kleissl e Disfani (2017) também concluíram em seu estudo que na ausência de sistemas fotovoltaicos, ou com baixas quantidades, a tensão da rede reduz com a distância da subestação, como mostrado na Figura 10a. Em contrapartida, à medida que aumenta o número de sistemas fotovoltaicos conectados à rede simultaneamente, maiores tensões são observadas no final da rede elétrica, como apresentado na Figura 10b. Além disso, os autores concluíram que a curva "b" aplicada a 100% dos inversores inteligentes é capaz de diminuir a tensão ao final da rede, ao mesmo tempo em que aumenta o valor da tensão próximo à subestação, criando um perfil de tensão mais linear que nos outros cenários.





Fonte: Pecenak, Kleissl e Disfani, 2017

Lee *et al.* (2020) propuseram um algoritmo para otimizar os parâmetros da função Volt-VAr de um inversor fotovoltaico inteligente para mitigar a sobretensão da rede devido à alta penetração de geração distribuída. Para melhorar o desempenho do sistema, o desvio de tensão e as perdas do sistema foram minimizados. Além disso, para não afetar a potência de saída do inversor, o pico da potência reativa também foi minimizado. Os autores verificaram o método proposto por meio de uma simulação de séries temporais quase estáticas, a qual considerou as características do sistema de distribuição na Coreia do Sul. O algoritmo proposto neste artigo se mostrou uma ferramenta eficaz para os operadores do sistema de distribuição, visto que ele é capaz de reduzir os desvios de tensão e as perdas do sistema fotovoltaico. Além disso, empresas individuais poderiam maximizar os lucros, por meio da maximização da energia gerada.

#### 3.3 Aspectos regulatórios

Apesar dos benefícios do uso das tecnologias embarcadas nos inversores fotovoltaicos para o gerenciamento de energia reativa, atualmente, a maioria desses equipamentos continua gerando apenas energia ativa, como citado no Capítulo 2. As principais razões para isso são que as regulamentações anteriores requeriam fator de potência unitário e que os donos dos sistemas fotovoltaicos são remunerados apenas pela geração de potência ativa (ainda não há incentivo financeiro para o gerenciamento de energia reativa) (KUMAR *et al.*, 2020). Entretanto, esse cenário tende a mudar.

Em 2003, a norma 1547 do IEEE proibia que as fontes de geração distribuída, incluindo a fotovoltaica, fornecessem energia reativa à rede elétrica para controlar a tensão da rede (ELLIS *et al.*, 2012); na revisão de 2018, esse controle tornou-se obrigatório (IEEE, 2018). Além da IEEE 1547, várias normas nacionais, como AS/NZS 4777.2 (vigente na Austrália e Nova Zelândia), e algumas leis locais de estados americanos, como Califórnia e Havaí, foram revisadas nos últimos anos a fim de permitir a regulação local de tensão a partir do uso de um conjunto de funções embarcadas nos inversores fotovoltaicos modernos, como Volt-Watt e Volt-VAr (CHATHURANGI *et al.*, 2021). Ademais, visando regulamentar a instalação e operação de sistemas fotovoltaicos, muitos países estão definindo novos códigos de rede; vários dos códigos foram criados para regular o tempo permitido e o níveis de tensão da rede em que uma usina fotovoltaica deve continuar sua operação normal antes de se desconectar da rede em casos de queda ou elevação de tensão da rede (KUMAR *et al.*, 2020).

No Brasil, algumas normas e procedimentos definem os limites máximos e mínimos de tensão na rede, como a NBR 16149 - Sistemas fotovoltaicos (FV) – características da interface com a rede elétrica de distribuição (ABNT, 2013) e o Módulo 8 do Prodist (ANEEL, 2021). Conforme indicado na Tabela 1, a qual foi adaptada NBR 16149, a tensão no ponto de conexão deve ser superior a 0,8 pu e inferior a 1,10 pu. Quando houver anormalidade de tensão na saída do inversor, este deverá atuar cessando o fornecimento de energia à rede caso a tensão fique por mais de 0,4 s abaixo do valor permitido ou por mais de 0,2 s acima do valor permitido (ABNT, 2013).

Tensão no ponto comum de conexão	Tempo máximo de desligamento*			
V < 0,80 pu	0,4 s			
0,80 pu ≤ V ≤ 1,10 pu	Regime normal de operação			
1,10 pu < V	0,2 s			
* O tempo máximo de desligamento refere-se ao tempo entre o evento anormal de tensão e a atuação do sistema fotovoltaico (cessar o fornecimento de energia para a rede). O sistema fotovoltaico deve permanecer conectado á rede, a fim de monitorar os parâmetros da rede e permitir a "reconexão" do sistema quando as condições normais forem restabelecidas.				

#### Tabela 1 – Parâmetros da Tabela 2 da ABNT NBR 16149

Fonte: ABNT, 2013 (Adaptada)

Apesar da tensão permitida pela NBR 16149 variar de 0,8 a 1,10 pu, no Módulo 8 do Prodist, que trata da qualidade da energia elétrica, a tensão de atendimento é classificada como adequada, na maioria dos casos, na faixa de 0,95 a 1,05 pu (ANEEL, 2021). Na Tabela 2, a qual foi elaborada a partir dos dados das Tabelas 1 a 11 do Módulo 8 do Prodist, é possível verificar, para cada faixa de tensão nominal no ponto de conexão, as faixas de variação da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão de Referência (TR) em que a tensão de atendimento é classificada como adequada, precária ou crítica.

	Classificação da tensão de atendimento conforme faixa de			
Tensão nominal no	variação da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão de			
ponto de conexão	Referencia (TR)			
(Vnom)				
	Adequada	Precária	Crítica	
		0,93TR ≤ TL < 0,95TR	TL < 0.93TR ou	
Vnom ≥ 230 kV	0,95TR ≤ TL ≤ 1,05TR	ou		
			TL > 1,07TR	
		$1,001R \le 1L \le 1,07$		
		0,90TR ≤ TL < 0,95TR		
230 kV > Vnom ≥ 69		ou	TL < 0,90TR ou	
kV	$0,951R \ge 1L \ge 1,051R$		TL > 1.07TR	
		1,05TR < TL ≤ 1,07	,	
69 kV > Vnom > 2,3		0,90TR ≤ TL < 0,93TR	TL < 0,90TR ou	
kV	$0,931R \ge 1L \ge 1,051R$		TL > 1.05TR	
			12 1,0011	
		0,87TR ≤ TL < 0,92TR		
Vnom < 2 3 kV	0 02TR < TL < 1 05TR	ou	1L < 0,871R OU	
VIIOIII 2 2,3 KV	0,92111311231,03111		TL > 1.06TR	
		1,05TR < TL ≤ 1,06		

Tabela 2 – Parâmetros das Tabelas 1 a 11 do módulo 8 do Prodist

Fonte: ANEEL, 2021 (Adaptada)

Outro aspecto importante tratado pela NBR 16149 é que, conforme o item 4.7.3, os sistemas fotovoltaicos com potência nominal maior que 6kW podem operar com duas possibilidades:

- (I) Fator de Potência igual a 1 ajustado em fábrica, com tolerância de trabalhar na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo (o inversor deve apresentar, como opcional, a possibilidade de operar com Fator de Potência ajustável de 0,9 indutivo até 0,9 capacitivo).
- (II) Controle de potência reativa, no qual o valor máximo de injeção de potência reativa é 0,4358 pu e o valor mínimo de absorção de potência reativa é -0,4358 pu.
# **4 METODOLOGIA**

Foi realizado um estudo de caso em um sistema real para avaliar a utilização do método Volt-VAr em inversores fotovoltaicos inteligentes no controle de tensão da rede e as consequências da sua aplicação no desempenho do sistema fotovoltaico. Optou-se por aplicar método Volt-VAr ao invés do Volt-Watt, pois o método Volt-VAr tem um menor impacto na redução da quantidade de energia ativa gerada, resultando em uma maior eficiência energética do sistema. O inversor fotovoltaico do estudo de caso possui um dispositivo Wi-Fi que coleta dados do sistema fotovoltaico e os armazena na plataforma online iSolarCloud. Esses dados podem ser monitorados via aplicativo ou web, conforme ilustrado na Figura 11.



Figura 11 – Coleta de dados do sistema fotovoltaico

Fonte: SUNGROW, 2023 (Adaptada)

Para verificar a eficácia do método Volt-VAr, foram coletados os seguintes dados na plataforma de monitoramento do inversor:

- Histórico de falhas;
- Potência ativa total (kW);
- Potência reativa total (kVA);
- Tensões das fases A, B e C (V).

Os dados de potência ativa, reativa e tensões das fases A, B e C são coletados continuamente e armazenados a cada 5 minutos na plataforma de monitoramento do inversor por meio de modelagem estatística por amostragem. O histórico de falhas, por sua vez, é coletado e armazenado no instante em que ocorre. Para geração dos gráficos deste trabalho, os dados de potência ativa, reativa e tensão foram normalizados em sistema por unidade (pu), isto é, o valor da grandeza em cada instante de tempo dividido pelo seu valor nominal.

As horas da base de dados, utilizadas para geração dos gráficos, referem-se ao tempo de relógio, o qual é diferente do tempo solar. O tempo solar não coincide com o tempo de relógio devido à longitude do local, às variações na altura do Sol ao longo do ano (analema) causadas pela inclinação do eixo da Terra e à variação na velocidade de movimento da Terra ao redor do Sol devido à excentricidade de sua órbita. No caso do local do estudo de caso, o tempo de relógio pode variar de, aproximadamente, -20 até +20 minutos em relação ao tempo solar. Porém, como o foco do trabalho são as relações entre potência e tensão, bem como a geração de energia, não será realizada a correção do tempo de relógio para o tempo solar.

O estudo de caso foi dividido em quatro etapas, sendo elas:

- ETAPA 01: Caracterização do problema de sobretensão;
- ETAPA 02: Inversor operando com limitação de tensão em 1,10 pu (sem o método Volt-VAr);
- ETAPA 03: Aplicação do método Volt-VAr (cenário 01);
- ETAPA 04: Aplicação do método Volt-VAr (cenário 02).

Na Figura 12 é apresentado um fluxograma sintetizando as configurações realizadas no inversor em cada etapa do estudo de caso:



Na Etapa 01, para caracterizar o problema de sobretensão na rede, o inversor operou por três meses (01 de setembro a 30 de novembro de 2020) sem a aplicação de nenhum método para controlar a tensão da rede. Nesta etapa, foram analisados os seguintes gráficos a partir da série histórica de dados de potência ativa do inversor e tensão no ponto de conexão nesse período:

- Gráfico de dispersão de potência ativa a cada 5 minutos versus tempo para cada mês;
- Gráfico de dispersão de tensão a cada 5 minutos versus tempo para cada mês;
- Frequência de ocorrência de tensões maior que 1,10 pu por mês;
- Frequência de ocorrência de tensões maior que 1,10 pu por faixa de horário;
- Gráfico de dispersão de tensão versus potência ativa a cada 5 minutos (considerando apenas os dias típicos de sol pleno)
- Gráficos de linha de tensão e potência ativa / reativa versus tempo em um dia de sol pleno.

Os dias típicos de sol pleno são aqueles cuja curva de potência apresenta perfil semelhante ao da curva de radiação solar diária de um dia ensolarado, conforme definido por PINHO e GALDINO (2014) e mostrado na Figura 1 do Capítulo 2. As análises dos dias de sol pleno visam mostrar a variação das grandezas físicas sem interferência de nebulosidade. Nesses dias, o comportamento real das grandezas se assemelha ao comportamento teórico.

Na Etapa 02, visando garantir o cumprimento das normas brasileiras e avaliar o modo de funcionamento do inversor nessas circunstâncias, foi realizada uma configuração para limitar a tensão máxima de operação do equipamento em 1,10 pu. O inversor operou por 28 dias (08 de janeiro a 04 de fevereiro de 2021) com essa configuração. Então, foram analisados os seguintes gráficos a partir da série histórica de dados de potência ativa do inversor e tensão no ponto de conexão nesse período:

- Gráfico de dispersão de potência ativa a cada 5 minutos versus tempo;
- Gráfico de dispersão de tensão a cada 5 minutos versus tempo;
- Gráfico de dispersão de tensão versus potência ativa a cada 5 minutos;
- Gráfico de linha de tensão e potência ativa / reativa versus tempo para um dia da amostra.

Além disso, na Etapa 02 foi apresentado o histórico de falhas de sobretensão para um dia da amostra que foi estudado separadamente.

Finalmente, nas Etapas 03 e 04, o método de controle Volt-VAr com banda morta foi aplicado em duas configurações distintas, visando avaliar qual delas é mais eficaz no controle de tensão e mais eficiente na geração de energia elétrica. As Etapas 03 e 04 duraram em torno de seis meses cada, sendo que a Etapa 03 ocorreu de 09 de maio a 31 de outubro de 2021 e a Etapa 04 de 01 de maio a 31 de outubro de 2022.

