



Universidade Federal de Ouro Preto  
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas  
Departamento de Engenharia Elétrica



## **Trabalho de Conclusão de Curso**

# **Controle de tensão em redes de Baixa Tensão considerando alta penetração de geração fotovoltaica**

**Madson Ferreira**

João Monlevade, MG  
2023

**Madson Ferreira**

**Controle de tensão em redes de Baixa Tensão  
considerando alta penetração de geração  
fotovoltaica**

Trabalho de Conclusão de curso apresentado à Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica pelo Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas da Universidade Federal de Ouro Preto.  
Orientador: Prof. Dr. Juan Carlos Galvis Manso

**Universidade Federal de Ouro Preto**  
**João Monlevade**  
**2023**

## SISBIN - SISTEMA DE BIBLIOTECAS E INFORMAÇÃO

C672c Coelho, Madson Ferreira.

Controle de tensão em redes de Baixa Tensão considerando alta penetração de geração fotovoltaica. [manuscrito] / Madson Ferreira Coelho. - 2023.

80 f.: il.: color., gráf., tab..

Orientador: Prof. Dr. Juan Carlos Galvis Manso.

Monografia (Bacharelado). Universidade Federal de Ouro Preto. Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Graduação em Engenharia Elétrica .

1. Energia elétrica - Controle de qualidade. 2. Energia elétrica - Distribuição. 3. Geração de energia fotovoltaica. 4. Geração distribuída de energia elétrica. 5. Redes elétricas. 6. Sistemas de energia elétrica - Controle. I. Galvis Manso, Juan Carlos. II. Universidade Federal de Ouro Preto. III. Título.

CDU 621.31

Bibliotecário(a) Responsável: Flavia Reis - CRB6-2431



## FOLHA DE APROVAÇÃO

**Madson Ferreira Coelho**

### **Controle de tensão em redes de Baixa Tensão considerando alta penetração de geração fotovoltaica**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Ouro Preto como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica

Aprovada em 29 de agosto de 2023

#### Membros da banca

Dr. Juan Carlos Galvis Manso - Orientador - Universidade Federal de Ouro Preto  
Dr. Welbert Alves Rodrigues - Universidade Federal de Ouro Preto  
MSc. Felipe Eduardo Moreira Cota - Universidade Federal de Ouro Preto

Juan Carlos Galvis Manso, orientador do trabalho, aprovou a versão final e autorizou seu depósito na Biblioteca Digital de Trabalhos de Conclusão de Curso da UFOP em 07/09/2023



Documento assinado eletronicamente por **Juan Carlos Galvis Manso, PROFESSOR DE MAGISTERIO SUPERIOR**, em 07/09/2023, às 19:53, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [http://sei.ufop.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](http://sei.ufop.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **0585875** e o código CRC **38320BE9**.

# Resumo

A busca pela redução da dependência de combustíveis fósseis e pela minimização de emissões de  $CO_2$ , são alguns fatores que criaram um aumento expressivo do uso de fontes de geração de energia fotovoltaica pelo mundo. Diante deste cenário, no qual as redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão com elevado nível de penetração de geração fotovoltaica, podem ocasionar, impactos na qualidade da energia elétrica como, por exemplo, sobretensão, havendo a necessidade de minimizá-los. O presente trabalho desenvolve um algoritmo com controle local semelhante da curva Volt/var dos inversores, que compões os sistemas de geração fotovoltaica, por meio do controle de fator de potência nos inversores, gerenciando a injeção/absorção de potência reativa e o controle de potência ativa Volt/Watt, controlando assim, os níveis de tensão na barra do painel fotovoltaico. Tal proposta é aplicada em dois sistemas de baixa tensão de 28 barras e 20 barras, linhas curtas, trifásico a 3 fios. As simulações aplicam este método em diferentes cenários compostos por diferentes níveis de penetração fotovoltaica: sem o gerador fotovoltaico (0%) e com 1,2 ou 3 geradores fotovoltaicos (100%), utilizando o *OpenDSS* para modelar o sistema de distribuição, o *Matlab* para controlar as tensão e simulações com fluxo de potência do *OpenDSS*. Nos resultados, observa-se a efetividade do método de controle de tensão no período de maior irradiância, reduzindo as tensões para os valores próximo de 1 p.u nos horários em que os limites de tensão foi ultrapassado.

**Palavras-chave:** Redes de baixa tensão, alta penetração fotovoltaicas, sobretensão, inversores, métodos de controle de tensão.

# Abstract

The pursuit of reducing dependence on fossil fuels and minimizing  $CO_2$  emissions are some of the factors that have led to a significant increase in the adoption of photovoltaic energy generation sources worldwide. In this context, where low-voltage electrical distribution networks with a high level of photovoltaic generation penetration can result in impacts on the quality of electrical energy, such as overvoltage, there is a need to address these issues. This study develops an algorithm with local control akin to the Volt/var curve of inverters that constitute photovoltaic generation systems. This is achieved through power factor control in the inverters, managing the injection/absorption of reactive power and active power control (Volt/Watt), thereby regulating the voltage levels at the photovoltaic panel bus. This proposal is applied in two low-voltage systems with 28 buses and 20 buses, short lines, and a three-phase three-wire configuration. The simulations apply this method in various scenarios consisting of different levels of photovoltaic penetration: without photovoltaic generators (0%) and with 1, 2, or 3 photovoltaic generators (100%), using *OpenDSS* to model the distribution system, *Matlab* to control the voltage, and *OpenDSS* power flow simulations. The results demonstrate the effectiveness of the voltage control method during periods of peak irradiance, reducing the voltages to values close to 1 per unit (p.u.) in instances where voltage limits have been exceeded.

**Keywords:** Low voltage networks, photovoltaic high penetration, overvoltage, inverters, voltage control methods.

# Lista de Figuras

Figura 1 – Evolução da potência instalada de Geração distribuída . . . . .	1
Figura 2 – Alimentador primário tipo radial com geradores fotovoltaicos . . . . .	8
Figura 3 – Diagrama unifilar SE de distribuição configuração barra simples . . . . .	9
Figura 4 – Alimentador malhado de distribuição fictício . . . . .	10
Figura 5 – Modelo equivalente de um transformador . . . . .	11
Figura 6 – Diagrama de ligação do transformador em $\Delta/Y$ . . . . .	12
Figura 7 – Curva de carga residencial . . . . .	13
Figura 8 – Linha trifásica em BT com as impedâncias . . . . .	13
Figura 9 – Esquema do poste de distribuição com as redes de MT e BT . . . . .	15
Figura 10 – Esquema de uma usina de geração FV <i>On-Grid</i> . . . . .	16
Figura 11 – Modelo do painel fotovoltaico . . . . .	17
Figura 12 – Curva de irradiância diária utilizada nos geradores FV's . . . . .	18
Figura 13 – Curva FP do inversor de frequência . . . . .	19
Figura 14 – Esquema sistema de distribuição com usina de geração FV . . . . .	20
Figura 15 – Tipos de controles em BT . . . . .	22
Figura 16 – Curva Volt/var nos inversores . . . . .	23
Figura 17 – Curva de capacidade de potência nos inversores . . . . .	24
Figura 18 – Curva Volt/Watt . . . . .	25
Figura 19 – Interface <i>Matlab e OpenDSS</i> . . . . .	26
Figura 20 – Sistema de distribuição em baixa tensão BT-1 . . . . .	28
Figura 21 – Sistema de distribuição em baixa tensão BT-2 . . . . .	29
Figura 22 – Fator de potência indutivo . . . . .	30
Figura 23 – Fator de potência indutivo . . . . .	30
Figura 24 – Fator de potência capacitivo . . . . .	31
Figura 25 – Fator de potência capacitivo . . . . .	31
Figura 26 – Curva Volt/var adaptada em função do fator de potência do inversor . . . . .	32
Figura 27 – Fluxograma controle Volt/var . . . . .	33
Figura 28 – Curva Volt/Watt definida nos inversores inteligentes . . . . .	34
Figura 29 – Fluxograma controle Volt/Watt . . . . .	35
Figura 30 – Tensão do gerador fotovoltaico conectado na barra 18 - Rede de baixa tensão BT-1 (pontos das curvas modificados) . . . . .	39
Figura 31 – Tensão do gerador fotovoltaico conectado na barra 18 - Rede de baixa tensão BT-1 . . . . .	40
Figura 32 – Potência líquida na barra 18 da rede BT-1 . . . . .	41
Figura 33 – Tensão do gerador fotovoltaico conectado na Barra 20 - Sistema BT-2 . . . . .	42
Figura 34 – Potência líquida na Barra 20 da rede BT-2 . . . . .	43

Figura 35 – Tensão dos geradores fotovoltaicos conectados em barras próximas (15 e 18) e conectados em barras distantes (14 e 28) – Sistema BT-1 . . . .	44
Figura 36 – Potência líquida nas barra 15 e 18(Geradores próximos) e nas barras 14 e 28(Geradores distantes) – Sistema BT-1 . . . . .	45
Figura 37 – Tensão dos geradores fotovoltaicos conectados em barras próximas (13 e 14) e conectados em barras distantes (5 e 10) – Sistema BT-2 . . . .	46
Figura 38 – Potência líquida na barra dos geradores fotovoltaicos conectados em barras próximas (13 e 14) e conectados em barras distantes (5 e 10) – Sistema BT-2 . . . . .	47
Figura 39 – Tensão dos geradores fotovoltaicos conectados em barras próximas (12, 15 e 18) e conectados em barras distantes (14,25 e 28) – Rede de baixa tensão BT-1 . . . . .	48
Figura 40 – Potência líquida na barra dos geradores fotovoltaicos conectados em barras próximas (12, 15 e 18) e conectados em barras distantes (14,25 e 28) – Sistema de distribuição 1 . . . . .	49
Figura 41 – Tensão dos geradores fotovoltaicos conectados em barras próximas (13, 14 e 15) e conectados em barras distantes (5,10 e 20) - Sistema de distribuição 2 . . . . .	50
Figura 42 – Potência líquida na barra dos geradores fotovoltaicos conectados em barras próximas (13, 14 e 15) e conectados em barras distantes (5,10 e 20) – Sistema de distribuição 2 . . . . .	51



# Lista de Tabelas

Tabela 1 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 2,3kV (220/127) e (380/220) . . . . .	3
Tabela 2 – Tabela Revisão Bibliográfica. . . . .	6
Tabela 3 – Tensões nominais em baixa tensão padronizadas . . . . .	18
Tabela 4 – Cenários de simulação sistema de distribuição de baixa tensão BT-1 . .	36
Tabela 5 – Cenários de simulação sistema de distribuição de baixa tensão BT-2 . .	37
Tabela 6 – Pontos curvas Volt/var e Volt/Watt . . . . .	37
Tabela 7 – Ajuste nas curvas Volt/var e Volt/Watt . . . . .	38
Tabela 8 – Fator de potência - Cenário 1 . . . . .	41
Tabela 9 – Fator de potência - Cenário 1 . . . . .	42
Tabela 10 – Fator de potência - Cenário 2 (geradores próximos) . . . . .	44
Tabela 11 – Fator de potência - Cenário 2 (geradores distantes) . . . . .	44
Tabela 12 – Fator de potência - Cenário 2 (geradores próximos) . . . . .	46
Tabela 13 – Fator de potência - Cenário 2 (geradores distantes) . . . . .	46
Tabela 14 – Fator de potência - Cenário 3 (geradores próximos) . . . . .	49
Tabela 15 – Fator de potência - Cenário 3 (geradores distantes) . . . . .	49
Tabela 16 – Fator de potência - Cenário 3 (geradores próximos) . . . . .	50
Tabela 17 – Fator de potência - Cenário 3 (geradores distantes) . . . . .	50
Tabela 18 – Informações dos elementos do sistema de distribuição 1 . . . . .	60
Tabela 19 – Informações dos elementos do sistema de distribuição de baixa tensão BT-2 . . . . .	61
Tabela 20 – Impedâncias da rede de baixa tensão BT-1 . . . . .	63
Tabela 21 – Potência das cargas na rede de baixa tensão BT-1 . . . . .	64
Tabela 22 – Tabela com os valores de resistência, impedância e capacitância das linhas . . . . .	65
Tabela 23 – Potência das cargas . . . . .	66

# Lista de Siglas

<b>ANEEL</b>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<b>AT</b>	Alta Tensão
<b>BT</b>	Baixa tensão
<b>CEMIG</b>	Companhia Energética de Minas Gerais
$D_{in}$	Distâncias entre as fases i e j
$D_{ab}$	Distâncias entre as fases a e b
$D_{bc}$	Distâncias entre as fases b e c
$D_{ca}$	Distâncias entre as fases c e a
$D_{an}$	Distâncias entre as fases a e n
$D_{bn}$	Distâncias entre as fases b e n
$D_{cn}$	Distâncias entre as fases c e n
<b>GMD</b>	Distância média geométrica
$\text{GMD}_{in}$	Distância média geométrica entre as fases i e o neutro
<b>FV</b>	Sistema Fotovoltaico
<b>GC</b>	Geração Centralizada
<b>GD</b>	Geração Distribuída
<b>LTC</b>	Load Tap Changer
<b>MT</b>	Média Tensão
<b>MME</b>	Ministério de Minas e Energia
<b>PCC</b>	Ponto de Conexão Comum
<b>PC</b>	Power Converter
<b>PL</b>	Programação linear
<b>PRODIST</b>	Regras e procedimentos de distribuição
<b>PLL</b>	Phase locked loop

<b>PNL</b>	Programação não linear
<b>OLTC</b>	ON-Load Tap Changer
$r_i$	Resistência da fase i
$r_n$	Resistência do condutor neutro
<b>SE</b>	Subestação de Distribuição
$S_a$	Potência aparente da carga conectada na fase A
$S_b$	Potência aparente da carga conectada na fase B
$S_c$	Potência aparente da carga conectada na fase C
$V_{an}$	Tensão fase a-neutro
$V_{bn}$	Tensão fase b-neutro
$V_{cn}$	Tensão fase c-neutro
$Z_a$	Impedância conectada na fase A
$Z_b$	Impedância conectada na fase B
$Z_c$	Impedância conectada na fase C
$z_{ii}$	Impedâncias Próprias
$z_s$	Impedâncias Próprias
$z_{ij}$	Impedâncias Mútuas
$z_m$	Impedâncias Mútuas
$z_{nn}$	Impedâncias Terra
$z_{in}$	Impedâncias neutro

# Sumário

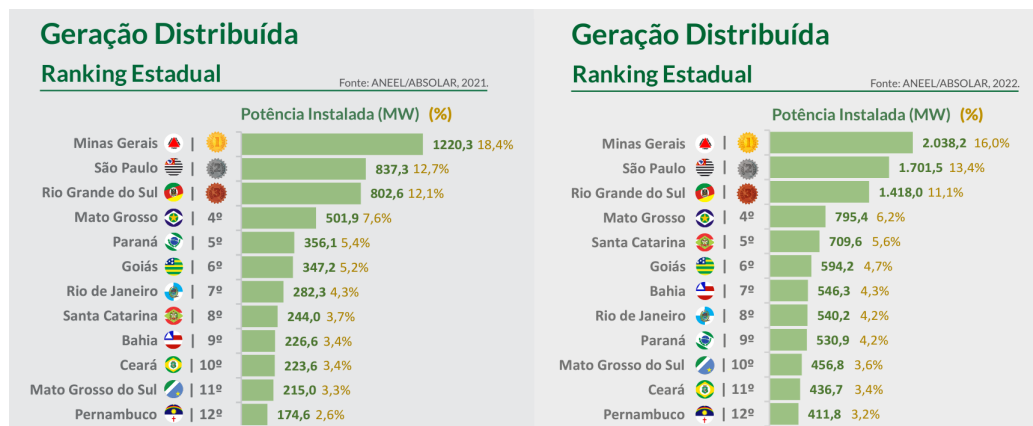
<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
1.1	Justificativa e Motivação	2
1.2	Revisão Bibliográfica	4
1.3	Objetivos	7
1.4	Organização do texto	7
<b>2</b>	<b>ELEMENTOS E MODELAGEM DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>8</b>
2.1	Elementos do sistema de distribuição	8
2.1.1	Subestação de Distribuição	8
2.1.2	Geração Distribuída	10
2.1.3	Alimentadores	10
2.2	Modelagem dos elementos do sistema de distribuição	11
2.3	Modelagem do Transformador	11
2.3.1	Modelagem das Cargas	12
2.3.2	Modelagem das Linhas	13
2.4	Sistema de Geração Fotovoltaica	15
2.4.1	Conexão a rede <i>On-Grid</i>	15
2.4.2	Modelagem do Painel Fotovoltaico no <i>OpenDSS</i>	16
2.4.3	Curva de irradiância	17
2.5	Norma de conexão dos geradores	18
2.5.1	Níveis de Tensão	18
2.5.2	Fator de potência	19
2.6	Aumento de Tensão na presença de GD	20
2.7	Controle Volt/var e Volt/Watt	22
2.7.1	Controle Volt/var	23
2.7.2	Controle Volt/Watt	24
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>26</b>
3.1	Simulação	26
3.2	Sistema de distribuição em baixa tensão BT-1	28
3.3	Sistema de distribuição em baixa tensão BT-2	28
3.4	Cargas	29
3.5	Inversores inteligentes	29
3.6	Fator de Potência	30
3.7	Controle de tensão por meio da curva Volt/var	31
3.7.1	Fluxograma do algoritmo Volt/var	32