Na Etapa 03, a definição dos parâmetros da curva Volt-VAr levou em consideração os seguintes critérios da NBR 16149 e do Módulo 8 do Prodist, apresentados no Capítulo 3:

- A tensão no ponto de conexão deve ser superior a 0,80 pu e inferior a 1,10 pu;
- O valor máximo considerado de injeção de potência reativa foi 0,436 pu (quando a tensão variar de 0,8 pu a 0,93pu); e o valor mínimo considerado de absorção de potência reativa foi -0,436 pu (quando a tensão variar de 1,05 pu a 1,10 pu).

Na Etapa 04, apenas a faixa de tensão permitida no ponto de conexão continuou levando em consideração as normativas brasileiras (tensão no ponto de conexão superior a 0,80 pu e inferior a 1,10 pu). O valor máximo considerado de injeção de potência reativa foi 0,50 pu, e o valor mínimo considerado de absorção de potência reativa foi -0,50 pu. No Anexo A são mostrados os campos da plataforma de monitoramento do inversor onde devem ser realizadas as configurações dos parâmetros de operação do equipamento.

Nas Etapas 03 e 04 foram gerados os seguintes gráficos:

- Curva Volt-VAr considerada;
- Tensão e potência ativa / reativa versus tempo com o método Volt-VAr, em três tipos de dia:
  - Dia típico de sol pleno;
  - o Dia nublado, sem desligamentos do inversor;
  - Dia nublado, com desligamentos do inversor.

Na Etapa 03, também foram geradas curvas de potência ativa e tensão *versus* tempo para dias típicos de sol pleno de três meses distintos, visando avaliar o comportamento dessas curvas em diferentes meses.

Na Tabela 3 é apresentada uma síntese da duração e do período de ocorrência de cada etapa.

	ETAPA 01	ETAPA 02	ETAPA 03	ETAPA 04
Duração	03 meses	28 dias	05 meses e 23 dias	06 meses
Período de	01/09 a	08/01 a	09/05 a	01/05 a
ocorrência	30/11/2020	04/02/2021	31/10/2021	31/10/2022

Tabela 3 – Duração e período de ocorrência de cada etapa

Após a análise detalhada das curvas de potência e tensão em cada uma das etapas, foram calculadas a quantidade de energia ativa gerada em cada dia nas Etapas 02, 03 e 04 e a quantidade de energia ativa prevista para cada dia sem aplicação de métodos de controle.

A quantidade de energia ativa gerada em cada dia, em cada uma das etapas, foi definida pela área do gráfico "potência ativa *versus* tempo". Nesse cálculo, considerou-se que a potência ativa é constante no período de 5 minutos. Portanto, a energia ativa gerada por dia nas Etapas 02, 03 e 04 foi calculada utilizando-se a Equação 1 (método do somatório das áreas dos retângulos):

$$E_{ativa,gerada} = \Sigma \left( P[i] * \Delta t[i] \right) \tag{1}$$

Em que:

 $E_{ativa,gerada}$  = Energia ativa gerada no dia (kWh)

P[i]= Potência gerada (kW)

 $\Delta t[i]$  = Intervalo de tempo (h) = 5 min / 60 min/h = 1/12 h

A metodologia de cálculo da quantidade de energia ativa prevista em cada dia variou conforme a etapa em estudo. Na Etapa 02, houve desligamentos do inversor (P = 0) nos momentos de sobretensão (V > 1,1 pu) devido à limitação da tensão máxima de operação do equipamento. Portanto, para calcular a energia ativa prevista sem os desligamentos, primeiramente, foi feita a substituição de todos os valores da série histórica de dados em que a potência ativa é igual a zero devido à falha de sobretensão pelo resultado da

interpolação entre os valores de potência ativa nas medições anterior e posterior ao desligamento do inversor. Feitas as substituições, calculou-se a energia ativa prevista por meio do método do somatório das áreas dos retângulos, considerando-se a potência ativa constante a cada 5 minutos.

Nas Etapas 03 e 04, devido à aplicação do método Volt-VAr, houve absorção de potência reativa pelo inversor nos momentos de sobretensão, resultando na redução da potência ativa. Isso ocorreu, pois, conforme a Equação 2, a potência aparente total é a soma fasorial entre as potências ativa e reativa:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \tag{2}$$

Em que:

S = Potência aparente (kVA)

P = Potência ativa (kW)

Q = Potência reativa (kVAr)

Sendo assim, conclui-se que a potência ativa prevista sem a aplicação do método Volt-VAr é igual à potência aparente, visto que, nesse caso, o inversor operaria com fator de potência unitário, resultando em um valor de potência reativa igual à zero, como mostrado no Capítulo 2. Portanto, a quantidade de energia ativa prevista nas Etapas 03 e 04 caso o método não tivesse sido aplicado, foi calculada pelo somatório das áreas dos retângulos do gráfico de potência aparente *versus* tempo, considerando-se a potência aparente constante a cada 5 minutos.

Finalmente, comparou-se o desempenho energético diário do sistema nas Etapas 02, 03 e 04 visando avaliar se a aplicação do método Volt-VAr no controle de elevação de tensão da rede resulta em um melhor desemprenho energético do que apenas limitar a tensão de saída do inversor, bem como mostrar quais as consequências de se aumentar a absorção de potência reativa. O desempenho energético do sistema foi calculado pela Equação 3:

$$n_{sistema} = \frac{E_{ativa,gerada}}{E_{ativa,prevista}} * 100$$
(3)

Em que:

 $n_{sistema}$ = Desempenho do sistema fotovoltaico no dia (%)

 $E_{ativa,gerada}$ = Energia ativa gerada no dia (kWh)

*E*<sub>ativa,prevista</sub> = Energia ativa prevista no dia a partir do método indicado de cálculo (kWh)

Após a definição do desempenho energético em todos os dias da série histórica, foi feita a avaliação dos valores médios, medianos, desvio padrão de cada uma das etapas. Além disso, foi avaliada a qualidade da energia, a partir da análise do número de falhas de sub ou sobretensão nos momentos de maior geração de energia (antes das 16h).

# **5 DESCRIÇÃO DO ESTUDO DE CASO**

O estudo de caso foi realizado em uma usina fotovoltaica on-grid, localizada em um condomínio residencial de alto padrão na cidade de Nova Lima, no estado de Minas Gerais, Brasil. Essa usina está instalada em uma região cercada por outras usinas fotovoltaicas de geração distribuída. Com base nos dados extraídos do Ecotx Energy Data (em maio de 2023), em uma área de, aproximadamente, 300 hectares, mostrada na Figura 13, há 45 usinas fotovoltaicas, que juntas somam 835 kW. A localização da usina do estudo de caso é indicada pela seta laranja.



Figura 13 – Mapa de localização da UFV do estudo de caso em relação a outras UFVs Fonte: Ecotx Energy Data, 2023(Adaptada)

A usina fotovoltaica em estudo é composta por um inversor fotovoltaico de 50 kW (SG50CX), no qual estão conectados 186 módulos fotovoltaicos de 335W (JAP72S01 335/SC), totalizando 62,3 kWp. O inversor opera com uma sobrecarga de módulos de, aproximadamente, 25% para maximizar a geração de energia, já que os módulos fotovoltaicos raramente atingem a potência nominal de pico. Nos Anexos B e C encontram-se respectivamente as folhas de dados do inversor e dos módulos fotovoltaicos instalados na usina. Na Figura 14 é apresentado o layout básico da planta, no qual é possível perceber que 164 módulos fotovoltaicos estão orientados para nordeste (NE) e 22 módulos estão

orientados para noroeste (NO). Embora, no Hemisfério Sul, a geração de energia em estruturas fixas seja maior quando os módulos estão orientados para o norte, os módulos foram posicionados para nordeste e noroeste devido à limitação de área no solo, relevo do terreno e posicionamento do telhado existente.





Fonte: Autor, 2023

Na Figura 15 é apresentado o diagrama unifilar da usina fotovoltaica do estudo de caso. Os módulos fotovoltaicos orientados para noroeste foram conectados na primeira entrada do MPPT 01 do inversor. O restante dos módulos, os quais estão orientados para nordeste, foram distribuídos entre as duas entradas dos MPPTs 02 a 05.





Fonte: Autor, 2023

Com base no layout e no diagrama unifilar da usina fotovoltaica, mostrados na Figura 14 e na Figura 15 respectivamente, foi realizada uma simulação no *software* PVSyst 7.4 para avaliar o formato da curva de "potência ativa *versus* tempo" em um dia de sol pleno. O resultado é apresentado na Figura 16, onde é possível observar que, como a maioria dos módulos fotovoltaicos está orientada para nordeste, há uma maior concentração de potência ativa na parte da manhã, uma vez que o sol nasce a leste da usina fotovoltaica.





Figura 16 – Potência ativa X tempo (simulação do estudo de caso realizada no PVSyst; resultado de 02/09)

Constatou-se que, na simulação, o dia 02 de setembro apresentou uma curva de potência ativa com perfil típico de um dia de sol pleno, pois, o perfil da curva de irradiação global horizontal simulada para esse dia é similar ao perfil da curva de irradiação global horizontal prevista caso o dia fosse de céu limpo, conforme mostrado na Figura 17.





Figura 17 – Irradiação global horizontal (simulação do estudo de caso realizada no PVSyst; resultado de 02/09)

Caso todos os módulos da usina fotovoltaica fossem orientados para o norte, a curva de potência ativa teria um perfil similar ao da curva de irradiação global horizontal, sendo que, para um dia de sol pleno, como o dia 02 de setembro, o pico de potência ocorreria no centro da curva e haveria simetria dos dois lados, como mostrado na Figura 18.



Simul. variant: Gerador 62,3kWp

Figura 18 – Potência ativa X tempo (simulação realizada no PVSyst considerando todos os módulos orientados para norte; resultado de 02/09)

Comparando-se o resultado mostrado na Figura 16 com o da Figura 18 é possível perceber que, para o dia simulado, a geração de energia da usina fotovoltaica do estudo de caso foi 3,7% menor do que seria caso houvesse espaço no local para instalar todos os módulos fotovoltaicos orientados para norte. Ao comparar o resultado anual de geração de energia das duas simulações esta diferença reduz para 1,9%.

A unidade geradora / consumidora do estudo de caso está conectada à rede da concessionária em baixa tensão, e é atendida por um transformador de 150 kVA que abaixa a tensão de 13,8 kV para 220 V. Na Figura 19 é apresentada a posição dos transformadores de distribuição em média tensão em relação às usinas fotovoltaicas da região. O transformador de 150 kVA que atende à unidade geradora / consumidora está localizado próximo ao ponto de conexão da usina em estudo (indicada pela seta laranja) e a cerca de 3900 metros da subestação de distribuição, na qual ele é conectado por uma linha de

distribuição de média tensão, indicada em laranja no mapa. Não há muitas cargas sendo atendidas no trecho da linha de distribuição entre o transformador de 150 kVA e a subestação.



Figura 19 – Mapa de localização da usina fotovoltaica em relação aos transformadores de distribuição em média tensão

Fonte: Ecotx Energy Data, 2023 (Adaptada)

Na Figura 20, a localização da usina também é indicada pela seta laranja. Nessa imagem são mostradas as subestações de distribuição, os transformadores de distribuição em alta tensão, as linhas de distribuição em alta tensão (em vermelho), as subestações de transmissão e as linhas de transmissão existentes na região, de modo a se ter uma visão mais macro do sistema elétrico ao qual a usina está conectada. A região mostrada na Figura 19 está demarca por um retângulo na Figura 20.



Figura 20 – Mapa de localização da usina fotovoltaica em relação às redes de transmissão e distribuição em alta tensão

Fonte: Ecotx Energy Data, 2023 (Adaptada)

O estudo de caso apresenta algumas limitações:

- Não há estação solarimétrica na usina fotovoltaica; portanto, não há histórico de medições de irradiação in loco.
- A curva de carga não é conhecida.
- Por se tratar de um sistema real, não podem ser feitas alterações nos parâmetros do inversor de forma arbitrária para não impactar negativamente nos ganhos financeiros da usina fotovoltaica.
- Por questão de confidencialidade, as coordenadas e o endereço exato do local não podem ser fornecidos.

# 6 RESULTADOS

Nas seções 6.1 a 6.4 é apresentado e discutido o comportamento do inversor em cada uma das etapas propostas na metodologia no que tange, principalmente, as respostas de potência (ativa e reativa) e tensão. Na seção 6.5 foi feita a análise do desempenho do sistema nas Etapas 02, 03 e 04, levando-se em consideração dois parâmetros: desempenho energético e qualidade do fornecimento de energia (número de falhas de sub e sobretensão).

# 6.1 Caracterização do problema de sobretensão

Para caracterizar o problema de sobretensão da rede elétrica, primeiramente, foram analisados os dados históricos de potência ativa do inversor e tensão no ponto de conexão, sem a aplicação de nenhum método para controlar a tensão da rede. Os dados foram coletados a cada 5 minutos, durante três meses (setembro a novembro de 2020). Para facilitar a análise, as potências foram normalizadas pela potência nominal do inversor que é 50 kW. Os resultados são apresentados nos gráficos da Figura 21 (a)-(c).



Figura 21 – Potência ativa ao longo do dia (sem limitações no inversor)

Nota-se que, a potência de saída do inversor ao longo do dia atingiu diversos valores acompanhando a curva típica de radiação solar, com intervalo de geração (início ao término) maior para os meses que apresentam dias mais longos, como apresentado na Tabela 4. Observa-se que, no início da medição, há menos de 12h de sol por dia e, no último dia,

pouco mais de 13h. Destaca-se que o equinócio de primavera ocorreu no dia 23 de setembro, quando há 12h de sol por dia.

**Tabela 4 –** Hora de nascer e pôr do sol no primeiro dia da medição (setembro) e no último (novembro) no local da usina

Dia	Nascer do sol (hh:mm:ss)	Por do sol (hh:mm:ss)
01/09/2020	06:03:56	17:47:30
30/11/2020	05:07:06	18:22:20

Fonte: SunEarthTools, 2023 (Adaptada)

No período analisado, a altitude solar às 12:00h ficou entre 61,92º e 86,05º, conforme pode ser visto na carta solar representada na Figura 22 e na Figura 23. Conclui-se, a partir da informação de horas de sol e altitude solar, que, no decorrer meses estudados, as curvas de potência devem ser mais espalhadas no eixo horizontal (nov>out>set) e que as potências máximas devem ser crescentes (nov>out>set). Entretanto, tem-se o fator clima, que altera a expectativa de geração em função de nebulosidades e chuvas. Sendo assim, os dados apresentados nas Figura 21 (a)-(c) estão conforme o previsto.



Figura 22 – Carta Solar em 01/09/2020 (elevação X azimuth)

Fonte: SunEarthTools, 2023



Figura 23 - Carta Solar em 30/11/2020 (elevação X azimuth)

Fonte: SunEarthTools, 2023

Como não foi possível medir a irradiação solar, foi realizada uma análise da mesma a partir das curvas de potência e da curva de desempenho do inversor, a qual é mostrada na Figura 24. Observa-se que o inversor opera com rendimento superior a 98% para potências acima de 30%.



Figura 24 - Curva de rendimento do inversor

Fonte: Sungrow Power Supply, 2021

Desta forma, para os valores de potência de saída do inversor acima de 0,3 pu (região de interesse para este estudo), pode-se considerar que a resposta do inversor é praticamente linear e, portanto, a curva de potência representa, nesta faixa, a curva de

irradiação. Na Tabela 5 são apresentados os cálculos de irradiação equivalente conforme a potência de saída do inversor. Observa-se que se o inversor fornece na saída 50 kWca (1,00 pu), este deve ter na sua entrada 50 kW/0,98, ou seja, 51 kWcc. Como os módulos fotovoltaicos sob análise geram 62,3 kWp para uma irradiação de 1000W/m<sup>2</sup>, tem-se que a irradiação média no intervalo de 5 minutos igual a 818,9W/m<sup>2</sup> corresponde a saída de 50 kWca. Para uma irradiação igual ou superior a 900 W/m<sup>2</sup> este inversor já estaria trabalhando saturado, apresentando saída fixa de 55 kWca (1,10pu).

# Tabela 5 – Irradiação equivalente

Potência de saída	Potência de saída dos	Irradiação equivalente
do inversor (pu)	módulos FV correspondente	
1,10 (55kW) (98%)	55/0,98=61,7 kWp	(55/0,98)/62,3*1000= 900
Inversor saturado	> 61,7 kWp	>900W/m²
1,00 (50kW) (98%)	50/0,98=51,0 kWp	(50/0,98)/62,3*1000= 818,9W/m <sup>2</sup>
0,90 (45kW) (98%)	45/0,98=45,9 kWp	(45/0,98)/62,3*1000= 737,0W/m <sup>2</sup>

#### Fonte: Autor, 2023

No mês de setembro, Figura 21 (a), observam-se muitas curvas típicas de dias de sol pleno, com valores de pico abaixo do ponto de saturação. No mês de novembro, Figura 21 (c), já se observa valores limitados em 1,10 pu (inversor saturado). Comparando-se os três meses, nota-se que quanto mais próximo ao verão, maior a concentração de medições igual a 1,10 pu, correspondendo a irradiações maiores que 900 W/m<sup>2</sup>, visto que o valor da irradiância máxima aumenta nesse período, fazendo com que o inversor opere mais tempo em sua potência máxima, resultando em um achatamento da curva de potência. Em contrapartida, há um aumento das chuvas próximo ao verão, fazendo com que haja maior concentração de nuvens ao longo do dia e, consequentemente, menos dias de sol pleno, resultando em mais medições abaixo do valor de pico.

Na Figura 25 são apresentados os gráficos de dispersão de tensão, calculada em intervalos de 5 minutos ao longo do dia, em cada um dos meses analisados. Observando-se os gráficos dos três meses, nota-se que, assim como nos gráficos de potência, a tensão no ponto de acoplamento também atingiu uma ampla faixa de valores durante o mesmo período do dia, em dias distintos do mês, sendo que o valor máximo observado foi de 1,18 pu. Além disso, os formatos dos gráficos de tensão apresentam semelhanças com os formatos dos gráficos de potência do mês correspondente. Conclui-se, portanto, que há correlação entre os gráficos de potência e tensão.



Figura 25 – Tensão ao longo do dia (sem limitações no inversor)

Observando-se a Figura 25 é possível perceber também que, nos três meses, após as 17:30h, quando o valor da potência de saída do inversor fica próximo a zero, há uma redução significativa de tensão na rede de, aproximadamente, 1 pu para 0,91 pu. Neste horário, provavelmente, a carga na rede deve se elevar, ocasionando a queda brusca de

tensão. Como o sistema fotovoltaico não mais participa injetando potência, não há sua contribuição na sustentação de tensão.

Na Figura 26 é mostrada a frequência relativa de ocorrência de tensões acima de 1,10 pu em cada um dos três meses. Como foram analisados dados a cada 5 minutos, há 12 medições / faixa horária / dia. Uma vez que em setembro e novembro há 30 dias, a base de dados de cada um destes meses conta com 360 medições / faixa horária / mês. Por sua vez, como há 31 dias em outubro, há 372 medições / faixa horária / mês. Sabendo-se que os dados foram coletados das 5:00 às 19:00h (14 faixas horárias), há 5040 medições em setembro e novembro e 5208 medições em outubro. Nota-se que a frequência relativa de ocorrência de sobretensão é similar nos meses analisados, variando no máximo 4%.



Figura 26 – Frequência de ocorrência de tensões maior que 1,10 pu por mês

#### Fonte: Autor, 2023

Na Figura 27 é mostrada a frequência relativa de ocorrência de tensões acima de 1,10 pu em cada um dos três meses por faixa de horário. Nota-se que, em setembro, a frequência de ocorrência de tensões acima de 1,10 pu está concentrada das 10:00 às 12:59h, enquanto em novembro ela está mais espalhada ao logo do dia, já que, neste mês, a potência gerada acima de 0,8 pu ocorre entre 8:00 e 15:00h. Observa-se claramente o efeito da orientação da maioria dos módulos fotovoltaicos a nordeste, uma vez que as maiores irradiações que chegam a eles ocorrem no período da manhã, culminando no aumento de sobretensões neste período.



Figura 27 – Frequência de ocorrência de tensões maior que 1,10 pu por faixa de horário

Visando mostrar a variação da tensão da rede em função da potência ativa do inversor fotovoltaico, foi gerado um novo gráfico de dispersão, o qual é mostrado na Figura 28. Observando-se o gráfico, nota-se que quanto maior a potência de saída do inversor, maior a tensão da rede. Para elaboração desse gráfico, foram analisados os dados dos três meses, nos momentos que o inversor está ligado (potência ativa do inversor maior que zero), e foram selecionados os dados dos dias típicos de sol pleno. A seleção dos dias típicos de sol pleno foi feita por observação do formato da curva de potência de cada dia da amostra. No Apêndice A são apresentadas essas curvas. Optou-se por selecionar os dias típicos de sol pleno, pois como os dados são armazenados na plataforma de monitoramento do inversor a cada 5 minutos por modelagem estatística por amostragem e nos dias de sol pleno as amostras dentro de 5 minutos são mais homogêneas, a probabilidade de haver algum desvio nos valores que afete a correlação é menor nesses dias.



Figura 28 – Tensão X potência ativa (dias de sol pleno; sem limitações no inversor) Fonte: Autor, 2023

A Equação 4 pode ser usada para descrever a correlação entre tensão no ponto de acoplamento e a potência de saída do inversor com um coeficiente de correlação Rquadrado (R<sup>2</sup>) igual a 0,9611. Sabendo-se que R<sup>2</sup> é um coeficiente que varia de 0 a 1, e que quanto mais próximo de 1 for o valor de R<sup>2</sup>, maior a correlação entre as variáveis, conclui-se que há uma boa correlação entre a tensão no ponto de acoplamento e a potência de saída do inversor fotovoltaico. A partir da Equação 4 é possível concluir que sempre que a potência ativa do inversor está acima de 0,77 pu, a tensão no ponto de acoplamento está acima dos limites regulamentados (1,10 pu).

$$V=0,1315^{*}P+0,9987$$
(4)

Em que:

V = Tensão (pu)

P = Potência ativa (pu)

Na Figura 29 são apresentados os dados de tensão da rede e potência ativa / reativa do inversor no dia 01 de outubro de 2020. Trata-se de um dia de sol pleno, em que não houve aplicação de métodos de controle no inversor fotovoltaico. Nota-se que a potência reativa do inversor é zero, já que ele estava programado para operar com fator de potência unitário. Portanto, a energia ativa é igual à energia aparente. Também é possível notar que potência ativa de saída do inversor atinge seu valor máximo no meio do dia, no horário de maior irradiação solar. Nesse momento, a tensão da rede ultrapassa 1,14 pu. Esta curva sugere, como as anteriormente analisadas, que exista uma correlação entre a tensão no ponto de acoplamento com a rede e a potência injetada pelo sistema fotovoltaico. Embora o inversor opere em perfeita condição sem a aplicação de métodos de controle de tensão, nos

momentos de sobretensão, neste estudo de caso, a tensão elevada causava prejuízo ao funcionamento dos equipamentos mais sensíveis do local, como *nobreaks*, além de estar fora das normas. Portanto, foi necessário limitar a tensão máxima de operação do equipamento para 1,10 pu. Os resultados são analisados na próxima seção.



Figura 29 – Tensão e potência ativa / reativa X tempo (sem limitações no inversor; dados de 01/10/2020)

Fonte: Autor, 2023

# 6.2 Inversor operando com limitação de tensão em 1,10 pu (sem método Volt-VAr)

Visando garantir o cumprimento da NBR 16149 e permitir que as cargas do local operassem sem prejuízo, o inversor foi limitado para operar com uma tensão de rede de até 1,10 pu. Desse modo, quando a tensão nos terminais do inversor ultrapassa o limite máximo permitido (1,10 pu) por mais de 0,2 segundos, o equipamento apresenta um alarme de sobretensão e se desconecta da rede. O inversor operou por 28 dias com essa configuração (09 de janeiro a 04 de fevereiro de 2021).

A partir dos dados de potência ativa do inversor e tensão no ponto de conexão, medidos a cada 5 minutos, durante o período em que a tensão máxima de operação do inversor foi limitada em 1,10 pu, foram gerados os gráficos de dispersão de potência ativa ao longo do dia (Figura 30) e de tensão no ponto de acoplamento ao longo do dia (Figura 31). Observa-se na Figura 31 que, como a tensão de operação do inversor foi limitada em 1,10 pu, o gráfico de tensão satura nesse valor. No entanto, para que isso ocorra, nos horários que, antes de limitar a tensão máxima de operação, a potência atingia seu valor máximo, o inversor passa a desconectar da rede. Isso pode ser observado pela falha no

topo gráfico da Figura 30 e pela concentração de pontos de potência igual à zero, nos momentos que a geração deveria atingir seu valor máximo.