3.8	Controle de tensão por meio da curva Volt/Watt . . . . .	34
3.8.1	Fluxograma do algoritmo Volt/Watt . . . . .	34
4	<b>RESULTADOS E DISCUSSÃO . . . . .</b>	<b>36</b>
4.1	Testes dos pontos de ajuste das curvas Volt/var e Volt/Watt para o cenário 1 . . . . .	38
4.2	Resultados Cenário 1 . . . . .	39
4.3	Cenário 2 . . . . .	43
4.4	Cenário 3 . . . . .	48
5	<b>CONCLUSÃO . . . . .</b>	<b>52</b>
5.1	Trabalhos futuros . . . . .	52
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>53</b>
A	<b>APÊNDICE . . . . .</b>	<b>56</b>
A.1	Comandos para modelar e definir a Subestação no <i>OpenDSS</i> . . . . .	56
A.2	Comandos para modelar e definir o gerador fotovoltaico ( <i>PVSystem</i> ) no <i>OpenDSS</i> . . . . .	56
A.3	Comandos para definir o controle Volt/Watt . . . . .	57
A.4	Comandos para modelar e definir as linhas no <i>OpenDSS</i> . . . . .	58
A.5	Comandos para modelar e definir o transformador no <i>OpenDSS</i> . . . . .	58
A.6	Comandos para modelar e definir a Carga no <i>OpenDSS</i> . . . . .	59
B	<b>APÊNDICE . . . . .</b>	<b>60</b>
B.1	Informações do Sistema de distribuição de baixa tensão BT - 1 . . . . .	60
B.2	Informações do Sistema de distribuição de baixa tensão BT - 2 . . . . .	60
C	<b>APÊNDICE . . . . .</b>	<b>62</b>
C.1	Informações de impedância e cargas da rede de baixa tensão BT-1 . . . . .	62
D	<b>APÊNDICE . . . . .</b>	<b>65</b>
D.1	Informações de impedância e cargas do sistema de distribuição de baixa tensão BT-2 . . . . .	65

# 1 Introdução

Segundo dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica ABSOLAR (2022), a maioria da matriz elétrica brasileira é constituída por usinas hidrelétricas, correspondente a 52,6% da potência total em MW da matriz elétrica no Brasil, não incluindo a importação e seguindo os critérios do Ministério de Minas e Energia (MME). Em comparação com os dados da ABSOLAR (2022) e ABSOLAR (2021) na Figura 1, observa-se um aumento da potência instalada de usinas solar, fotovoltaica, eólica, gás natural, dentre outras, as chamadas gerações distribuída (GD) no ano de 2022 comparado com os dados do ano de 2021.

Figura 1 – Evolução da potência instalada de Geração distribuída



Fonte: ABSOLAR (2021) e ABSOLAR (2022)

Os principais obstáculos enfrentados pelas concessionárias tradicionais podem ser resumidos em duas questões críticas: a crise hídrica que afeta as usinas hidrelétricas e as emissões de gases de efeito estufa resultantes das usinas termelétricas. Consequentemente, essas concessionárias tradicionais precisam lidar com desafios financeiros relacionados aos custos associados aos combustíveis fósseis, às operações e à manutenção, bem como aos consideráveis investimentos exigidos para construir e manter infraestruturas complexas, como barragens e instalações nucleares. À vista disso, a utilização de energias renováveis na matriz elétrica brasileira, tais como geração de energia elétrica utilizando a energia solar fotovoltaica, vem se tornando um segmento viável no ponto de vista de sustentabilidade e economia para os usuários. Portanto, tal necessidade estimula estudos e pesquisa de melhorias nas áreas de geração de energia elétrica de forma sustentável (CARVALHO; MAGALHÃES; DOMINGUES, 2019).

Em relação ao desenvolvimento e produção de células para painéis fotovoltaicos, a Alemanha se destaca entre os demais países, estimulando e incentivando pesquisas e

programas tecnológicos sobre energia fotovoltaica (MACHADO; MIRANDA, 2015). Não obstante, segundo Machado e Miranda (2015) por possuir altos níveis de irradiação solar, o Brasil poderia estar mais avançado tecnologicamente em relação à geração de energia fotovoltaica, possuindo assim mais do que 9,7% da matriz elétrica brasileira composta por usinas fotovoltaicas (ABSOLAR, 2022). Em contrapartida, somente após a resolução N° 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 2012, que se regulamentou a produção e comercialização de energia elétrica fotovoltaica por pessoas físicas. A partir disso, houve um avanço tecnológico significativo no que tange geração de energia elétrica mediante a energia solar.

Por conseguinte, nos últimos anos houve um aumento da capacidade instalada de energia solar no Brasil, de forma que em setembro de 2022, a energia solar fotovoltaica representou 2,5% da oferta de energia elétrica no Brasil (ABSOLAR, 2022). A energia solar fotovoltaica tem se tornado uma opção atraente para o consumidor, devido a seus benefícios por ser uma energia sustentável (possui mínima manutenção em suas centrais e capacidade de geração em locais remotos (NASCIMENTO; ALVES, 2016)).

Segundo os relatórios da ANEEL, em 2017 o Brasil possuía 17.426 usinas de geração distribuídas na matriz de energia elétrica, sendo assim, as usinas solares fotovoltaicas representam 99,18% deste total. Os usuários são majoritariamente residenciais (Baixa tensão BT), representando 13.591 deste total (ANEEL, 2017).

Isto posto, com o aumento do uso de energia solar fotovoltaica, ter um cenário em que o sistema de distribuição de energia elétrica em baixa tensão (BT) apresente um alto índice de penetração de geradores de sistemas fotovoltaicos (FV's), pode tornar-se uma realidade em um futuro próximo. Em vista disso, em uma rede de distribuição de BT com alta penetração de geradores FV's podem surgir diversos problemas para a rede, tais como, sobretensão causado pelo fluxo de potência reverso (HAQUE; WOLFS, 2016). O fluxo de potência reverso é causado quando a geração FV ultrapassa a demanda em um determinado setor da rede de BT (HAQUE; WOLFS, 2016). Consequentemente, o alimentador tem a sua demanda reduzida devido ao nível alto de penetração de geração FV que fornece energia localmente, causando assim, variações na tensão da rede de distribuição BT (HAQUE; WOLFS, 2016). Será utilizada a capacidade dos próprios geradores distribuídos de gerar ou consumir potência reativa para corrigir as flutuações de tensão.

## 1.1 Justificava e Motivação

Do ponto de vista da diversificação das usinas de fontes de energias renováveis, houve um crescimento nos últimos anos, porém o aumento e a expansão das unidades de geração distribuída (GD) poderá ocasionar impactos negativos no sistema de distribuição, assim como: variações nos níveis de tensão e estabilidade transitória, principal devido ao nível de carregamento no sistema de distribuição (MARQUES et al., 2004).

A ANEEL (Agência Nacional Energia Elétrica) estabelece regras de prestação do serviço público de Distribuição de Energia Elétrica, ou seja, regulamenta as atividades das concessionárias por meio dos procedimentos do sistema de distribuição - PRODIST ANEEL (2021). Dessa forma, o Módulo 8 do PRODIST define procedimentos em relação à qualidade do fornecimento de energia elétrica. Dentre eles são definidos os limites aceitáveis de variações de tensão em baixa tensão em regime permanente (conforme definidos na Tabela 1).

Tabela 1 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 2,3kV (220/127) e (380/220)

<b>Tensão de Atendimento</b>	<b>Faixa de Variação da Tensão de Leitura (220/127V)</b>
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231)/(117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(191 < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)/$ $(110 \leq TL < 117 \text{ ou } 133 < TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 191 \text{ ou } TL > 233)/$ $(TL < 110 \text{ ou } TL > 135)$
<b>Tensão de Atendimento</b>	<b>Faixa de Variação da Tensão de Leitura (380/220V)</b>
Adequada	$(350 \leq TL \leq 399)/(202 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(331 \leq TL < 350 \text{ ou } 399 < TL \leq 403)/$ $(191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 331 \text{ ou } TL > 403)/$ $(TL < 191 \text{ ou } TL > 233)$

Fonte: ANEEL (2021)

Portanto, para mitigar as variações de tensão, será aplicando um controle do fator de potência semelhante ao Volt/var nos inversores fotovoltaicos. Este trabalho contempla o controle de caráter local em rede de distribuição em baixa tensão, o que permite manter a mesma infra-estrutura do sistema de distribuição, aplicando as correções necessárias nos instantes de variações dos limites tensão (ALMEIDA et al., 2020).



## 1.2 Revisão Bibliográfica

Em Colqui (2017) foi aplicado um controle de tensão local e global em redes de BT com o objetivo de mitigar as variações de tensão quando há um alto índice de penetração de geração fotovoltaica. Dessa forma, a rede de distribuição em BT modelada neste trabalho é constituída a quatro fios, sendo 3 fases e o neutro, com o sistema de aterramento TT. Em relação às cargas, na modelagem foram consideradas todas sendo residencial consumindo potência constante, apresentando a conexão em estrela aterrado. No desenvolvimento do trabalho, o autor obteve a matriz sensibilidade de tensão, com o intuito de avaliar de forma quantitativa as oscilações de potências reativas e ativas dos geradores FV's.

Além disso, o autor utilizou algoritmos de programação linear (PL), programação não linear (PNL) e de interação, aplicando assim técnicas de controle de tensão nos seguintes cenários: sistema com três geradores FV's monofásicos, sistema com um gerador FV trifásico e um monofásico, sistema com um gerador FV trifásico e dois monofásicos, sistema com dois geradores FV's trifásicos. Ao colher os resultados, Colqui (2017) concluiu que utilizando o controle de tensão global com algoritmo PNL, foi possível mitigar as violações de tensão no sistema de distribuição em baixa tensão.

Ao utilizar uma rede distribuição BT de 0,4 kV com 7 geradores FV's, os autores Darwish et al. (2018) utilizaram o controle de potência reativa  $Q$  nos inversores FV's. A técnica foi aplicada de maneira local (no inversor), utilizando a tensão trifásica do ponto de conexão comum (PCC) como referência para o sincronismo do *Phase Locked Loop* (PLL) (Malha de controle de fase), onde o PLL gera um ângulo de transformação. Em seguida, há uma conversão das correntes trifásicas  $abc$  para  $dq0$  para realizar o controle proporcional e integral da corrente e conseqüentemente, controlar a potência reativa dos geradores FV's.

Com os resultados apresentados, os autores concluíram que foi possível melhorar o perfil de tensão da rede de distribuição de BT, e, além disso, compensar as variações de tensão da linha no limite admissível. Sendo assim, do ponto de vista econômico esta técnica apresenta um benefício bastante viável, de forma que não há a necessidade de alterar a infraestrutura da rede de distribuição, pois o controle é realizado localmente.

Entretanto, em Teixeira et al. (2019) foi abordada a eficácia do controle de tensão local nos inversores FV's. O método foi aplicado em um alimentador de distribuição brasileiro com rede em média tensão (MT) 13.8kV e em BT 0.38kV. Para isso, os autores realizaram simulações no *OpenDSS* e *Matlab* com fluxo de carga temporal, sem considerar quaisquer eventos transientes eletromagnéticos. Portanto, utilizaram o fluxo de potência com o inversor operando no modo Volt/var corrigindo os limites de tensão. Ao final, os autores observaram que o controle de tensão usando inversores tiveram um impacto positivo, minimizando as sobretensões e operando nos limites de tensão admissíveis.

De forma semelhante, para mitigar o problema da variação da tensão, Gastelu

(2020) utilizou o método de controle de tensão local com os inversores, controlando a potência reativa e reduzindo a potência ativa. O controle foi aplicado em uma rede de distribuição de BT 220-127 V a quatro fios. Na simulação, o autor utilizou o fluxo de potência e desenvolveu o controle de tensão em cenários com diferentes níveis de penetração FV's. Dessa forma, o autor avaliou o desempenho deste método de controle em comparações com outros métodos utilizados em trabalhos anteriores. Portanto, ao analisar os desempenhos em diferentes cenários, para um cenário com 50% de penetração de geração FV, observa-se uma grande efetividade no controle de sobretensão.

Para contornar o problema de sobretensão em redes de distribuição de BT (trifásica) com 4 alimentadores e 124 clientes, os autores em Almeida et al. (2020), aplicaram o método de controle Volt/var nos inversores inteligentes. A técnica de controle Volt/var monitora a tensão a ser controlada, comparando com os limites de tensão de referência da curva Volt/var. Dessa forma, quando há sobretensão, o inversor absorve potência reativa e para subtensão o inversor injeta potência reativa no sistema, mantendo a tensão dentro dos limites estabelecidos. O autor ressalva que o inversor apresenta uma limitação, não sendo possível controlar a potência reativa quando há um alto índice de irradiância, momento na qual é de extrema importância absorver potência reativa para regular as sobretensões.

Mediante simulações de fluxo de potência e séries temporais utilizando o *OpenDSS* e *Matlab* aplicado no sistema de distribuição em BT, os autores concluíram que até em 80% de penetração de geradores FV's foi possível manter os níveis de tensão dentro dos valores limites, porém para valores acima de 100% (todas usinas de geração fotovoltaica conectada no sistema de distribuição) ocorreu violação nos limites de tensão. Com o intuito de contornar este problema e a limitação dos inversores absorver potência reativa nos picos de irradiância, foram utilizados inversores superdimensionado possuindo mais capacidade de controle de potência reativa, dessa forma esta insuficiência dos inversores foi contornada com este ajuste, obtendo assim um controle adequado nas tensões.

Portanto, na Tabela 2, é apresentado um resumo da revisão bibliográfica, organizado em ordem cronológica, seguindo a mesma sequência mencionada nos parágrafos anteriores. Nesta tabela, são detalhados os autores dos estudos, seus objetivos, a metodologia empregada, o sistema de teste no qual os métodos foram aplicados e os resultados alcançados por cada trabalho.

Tabela 2 – Tabela Revisão Bibliográfica.

Trabalho	Objetivos	Metodologia	Sistema de Testes	Resultados
Colqui (2017)	Controle em baixa tensão regulando a potência ativa dos sistemas FV's	Algoritmos de programação linear (PL) e não linear (PNL)	Rede de distribuição a 4 fios em BT	Com a aplicação do controle de tensão global com o PNL, o autor obteve resultados satisfatórios nos controles de níveis de tensão.
Darwish et al. (2018)	Diminuir a absorção de potência reativa Q, para aumentar os níveis de penetração de FV's	Utiliza a técnica do PLL para controlar a potência reativa dos inversores	Sistema de distribuição BT com 7 geradores FV's	Os autores concluíram que foi possível melhorar os níveis de tensão e a capacidade de inserção de FV's
Teixeira et al. (2019)	Mitigar as sobretensões de forma local causada pela alta penetração fotovoltaica	Controle Volt/var nos inversores utilizando simulações de fluxo de potência no <i>OpenDSS</i> e <i>Matlab</i>	Sistema de distribuição em BT brasileiro 13.8kV/0.38kV	Os autores observaram que foi possível controlar os valores de tensão nos limites admissíveis
Gastelu (2020)	Propor um método de controle de tensão local aplicado nos inversores para mitigar as sobretensões	Desenvolveu um algoritmo que controla a curva Volt/var nos inversores aplicado em simulações de fluxo de potência considerando o controle em diferentes níveis de penetração FV's	Sistema de distribuição BT a 4 fios 220/127V	O autor observou grande efetividade no controle de tensão para o nível de 50% de penetração de FV's
Almeida et al. (2020)	Analisar o desempenho de mitigação de sobretensões utilizando o controle Volt/var nos inversores	Mediante simulações no <i>OpenDSS</i> e <i>Matlab</i> de fluxo de potência, aplica o controle Volt/var dos inversores em diferentes níveis de penetração FV's	Sistema de distribuição BT com 4 alimentadores e 124 clientes	Com os resultados, os autores concluíram que para até 80% de penetração de usinas fotovoltaicas, foi possível manter as tensões nos limites permitidos.

## 1.3 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo a redução das sobretensões resultantes da presença de geradores fotovoltaicos inseridos no sistema de distribuição de baixa tensão. Para atingir esse objetivo, empregam-se os métodos conhecidos como Volt/var e Volt/Watt, aplicados em dois sistemas reais de distribuição de baixa tensão. Sob essa abordagem, os métodos de controle são aplicados em três cenários distintos, os quais contemplam a integração progressiva de 1, 2 ou 3 geradores fotovoltaicos. A capacidade combinada desses geradores atinge a potência nominal do transformador, culminando em 100% de penetração fotovoltaica. Assim, a seguir, serão apresentados os objetivos específicos que serão abordados neste estudo.

- Implementar as redes de BT no *OpenDSS* incluindo-os inversores dos painéis fotovoltaicos.
- Implementar o controle Volt/var e Volt/Watt nos inversores para controlar as variações de tensão.
- Implementar um algoritmo no *Matlab* que simule diferentes níveis de penetração de geração fotovoltaica.
- Aplicar uma curva de irradiância real nos inversores dos geradores fotovoltaicos.