Figura 30 – Potência ativa ao longo do dia (com limitação de tensão em 1,10 pu) Fonte: Autor, 2023



Figura 31 – Tensão ao longo do dia (com limitação de tensão em 1,10 pu)

### Fonte: Autor, 2023

Na Figura 32 é apresentado o gráfico de dispersão da tensão da rede em função da potência ativa do inversor fotovoltaico quando este está limitado para operar com tensão máxima de 1,10 pu. Nesse gráfico foram considerados os dados do período analisado nos momentos que o inversor está ligado (potência ativa do inversor maior que zero). Analisando-se o gráfico, é possível perceber que a tensão varia linearmente com a potência de saída do inversor até 0,8 pu. Após esse valor, ela passa a ser praticamente constante devido à limitação de tensão de operação do equipamento.



Figura 32 – Tensão X potência ativa (com limitação de tensão em 1,10 pu)

A Equação 5 pode ser usada para descrever a correlação entre tensão no ponto de acoplamento e a potência de saída do inversor com um coeficiente de correlação R<sup>2</sup> igual a 0,8439. Portanto, conclui-se que continua havendo uma boa correlação entre a tensão no ponto de acoplamento e a potência de saída do inversor fotovoltaico após a limitação da tensão de operação do inversor. Essa correlação é menor que a anterior, principalmente, devido à limitação de tensão, que faz com que o aumento de tensão devido ao aumento da potência seja limitado após 0,8 pu.

Em que:

V = Tensão (pu)

P = Potência ativa (pu)

Na Figura 33 são apresentados os dados de tensão da rede e potência ativa / reativa do inversor em um dia típico de sol pleno (29 de janeiro de 2021), em que o inversor estava configurado para operar com uma tensão de rede de no máximo 1,10 pu. Na operação indicada, o inversor também estava configurado para operar com fator de potência unitário e, consequentemente, a energia reativa injetada na rede é igual à zero. Nota-se também que quando a tensão nos terminais do inversor atinge o limite máximo permitido (1,10 pu), este se desconecta da rede elétrica, zerando a potência ativa injetada na rede. Como consequência, a tensão da rede reduz, permitindo que o inversor se conecte novamente. Este efeito se repete várias vezes durante o período de maior irradiação solar (neste dia



entre 10:25h a 13:50h), causando um grande número de desligamentos e religamentos sucessivos do gerador fotovoltaico na rede elétrica.

Figura 33 – Tensão e potência ativa / reativa X tempo (com limitação de tensão; dados de 29/01/2021)

#### Fonte: Autor, 2023

É importante ressaltar que, a partir da base de dados de potência a cada 5 minutos não é possível visualizar todos os desligamentos, nem saber o horário exato de ocorrência dos mesmos, já que os dados de potência e tensão são registrados a cada 5 minutos por modelagem estatística por amostragem, e o inversor desliga 0,2 segundos após a tensão ultrapassar 1,10 pu e, na maioria das vezes, religa em 2 segundos. Portanto, para saber o número exato de falhas que ocorreu no dia em estudo devido à sobretensão da rede, foi consultado o histórico de falhas do inversor, o qual é apresentado na Tabela 6.

Tabela 6 – Histórico de falhas

Tipo de alarme	Nome do alarme	Tempo de ocorrência	Tempo de recuperação	Intervalo para recuperação (segundos)
Falha	Sobretensão da rede	09:59:39	09:59:41	2
Falha	Sobretensão da rede	10:34:11	10:34:13	2
Falha	Sobretensão da rede	10:39:16	10:39:18	2
Falha	Sobretensão da rede	10:44:33	10:44:35	2
Falha	Sobretensão da rede	10:49:17	10:53:47	270

Falha	Sobretensão da rede	10:59:08	10:59:10	2
Falha	Sobretensão da rede	11:04:13	11:04:16	3
Falha	Sobretensão da rede	11:12:02	11:12:05	3
Falha	Sobretensão da rede	11:32:51	11:32:53	2
Falha	Sobretensão da rede	11:38:23	11:38:25	2
Falha	Sobretensão da rede	12:03:46	12:03:48	2
Falha	Sobretensão da rede	12:18:53	12:18:56	3
Falha	Sobretensão da rede	12:51:55	12:51:57	2
Falha	Sobretensão da rede	12:56:14	12:56:16	2
Falha	Sobretensão da rede	13:10:15	13:10:17	2
Falha	Sobretensão da rede	13:15:25	13:17:34	129
Falha	Sobretensão da rede	13:24:01	13:26:24	143
Falha	Sobretensão da rede	13:28:28	13:28:30	2
Falha	Sobretensão da rede	13:30:43	13:32:57	134
Falha	Sobretensão da rede	13:39:25	13:39:27	2
Falha	Sobretensão da rede	13:41:47	13:44:45	178
Falha	Sobretensão da rede	14:00:08	14:00:10	2

A partir da Tabela 6 é possível constatar que houve 22 falhas de sobretensão no dia analisado. Essas falhas ocorreram entre 9:59h e 14:00h, ou seja, em um intervalo de, aproximadamente, duas horas antes e duas horas depois do sol atingir seu ápice (neste caso, a hora de relógio igual a 11:52h equivale a 12h solar). Outro ponto importante é que o intervalo de tempo entre a falha de sobretensão e a recuperação do sistema foi de 2 segundos em 63,6% das ocorrências. Analisando-se toda a série histórica da Etapa 02 foram observadas 689 falhas de sobretensão.

## 6.3 Aplicação do método Volt-VAr (cenário 01)

Em busca da redução do número de desligamentos do inversor devido às falhas de sobretensão que passaram a ocorrer após a limitação de tensão de operação do equipamento em 1,10 pu, a função Volt-VAr mostrada na Figura 34 (com banda morta) foi aplicada durante quase seis meses (09 de maio a 31 de outubro de 2021) no inversor fotovoltaico em estudo. Os parâmetros da curva Volt-VAr do primeiro cenário são os seguintes:

- A tensão no ponto de conexão deve ser superior a 0,80 pu e inferior a 1,10 pu;
- Quando a tensão estiver entre 0,95 e 1,03 pu, o inversor deve operar com fator de potência unitário;
- Quando a tensão estiver entre 0,93 a 0,95 pu e 1,03 e 1,05 pu, a potência reativa deve variar linearmente com a tensão, conforme mostrado na Figura 34;
- O valor máximo de injeção de potência reativa considerado foi 0,436 pu (quando a tensão variar de 0,8 pu a 0,93pu); e o valor mínimo de absorção de potência reativa considerado foi -0,436 pu (quando a tensão variar de 1,05 pu a 1,10 pu).

No Apêndice B é possível consultar os parâmetros do inversor durante a Etapa 03. Esses parâmetros levaram em consideração a NBR 16149 e o Módulo 8 do Prodist.



Figura 34 – Curva Volt-VAr (estudo de caso – cenário 01) Fonte: Autor. 2023

Para uma melhor compreensão do modo de funcionamento da curva Volt-VAr, na Figura 35 são apresentadas as curvas de tensão da rede e de potências ativa e reativa do inversor ao longo de um dia de sol pleno (01 de agosto de 2021) em que o inversor estava programado para operar conforme a curva apresentada na Figura 34. Nota-se que, nesse

dia, devido à aplicação do método de controle, o inversor não se desconectou da rede, pois, com a absorção de potência reativa, a tensão se manteve abaixo de 1,10 pu. No caso de aumento da tensão, o controle Volt-VAr é acionado pelo inversor sempre que a tensão da rede ultrapassa 1,03 pu. Nota-se, ainda, que a potência reativa atinge seu valor máximo (0,436 pu), quando a tensão ultrapassa 1,05 pu (área do gráfico demarcada na Figura 35). Nesse período em que a potência reativa satura, a potência ativa ainda varia 10%, enquanto a tensão varia 1,7%.



Figura 35 – Tensão e potência ativa / reativa X tempo com o método Volt-VAr cenário 01 (dia de sol pleno; dados de 01/08/2021)

#### Fonte: Autor, 2023

Como o inversor é limitado em potência aparente total S, que é a soma fasorial entre as potências ativa e reativa, a absorção de potência reativa faz com que a potência ativa reduza. Para saber o percentual de redução da energia ativa no dia em estudo devido à aplicação do método Volt-VAr foi feito o cálculo da área do gráfico de potência aparente *versus* tempo e do gráfico de potência ativa *versus* tempo. Nesses cálculos, a potência foi considerada constante a cada 5 minutos. Em seguida, foi calculada a razão entre a energia aparente e a energia ativa. Concluiu-se que, neste dia, caso o método não tivesse sido aplicado (potência reativa igual à zero e potência ativa igual à potência aparente), o valor da energia ativa do inversor em estudo seria 13,8% maior que com a aplicação do método. Além disso, o valor máximo de potência ativa do inversor em estudo seria 0,837 pu, contra 0,714 pu com a aplicação do método. A irradiação correspondente a 0,837 pu é de 685,5 W/m<sup>2</sup>.

A partir dos dados acima é possível perceber que o método de controle Volt-VAr é eficaz no controle de tensão da rede, evitando desligamentos sucessivos do inversor. No

entanto, como a tensão da rede pode atingir até 1,10 pu e ela só atingiu 1,07 pu, nota-se que, no dia estudado, a curva poderia ter sido otimizada de modo a absorver menos potência reativa, aumentando a potência ativa injetada na rede. No entanto, como o objetivo do trabalho não é gerar uma curva de controle Volt-VAr diária, mas sim definir uma curva que possa ser utilizada ao longo do ano para aumentar a eficiência energética do sistema e, ao mesmo tempo, mantê-lo operando dentro dos limites regulamentados, é necessário fazer um estudo mais completo, avaliando dias típicos e não típicos de sol pleno ao longo de vários meses do ano.

Analisando-se a série histórica de dados de junho a agosto de 2021, notou-se que apenas 11,96% dos dias foram típicos de sol pleno. Na Figura 36 é mostrado o comportamento da curva de potência ativa em um dia típico de sol pleno em cada um desses meses. Nota-se que o valor de pico da potência ativa e a quantidade de horas de sol variam conforme o mês do ano e a irradiação diária, sendo que em agosto, quando o inverno já está mais próximo ao fim, a potência de pico e o número de horas de sol são maiores. O valor máximo de irradiação calculado em 26 de agosto de 2021 foi 705,5 W/m<sup>2</sup>, no momento em que a potência ativa atinge 0,861 pu.



Figura 36 – Potência ativa X tempo com o método Volt-VAr cenário 01

Fonte: Autor, 2023

Na Figura 37 é apresentado o comportamento da tensão ao longo do tempo em cada um dos dias avaliados na Figura 36, nos momentos em que a potência ativa de saída do inversor é maior que zero. Observa-se que em nenhum desses dias a tensão ultrapassou 1,10 pu, sendo que o valor máximo alcançado foi 1,07 pu.



Figura 37 – Tensão X tempo com o método Volt-VAr cenário 01

Fonte: Autor, 2023

Como dito anteriormente, a maioria dos dias não apresentou comportamento típico de dia de sol pleno, ou seja, foram dias nublados. Na Figura 38 é mostrado um gráfico com o comportamento típico da tensão e das potências ativa e reativa ao longo do tempo na maioria dos dias nublados do período estudado. A partir desse gráfico, referente ao dia 23 de junho de 2021, é possível inferir que quando há passagens de nuvens, a potência ativa reduz, consequentemente reduzindo a tensão da rede. Como resultado a potência reativa também reduz. Desse modo, quando a nuvem se afasta do sistema e a irradiação está elevada, a potência ativa consegue atingir um valor mais alto que nos dias de sol pleno, pois ela se eleva instantaneamente, antes que o método de controle Volt-VAr seja ativado. Consequentemente, a tensão também atinge valores mais elevados que nos dias de sol pleno. No dia mostrado na Figura 38, por exemplo, ela atingiu 1,09 pu.



Figura 38 – Tensão e potência ativa / reativa X tempo com o método Volt-VAr cenário 01 (dia nublado, sem desligamento; dados de 23/06/2021)

Analisando-se o histórico de falhas do inversor, observou-se que de maio a julho não houve falhas de sobretensão, indicando que o ajuste da curva Volt-VAr foi suficiente para o controle da tensão. Entretanto, de agosto a outubro, quando a irradiação atinge valores mais elevados (sol com elevações mais altas) ocorreram 17 falhas de sobretensão distribuídas em 9 dias, cujo comportamento foi similar ao do gráfico mostrado na Figura 39, o qual se refere ao dia 19 de agosto de 2021.



Figura 39 – Tensão e potência ativa / reativa X tempo com o método Volt-VAr cenário 01 (dia nublado, com desligamento; dados de 19/08/2021)

Fonte: Autor, 2023

Constata-se pelo perfil da curvas mostradas na Figura 39, que neste dia teve-se sol com nuvens esparsas pela manhã e céu aberto à tarde. A irradiação deve ter atingido valores elevados, exigindo uma absorção de reativo maior que o máximo permitido pelas normas (0,436pu) para realizar o controle de tensão. Consequentemente, a tensão ultrapassou o valor máximo permitido e o sistema desligou.

Portanto, embora na análise dos dias típicos de sol pleno tenha-se observado ser possível reduzir a absorção de potência reativa de modo a aumentar a geração de energia ativa, na análise dos dias com presença de nebulosidade (que são a maioria) constatou-se que isso não é possível. Isso porque, nos dias nublados, a tensão no ponto de conexão alcançou um valor próximo ao limite máximo permitido, chegando a ultrapassar esse limite quando a irradiação solar atingiu valores mais elevados. Sendo assim, na próxima seção, serão apresentados os impactos de se aumentar a absorção de potência reativa, em relação à quantidade de energia ativa gerada e ao número de falhas do sistema.

### 6.4 Método Volt-VAr (cenário 02)

Sabendo-se que as falhas de sobretensão, embora tenham reduzido consideravelmente, não zeraram no cenário 01, foi feita uma pequena alteração nos parâmetros da curva de controle Volt-VAr, de modo a permitir que mais potência reativa fosse absorvida. Essa alteração foi realizada apenas para fins de estudo, já que o valor considerado no primeiro cenário já é o máximo permitido atualmente pela legislação brasileira. Essa nova configuração foi aplicada durante seis meses (01 de maio a 31 de outubro de 2021) no inversor fotovoltaico em estudo. Os parâmetros da curva Volt-VAr do segundo cenário são os seguintes:

- A tensão no ponto de conexão deve ser superior a 0,80 pu e inferior a 1,10 pu;
- Quando a tensão estiver entre 0,95 e 1,03 pu, o inversor deve operar com fator de potência unitário;
- Quando a tensão estiver entre 0,93 a 0,95 pu e 1,03 e 1,05 pu, a potência reativa deve variar linearmente com a tensão, conforme mostrado na Figura 40;
- O valor máximo de injeção de potência reativa considerado foi 0,50 pu (quando a tensão variar de 0,8 pu a 0,93pu); e o valor mínimo de absorção de potência reativa considerado foi -0,50 pu (quando a tensão variar de 1,05 pu a 1,10 pu).

No Apêndice C é possível consultar os parâmetros do inversor durante a Etapa 04.



Figura 40 – Curva Volt-VAr (estudo de caso – cenário 02)

Na Figura 41 são apresentadas as curvas de tensão da rede e de potências ativa e reativa do inversor ao longo de um dia de sol pleno (03 de julho de 2022) em que o inversor estava programado para operar conforme a curva apresentada na Figura 40. Nota-se que, assim como ocorreu no canário 01, devido à aplicação do método de controle, o inversor não se desconectou da rede, pois, com a absorção de potência reativa, a tensão se manteve abaixo de 1,10 pu. No caso de aumento da tensão, o controle Volt-VAr também é acionado pelo inversor sempre que a tensão da rede ultrapassa 1,03 pu. Nota-se, ainda, que a potência reativa atinge seu valor máximo (0,50 pu), quando a tensão ultrapassa 1,05 pu. Neste dia, caso o método não tivesse sido aplicado (potência reativa igual a zero e potência ativa igual à potência aparente), o valor da energia ativa do inversor em estudo seria 18% maior que com a aplicação do método, representando uma perda de energia maior que no dia de sol pleno apresentado na Etapa 03. Em contrapartida, embora a irradiação neste dia tenha sido 8,6% maior que a irradiação no dia de sol pleno no cenário 01, a tensão máxima atingiu um valor similar (1,06 pu no cenário 02, contra 1,07 pu no canário 01), devido à maior absorção de potência reativa para o controle de tensão.


Figura 41 – Tensão e potência ativa / reativa X tempo com o método Volt-VAr cenário 02 (dia de sol pleno; dados de 03/07/2022)

Similarmente ao cenário 01, a maioria dos dias não apresentou comportamento típico de dia de sol pleno, ou seja, foram dias nublados. Na Figura 42 é mostrado um gráfico com o comportamento típico da tensão e das potências ativa e reativa ao longo do tempo na maioria dos dias nublados do cenário 02. Nota-se que, nesse cenário, a tensão no ponto de acoplamento também atingiu valores mais elevados nos dias nublados que nos dias de sol pleno; porém, o valor médio das tensões de pico foi mais baixo que nos dias nublados do cenário 01. No dia 13 de junho de 2022, por exemplo, ela atingiu 1,08 pu, como mostrado na Figura 42.



Figura 42 – Tensão e potência ativa / reativa X tempo com o método Volt-VAr cenário 02 (dia nublado, sem desligamento; dados de 13/06/2022)

Observou-se no histórico de falhas do inversor que, no cenário 02, houve apenas 03 falhas de sobretensão, as quais ocorreram em dois dias de setembro e em um dia de outubro. Por outro lado, nesse cenário foram registradas 12 falhas de subtensão, entre julho e setembro. Todas essas falhas (sub e sobretensão) ocorreram em dias nublados. Na Figura 43 é apresentado o comportamento do inversor em um dos dias que houve falha de subtensão. Nesse dia, a tensão na rede reduziu para 0,62 pu, fazendo com que o inversor registrasse a falha de subtensão (V < 0,8 pu) e desligasse. Nesse momento não ocorreu injeção de potência reativa para controle de subtensão, como ocorreu no fim do dia, por volta das 17:30h, demonstrando que a queda de tensão possivelmente ocorreu de forma rápida, devido à passagem de alguma nuvem, sendo intensificada pela absorção de potência reativa.



**Figura 43 –** Tensão e potência ativa / reativa X tempo com o método Volt-VAr cenário 02 (dia nublado, com desligamento; dados de 23/09/2022)

Fonte: Autor, 2023

#### 6.5 Avaliação do desempenho do sistema nas Etapas 02, 03 e 04

A comparação do desempenho do sistema nas Etapas 02, 03 e 04 foi feita a partir da avaliação dos resultados, em termos de desempenho energético e ocorrência de falhas.

#### 6.5.1 Desempenho energético

O desempenho diário do sistema em cada etapa foi determinado a partir dos cálculos de energia ativa gerada e energia ativa prevista por dia, conforme apresentado na metodologia. Nos Apêndices D, E e F são apresentados os valores diários calculados de

energia ativa gerada, energia ativa prevista e desempenho do sistema nas Etapas 02, 03 e 04, respectivamente. Na Tabela 7 é apresentada uma síntese dos resultados de desempenho diário do sistema, contendo o valor médio, mediano e o desvio padrão populacional em cada etapa.

Tabela 7 – Síntese dos resultados de desempenho diário do sistema por etapa

	Média (%)	Mediana (%)	Desvio Padrão (%)
Etapa 02	83,7	83,6	6,92
Etapa 03	91,9	91,5	2,79
Etapa 04	90,7	90,3	3,34

Fonte: Autor, 2023

Os resultados apresentados na Tabela 7 mostram diferenças significativas entre a Etapa 02 (sem o método Volt-VAr) e as Etapas 03 e 04 (com o método Volt-VAr). Na Etapa 02, em que o método Volt-VAr não foi aplicado, o sistema apresentou um desempenho médio diário de 83,7%, com uma mediana de 83,6% e um desvio padrão de 6,92%. No entanto, quando o método Volt-VAr foi implementado nas Etapas 03 e 04, houve uma melhoria substancial no desempenho do sistema. Na Etapa 03, em que a quantidade máxima de potência reativa absorvida era de 0,436 pu, o desempenho médio diário aumentou para 91,9%, com uma mediana de 91,5% e um desvio padrão de 2,79%. Isso indica uma maior conformidade com as expectativas de geração de energia ativa. Na Etapa 04, em que a quantidade máxima de potência reativa absorvida era de 0,436 pu, o desempenho médio diário do sistema permaneceu alto, com uma média de 90,7%, mediana de 90,3% e desvio padrão de 3,34%. Embora tenha ocorrido uma leve diminuição em relação à Etapa 03, ainda houve uma melhoria significativa em relação à Etapa 02, na qual o método Volt-VAr não foi aplicado.

#### 6.5.2 Qualidade do fornecimento de energia

Além da eficiência na geração de energia ativa, a qualidade do fornecimento de energia é um aspecto crítico a ser considerado. A ocorrência de falhas de sub e sobretensão pode prejudicar o desempenho do sistema.

Na Etapa 02, em que o método Volt-VAr não foi aplicado, foram registradas 689 falhas de sobretensão ao longo de 28 dias. Isso indica uma incidência significativa de problemas de tensão no sistema, causando interrupções frequentes no fornecimento de energia. Por outro lado, nas Etapas 03 e 04, em que o método Volt-VAr foi implementado, houve uma redução acentuada no número de falhas de sobretensão, melhorando o desempenho energético do sistema em relação à Etapa 02, como foi mostrado na seção anterior. Na

Tabela 8 é apresentada a distribuição das falhas de sub e sobretensão de maio a novembro, durante as Etapas 03 e 04.

	Cenário 01 (Etapa 03)		Cenário 0	Cenário 02 (Etapa 04)	
	Subtensão	Sobretensão	Subtensão	Sobretensão	
Maio	0	0	0	0	
Junho	0	0	0	0	
Julho	0	0	3	0	
Agosto	0	7	2	0	
Setembro	0	4	7	2	
Outubro	0	6	0	1	
Total	0	17	12	3	

**Tabela 8 –** Distribuição das falhas de sub e sobretensão com o método Volt-VAr nos cenários 01 e 02

Fonte: Autor, 2023

A partir da Tabela 8 é possível constatar que durante a Etapa 03 houve apenas 17 falhas de sobretensão ao longo de dos seis meses em que o sistema operou com o método Volt-VAr conforme os parâmetros do cenário 01, indicando uma melhoria significativa na estabilidade da tensão. Na Etapa 04, por sua vez, observou-se que ao longo dos seis meses em que o sistema operou com o método Volt-VAr conforme os parâmetros do cenário 02 ocorreram 3 falhas de sobretensão e 12 falhas de subtensão. Essas falhas de subtensão foram registradas no meio do dia, nos horários de maior geração de energia. Isso sugere que a configuração do inversor para absorver uma quantidade maior de potência reativa, embora contribua para reduzir as falhas de sobretensão, pode levar a problemas de subtensão no sistema. Além disso, a quantidade de potência reativa adotada na Etapa 04 está fora dos parâmetros normativos, não sendo adequado utilizá-la.

### 7 CONCLUSÃO

O aumento do número de sistemas fotovoltaicos, principalmente em zonas rurais e fim de linha, tem resultado na elevação de tensão da rede elétrica nos momentos de alta geração de energia e baixa demanda. Nesse contexto, esta pesquisa teve como objetivo avaliar a melhoria da eficiência energética de sistemas fotovoltaicos, que enfrentam problemas devido à elevação de tensão da rede elétrica, por meio da aplicação do método Volt-VAr em um inversor fotovoltaico, em um caso real.

O estudo foi dividido em quatro etapas. Na Etapa 01 foi feita a caracterização do problema de sobretensão em sistemas fotovoltaicos. Para isso, não foi aplicado nenhum método para controlar a tensão de operação do inversor fotovoltaico em estudo. Na Etapa 02, o método Volt-VAr também não foi aplicado, mas a tensão de operação do inversor foi limitada em 1,10 pu. Nas Etapas 03 e 04, a tensão de operação do inversor permaneceu limitada em 1,10 pu, e o método Volt-VAr foi aplicado considerando a absorção de diferentes níveis de potência reativa em cada uma das etapas.

Com base nos resultados obtidos, é possível concluir que a aplicação do método Volt-VAr, nas Etapas 03 e 04, resultou em um melhor desempenho geral do sistema fotovoltaico em comparação com a Etapa 02, em que esse método não foi implementado no inversor fotovoltaico. Houve uma redução expressiva nas falhas de sobretensão nas Etapas 03 e 04, melhorando a qualidade do fornecimento de energia. A redução nas falhas de sobretensão resultou em um aumento de, aproximadamente, 9,8% na eficiência na geração de energia ativa na Etapa 03 em relação à Etapa 02 e de 8,4% na Etapa 04 em relação à Etapa 02. No entanto, é importante considerar que a absorção excessiva de potência reativa, além de reduzir a potência ativa mais que o necessário para o controle de tensão, pode levar a problemas de subtensão, como ocorreu na Etapa 04, em que o valor de reativo absorvido está acima do permitido pelas normas. Sendo assim, a curva de controle apresentada na Etapa 03 é a mais adequada para ser aplicada nesse sistema durante todo o ano, mesmo que as falhas de sobretensão tenham ocorrido em maior número que na Etapa 04.