## 1.4 Organização do texto

Este trabalho começa por apresentar os elementos essenciais do sistema de distribuição em baixa tensão (BT), com a modelagem detalhada dos componentes que serão empregados. Isso inclui a representação do transformador de distribuição, as cargas, o inversor de frequência do gerador fotovoltaico, utilizando dados da curva de irradiância real, bem como as linhas que compõem o sistema de distribuição, todos implementados no software *OpenDSS*.

Em seguida, abordaremos os métodos de controle de tensão local, nomeadamente o Volt/var e o Volt/Watt, que são utilizados individualmente nos inversores dos geradores fotovoltaicos para gerenciar a tensão na barra à qual estão conectados. A metodologia detalhada como a simulação é desenvolvida, com ênfase na interface do *MATLAB*, que controla a execução do fluxo de potência e os inversores por meio dos métodos mencionados no *OpenDSS*.

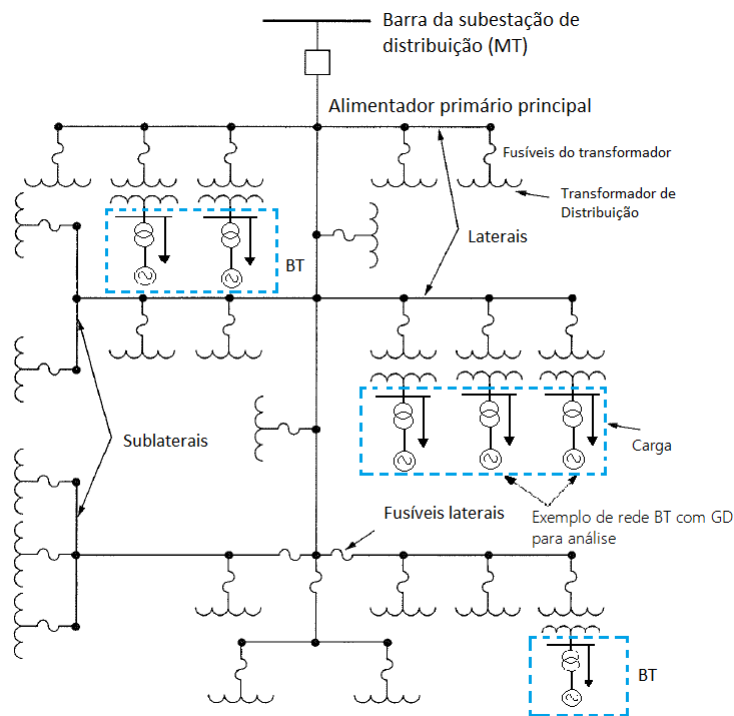
Nos capítulos subsequentes, serão fornecidas informações detalhadas sobre as redes de distribuição em baixa tensão (BT) que servem como cenário de estudo. Posteriormente, serão apresentados os resultados obtidos por meio das simulações, destacando as conclusões e as observações destes resultados.

## 2 Elementos e modelagem do sistema de distribuição

### 2.1 Elementos do sistema de distribuição

Neste capítulo, serão abordados os principais elementos do sistema de distribuição, tais como: geração distribuída GD, subestação de distribuição, alimentador, dentre outros, conforme a Figura 2.

Figura 2 – Alimentador primário tipo radial com geradores fotovoltaicos

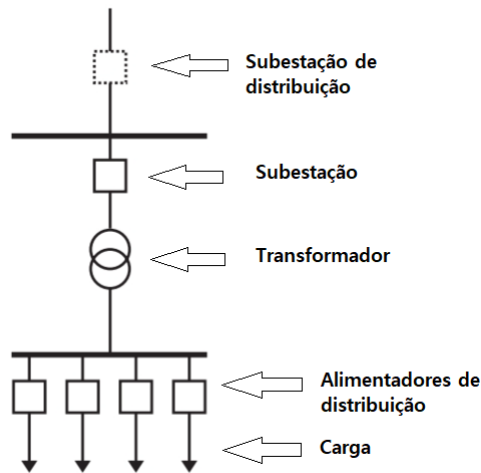


Fonte: Adaptado de (GÖNEN, 2008)

#### 2.1.1 Subestação de Distribuição

As subestações de distribuição (SE) são alimentadas pelo sistema de subtransmissão, e possuem a função de transformar as tensões recebidas pelo sistema de subtransmissão nos limites adequados em média tensão (MT). Dessa forma, a subestação de distribuição com linhas pontilhadas na Figura 3 alimenta o sistema de distribuição primário, que é limitado pela potência desta subestação de distribuição (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

Figura 3 – Diagrama unifilar SE de distribuição configuração barra simples



Fonte: Adaptado de (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005)

Cada subestação de distribuição é responsável por levar energia elétrica aos alimentadores primários, que, por sua vez, possuem: estrutura usualmente radial (podendo ter ou não a inserção de geração distribuída (GD) (seção 2.1.2), transformadores (equipamentos que elevam ou abaixam a tensão), cargas (representando os consumidores residenciais), fusíveis (dispositivo de proteção dos transformadores) e os geradores fotovoltaicos que representam um tipo de (GD), com a função de suprir a demanda de potência das cargas residenciais, na qual há uma rede de distribuição em (BT) contendo geradores fotovoltaicos que representam o foco do presente trabalho (KERSTING, 2018).

Para modelar a subestação de distribuição utilizou-se o *OpenDSS*, definindo a potência base "*basekv*", barra da subestação como referência "*bus1*", dentre outros comando descritos Apêndice A.1.

### 2.1.2 Geração Distribuída

Segundo a ANEEL (2022), a geração de energia elétrica de forma independente e individualizada utilizando fontes de energias renováveis são chamadas de geração distribuída GD. Em 2012 a resolução normativa ANEEL n° 482/2012 permitiu que o consumidor brasileiro possa gerar e fornecer energia elétrica utilizando fontes renováveis ou cogeração qualificada, ampliando assim as inovações nos estudos sustentáveis e conscientização ambiental na geração de energia elétrica (ANEEL, 2022).

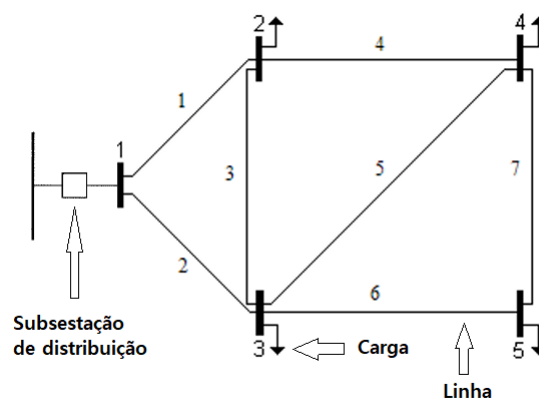
### 2.1.3 Alimentadores

Quando o sistema de distribuição é projetado sem levar em consideração a existência da geração distribuída (GD), que envolve a produção descentralizada de energia a partir de fontes renováveis, como a energia solar, eólica, entre outras, o fluxo de potência assume uma característica unidirecional. Isso significa que a energia flui unicamente da subestação de energia para os consumidores finais, seguindo um padrão convencional de distribuição (BITTENCOURT et al., 2011).

Com a presença da geração distribuída no sistema de distribuição, o alimentador não perde o caráter radial (FERREIRA, 2013). Portanto, tal alimentador apresenta a topologia radial..

Por outro lado, os alimentadores malhados compreendem uma outra topologia de alimentador, que conta com interligações entre seus elementos, conforme ilustrado na Figura 4 (NASCIMENTO, 2005). Em contrapartida, não se aplica o uso de sistemas malhados, devido a dificuldade de aplicar proteção nestes sistemas por conta das suas peculiaridades topológicas (PEREIRA, 2010).

Figura 4 – Alimentador malhado de distribuição fictício



Fonte: Adaptado de (PEREIRA, 2010)

## 2.2 Modelagem dos elementos do sistema de distribuição

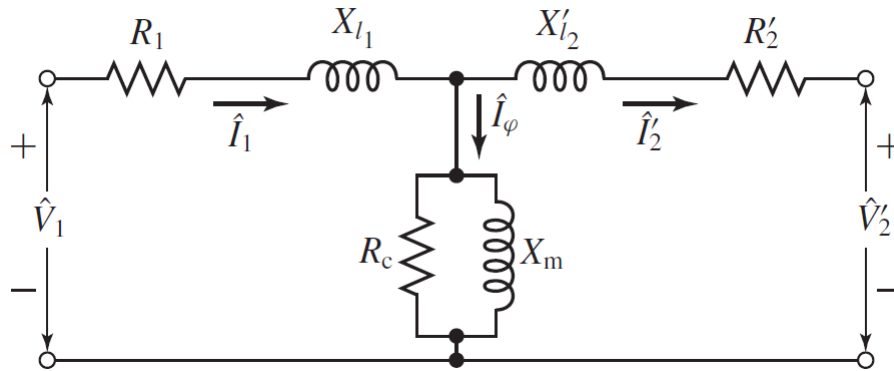
Neste capítulo será abordada a modelagem dos elementos do sistema de distribuição em baixa tensão.

## 2.3 Modelagem do Transformador

A Figura 5 o modelo do transformador para análise em regime permanente, a partir dessa Figura, obtém-se a impedância em série indicada na equação 2.1.

$$Z_{eq} = (R_1 + R_2) + j(X_{l_1} + X_{l_2}) = R_{eq} + jX_{eq} \quad (2.1)$$

Figura 5 – Modelo equivalente de um transformador

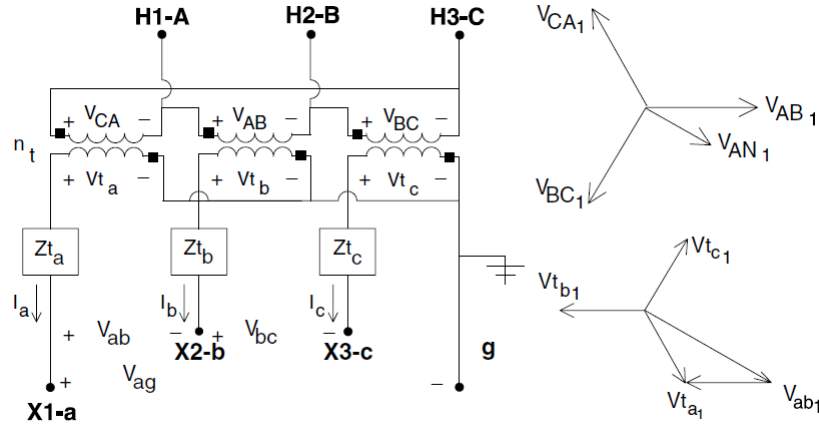


Fonte: Adaptado de (UMANS, 2014)

Grande parte da rede no sistema de distribuição em BT apresenta uma configuração a quatro fios (KERSTING, 2018). Dessa forma, segundo Kersting (2018), a Figura 6 representa um exemplo de ligação do transformador em  $\Delta/Y$  com Y aterrado.

Portanto, os parâmetros do circuito equivalente do transformador são modelados no *OpenDSS*, através dos comandos no Apêndice A.



Figura 6 – Diagrama de ligação do transformador em  $\Delta/Y$ 


Fonte: Kersting (2018)

### 2.3.1 Modelagem das Cargas

Na modelagem das cargas, considera-se sendo todas residenciais, conectadas em estrela aterrada, com o fator de potência constante. Segundo Kersting (2018), para representar as impedâncias de carga com impedância constante trifásica, utilizam-se as seguintes equações:

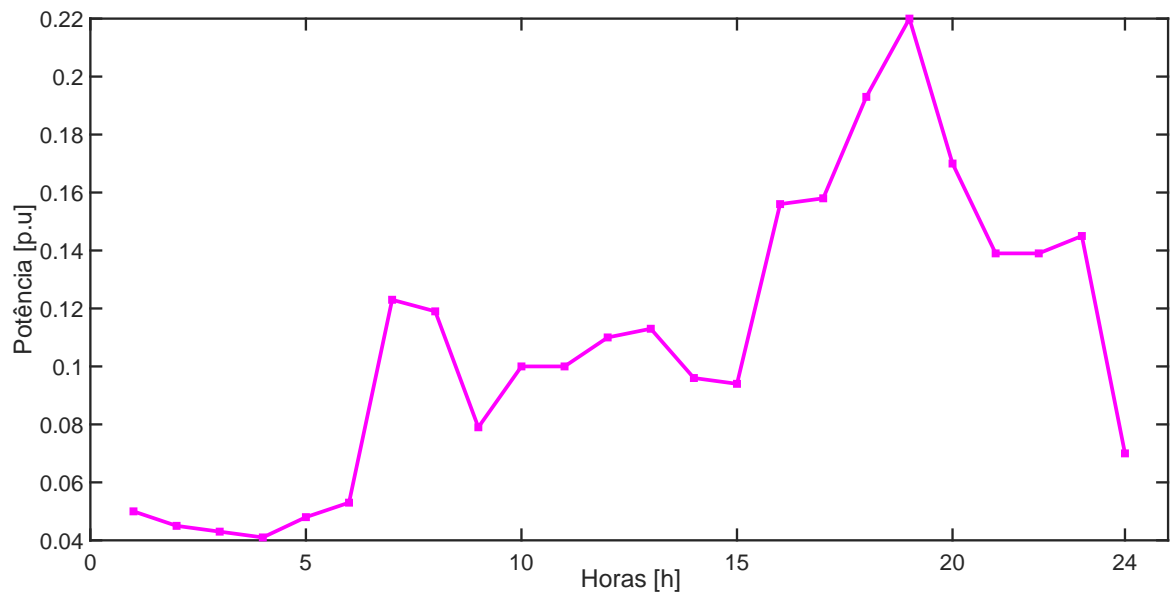
$$Z_a = \frac{|V_{an}|^2}{S_a^*} = \frac{|V_{an}|^2}{S_a} \angle \theta_a = |Z_a| \angle \theta_a \quad (2.2)$$

$$Z_b = \frac{|V_{bn}|^2}{S_b^*} = \frac{|V_{bn}|^2}{S_b} \angle \theta_b = |Z_b| \angle \theta_b \quad (2.3)$$

$$Z_c = \frac{|V_{cn}|^2}{S_c^*} = \frac{|V_{cn}|^2}{S_c} \angle \theta_c = |Z_c| \angle \theta_c \quad (2.4)$$

Para representar a variação do consumo de energia da carga ao longo do tempo, utilizou-se a função "Loadshape" no software *OpenDSS*. Essa função foi configurada com base na curva de carga apresentada na Figura 7. Conseqüentemente, essa curva específica foi empregada nas cargas (Tabela 21 e Tabela 23 -Apêndice C.1 e D.1) nos cenários de simulação dos dois sistemas de distribuição de baixa tensão.

Figura 7 – Curva de carga residencial

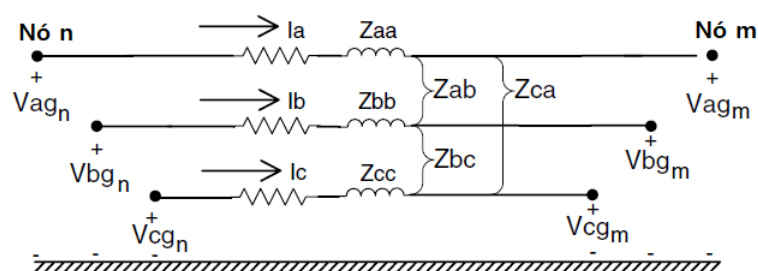


Fonte: Adaptado de Francisquini (2006)

### 2.3.2 Modelagem das Linhas

Linhas em (BT) possuem curto alcance, e algumas apresentam dezenas de metros (até 80km), portando podem ser modeladas como linhas curtas (KINDERMANN, 1997). Para a modelagem das linhas trifásicas em BT, utiliza-se o modelo série equivalente. Portanto, como neste trabalho considera-se a distribuição a três fios, utiliza-se a matriz sem o condutor neutro, após a matriz ser reduzida para a dimensão 3x3 abaixo.