É importante destacar que este estudo também identificou a influência direta das condições climáticas no funcionamento da curva Volt-VAr. Em dias claros, ou dias típicos de sol pleno, em que a curva de potência do inversor é previsível, o método foi 100% eficaz no controle de tensão da rede. Nesses dias, seria possível, inclusive, reduzir a absorção de potência reativa, otimizando a curva de controle. Porém, o mesmo não ocorreu nos dias nublados, em que a geração fotovoltaica é intermitente. Portanto, para otimizar a curva de

controle, seria essencial a instalação de uma estação solarimétrica, com um piranômetro, no local. A inexistência da estação foi o principal limitador desse estudo.

Diante do exposto, fica evidente que a implementação de métodos para controle da tensão da rede, como o método Volt-VAr, se torna essencial para mitigar o problema de sobretensão. Essas medidas de controle, além de garantirem o desempenho energético adequado do sistema, contribuem para a qualidade do fornecimento de energia, reduzindo o número de falhas de sub e sobretensão.

A obrigatoriedade da implementação do método Volt-VAr em todos os inversores fotovoltaicos do mesmo alimentador, poderia, ao mesmo tempo, controlar a tensão da rede e otimizar a geração global de energia ativa dos sistemas conectados a esse alimentador. Entretanto, além da inexistência de legislação no Brasil para essa obrigatoriedade, os prossumidores são remunerados apenas pela geração de energia ativa, o que diminui o seu interesse em gerar energia reativa, a menos que eles comecem a enfrentar problemas de desligamentos e religamentos sucessivos do inversor fotovoltaico. A digitalização da rede elétrica seria uma alternativa para que os operadores do sistema elétrico pudessem alterar os parâmetros dos inversores sempre que necessário. Para isso, também seria necessário que os consumidores fornecessem o acesso aos dados da usina, bem como o controle dos parâmetros dos inversores aos operadores.

Portanto, a continuidade dos estudos nesse campo é fundamental para auxiliar no desenvolvimento de regulamentações e políticas no Brasil que incentivem a implementação do método Volt-VAr em inversores fotovoltaicos para o controle de elevação de tensão na rede, como já é feito em outros países. A ativação desse método de controle nos inversores fotovoltaicos localizados em regiões que as concessionárias de energia têm identificado ocorrências de sobretensões, devido ao fluxo reverso de energia, pode ser uma alternativa para permitir que o número de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída continue expandindo de forma sustentável e eficiente. Em trabalhos futuros, pode-se contatar a concessionária de energia local, em busca de dados sobre o fluxo de energia no alimentador para correlacioná-los com as séries históricas de dados de tensão da rede.

## REFERÊNCIAS

ABNT. NBR 16149: Sistemas fotovoltaicos (FV) – características da interface com a rede elétrica de distribuição, 1ª edição, 2013.

ALBOAOUH, Kamel; MOHAGHEGHI, Salman. Voltage, var and watt optimization for a distribution system with high PV penetration: A probabilistic study. **Electric Power Systems Research**, v. 180, p. 106159, 2020.

ALBUQUERQUE, Fabio L. *et al.* Photovoltaic solar system connected to the electric power grid operating as active power generator and reactive power compensator. Solar Energy, v. 84, n. 7, p. 1310-1317, 2010.

ALMASALMA, Hamada; CLAEYS, Sander; DECONINCK, Geert. Peer-to-peer-based integrated grid voltage support function for smart photovoltaic inverters. **Applied Energy**, v. 239, p. 1037-1048, 2019.

ANDRADE JÚNIOR, Luiz Maurício Lopes; MENDES, Luiz Fernando Rosa. Microgeração fotovoltaica conectada à rede elétrica: considerações acerca de sua difusão e implantação no Brasil. **Revista Vértices**, v. 18, n. 2, p. 31-51, 2016.

ANEEL / ABSOLAR. Infográfico Geração Distribuída, Energia Solar Fotovoltaica no Brasil, n° 56, 2023.

ANEEL. Resolução normativa N°482, de 17/04/2012, 2022.

ANEEL. Resolução normativa N°687, de 24/11/2015, 2015.

ANEEL. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (PRODIST), Módulo 8 – Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica, 2021.

BERNARDS, R.; MORREN, J.; SLOOTWEG, J. G. Maximum PV-penetration in low-voltage cable networks. In: **7th IEEE young researchers symposium. IEEE, Ghent, Belgium**. 2014. p. 1-5.

CHATHURANGI, D. *et al.* Comparative evaluation of solar PV hosting capacity enhancement using Volt-VAr and Volt-Watt control strategies. **Renewable Energy**, v. 177, p. 1063-1075, 2021.

CHAUDHARY, Priyanka; RIZWAN, M. Voltage regulation mitigation techniques in distribution system with high PV penetration: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 82, p. 3279-3287, 2018.

ECOTX ENERGY DATA. EcoMap. Ecotx Energy Data, 2023. Disponível em: <a href="https://platform.ecotx.app/ecomap">https://platform.ecotx.app/ecomap</a>. Acesso em: maio de 2023.

ELLIS, Abraham *et al.* Reactive power interconnection requirements for PV and wind plantsrecommendations to NERC. **Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico**, v. 87185, 2012.

GANDHI, Oktoviano *et al.* Review of power system impacts at high PV penetration Part I: Factors limiting PV penetration. **Solar Energy**, v. 210, p. 181-201, 2020.

GREENER. Estudo Estratégico Geração Distribuída, 2023. Disponível em: greener.com.br

GONÇALVES, Bruno Canesso. Impactos do tipo de controle dos inversores da microgeração fotovoltaica na rede de distribuição. 2018.

HOKE, Anderson *et al.* Steady-state analysis of maximum photovoltaic penetration levels on typical distribution feeders. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 4, n. 2, p. 350-357, 2012.

HOWLADER, Abdul Motin; SENJYU, Tomonobu; SABER, Ahmed Yousuf. An integrated power smoothing control for a grid-interactive wind farm considering wake effects. **IEEE Systems Journal**, v. 9, n. 3, p. 954-965, 2014.

HOWLADER, Abdul Motin *et al.* Distributed voltage regulation using Volt-Var controls of a smart PV inverter in a smart grid: An experimental study. **Renewable Energy**, v. 127, p. 145-157, 2018.

HOWLADER, Abdul Motin *et al*. Active power control to mitigate voltage and frequency deviations for the smart grid using smart PV inverters. **Applied Energy**, v. 258, p. 114000, 2020.

IEA. Renewables 2019 - Analysis and forecast to 2024, **International Energy Agency Publications**, 2019. Disponível em: <a href="https://iea.blob.core.windows.net/assets/a846e5cf-ca7d-4a1f-a81b-ba1499f2cc07/Renewables\_2019.pdf">https://iea.blob.core.windows.net/assets/a846e5cf-ca7d-4a1f-a81b-ba1499f2cc07/Renewables\_2019.pdf</a>.

IEA. Trends in photovoltaic applications 2022, **International Energy Agency Publications**, 2022. ISBN 978-3-907281-35-2.

IEEE Standards Coordinating Committee 21. IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. **IEEE Std. 1547-2003**, p. 1-16, 2003.

IEEE Standards Coordinating Committee 21. IEEE standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces. **IEEE Std. 1547-2018**, p. 1-136, 2018.

IRENA. Renewable Power Generation Costs in 2021, International Renewable Energy Agency, p. 78-99, 2022. ISBN 978-92-9260-452-3

KABIR, Md Nayim *et al.* Improving voltage profile of residential distribution systems using rooftop PVs and Battery Energy Storage systems. **Applied energy**, v. 134, p. 290-300, 2014.

KUMAR, Dhivya Sampath *et al.* Review of power system impacts at high PV penetration Part II: Potential solutions and the way forward. **Solar Energy**, v. 210, p. 202-221, 2020.

LEE, Hyeong-Jin *et al.* Optimal parameters of volt–var function in smart inverters for improving system performance. **Energies**, v. 13, n. 9, p. 2294, 2020.

LI, Changfu *et al.* Coordination of OLTC and smart inverters for optimal voltage regulation of unbalanced distribution networks. **Electric Power Systems Research**, v. 187, p. 106498, 2020.

MASTERS, Gilbert M. Renewable and efficient electric power systems. **John Wiley & Sons**, 2004.

MME/EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2031, p. 71, 2022.

PECENAK, Zachary K.; KLEISSL, Jan; DISFANI, Vahid R. Smart inverter impacts on california distribution feeders with increasing pv penetration: A case study. In: **2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting**. IEEE, 2017. p. 1-5.

PINHO, João Tavares. GALDINO, Marco Antônio. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. **CEPEL - CRESESB**, 2014.

PRIDDLE, Robert. Distributed generation in liberalised electricity markets. **International** Energy Agency, p. 20, 2002.

RAUSCHMAYER, Hans; GALDINO, Marco Antonio. Os impactos da regulamentação ANEEL/482 e da legislação tributária no retorno financeiro de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. V Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS, 2014.

SANTOS, Fabrício Fortuna *et al.* Análise comparativa dos índices de mérito de duas instalações fotovoltaicas: casos UTFPR Neoville X Lar Junshin. **VIII Congresso Nacional** de Excelência em Gestão e IV Inovarse – Responsabilidade Social Aplicada, 2017.

SUN EARTH TOOLS. Posição do sol. SunEarthTools.com, 2023. Disponível em: <a href="https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos\_sun.php?lang=pt">https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos\_sun.php?lang=pt</a>. Acesso em: abril de 2023.

SUNGROW. Residencial system solution – Three-phase. **Sungrow Website**, 2023. Disponível em: <a href="https://en.sungrowpower.com/solutionsDetail/3/residential-system">https://en.sungrowpower.com/solutionsDetail/3/residential-system</a>. Acesso em: junho de 2023.

SUNGROW POWER SUPPLY. Datasheet inversor SG33/40/50CX, 2021. Disponível em: <a href="https://info-">https://info-</a>

support.sungrowpower.com/application/pdf/2022/04/25/DS\_20210206\_SG33CX%20SG40C X%20SG50CX(including%20Premium)%20Datasheet\_V1.1.1\_EN.pdf>. Acesso em: abril de 2023

TAN, Yun Tiam. Impact on the power system with a large penetration of photovoltaic generation. **The University of Machester Institute of Science and Technology**, 2004.

YAMANE, Keisuke *et al.* Determination method of Volt-Var and Volt-Watt curve for smart inverters applying optimization of active / reactive power allocation for each inverter. **IEEJ Transactions on Power and Energy,** v. 139, p. 513–521, 2019.

ZHU, Hao; LIU, Hao Jan. Fast local voltage control under limited reactive power: Optimality and stability analysis. IEEE Transactions on Power Systems, v. 31, n. 5, p. 3794-3803, 2015.



## APÊNDICE A – Curvas de potência ativa

⊱ Dias típicos de sol pleno

**Nota:** As curvas de novembro de 2020 não foram apresentadas, pois não houve dias típicos de sol pleno nesse mês.

# APÊNDICE B – Consulta de parâmetros do inversor na Etapa 03

Nome do par â metro	Valor do par â metro
Ligado/Desligado	Inicializar/Desligar
Compensa ç ã o de gera ç ã o de energia total	0
Limite de pot ê ncia ativa	Habilitado
Taxa de limite de pot ê ncia ativa	110
Gera ç ã o de pot ê ncia reativa à noite	Fechar
Taxa de gera ç ã o de pot ê ncia reativa à noite	0
Repara ç ã o noturna PID	Desabilitar
Persist ê ncia da configura ç  a o de pot ê ncia reativa	Habilitar
Modo de normas de alimenta ç  a o reativa	Q(U)
Taxa de pot ê ncia reativa	0
PF	1
Regula ç  a o de pot ê ncia reativa	Habilitar
Tempo de regula ç  a o de pot ê ncia reativo	0.2
Curva Q(U)	Curva A
Rela ção histerese	0
QU_VI	93
QU_Q1	-43.6
QU_V2	95
QU_Q2	0
QU_V3	103
QU_Q3	0
QU_V4	105
QU_Q4	43.6
QU EnterPower	20
QU_ExitPower	20
QU_EnableMode	Sim
QU Limited PF Value	0.27

Nome do dispositivo : \$G50CX\_001\_001

# APÊNDICE C – Consulta de parâmetros do inversor na Etapa 04

Nome do par â metro	Valor do par â metro
Ligar/Desligar	Ligar
Compensa ç ã o de gera ç ã o de energia total	0
Limite de pot ê ncis stiva	Ativar
Taxa de limite de pot ê ncia ativa	110
Gera ção de pot ê ncia reativa à noite	Fechar
Taxa de gera ç   o de pot ê ncia reativa à noite	0
Repara ç 🛽 o noturna PID	Fechar
Persist ê ncia da configura ç a o de pot ê ncia reativa	Habilitar
Modo de normas de alimenta ç   ao restiva	Q(U)
Taxa de pot ê ncia reativa	0
PF	1
Regula ç   o de pot ê ncia reativa	Habilitar
Tempo de regula ç ã o de pot ê ncia reativo	0.2
Curva Q(U)	Curva A
Rela ç ã o histerese	0
QU_V1	93
QU_Q1	-50
QU_V2	95
QU_Q2	0
QU_V3	103
QU_Q3	0
QU_V4	105
QU_Q4	50
QU_EnterPower	20
QU_ExitPower	20
QU_EnsbleMode	Sim
QU_Limited PF Value	0.27