Figura 8 – Linha trifásica em BT com as impedâncias



Fonte: Adaptado de Kersting (2018)

Seguindo a modelagem de linha do Kersting (2018) através da linha trifásica representada na Figura 8, obtém-se os elementos da matriz 2.5 de dimensão 3x3.

$$[z_{abc}] = \begin{bmatrix} z_s & z_m & z_m \\ z_m & z_s & z_m \\ z_m & z_m & z_s \end{bmatrix} \Omega/km \quad (2.5)$$

Os elementos da matriz são descritos abaixo, sendo  $z_s$  impedâncias próprias e  $z_m$  para impedâncias mútuas:

$$z_s = \frac{1}{3} \cdot (z_{aa} + z_{bb} + z_{cc}) \quad \Omega/km \quad (2.6)$$

$$z_m = \frac{1}{3} \cdot (z_{ab} + z_{bc} + z_{ca}) \quad \Omega/km \quad (2.7)$$

Para as impedâncias próprias e mútuas pela distância média geométrica (GMD), com os índices  $i = a, b, c, n$  e  $j = a, b, c, n$  temos abaixo:

$$\hat{z}_{ii} = r_i + 0.0953 + j0.12134 \cdot \left[ \ln\left(\frac{1}{GMR_i}\right) + 7.93402 \right] \quad \Omega/km \quad (2.8)$$

$$\hat{z}_{nn} = r_n + 0.0953 + j0.12134 \cdot \left[ \ln\left(\frac{1}{GMR_n}\right) + 7.93402 \right] \quad \Omega/km \quad (2.9)$$

$$\hat{z}_{ij} = 0.0953 + j0.12134 \cdot \left[ \ln\left(\frac{1}{D_{ij}}\right) + 7.93402 \right] \quad \Omega/km \quad (2.10)$$

$$\hat{z}_{in} = 0.0953 + j0.12134 \cdot \left[ \ln\left(\frac{1}{D_{in}}\right) + 7.93402 \right] \quad \Omega/km \quad (2.11)$$

Dessa maneira, a distância média geométrica entre as fases  $i$  e  $j$  é definida abaixo:

$$D_{ij} = GMD_{ij} = \sqrt[3]{D_{ab} \cdot D_{bc} \cdot D_{ca}} \quad m \quad (2.12)$$

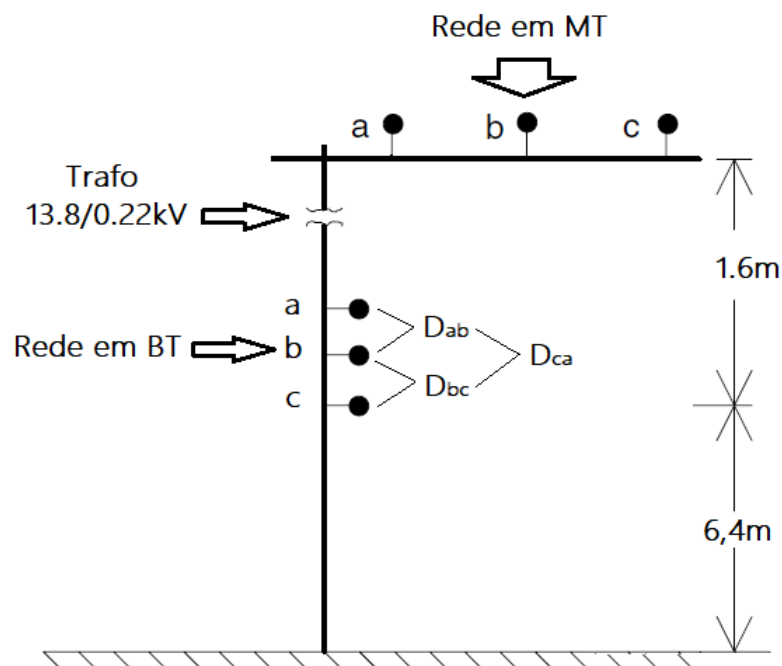
Para a distância média geométrica da fase  $i$  entre o neutro, temos:

$$D_{in} = GMD_{in} = \sqrt[3]{D_{an} \cdot D_{bn} \cdot D_{cn}} \quad m \quad (2.13)$$

No *OpenDSS* para modelar a linha em BT é necessário definir a resistência de sequência positiva "*R1*", comprimento da linha "*length*" e os demais comandos definidos no Apêndice A.

Em relação ao sistema de distribuição em baixa tensão, ao passar no transformador, a rede de baixa tensão, irá fluir pelos 4 condutores que se encontram nos pontos indicado no poste da Figura 9:

Figura 9 – Esquema do poste de distribuição com as redes de MT e BT



Fonte: Adaptado de ND (1998)

## 2.4 Sistema de Geração Fotovoltaica

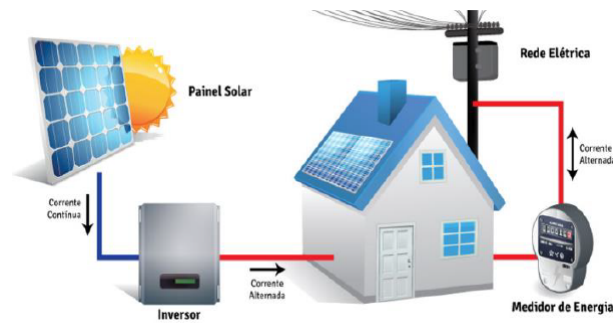
As usinas de geração fotovoltaica convertem a irradiação da energia solar incidente no painel em energia elétrica. Uma usina fotovoltaica pode operar conectada à rede - *On-Grid* ou isolada da rede - *Off-Grid*. Adicionalmente, é importante ressaltar que este trabalho se concentra em realizar simulações em um sistema do tipo *On-Grid*. Isso significa que o sistema de geração de energia fotovoltaica está conectado diretamente à rede elétrica convencional, permitindo a injeção de energia excedente na rede e a retirada de energia da rede quando necessário, proporcionando uma integração eficiente entre a geração solar e a rede elétrica convencional.

### 2.4.1 Conexão a rede *On-Grid*

O sistema *On-grid* (Figura 10), não possui baterias para armazenar energia, ou seja, toda a energia gerada deve ser diretamente absorvida pela carga ou injetada no sistema de distribuição.

No modo *On-Grid*, o sistema é usualmente composto por: painel solar, inversor de frequência e medidor de energia.

- Painel solar: Converte a irradiação solar em energia elétrica
- Inversor: Converte a tensão contínua obtida pelo painel solar em tensão alternada

Figura 10 – Esquema de uma usina de geração FV *On-Grid*

Fonte: (BORTOLOTO et al., 2017)

- Medidor: Monitora o consumo de potência do cliente

#### 2.4.2 Modelagem do Painel Fotovoltaico no *OpenDSS*

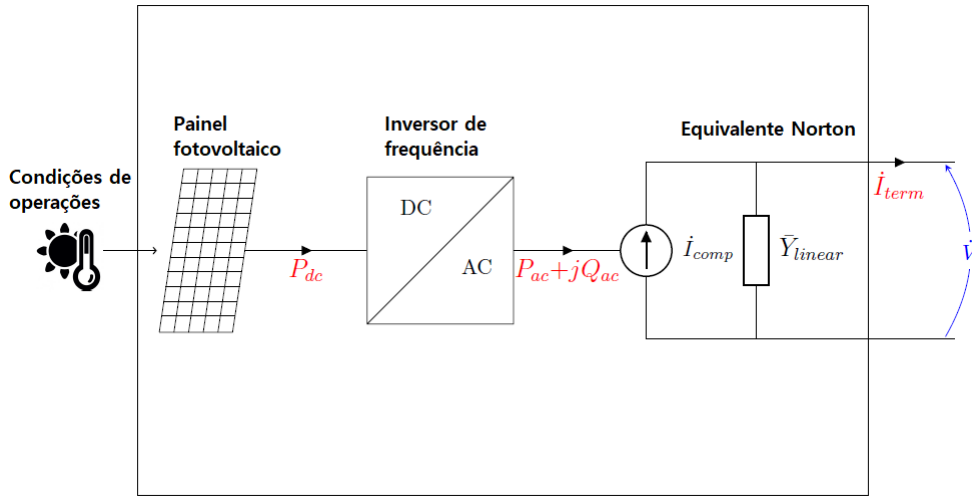
O painel fotovoltaico identificado no *OpenDSS* é um elemento Power Converter (PC), que utiliza o equivalente Norton para modelar este sistema, sendo a admitância de Norton constante e linear; inclusa dentro da matriz admitância  $Y_{system}$ , e as características não lineares representadas pela fonte de corrente de compensação (EPRI, 2019).

Necessita-se do modelo do sistema fotovoltaico (Figura 11), para desenvolver a curva de geração, através de modelos matemáticos, utilizando as informações que estão disponíveis na literatura, sendo alguns destes a temperatura ambiente e os dados irradiância (GASTELU, 2020).

Dessa forma, diante da dificuldade de obter medições de um sistema de geração fotovoltaico, os dados utilizados neste trabalho para desenvolver a curva de irradiância e configurar os sistemas fotovoltaicos, foram baseados nas informações do *PVSystem* em (EPRI, 2019).

Além disso, no *OpenDSS* será necessário, para alterar o fator de potência e a máxima potência nominal do gerador FV mediante os comandos "*pf*" e "*pmpp*" respectivamente. Estes aspectos se encontram detalhados no Apêndice A.

Figura 11 – Modelo do painel fotovoltaico



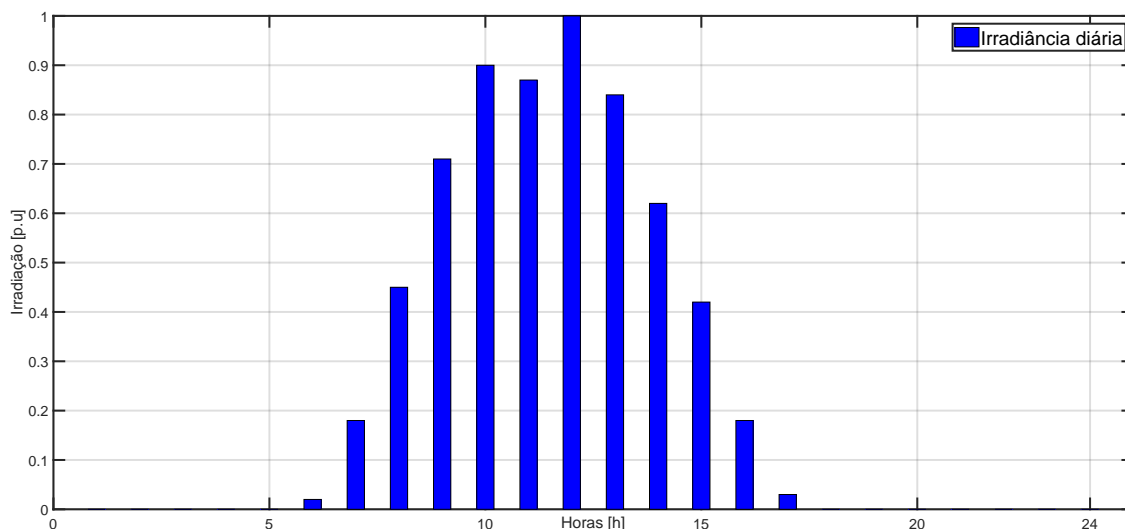
Fonte: Adaptado de EPRI (2019)

### 2.4.3 Curva de irradiância

O termo irradiação solar diária refere-se à exposição à radiação solar ao longo do dia. De acordo com uma pesquisa de referência, Carlesso et al. (2019) a irradiação solar total engloba a potência total de energia proveniente do Sol. Como a usina de geração fotovoltaica requer variações na irradiância solar diária para efetuar a conversão em energia elétrica, a simulação dos sistemas de distribuição adota uma curva de irradiância real de média mensal, do mês de outubro da cidade de São Paulo-SP. Contudo, essa curva aproxima mais de um caso real, e essas variações são importantes para verificar a eficiência dos métodos que serão aplicados neste trabalho. Esta curva é obtida por meio do software Radiasol 2 (LABSOL, 2010) e é ilustrada na Figura 12.

No *OpenDSS*, a curva de irradiância é definida pelo comando *New loadshape.MyIrrad* indicado no Apêndice A.2:

Figura 12 – Curva de irradiância diária utilizada nos geradores FV's



Fonte: Adaptado de LABSOL (2010)

## 2.5 Norma de conexão dos geradores

### 2.5.1 Níveis de Tensão

Dentro do contexto da regulamentação e normas de conexão do sistema de geração fotovoltaico, a ANEEL regulamenta esta atividade através dos procedimentos contidos no Módulo 3 do PRODIST. Em vista disso, segundo a ANEEL (2012) na seção 3 – Conexão das unidades consumidores ao sistema de distribuição de BT, as tensões em BT nominais de alimentação dos sistemas de geração fotovoltaicos são padronizadas, conforme indica a Tabela 3.

Tabela 3 – Tensões nominais em baixa tensão padronizadas

Sistema	Tensão Nominal (V)
Trifásico	220/127
	380/220
Monofásico	254/220
	440/220

Fonte: ANEEL (2012)

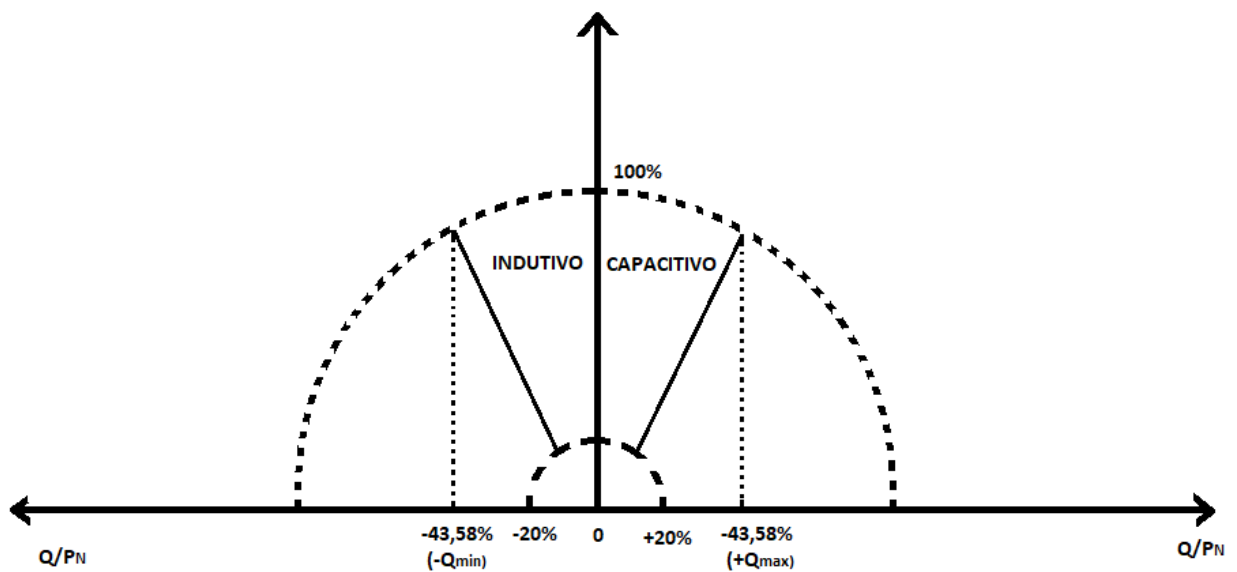
Também, de acordo ANEEL (2012), item 3.2.3 – “Os limites para a variação da tensão em regime permanente no ponto de conexão devem estar conforme o Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica”. Sendo assim, os limites de tensão em BT, deverão seguir nos intervalos já ilustrados previamente na Tabela 1 (Seção 1.1).

## 2.5.2 Fator de potência

Para os sistemas fotovoltaicos, segundo a NBR-16149 (2013) no item 4.7.3 – “Sistemas fotovoltaicos com potência nominal maior que 6 kW”, referente ao fator de potência dos inversores, os inversores devem apresentar como opcional a possibilidade de trabalho na curva da Figura 13, ajustando o fator de potência 0,90 indutivo e 0,90 capacitivo.

Sendo assim, potência reativa injetada/absorvida são opções disponíveis que podem ser alteradas respeitando os limites  $-Q_{min}$  e  $+Q_{max}$  na região indutiva e capacitiva (Figura 13) conforme a necessidade do ajuste (NBR-16149, 2013).

Figura 13 – Curva FP do inversor de frequência



Fonte: Adaptado de NBR-16149 (2013).



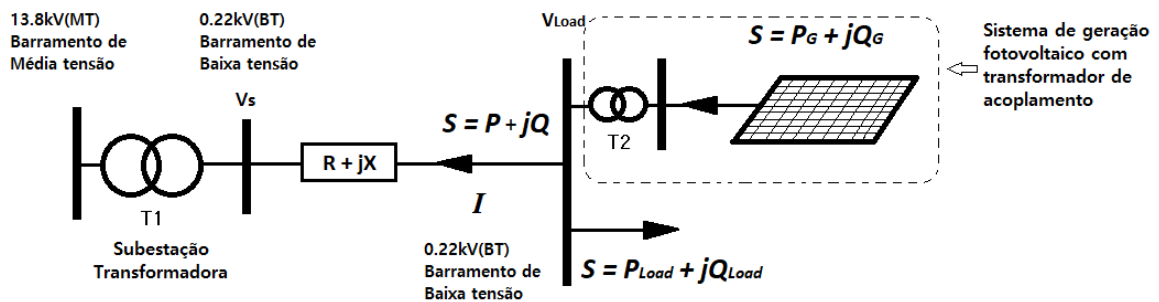
## 2.6 Aumento de Tensão na presença de GD

Em um sistema de distribuição em baixa tensão com a ausência de GD's, a corrente flui devido a demanda das cargas conectadas a este sistema. Em vista disso, o sentido desta corrente é da subestação transformadora (transformador de distribuição) para as cargas. Porém, quando o sistema de distribuição em baixa tensão apresenta a inserção de GD's, ocorre um alívio nos fluxos de corrente que as cargas demandam da subestação, uma vez que parte desta demanda total das cargas conectadas ao sistema de distribuição são supridas pela geração distribuída (AYRES et al., 2010).

Portanto, em certos momentos do dia em que há um excedente de potência gerada pela GD, em comparação com a potência fornecida pelo alimentador, ocorre o fluxo de potência reverso, dessa maneira o sistema de distribuição apresenta sobretensões (HAQUE; WOLFS, 2016).

Para contextualizar o conceito das sobretensões, será utilizado o diagrama unifilar da Figura 14 com 2 barras em BT. Para encontrar a variação de tensão entre o ponto que conecta o gerador fotovoltaico e a subestação transformadora, considera-se a corrente em direção a subestação conforme indicado na equação 2.15 abaixo:

Figura 14 – Esquema sistema de distribuição com usina de geração FV



Fonte: Adaptado de (AYRES et al., 2010)

$$S = P + jQ = (P_G - P_{Load}) + j(Q_G - Q_{Load}) = \bar{V}_{Load} \bar{I}^* \quad (2.14)$$

- Potência ativa injetada na rede de BT ( $P$ );
- Potência reativa injetada na rede de BT ( $Q$ );
- Potência ativa do gerador FV ( $P_G$ );
- Potência ativa consumida pela carga ( $P_{Load}$ );
- Potência reativa do gerador FV ( $Q_G$ );
- Potência reativa consumida pela carga FV ( $Q_{Load}$ );

- Tensão da carga FV ( $V_{Load}$ );

Manipulando a equação 2.14, obtém-se equação 2.15 da corrente  $\bar{I}$  (em Amperes(A)) no ponto de conexão entre o gerador FV( $V_{Load}$ ) e  $V_s$ .

$$\bar{I} = \frac{P - jQ}{\bar{V}_{Load}^*} \quad (2.15)$$

Para obter a tensão  $\bar{V}_{Load}$  Aplica-se a lei das malhas de Kirchhoff e obtém-se:

$$\bar{V}_{Load} = \bar{V}_s + (R + jX)\bar{I} \quad (2.16)$$

- Tensão na barra da subestação transformadora em BT ( $\bar{V}_s$ );

Para obter a variação da tensão, substitui-se a equação 2.15 na equação 2.16 como descrito abaixo:

$$\Delta\bar{V} = \bar{V}_{Load} - \bar{V}_s = (R + jX) \left( \frac{P - jQ}{\bar{V}_{Load}^*} \right) = \frac{(RP + XQ) + j(XP - RQ)}{\bar{V}_{Load}^*} \quad (2.17)$$

- Resistência de sequência positiva da linha ( $R$ );
- Reatância da sequência positiva da linha ( $X$ );

Dessa forma, segundo Ayres et al. (2010), a variação de tensão que leva as sobretensões é indicada na equação 2.18

$$\Delta\bar{V} \approx \Re \{ \bar{V}_{Load} - \bar{V}_s \} \approx \frac{RP + XQ}{V_{Load}} \quad (2.18)$$

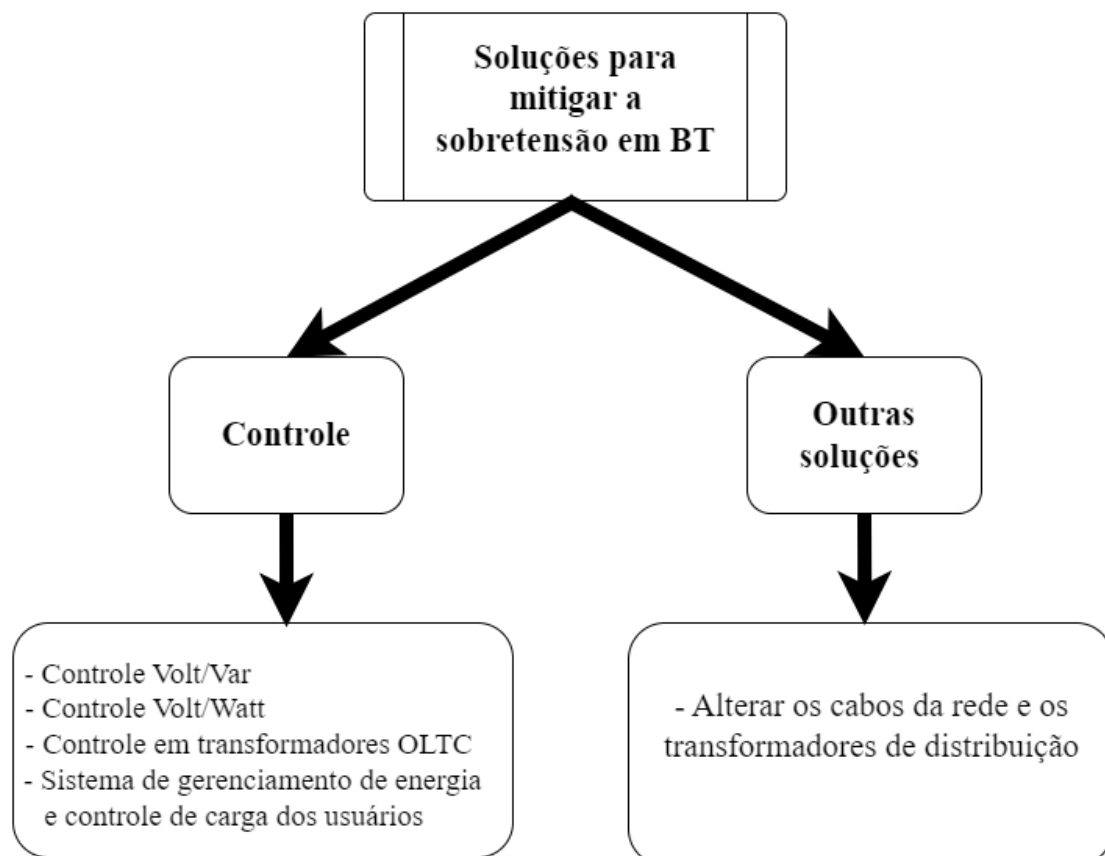
## 2.7 Controle Volt/var e Volt/Watt

Os principais controles de tensão em redes de distribuição em MT/BT são ilustrados nos trabalhos de (EICHKOFF, 2018), (MADRUGA et al., 2011) e (SILVA et al., 2016). Os tipos de controle de tensão estão sucintamente apresentados por meio da Figura 15, na qual se destacam o controle Volt/var e o controle Volt/Watt abordados neste trabalho.

Uma maneira de controlar as variações de tensão é mediante o tap dos transformadores *Load Tap Changer* (LTC) mas usualmente estes dispositivos atuam sem carga. Outras formas alternativas são o controle local utilizando os transformadores com tap com variação sob carga *ON-Load Tap Changer* (OLTC) (SILVA et al., 2016).

Por fim, os controles Volt/var e Volt/Watt nos inversores fotovoltaicos, são controles de caráter local que podem ser aplicados em redes de distribuição em baixa tensão (ALMEIDA et al., 2020).

Figura 15 – Tipos de controles em BT

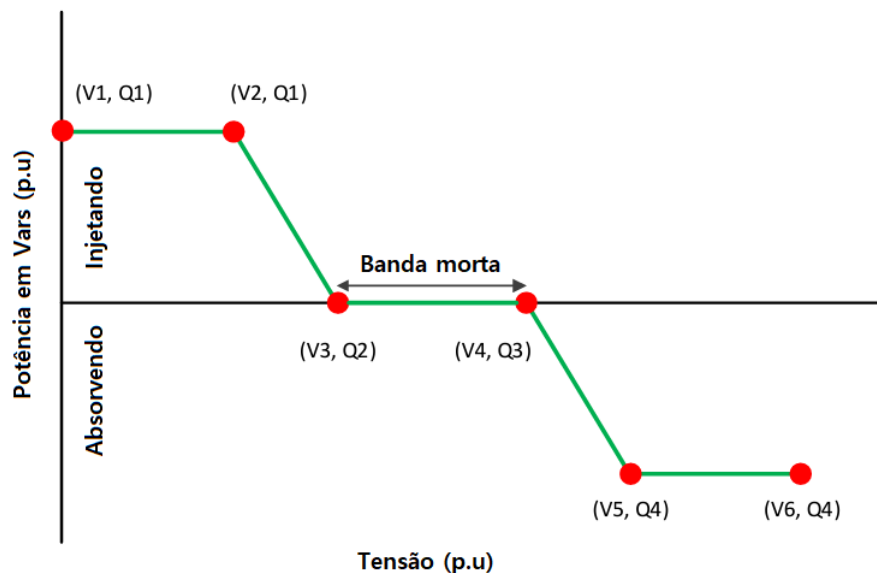


Fonte: Adaptado de Kjaer et al. (2012)

### 2.7.1 Controle Volt/var

O controle Volt/var, aplicado no inversor fotovoltaico, desempenha um papel crucial no controle das tensões dentro dos limites estabelecidos pela curva Volt/var na Figura 16. Isso ocorre através do monitoramento constante da tensão na barra à qual o gerador fotovoltaico está conectado. O controle sempre que a tensão excede os limites previamente definidos pelos pontos de tensão e potência reativa  $(V1, Q1)$ ,  $(V2, Q1)$ ,  $(V3, Q2)$ ,  $(V4, Q3)$ ,  $(V5, Q4)$  e  $(V6, Q4)$ . Quando a tensão aumenta, o inversor absorve potência reativa para conter a sobretensão. Por outro lado, quando a tensão diminui, o inversor injeta potência reativa na rede para manter a tensão o mais próxima possível da banda morta, conforme descrito na Figura 16 (ALMEIDA et al., 2020).

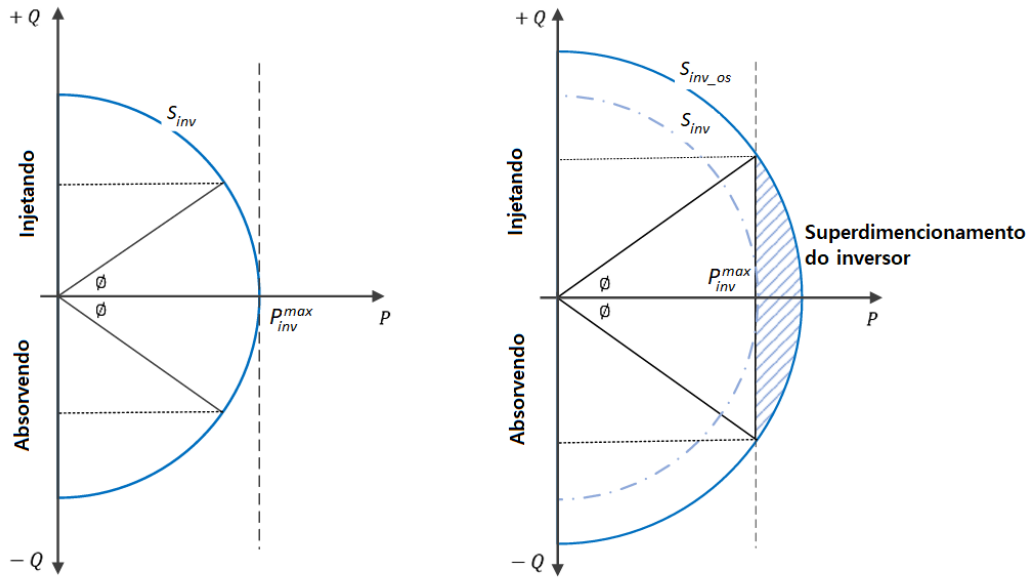
Figura 16 – Curva Volt/var nos inversores



Fonte: Adaptado de Almeida et al. (2020)

O controle Volt/var no inversor também está limitado de acordo com a curva de capacidade de potência aparente Figura 17. Quando o inversor ultrapassa o limite definido na imagem à direita da Figura 17, após o limite indicado como potência máxima do inversor ( $P_{inv}^{Max}$ ), o inversor se encontra na região de operação hachurada trabalhando superdimensionado. A quantidade de potência reativa e de potência ativa que o inversor injeta/absorve deverá respeitar o limite da curva de capacidade de potência aparente estabelecido (ALMEIDA et al., 2020).

Figura 17 – Curva de capacidade de potência nos inversores



Fonte: Adaptado de Almeida et al. (2020)

### 2.7.2 Controle Volt/Watt

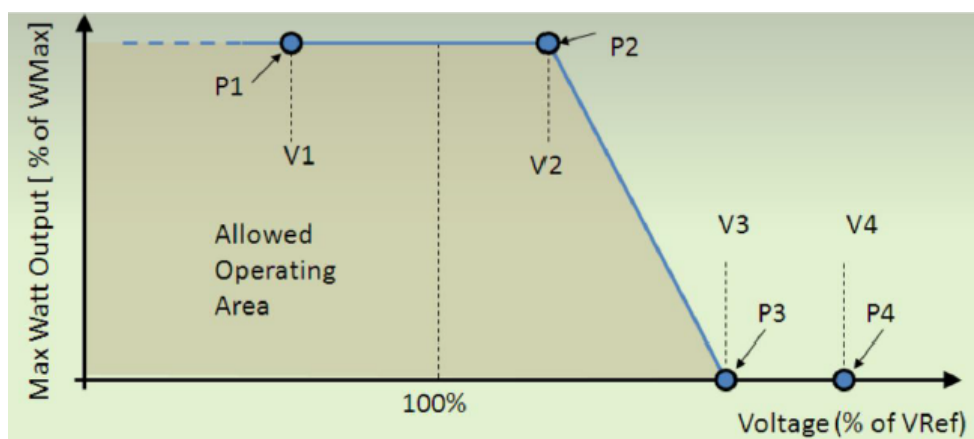
Quando as estratégias de controle de sobretensão não se revelam suficientemente eficazes, uma alternativa para lidar com essa situação é a implementação do controle Volt/Watt nos inversores. Nesse cenário, os inversores que operam sob esse controle ajustam dinamicamente a potência ativa de saída em resposta às variações de tensão na barra de conexão do gerador fotovoltaico, seguindo a curva de controle ilustrada na Figura 18.

O controle Volt/Watt no inversor desempenha um papel fundamental na regulação da tensão, e esse processo é guiado pela definição de pontos críticos, a saber, (V1, P1), (V2, P2), (V3, P3) e (V4, P4), conforme representado na Figura 18. É relevante notar que os dois primeiros pontos mencionados estão situados na faixa de operação considerada banda morta, ou seja, próximo a 1 p.u na tensão, enquanto os dois últimos pontos indicam situações de sobretensão, o que significa que, nesses momentos, o inversor opera com uma potência reduzida para manter a tensão dentro dos limites do sistema. Além disso, a perda financeira devido à redução de potência ativa pode ser compensada total ou parcialmente, via sistema de compensação, pois, o controle de tensão que o gerador realiza é visto como um serviço que o GD fornece ao sistema e não apenas como uma medida compulsória.

No intervalo de P3 e P4, possibilita a restrição da injeção excessiva de potência ativa, o que, por sua vez, contribui para corrigir a sobretensão, conforme discutido em (CARLETTE; FALCÃO, 2020) O propósito de utilizar este método é demonstrar que, quando ocorre uma sobretensão que excede os limites estabelecidos pelo Módulo 8 - PRO-DIST, a concessionária de energia tem a opção de empregar essa abordagem em vez de

desconectar o inversor fotovoltaico da rede. Essa escolha permite manter a tensão dentro dos limites especificados, evitando, dessa forma, possíveis penalidades financeiras.

Figura 18 – Curva Volt/Watt



Fonte: (EICHKOFF, 2018)

## 3 Metodologia

A proposta deste trabalho permite regular as sobretensões e subtensões nos sistemas de distribuição em baixa tensão, considerando alta presença de geração fotovoltaica. Isto posto, o controle de tensão no sistema de distribuição em BT é aplicado nos inversores dos geradores FV.

Dessa forma, em relação aos limites de tensão definidos pela ANEEL, conforme apresentado na Tabela 1, os limites de tensão em p.u para redes em BT (220/127V) e (380/220V) se encontram entre:  $0,92 \leq \text{Tensão adequada} \leq 1,04$ . Com o intuito de corrigir as sobretensões e subtensões, os métodos de controle abordados foram baseados nos trabalhos de Gastelu (2020) e Carlette e Falcão (2020)

Para manter as tensões dentro dos limites, o controle é realizado de forma direta alterando o fator de potência do inversor, controlando assim a inserção/absorção de potência reativa de acordo com os valores de tensão na barra de conexão do *PVsystem* (Gerador fotovoltaico do *OpenDSS*).

### 3.1 Simulação

Para simular os cenários propostos, utiliza-se o *MATLAB - Versão R2017a* em conjunto com o *OpenDSS - Versão 9.3.0.2 64bits*. O *MATLAB* permite realizar análises numéricas, simulações e o desenvolvimento de algoritmos, sendo uma escolha frequente em pesquisas científicas devido à sua flexibilidade, capacidade computacional e vasta biblioteca de funções integradas. Com uma ampla gama de funções à disposição, é possível empregar o *MATLAB* para gerenciar o *OpenDSS*, um software de simulação para sistemas de distribuição de acesso livre. Isso permite que os controles a serem implementados nos inversores que o *OpenDSS* possui, sejam conduzidos por meio do algoritmo de controle desenvolvido no *MATLAB* conforme a interface representada na Figura 19.