#### Nome do dispositivo : SG50CX\_001\_001

## APÊNDICE D – Desempenho do sistema na Etapa 02

	Janeiro / 2021			
Dia	Energia ativa gerada (kWh)	Energia ativa prevista (kWh)	Desempenho (%)	
8	214,6	268,1	80,1	
9	135,9	151,5	89,7	
10	131,4	167,4	78,5	
11	124,3	144,9	85,7	
12	138,4	151,0	91,6	
13	EXCLUÍDO _INTERRU	IPÇÃO NO FORNECIMENTO	DE ENERGIA	
14	119,0	159,2	74,8	
15	159,0	170,3	93,4	
16	164,5	164,5	100,0	
17	160,6	200,9	79,9	
18	176,9	230,2	76,9	
19	212,8	272,7	78,0	
20	216,5	246,4	87,9	
21	108,3	152,4	71,1	
22	220,8	241,3	91,5	
23	138,0	157,9	87,4	
24	113,6	163,9	69,3	
25	266,0	309,7	85,9	
26	185,3	229,5	80,7	
27	221,5	265,1	83,6	
28	270,1	313,3	86,2	
29	248,6	280,4	88,7	
30	230,9	276,1	83,6	
31	168,1	217,0	77,5	
Fevereiro / 2021				
Dia	Energia ativa gerada (kWh)	Energia ativa prevista (kWh)	Desempenho (%)	
1	224,4	246,2	91,2	
2	163,4	196,8	83,0	
3	212,7	267,8	79,4	
4	153,3	184,0	83,3	

**Tabela A.1 –** Desempenho do sistema na Etapa 02

# APÊNDICE E – Desempenho do sistema na Etapa 03

	Maio / 2021			
Dia	Energia ativa gerada (kWh)	Energia ativa prevista (kWh)	Desempenho (%)	
9	190,6	208,8	91,3	
10	238,0	266,6	89,2	
11	248,9	278,2	89,4	
12	205,9	224,5	91,7	
13	119,0	131,1	90,7	
14	125,0	129,5	96,5	
15	113,0	116,4	97,0	
16	128,6	131,3	98,0	
17	211,5	227,4	93,0	
18	225,9	245,6	91,9	
19	221,1	245,7	90,0	
20	234,7	266,1	88,2	
21	230,6	252,6	91,3	
22	231,3	251,2	92,1	
23	143,7	148,0	97,1	
24	213,5	234,1	91,2	
25	229,9	263,4	87,3	
26	128,5	132,5	96,9	
27	225,3	250,5	89,9	
28	162,3	174,2	93,1	
29	205,4	227,6	90,2	
30	146,0	153,9	94,8	
31	90,2	91,5	98,6	

Tabela A.2 – Desempenho do sistema na Etapa 03; dados de maio de 2021

	Junho / 2021			
Dia	Energia ativa gerada (kWh)	Energia ativa prevista (kWh)	Desempenho (%)	
1	141,0	154,6	91,2	
2	178,3	193,8	92,0	
3	186,2	207,5	89,7	
4	229,0	247,2	92,6	
5	213,7	232,9	91,8	
6	141,6	142,9	99,1	
7	233,5	253,2	92,2	
8	169,1	185,5	91,2	
9	128,8	136,0	94,7	
10	142,7	153,2	93,1	
11	157,3	171,1	91,9	
12	87,6	91,5	95,7	
13	234,9	242,2	97,0	
14	189,0	204,3	92,5	
15	221,5	246,5	89,9	
16	149,7	163,1	91,8	
17	202,2	223,0	90,7	
18	169,3	185,8	91,1	
19	161,4	176,9	91,2	
20	176,3	197,0	89,5	
21	199,3	236,7	84,2	
22	175,7	189,0	92,9	
23	154,2	169,1	91,2	
24	195,7	215,8	90,7	
25	186,6	211,8	88,1	
26	209,1	236,6	88,4	
27	209,9	237,7	88,3	
28	213,0	235,5	90,4	
29	207,8	230,2	90,3	
30	130,9	138,6	94,4	

**Tabela A.3 –** Desempenho do sistema na Etapa 03; dados de junho de 2021

	Julho / 2021			
Dia	Energia ativa gerada (kWh)	Energia ativa prevista (kWh)	Desempenho (%)	
1	171,4	195,1	87,9	
2	123,1	129,4	95,2	
3	201,3	223,8	90,0	
4	211,7	240,5	88,0	
5	209,2	230,7	90,7	
6	139,5	148,6	93,9	
7	121,9	124,5	97,9	
8	188,0	209,9	89,6	
9	199,8	223,7	89,3	
10	206,9	231,4	89,4	
11	173,6	177,5	97,8	
12	200,0	216,4	92,4	
13	196,0	218,0	89,9	
14	185,2	200,8	92,2	
15	139,6	148,7	93,9	
16	172,9	185,6	93,2	
17	196,3	218,6	89,8	
18	186,7	209,8	89,0	
19	208,1	229,3	90,8	
20	209,7	232,6	90,2	
21	201,6	222,3	90,7	
22	199,5	231,1	86,3	
23	184,9	204,9	90,2	
24	207,4	232,7	89,1	
25	193,0	219,1	88,1	
26	206,2	228,2	90,4	
27	167,7	183,2	91,5	
28	193,1	212,0	91,1	
29	211,8	234,5	90,3	
30	202,5	227,5	89,0	
31	187,9	207,1	90,7	

Tabela A.4 – Desempenho do sistema na Etapa 03; dados de julho de 2021

	Agosto / 2021			
Dia	Energia ativa gerada (kWh)	Energia ativa prevista (kWh)	Desempenho (%)	
1	201,3	229,4	87,7	
2	189,1	205,4	92,1	
3	153,0	172,2	88,9	
4	95,6	100,7	94,9	
5	169,3	181,3	93,4	
6	207,5	241,2	86,1	
7	141,8	148,6	95,4	
8	132,8	144,6	91,8	
9	139,4	148,6	93,8	
10	166,5	176,2	94,5	
11	179,5	204,8	87,6	
12	197,1	231,2	85,2	
13	167,6	180,9	92,7	
14	219,6	244,7	89,7	
15	235,6	262,0	90,0	
16	218,4	235,2	92,9	
17	225,1	247,9	90,8	
18	291,6	321,0	90,8	
19	226,3	247,9	91,3	
20	301,2	332,3	90,6	
21	273,5	306,7	89,2	
22	273,1	301,6	90,6	
23	206,8	225,5	91,7	
24	281,1	316,8	88,7	
25	293,5	322,7	91,0	
26	270,9	295,9	91,5	
27	280,4	312,1	89,9	
28	204,0	222,8	91,6	
29	154,1	161,7	95,3	
30	263,7	308,2	85,6	
31	188,1	194,8	96,6	

 Tabela A.5 – Desempenho do sistema na Etapa 03; dados de agosto de 2021

	Setembro / 2021			
Dia	Energia ativa gerada (kWh)	Energia ativa prevista (kWh)	Desempenho (%)	
1	221,0	233,8	94,5	
2	153,1	163,3	93,7	
3	251,0	272,4	92,1	
4	224,1	245,4	91,3	
5	275,1	304,1	90,5	
6	259,5	285,5	90,9	
7	245,0	269,4	90,9	
8	251,5	270,6	92,9	
9	239,7	257,1	93,2	
10	239,8	255,2	93,9	
11	217,9	237,0	91,9	
12	245,6	267,9	91,7	
13	262,5	285,2	92,0	
14	206,3	231,5	89,1	
15	229,5	250,6	91,6	
16	235,3	250,6	93,9	
17	200,3	212,0	94,5	
18	257,6	292,9	87,9	
19	247,5	271,7	91,1	
20	229,1	246,9	92,8	
21	235,7	258,5	91,2	
22	195,5	206,3	94,7	
23	201,7	227,5	88,7	
24	218,1	240,4	90,8	
25	210,9	224,9	93,8	
26	232,8	249,7	93,2	
27	225,6	243,3	92,7	
28	85,5	92,7	92,3	
29	275,8	299,8	92,0	
30	239,5	259,2	92,4	

Tabela A.6 – Desempenho do sistema na Etapa 03; dados de setembro de 2021

	Outubro / 2021			
Dia	Energia ativa gerada (kWh)	Energia ativa prevista (kWh)	Desempenho (%)	
1	284,1	313,9	90,5	
2	264,1	291,0	90,8	
3	285,3	316,0	90,3	
4	249,1	273,6	91,1	
5	197,9	217,7	90,9	
6	178,3	190,8	93,5	
7	111,5	118,0	94,5	
8	175,6	185,7	94,6	
9	139,7	148,4	94,1	
10	48,2	49,0	98,3	
11	27,2	28,2	96,6	
12	203,5	218,6	93,1	
13	241,5	258,7	93,3	
14	237,8	262,1	90,7	
15	227,3	244,3	93,0	
16	155,7	165,9	93,9	
17	162,2	175,7	92,3	
18	169,4	182,5	92,8	
19	86,1	88,2	97,6	
20	54,9	56,2	97,6	
21	164,6	170,2	96,7	
22	212,4	228,8	92,8	
23	181,6	195,0	93,1	
24	81,9	84,9	96,5	
25	230,0	249,7	92,1	
26	166,3	185,5	89,6	
27	292,3	328,3	89,0	
28	307,7	347,1	88,7	
29	268,1	296,1	90,5	
30	201,1	216,9	92,7	
31	104,1	105,7	98,5	

 Tabela A.7 – Desempenho do sistema na Etapa 03; dados de outubro de 2021

# APÊNDICE F – Desempenho do sistema na Etapa 04

	Maio / 2022			
Dia	Energia ativa gerada (kWh)	Energia ativa prevista (kWh)	Desempenho (%)	
1	189,6	212,2	89,3	
2	241,5	274,6	88,0	
3	197,8	218,9	90,4	
4	134,1	149,1	89,9	
5	81,7	86,0	95,0	
6	167,1	181,1	92,3	
7	143,0	158,3	90,3	
8	184,6	207,0	89,2	
9	217,9	247,6	88,0	
10	246,3	275,2	89,5	
11	234,5	278,5	84,2	
12	165,2	182,9	90,3	
13	198,7	222,5	89,3	
14	189,4	213,8	88,6	
15	74,4	77,6	95,8	
16	145,3	161,9	89,8	
17	76,6	82,6	92,7	
18	244,0	287,5	84,9	
19	237,1	264,9	89,5	
20	197,8	221,6	89,3	
21	226,7	259,4	87,4	
22	229,6	262,4	87,5	
23	155,7	173,4	89,8	
24	182,9	205,1	89,2	
25	83,5	85,9	97,2	
26	159,2	176,2	90,4	
27	135,7	142,6	95,2	
28	193,2	213,6	90,5	
29	129,6	145,5	89,1	
30	200,6	223,7	89,7	
31	196,3	218,7	89,8	

Tabela A.8 – Desempenho do sistema na Etapa 04; dados de maio de 2022

Junho / 2022						
Dia	Energia ativa gerada (kWh)	Energia ativa prevista (kWh)	Desempenho (%)			
1	202,1	237,9	84,9			
2	200,4	228,1	87,9			
3	203,3	223,7	90,8			
4	162,6	183,0	88,9			
5	206,1	234,9	87,8			
6	205,2	229,9	89,3			
7	194,1	210,8	92,1			
8	172,3	203,9	84,5			
9	134,8	142,5	94,6			
10	160,0	175,6	91,1			
11	102,9	107,1	96,1			
12	118,3	122,6	96,5			
13	199,2	226,5	87,9			
14	202,5	227,7	88,9			
15	166,6	191,2	87,1			
16	193,5	220,5	87,7			
17	194,4	212,2	91,6			
18	158,8	183,9	86,3			
19	187,0 209,1		89,4			
20	112,8	123,2	91,6			
21	162,8	179,7	90,6			
22	190,3	225,8	84,3			
23	133,0	147,3	90,3			
24	192,3	227,0	84,7			
25	188,5	217,3	86,7			
26	143,9	147,8	97,4			
27	125,8	136,3	92,3			
28	186,5	200,8	92,9			
29	182,8	200,2	91,3			
30	184,5	203,2	90,8			