Figura 19 – Interface *Matlab* e *OpenDSS*



**MATLAB & OPENDSS**

Fonte: Autoria Própria

O algoritmo de controle na simulação abrange um período de 24 horas, garantindo a aplicação do controle ao longo do dia. Para alcançar esse objetivo, foram concebidos três cenários de simulação. Cada cenário considera a quantidade de inversores utilizados (representando o nível de penetração fotovoltaica) e sua localização. O nível de penetração é definido em termos da potência dos geradores fotovoltaicos como uma porcentagem da potência nominal do transformador de distribuição que alimenta a rede de baixa tensão. Por exemplo, se o transformador possui uma capacidade de 75 kVA, uma penetração de geradores fotovoltaicos de 100% implicaria em ter uma potência total de geração fotovoltaica equivalente à potência do transformador de 75 kVA.

Foram estabelecidos critérios específicos para orientar as decisões tomadas no contexto das condições de intervalo de tensão. Essas diretrizes visam assegurar que a tensão permaneça dentro dos limites estipulados pelo algoritmo de controle. Entre os critérios definidos estão a escolha de barras de conexão dos geradores fotovoltaicos mais distantes em relação ao transformador de distribuição, bem como a seleção de barras com características de sobretensão mais proeminentes em comparação com as demais. Além disso, foi considerada a alocação dos geradores em barras tanto próximas quanto distantes, conforme apropriado. Na etapa de seleção da tensão de referência para a aplicação do controle, optou-se por escolher a fase que demonstrou o maior impacto de sobretensão durante a simulação.

Para observar a eficácia do controle Volt/Watt que será apresentado na seção 3.8, analisa-se também a potência líquida na barra de conexão do gerador FV, ou seja, a diferença entre potência gerada e a potência demandada pela carga.

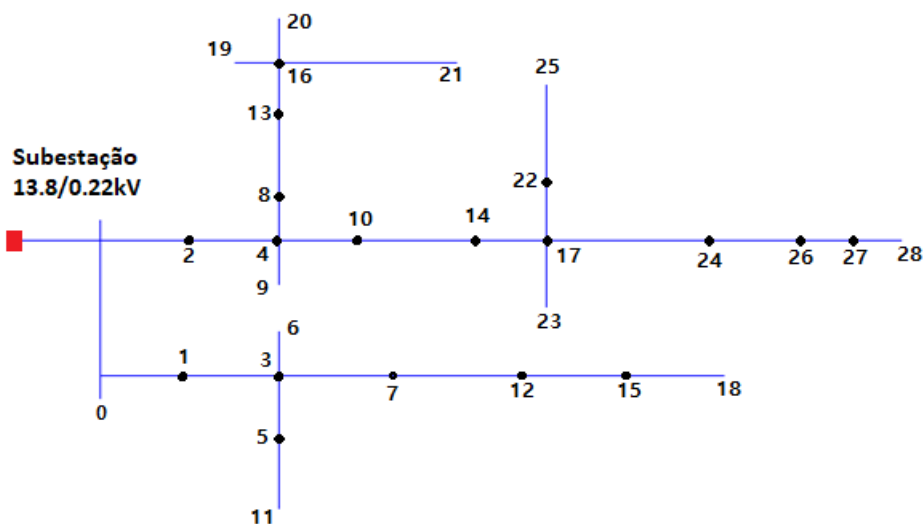


### 3.2 Sistema de distribuição em baixa tensão BT-1

O sistema inicial de distribuição em baixa tensão BT-1, selecionado para análise, consiste em uma infraestrutura de baixa tensão localizada na cidade de Bragança Paulista-SP, composta por um transformador de distribuição de 25 kVA com relação de transformação de 13,8/0,22 kV, fechamento das bobinas em *Delta-Estrela* e 29 barras interligadas, como ilustrado na Figura 20. Para a avaliação desse sistema, são calculadas as impedâncias das linhas, levando em consideração os parâmetros dos cabos, incluindo as impedâncias próprias e mútuas entre as fases e o neutro, bem como a condutor do aterramento, conforme mencionado por Pizzali (2003). Nesse arranjo, são utilizados cabos com bitola CA #1/0 nos condutores da rede de distribuição de baixa tensão.

Na Tabela 18 do Apêndice B.1 apresentam-se os valores de impedância utilizados nas linhas.

Figura 20 – Sistema de distribuição em baixa tensão BT-1

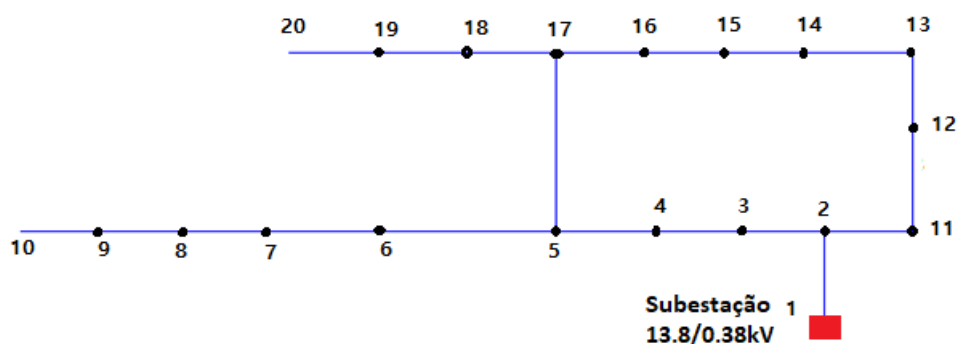


Fonte: Adaptado de Pizzali (2003)

### 3.3 Sistema de distribuição em baixa tensão BT-2

O segundo sistema de distribuição em baixa tensão adotado exibe características de carga desequilibrada, empregando linhas aéreas trifásicas, transformador de distribuição de 75 kVA com relação de transformação de 13,8/0,38 kV, conectando as bobinas em configuração *estrela-estrela*, condutor do tipo NAYY 4x70 mm<sup>2</sup> ALOLH. Este sistema é composto por 20 barras interconectadas, conforme evidenciado na Figura 21. Detalhes específicos referentes aos condutores utilizados e às impedâncias das linhas foram documentados na Tabela 19 do Apêndice B.2.

Figura 21 – Sistema de distribuição em baixa tensão BT-2



Fonte: Adaptado de (NEGREIROS, 2018)

### 3.4 Cargas

Considerando que existe um excesso de consumidores residenciais em redes de distribuição de baixa tensão neste estudo, todas as cargas consideradas nos sistemas de distribuição 1 e 2 possuem características típicas de consumidores residenciais.

Segundo as informações de referência, dado o baixo nível de carga no sistema BT-1 os nós 1, 6 e 10 foram agregados em uma carga só (CARLETTE; FALCÃO, 2020). Essas cargas apresentam desequilíbrio e estão conectadas em configuração estrela. Os valores de potência associados a essas cargas estão detalhados na Tabela C.1 localizada no Apêndice C.1.

Com base na mesma fonte de referência, o sistema de distribuição BT-2 também possui cargas desequilibradas, um fator de potência de 0,92 e estão ligadas em configuração estrela (NEGREIROS, 2018). Os valores de potência específicos para essas cargas podem ser encontrados na Tabela 22 do Apêndice D.1.

### 3.5 Inversores inteligentes

O sistema de distribuição em baixa tensão pode tornar-se vulnerável com o aumento das GD conectadas ao sistema de distribuição em BT, acarretando efeitos prejudiciais como a sobretensão. Portanto, existe a necessidade de encontrar novas soluções tecnológicas inteligentes para reduzir ou eliminar tais vulnerabilidades, como, por exemplo, os inversores inteligentes. Este novo conceito gerou novas funcionalidades para que os inversores inteligentes recebessem esta nomenclatura. Por conseguinte, para normalizar este processo sobre os inversores inteligentes e suas funções, o IEEE padronizou essa nova definição com a norma IEEE 1547 (LULBADDA; HEMAPALA, 2019).

Estas funções incluíam o controle de potência ativa e reativa gerada pelo inversor (PHOTOVOLTAICS; STORAGE, 2018).

### 3.6 Fator de Potência

O fator de potência dos inversores define se o mesmo irá absorver ou injetar potência reativa/ativa. Sendo assim, através da defasagem de  $V_i$  (tensão nos terminais do inversor) e  $V_s$  (tensão da rede de distribuição), e a diferença entre as amplitudes de  $V_i$  e  $V_s$  (Figura 22 à 25), é possível absorver e injetar potência reativa, permitindo controlar a amplitude da tensão na barra onde o inversor fotovoltaico se encontra conectado (ALBUQUERQUE; TRISTÃO, 2020).

Nas Figuras 22, 23, 24 e 25, as configurações dos vetores de tensão ( $V_i$ ) e corrente ( $I$ ) têm impacto direto nas operações do sistema. Na Figura 22, a disposição dos vetores permite a absorção de potência reativa e a injeção de potência ativa. Na Figura 23, a disposição dos vetores  $V_i$  e  $I$  possibilita a absorção tanto de potência reativa quanto de potência ativa. Por outro lado, na Figura 24, a posição dos vetores de tensão e corrente  $V_i$  e  $I$  permite a injeção tanto de potência reativa quanto de potência ativa. Finalmente, na Figura 25, com a configuração dos vetores  $V_i$  e  $I$ , ocorre a injeção de potência reativa e a absorção de potência ativa. Essas diferentes configurações ilustram as variações possíveis na operação do sistema, dependendo da relação entre a tensão e a corrente em um dado momento.

Figura 22 – Fator de potência indutivo

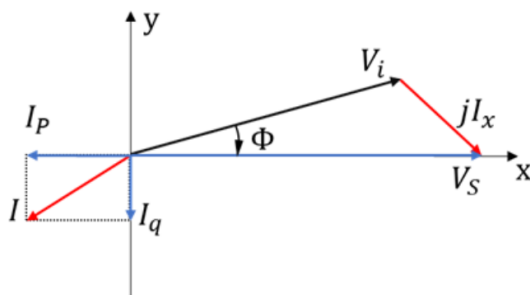


Figura 23 – Fator de potência indutivo



Figura 24 – Fator de potência capacitivo

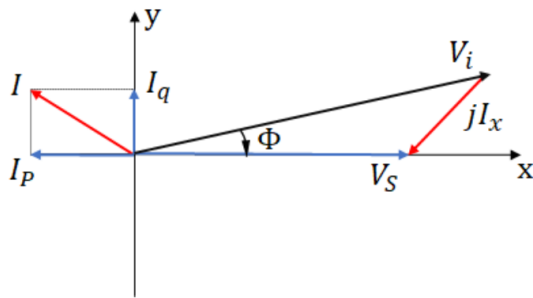
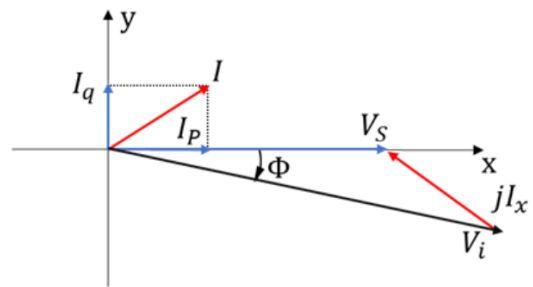


Figura 25 – Fator de potência capacitivo



Fonte: Adaptado de Albuquerque e Tristão (2020)

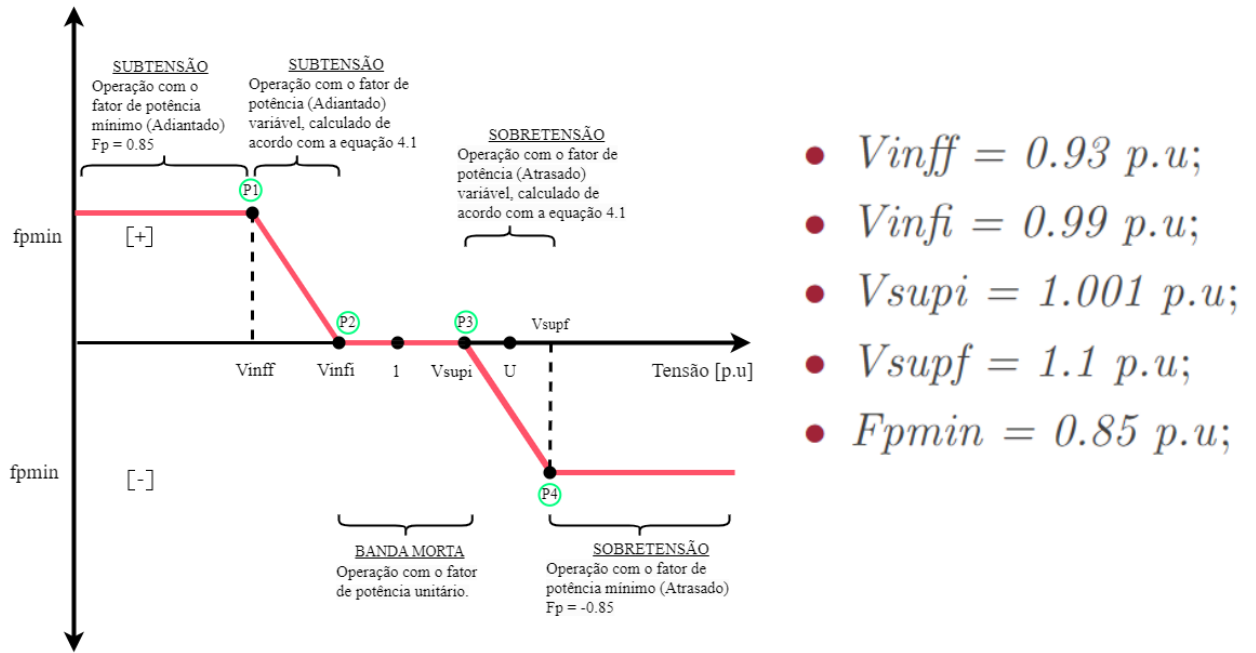
### 3.7 Controle de tensão por meio da curva Volt/var

Os inversores dos geradores (FV) são equipados com a capacidade de ajustar o fator de potência. Isso permite a realização de modificações na função  $fp$  dos inversores. Assim, devido à facilidade de ajuste do fator de potência nos inversores, a abordagem de controle Volt/var (ver seção 3.7) implementada neste estudo utiliza o fator de potência dos inversores para essa finalidade, em contraste com o método tradicional que se baseia na potência reativa.

A figura 26 apresenta a curva Volt/var modificada para o fator de potência conforme explicado na seção 3.6, a qual o eixo y é utilizado para definir o fator de potência de operação do inversor, de acordo com o nível de tensão presente no barramento no qual o mesmo se encontra conectado. Dessa forma, o algoritmo desenvolvido no *Matlab* controla as tensões nos sistemas de distribuição em BT descritos nas seções 3.2 e 3.3 no período de 24 horas, simulando um fluxo de potência com a presença dos inversores no software *OpenDSS*. Contudo, para mitigar as sobretensões e sobtensões, utiliza-se a tensão de U (medida na barra do gerador fotovoltaico) para definir se no instante de tempo considerado, o inversor insere ou absorve potência reativa.

A tensão (U) medida no ponto de conexão dos geradores FV possui as possíveis classificações sendo: subtensão, banda morta e sobretensão, de acordo com os intervalos e os pontos indicados na Figura 26.

Figura 26 – Curva Volt/var adaptada em função do fator de potência do inversor



Fonte: Adaptado de Gastelu (2020)

Portanto, formulou-se a equação correspondente ao fator de potência (4.1) em relação aos pontos P1, P2, P3 e P4 delineados na Figura 26. Esses pontos possuem flexibilidade para serem realocados conforme as exigências de controle e os cenários em questão, conferindo maior ou menor influência sobre o fator de potência nos inversores mediante a tensão na barra do gerador FV. O valor mínimo do fator de potência foi estabelecido mediante experimentação, tendo-se obtido o resultado mais eficiente ao adotar  $F_{pmin} = 0,85$ .

Sendo assim, o cálculo do fator de potência segue a equação 4.1 que está baseada na Figura 26 e no ajuste dos pontos P1 a P4.

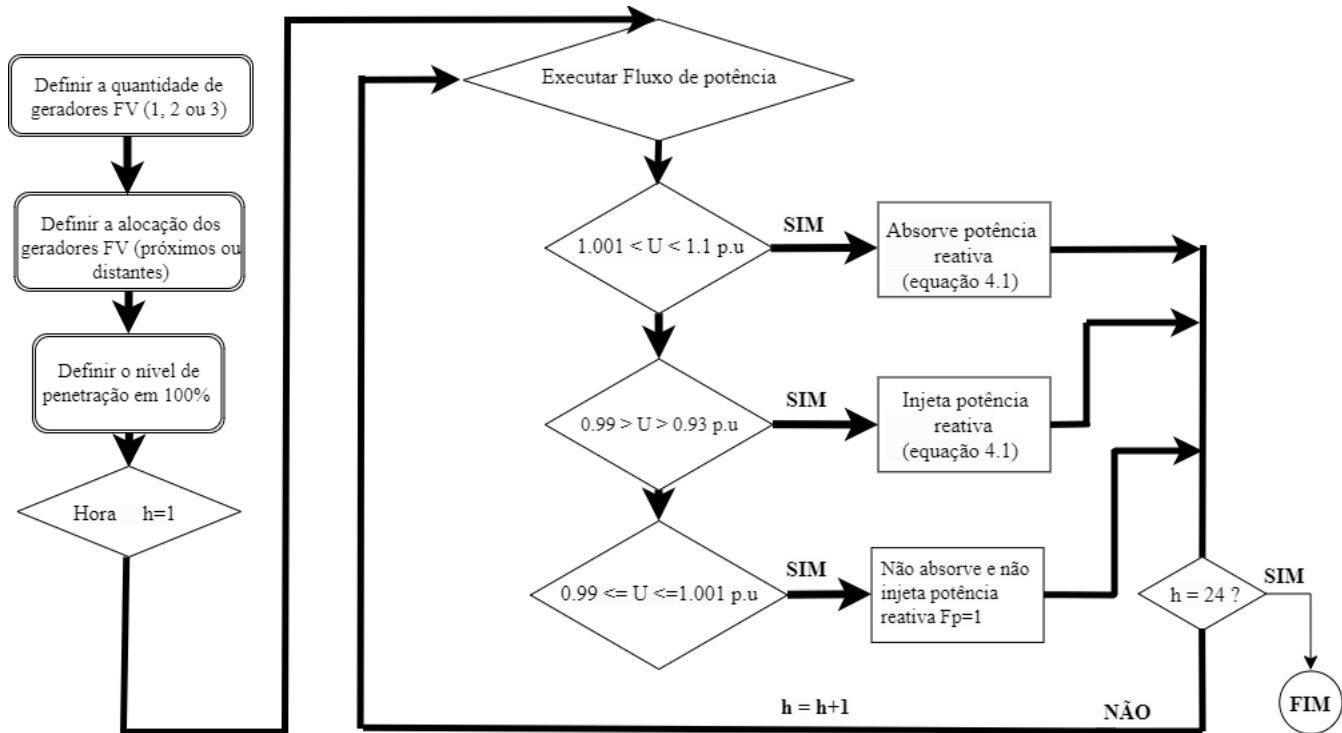
$$y = \begin{cases} \frac{-1-(fpmin)}{V_{supi}-V_{supf}}(U - V_{supf}) + (-fpmin)(+) & V_{inff} \leq U \leq V_{infi} \\ \frac{1-fpmin}{V_{infi}-V_{inff}}(U - V_{inff}) + fpmin(-) & V_{supi} \leq U \leq V_{supf} \\ 1 & V_{infi} \leq U \leq 1 \\ 0,85 & \leq V_{inff} \\ -0,85 & \geq V_{supf} \end{cases} \quad (3.1)$$

### 3.7.1 Fluxograma do algoritmo Volt/var

O algoritmo utilizado, apresenta a lógica descrita no fluxograma da Figura 29. Por meio deste algoritmo é possível simular o período diário, onde o controle é executado a

cada hora ao longo de 24 horas. Desta maneira, em cada simulação ao longo de 24 horas é possível ajustar o número de geradores FV no sistema BT, bem como sua distribuição nas barras e o nível de penetração em cada cenário, conforme indicado nas Tabelas 4 e 5.

Figura 27 – Fluxograma controle Volt/var

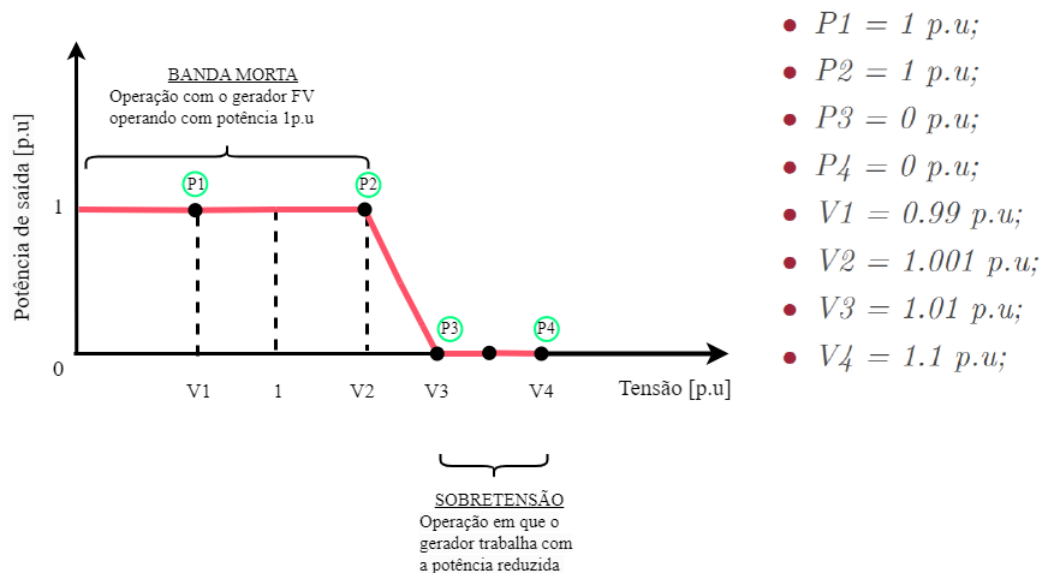


Fonte: Autoria Própria

### 3.8 Controle de tensão por meio da curva Volt/Watt

Com a curva Volt/Watt definida conforme exemplificado na Figura 28, a disposição dos pontos P1, P2, P3 e P4, juntamente com os valores de tensão V1, V2, V3 e V4, possibilita a implementação do controle dos níveis de tensão mediante a restrição da potência ativa. Essa limitação da potência ativa pode ser uma alternativa aplicável em situações em que os mecanismos de controle para mitigar sobretensões se mostram insuficientes em momentos específicos, resultando em tensões excessivamente elevadas na rede devido à significativa penetração de geração fotovoltaica no sistema. Os valores empregados na formulação da curva Volt/Watt são detalhados a seguir na Figura 28, enquanto um exemplo prático executado no *OpenDSS* está disponibilizado no Apêndice A4.

Figura 28 – Curva Volt/Watt definida nos inversores inteligentes

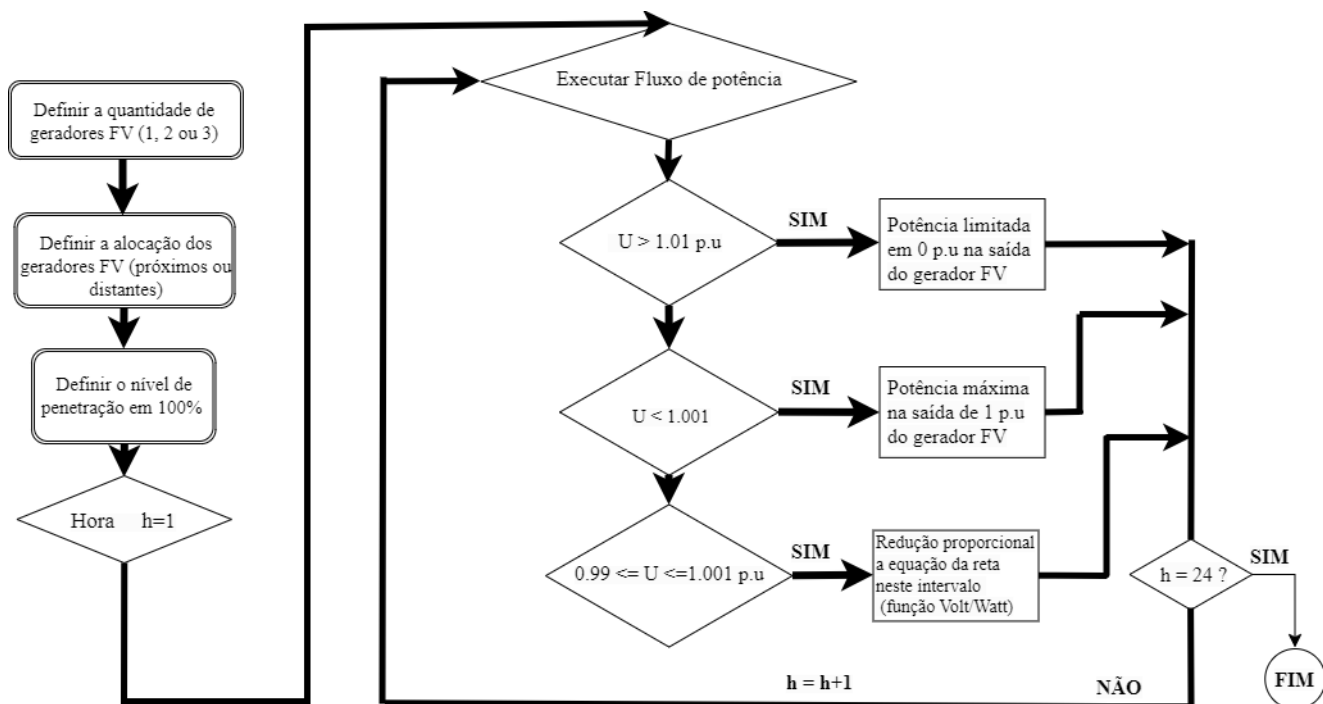


Fonte: Adaptado de (EPRI, 2019)

#### 3.8.1 Fluxograma do algoritmo Volt/Watt

Para a simulação utilizando o controle Volt/Watt, foi implementado o fluxograma da Figura 29. Dessa forma, o período deste controle e os ajustes são análogos ao do controle Volt/var apresentado na subseção 3.7.1, sendo feito ao logo de 24 horas.

Figura 29 – Fluxograma controle Volt/Watt



Fonte: Autoria Própria



## 4 Resultados e Discussão

As descrições dos cenários, juntamente com os dados necessários para as simulações, foram reunidas nas Tabelas 4 e 5, para o sistema BT-1 e BT-2 respectivamente.

Para realizar as simulações, foram considerados dois cenários extremos: um com 0% de penetração de geradores fotovoltaicos no sistema de distribuição (ou seja, nenhum gerador fotovoltaico presente) e outro com 100% de penetração (onde a potência do transformador de distribuição estava totalmente alocada para um único gerador fotovoltaico trifásico). A escolha das barras para a conexão dos geradores fotovoltaicos recaiu sobre aquelas localizadas mais distantes da subestação e aquelas que mostraram os maiores sobretensões.

Cada gerador fotovoltaico permitiu um controle independente e local, monitorando a tensão na barra à qual estava conectado. Nesse contexto, a fase B foi selecionada como referência para o controle, devido ao fato de ter apresentado a maior elevação de tensão.

A seguir, apresentamos os resultados detalhados de cada cenário para os dois sistemas de distribuição. Esses resultados incluem informações como o número de geradores fotovoltaicos (FV) conectados (No. GDs), a potência aparente de cada gerador ( $S$  [kVA]), as barras próximas às quais os geradores FV estão conectados (Barras próximas), as barras distantes onde os geradores FV estão conectados (Barras distantes), a tensão monitorada de cada gerador FV conectado próximo, que é utilizada como referência na aplicação dos controles (Tensão monit. (próx.)), a tensão monitorada de cada gerador FV conectado distante, também utilizada como referência na aplicação dos controles (Tensão monit. (dist.)), a tensão nominal de cada gerador (Tensão ger. FV), e o tipo de ligação de cada gerador FV (Ligação do ger. FV). Esses dados fornecerão uma compreensão abrangente do desempenho dos sistemas em cada cenário analisado.

Tabela 4 – Cenários de simulação sistema de distribuição de baixa tensão BT-1

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
No. GDs	1	2	3
$S$ [kVA]	25	12,5	8,33
Barras próximas	18	15 e 18	12,15 e 18
Barras distantes	18	14 e 28	14,25 e 28
Tensão monit. (próx.)	Fase B - Barra 18	Fase B-Barra 15	Fase B-Barra 12
Tensão monit. (dist.)	Fase B - Barra 18	Fase B-Barra 14	Fase B-Barra 14
Tensão ger. FV	220V	220V	220V
Ligação do ger. FV	Estrela	Estrela	Estrela

Tabela 5 – Cenários de simulação sistema de distribuição de baixa tensão BT-2

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
No. GDs	1	2	3
S [kVA]	75	37,5	25
Barras próximos	20	13 e 14	13,14 e 15
Barras distantes	20	5 e 10	5,10 e 18
Tensão monit. (próx.)	Fase B-Barra 20	Fase B-Barra 13	Fase B-Barra 13
Tensão monit. (dist.)	Fase B-Barra 20	Fase B-Barra 5	Fase B-Barra 5
Tensão do gerador FV	380V	380V	380V
Ligação do gerador FV	Estrela	Estrela	Estrela

A Tabela 6 contém os valores fixos empregados nas curvas Volt/var e Volt/Watt ao longo da simulação dos cenários 1, 2 e 3. É relevante destacar que esses valores permaneceram consistentes ao longo de todo o desenvolvimento do capítulo de resultados, com a exceção notável da seção 4.1, na qual é realizado um teste que envolve a modificação das curvas Volt/var e Volt/Watt.

Tabela 6 – Pontos curvas Volt/var e Volt/Watt

Volt/var	Volt/Watt
V <sub>inf</sub> i=0,93 p.u	P1=1 p.u
V <sub>inf</sub> i=0,99 p.u	P2=1 p.u
V <sub>sup</sub> i=1,001 p.u	P3=0 p.u
V <sub>sup</sub> f=1,1 p.u	P4=0 p.u

## 4.1 Testes dos pontos de ajuste das curvas Volt/var e Volt/Watt para o cenário 1

Com o objetivo de avaliar a atuação dos métodos de controle Volt/var e Volt/Watt diante das modificações realizadas nos pontos das curvas, como detalhado nas seções 3.7 e 3.8, e considerando as alterações indicadas na Tabela 7 para as curvas Volt/var e Volt/Watt, respectivamente, foi conduzida uma análise no Cenário 1. Este teste foi implementado no sistema BT-1, onde um gerador fotovoltaico de 25 kVA estava conectado à barra 18, representando 100% de penetração de geração fotovoltaica.

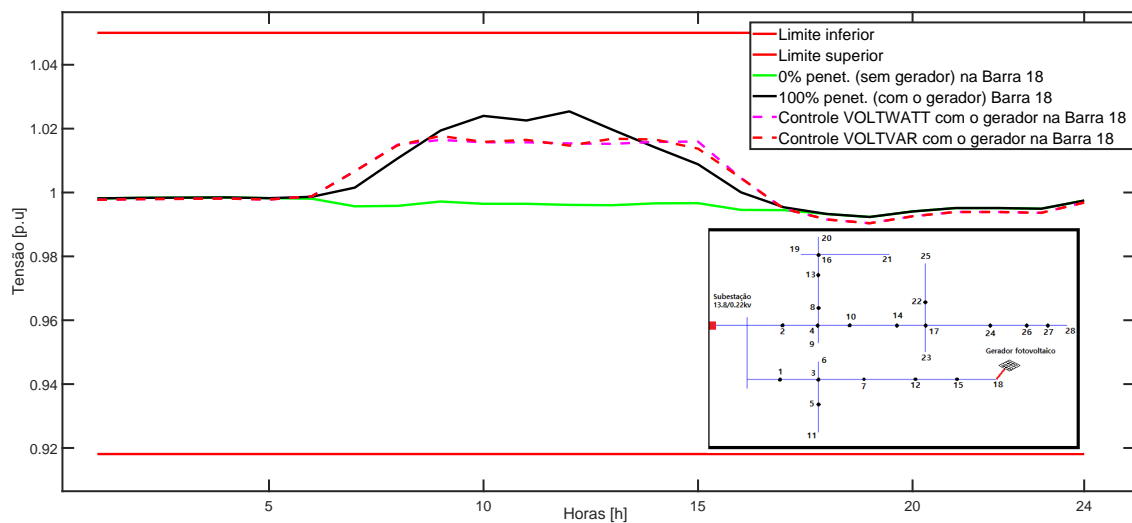
Tabela 7 – Ajuste nas curvas Volt/var e Volt/Watt

Volt/var	Volt/Watt
V <sub>inff</sub> =0,96 p.u	P1=1 p.u
V <sub>infi</sub> =0,99 p.u	P2=0 p.u
V <sub>supi</sub> =1,01 p.u	P3=0,3 p.u
V <sub>supf</sub> =1,08 p.u	P4=0 p.u

Os resultados obtidos revelaram discrepâncias evidentes nas saídas, conforme pode ser observado na comparação entre as Figuras 31 e 30, respectivamente, antes e após a aplicação dos ajustes. Fica evidente que os controles começam a atuar somente quando o gerador produz potência suficiente para influenciar a tensão, ou seja, nos momentos de irradiância solar significativa, que, de acordo com o gráfico, ocorrem entre 9h e 15h.

Além disso, ao comparar os resultados, é importante mencionar um aumento de 1,95% na tensão controlada pelo método Volt/Watt e um acréscimo de 0,793% na tensão controlada pelo método Volt/var. Nessa configuração, pode-se concluir que os métodos Volt/var e Volt/Watt apresentam uma aproximação significativa.