**Tabela A.9 –** Desempenho do sistema na Etapa 04; dados de junho de 2022

Julho / 2022						
Dia	Energia ativa gerada (kWh)	Energia ativa prevista (kWh)	Desempenho (%)			
1	178,9	199,4	89,7			
2	169,0	190,1	88,9			
3	207,4	245,1	84,6			
4	211,9	239,5	88,5			
5	163,5	178,3	91,7			
6	201,2	231,9	86,7			
7	186,9	207,1	90,3			
8	222,2	256,8	86,5			
9	205,3	229,0	89,6			
10	193,4	217,8	88,8			
11	201,1	226,8	88,6			
12	177,2	194,1	91,3			
13	225,4	260,8	86,4			
14	164,3	183,8	89,4			
15	179,8	195,8	91,8			
16	200,2	220,3	90,9			
17	206,0	206,0 231,1				
18	241,8	271,3	89,2			
19	239,0	276,9	86,3			
20	218,6	251,3	87,0			
21	202,2	222,8	90,8			
22	228,7	252,9	90,4			
23	130,7	150,1	87,0			
24	210,2	215,6	97,5			
25	217,1	243,8	89,0			
26	216,1	241,4	89,5			
27	164,8	179,6	91,7			
28	238,3	276,5	86,2			
29	228,5	262,7	87,0			
30	168,1	184,9	90,9			
31	177,9	190,9	93,1			

 Tabela A.10 – Desempenho do sistema na Etapa 04; dados de julho de 2022

Agosto / 2022						
Dia	Energia ativa gerada (kWh)	Energia ativa prevista (kWh)	Desempenho (%)			
1	159,7	168,4	94,8			
2	197,3	219,0	90,1			
3	204,4	221,3	92,4			
4	215,9	215,9 248,5 8				
5	224,1	251,1	89,3			
6	219,0	243,5	89,9			
7	221,0	249,4	88,6			
8	154,9	163,5	94,8			
9	159,9	175,5	91,1			
10	94,6	96,2	98,3			
11	234,0	273,7	85,5			
12	187,7	204,8	91,7			
13	221,9	244,2	90,8			
14	230,7	265,7	86,8			
15	228,5	259,3	88,1			
16	224,4	249,9	89,8			
17	190,9	212,1	90,0			
18	226,7	268,3	84,5			
19	206,2	226,6	91,0			
20	201,2	222,6	90,4			
21	58,6	59,5	98,5			
22	214,9	227,1	94,6			
23	130,6	140,5	93,0			
24	184,9	197,5	93,6			
25	138,0	151,9	90,9			
26	163,0	173,4	94,0			
27	202,6	223,9	90,5			
28	176,8	192,2	92,0			
29	168,4	174,6	96,4			
30	171,8	176,8	97,2			
31	210,6	222,8	94,5			

Tabela A.11 – Desempenho do sistema na Etapa 04; dados de agosto de 2022

Setembro / 2022								
Dia	Energia ativa gerada (kWh)	Energia ativa prevista (kWh)	Desempenho (%)					
1	210,9	243,5	86,6					
2	206,2	220,9	93,3					
3	226,2	239,4	94,5					
4	256,6	265,5 96,6						
5	112,1	115,3	97,2					
6	136,4	145,1	94,0					
7	229,5	247,0	92,9					
8	271,6	313,9	86,5					
9	240,9	265,6	90,7					
10	283,2	318,4	89,0					
11	232,5	263,9	88,1					
12	249,8	282,4	88,5					
13	281,0	321,2	87,5					
14	261,9	296,6	88,3					
15	200,0	223,6	89,4					
16	127,9	138,5	92,3					
17	56,0	56,9	98,5					
18	159,0	169,2	93,9					
19	266,9 303,4		88,0					
20	199,9	218,8	91,4					
21	152,2	161,9	94,0					
22	74,5	79,7	93,5					
23	162,3	176,7	91,9					
24	317,1	356,8	88,9					
25	256,8	290,9	88,3					
26	297,5	337,1	88,2					
27	75,8	80,4	94,3					
28	106,3	108,8	97,7					
29	98,2	101,8	96,5					
30	194,2	207,2	93,7					

Tabela A.12 – Desempenho do sistema na Etapa 04; dados de setembro de 2022

Outubro / 2022					
Dia	Energia ativa gerada (kWh)	Energia ativa prevista (kWh)	Desempenho (%)		
1	183,6	204,0	90,0		
2	275,3	307,6	89,5		
3	235,6	254,8	92,5		
4	198,4	215,4	92,1		
5	299,9	342,3	87,6		
6	149,5	169,3	88,3		
7	152,9	163,4	93,6		
8	163,6	174,4	93,8		
9	103,2	104,2	99,1		
10	301,2	342,3	88,0		
11	323,3	364,0	88,8		
12	306,1	349,8	87,5		
13	327,6	379,2	86,4		
14	166,3	184,8	90,0		
15	228,9	249,8	91,6		
16	306,6	347,9	88,1		
17	263,1	286,9	91,7		
18	315,9	350,2	90,2		
19	249,0	270,6	92,0		
20	232,8	257,7	90,3		
21	232,1	251,9	92,1		
22	125,4	126,6	99,1		
23	120,5	126,4	95,4		
24	198,4	210,8	94,1		
25	269,7	294,6	91,5		
26	276,6	307,1	90,1		
27	292,1	327,2	89,3		
28	206,0	216,8	95,0		
29	194,6	201,5	96,6		
30	181,4	191,1	95,0		
31	96,3	99,0	97,2		

Tabela A.13 – Desempenho do sistema na Etapa 04; dados de outubro de 2022

# ANEXO A – Configuração de parâmetros comuns do inversor fotovoltaico para controle de potência

Configurações de parâmetros comuns								
Parâmetros do	o sistema Parâmetros d	e proteção Controle de potência					Q Consultar parâmetro do inv	Lista de tarefas
Nº	Nome do parâmetro	Valor mais recente Tempo de atualização:2023-04-25 10:04:14	Itens numéricos	Intervalo de dados (mín.)	Intervalo de dados (máx.)	Grau de precisão	Unidade	Observações
1	Limite de potência ativa		Selecione ~					
2	Geração de potência reativa à noite		Selecione ~					
3	Reparação noturna PID		Selecione ~					
4	Persistência da configuração de potência reativa		Selecione				-	
5	Modo de normas de alimentação reativa		Q(U) ~					
5-1	Regulação de potência reativa		Habilitar					
5-1-1	Tempo de regulação de potência reativo			0,1	600	0,1	s	
5-2	Curva Q(U)		Curva A 🛛 🗸					
5-3	Relação histerese			0	5	0,1	96	
5-4	Seleção de modelo de curva Q(U)		Proporção do \vee					Para usuários australianos, selecione "tensão do modelo Q(U)", Usuários de outras regiões, selecione "proporção do modelo Q(U)"
5-4-1	QU_V1			80	100	0,1	%	
5-4-2	QU_Q1			-66	0	0,1	96	
5-4-3	QU_V2			80	100	0,1	96	
5-4-4	QU_Q2			-66	66	0,1	%	
5-4-5	QU_V3			100	120	0,1	96	-
5-4-6	QU_Q3			-66	66	0,1	%	
5-4-7	QU_V4			100	120	0,1	%	
5-4-8	QU_Q4			0	66	0,1	%	
5-5	QU_EnterPower			20	100	0,1	96	
5-6	QU_ExitPower			1	20	0,1	96	
5-7	QU_EnableMode		Selecione ~				-	
5-8	QU_Limited PF Value			0	0,95	0,01		

### ANEXO B – Folha de dados do inversor fotovoltaico





Type designation	SG33CX	SG40CX	SG50CX		
Input (DC)					
Max. PV input voltage		1100 V **			
Min. PV input voltage / Start-up input voltage		200 V / 250 V			
Nominal PV input voltage		585 V			
MPP voltage range		200 - 1000 V			
No. of independent MPP inputs	3	4	5		
No. of PV strings per MPPT		2			
Max. PV input current	3*26 A	4*26 A	5*26 A		
Max. DC short-circuit current	3*40 A	4*40 A	5*40 A		
Output (AC)					
AC output power	33 kVA @45 °C, 400Vac /	40 kVA @ 45 °C, 400Vac /	50 kVA @45 °C, 400Vac /		
	36.3 kVA @ 40 °C, 400Vac	44 kVA @ 40 °C, 400Vac	55kVA @ 40 °C, 400Vac		
	33 KVA @ 50 °C, 415Vac /	40 KVA @ 50 °C, 415Vac /	50KVA @ 50 °C, 415Vac /		
	36.3 KVA @ 45 °C, 415Vac	44 KVA @ 45 °C, 415Vac	55kVA @ 45 °C,415Vac		
Max. AC output current	55.2 A	66.9 A	83.6 A		
Nominal AC voltage		3 / N / PE, 230 / 400 V			
AC voltage range		312 - 528 V			
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 H	z / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 6	5 Hz		
Harmonic (THD)		< 3 % (at nominal power)			
DC current injection		< 0.5 % In			
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0	).99 / 0.8 leading - 0.8 laggi	ing		
Feed-in phases / AC connection		3/3			
Efficiency					
Max. efficiency / European efficiency	98.6 % / 98.3 %	98.6% / 98.3%	98.7% / 98.4%		
Protection and Function					
DC reverse polarity protection		Yes			
AC short circuit protection		Yes			
Leakage current protection	Yes				
Grid monitoring		Yes			
Ground fault monitoring		Yes			
DC switch	Yes				
ACswitch	No				
PV string monitoring		Yes			
Q at hight function		res			
PID recovery function		res			
Arc fault circuit interrupter (APCI)	DC Tures	Optional Uptional Turne Le III / A/	Time II		
Conseral Data	DC type	en (optional: Type I + II) / A	u type ti		
Dimensions (W/HHD)	702*505*710mm	79246754710mm	79346754710mm		
Weight	50 kg	702 045 SIUMIN	62 kg		
Topology	Jong	Transformerless	02 Ng		
Degree of protection		IDEE			
Night power consumption		<2 W			
Operating ambient temperature range		30 to 60 °C (5 45 °C derating	n)		
Allowable relative humidity ranne		0_100%	97		
Cooling method		Smart forced air cooling			
Max operating altitude	4	4000 m (> 3000 m derating	1)		
Display		I FD. Bluetooth+APP	0		
Communication	RS4	85 / Optional: WLAN, Ethe	rnet		
DC connection type	1121	MC4 (Max, 6 mm <sup>2</sup> )			
AC connection type	OT	or DT terminal (Max.70 mr	m²)		
Compliance	IEC 62109, IEC 6177	27, IEC 62116, IEC 60068, IEC	C 61683, VDE-AR-N		
	4105:2018, VDE-AR-N	4110:2018, IEC 61000-6-3, E	N 50549-1/2, AS/NZ5		
	4777.2-2015, CEI 0-2	21 2019, CEIO-16 2019, VDE 0	126-1-1/A1 VFR 2019,		
	UTE C15-712-1:2013, D	EWA, UNE 206007-1/RD 169	99, UNE 217001, Israel		
	certificate, G99				
Grid Support	Q at night function,	LVRT, HVRT, active & reactiv	e power control and		
		power ramp rate control			

\*Only compatible with Sungrow logger, EyeM4 and iSolarCloud
\*\*: The inverter enters the standby state when the input voltage ranges between 1,000 V and 1,100 V. If the maximum DC voltage in the system can exceed 1000 V, the MC4 connectors included in the scope of delivery must not be used. In this case MC4 Evo2 connectors must be used.



© 2021 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 11 🕥



## ANEXO C – Folha de dados do módulo fotovoltaico

**JA**SOLAR

#### JAP72S01 315-335/SC 500



ELECTRICAL FARAMETERS AT NOCT							OF ERATING CONDITIONS		
	TYPE	JAP72S01 -315/SC	JAP72S01 -320/SC	JAP72S01 -325/SC	JAP72S01 -330/SC	JAP72S01 -335/SC	Maximum System Voltage	1000V/1500V DC(IEC)	
	Rated Max Power(Pmax) [W]	233	237	241	244	248	Operating Temperature	-40°C~+85°C	
	Open Circuit Voltage(Voc) [V]	42.84	43.04	43.24	43.41	43.63	Maximum Series Fuse	20A	
	Max Power Voltage(Vmp) [V]	34.45	34.64	34.82	35.03	35.21	Maximum Static Load, Front	5400Pa	
	Short Circuit Current(Isc) [A]	7.23	7.29	7.35	7.40	7.46	Maximum Static Load, Back	2400Pa	
	Max Power Current(Imp) [A]	6.77	6.84	6.91	6.97	7.04	NOCT	45±2°C	
	NOCT	Irradiance 800W/m², amblent temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G				Application Class	Class A		

#### CHARACTERISTICS





Current-Voltage Curve JAP72S01-325/SC



Premium Cells, Premium Modules