Figura 30 – Tensão do gerador fotovoltaico conectado na barra 18 - Rede de baixa tensão BT-1 (pontos das curvas modificados)



Fonte: Autoria Própria

## 4.2 Resultados Cenário 1

A Figura 31 ilustra o controle realizado na rede de baixa tensão BT-1, que abrange um total de 28 barras. Observa-se que apenas um único gerador FV foi conectado à barra 18, com uma potência nominal de 25kVA, atingindo uma penetração de 100% (conforme especificado no Cenário 1 da Tabela 4). Para mitigar os efeitos adversos de sobretensão durante os momentos de máxima geração de potência do gerador fotovoltaico, conforme evidenciado na Figura 31, são aplicados os métodos Volt/var e Volt/Watt considerando uma penetração fotovoltaica de 100%. Isso significa que a potência total do gerador fotovoltaico conectado que equivale à potência do transformador de distribuição.

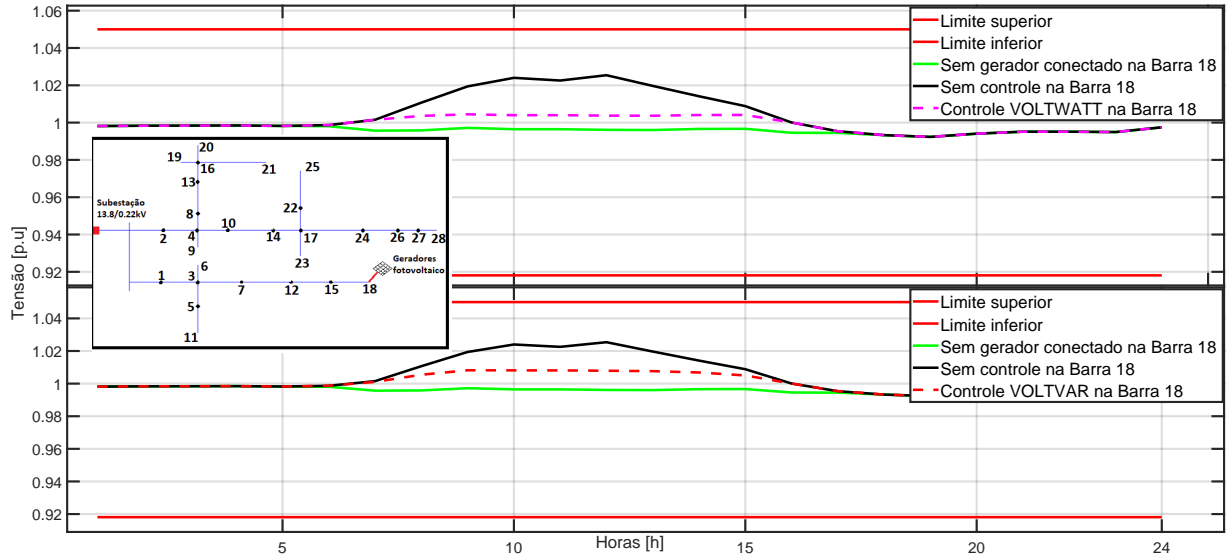
Na Figura 31, é evidente que a tensão na barra 20, sem controle, apresenta um aumento notável durante o intervalo das 8h às 15h. Esse fenômeno é resultado do fluxo de potência reverso, que ocorre quando a demanda da carga residencial é baixa e coincide com a geração máxima de potência do gerador fotovoltaico. Isso resulta em um aumento da tensão.

No entanto, ao aplicar a curva Volt/var definida na seção 3.7, a tensão é reduzida para aproximadamente 1,01 p.u. O sinal de tensão controlado pelo método Volt/var apresenta uma curva suavizada, uma vez que a tensão de referência do Cenário 1 (conforme a Tabela 4) não sofre grandes variações. Além disso, o fator de potência da curva Volt/var possui incrementos suaves no controle de tensão, como evidenciado na Tabela 8.

É importante destacar que os valores apresentados na Tabela 8 representam os fatores de potência indutivo (sinal negativo, em que o inversor absorve potência reativa) utilizados nos inversores dos geradores FV apenas durante os períodos em que o controle

está ativo. No intervalo das 10h às 12h, o fator de potência diminui significativamente, devido à maior atuação do controle e à máxima geração de potência do gerador fotovoltaico. Nos demais horários, o fator de potência permanece unitário.

Figura 31 – Tensão do gerador fotovoltaico conectado na barra 18 - Rede de baixa tensão BT-1



Fonte: Autoria Própria

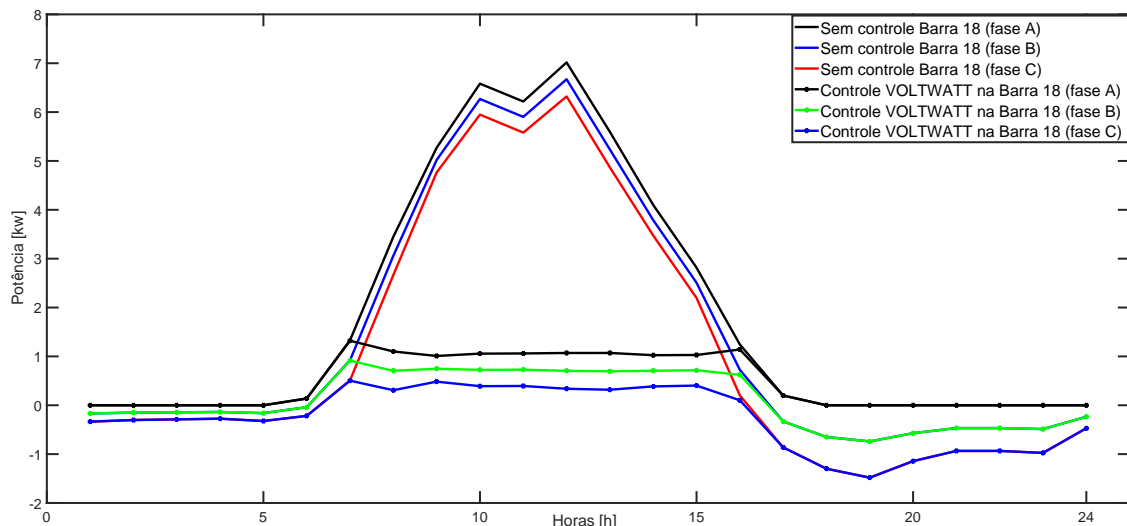
Tabela 8 – Fator de potência - Cenário 1

Hora	Fator de potência
8	-0,963
9	-0,937
10	-0,922
11	-0,927
12	-0,917
13	-0,935
14	-0,953
15	-0,969

No que diz respeito ao controle Volt/Watt, é notável que o sinal de tensão controlado demonstra uma maior precisão ao utilizar a curva Volt/Watt definida na seção 3.8, mantendo-se próximo a 1 p.u. Esse controle se destaca por limitar a potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico, conforme ilustrado na Figura 32, esse controle foi eficaz na redução da tensão na barra 18.

Para alcançar esse resultado de redução da tensão, o controle Volt/Watt limitou a potência líquida na barra do gerador FV em 84% às 12h, especialmente na fase B, que é a fase que mais sofre impacto de sobretensão. Nos períodos de 1h-6h e 18h-24h não há geração de potência do gerador, pela ausência de irradiância solar.

Figura 32 – Potência líquida na barra 18 da rede BT-1

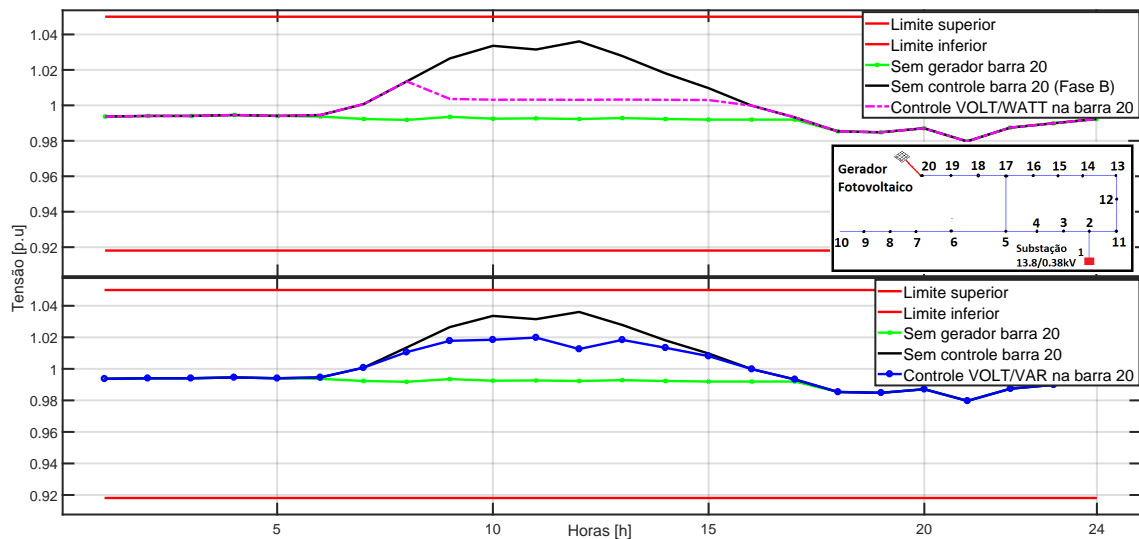


Fonte: Autoria Própria

Na Figura 33, o controle é aplicado ao sistema BT-2, considerando o cenário 1 (ver tabela 5), no qual um gerador fotovoltaico com potência nominal de 75kVA representa uma penetração fotovoltaica de 100%. Nota-se que, em comparação com o sistema BT-1 (Figura 31), a tensão na barra 20, onde o gerador está conectado, é mais elevada quando não há controle.

Ao implementar os controles Volt/var e Volt/Watt, torna-se evidente a diferença em seus desempenhos. Como ilustrado na Figura 33, para ajustar a tensão próxima a 1,02 p.u utilizando o controle Volt/var, foram aplicados os fatores de potência descritos na Tabela 9 durante o período das 8h às 15h. Observa-se que, nos horários das 10h às 12h, os menores fatores de potência são utilizados para atingir esse objetivo.

Figura 33 – Tensão do gerador fotovoltaico conectado na Barra 20 - Sistema BT-2



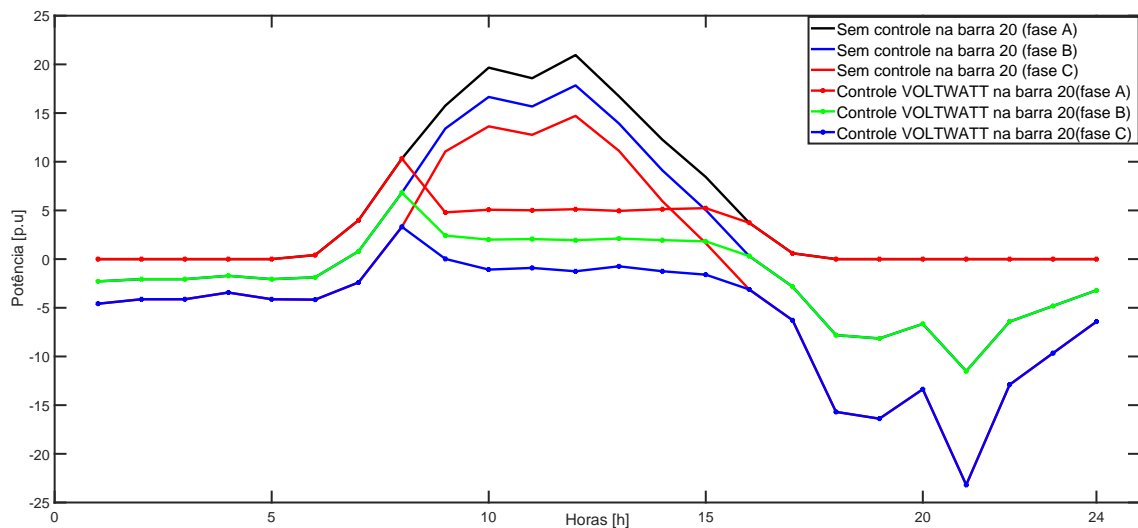
Fonte: Autoria Própria

Tabela 9 – Fator de potência - Cenário 1

Hora	Fator de potência
8	-0,944
9	-0,832
10	-0,786
11	-0,800
12	-0,768
13	-0,827
14	-0,905
15	-0,972

Quando o método Volt/Watt é empregado, a Figura 34 demonstra que, para atingir uma redução significativa da sobretensão e alcançar valores próximos a 1 p.u na fase B, foi necessário reduzir a potência líquida na barra dos geradores FV em 75%. Contudo, na Figura 34, é notável que após a implementação do controle (às 16h), a potência líquida passa a exibir características influenciadas pelo consumo da carga residencial.

Figura 34 – Potência líquida na Barra 20 da rede BT-2



Fonte: Autoria Própria

### 4.3 Cenário 2

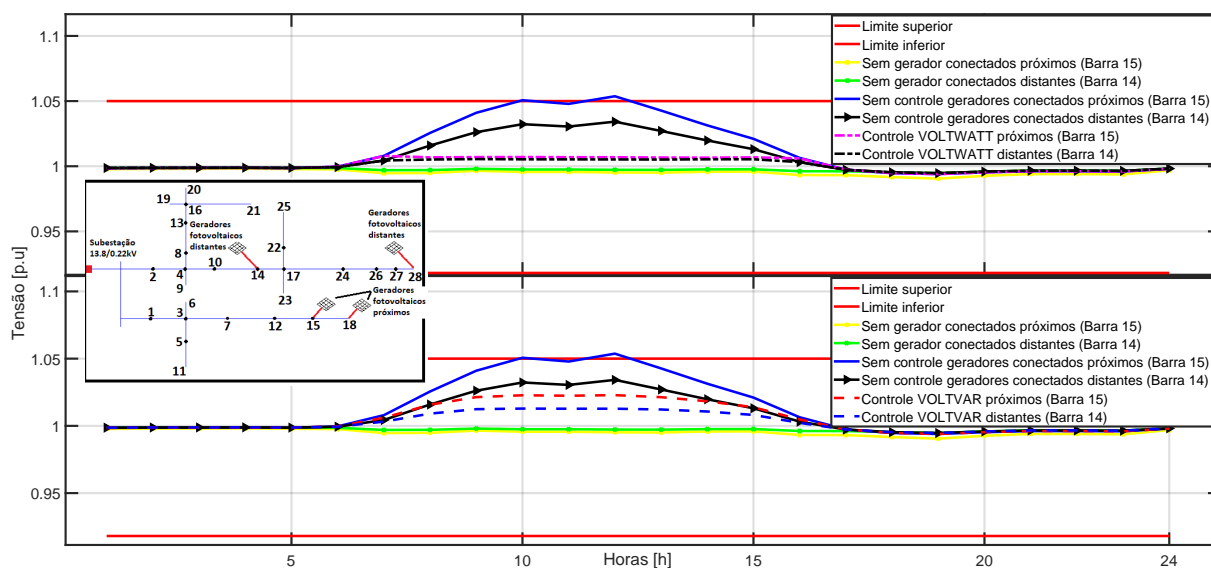
No contexto da análise em questão, foram contempladas duas situações extremas: a primeira, sem qualquer penetração de geradores fotovoltaicos no sistema de distribuição (0% de penetração), e a segunda, onde o controle é aplicado com a penetração total de 100%. Nesta última, a potência do transformador de distribuição foi dividida de forma equitativa entre dois geradores fotovoltaicos trifásicos, cada um deles com uma potência nominal de 12,5 kVA. O estudo abrangeu diferentes configurações, incluindo a conexão dos dois geradores FV em barras próximas e em barras distantes do sistema, conforme detalhado no cenário 2 da Tabela 4.

Ao analisar o Cenário 2, conforme detalhado na Tabela 4, no contexto do sistema BT-1, como representado na Figura 35, observou-se que quando a penetração dos geradores fotovoltaicos é 100%, as tensões nas barras próximas (barra 15 e 18) excederam o limite estabelecido pelo PRODIST. Especificamente, houve um aumento de 0,38% na tensão máxima na barra 15 durante o intervalo das 9h às 15h. Além disso, durante esse período do dia, a tensão na barra 15 ultrapassou a tensão registrada na barra 14 quando os geradores estavam conectados em barras distantes (barras 14 e 28).

O aumento na tensão na barra 15 de referência, quando os geradores estão conectados próximos, pode ser atribuído a disposição dos geradores em relação à subestação ou às características da linha, conforme definido nos parâmetros apresentados na Tabela 18 – Apêndice B.1. Além disso, é importante observar que o controle Volt/var manteve a tensão próxima ao valor de referência de 1,02 p.u., utilizando os fatores de potência descritos nas Tabelas 10 e 11. Vale ressaltar que, durante o intervalo das 10h às 12h, os fatores de potência diminuíram novamente em comparação com os resultados anteriores.



Figura 35 – Tensão dos geradores fotovoltaicos conectados em barras próximas (15 e 18) e conectados em barras distantes (14 e 28) – Sistema BT-1



Fonte: Autoria Própria

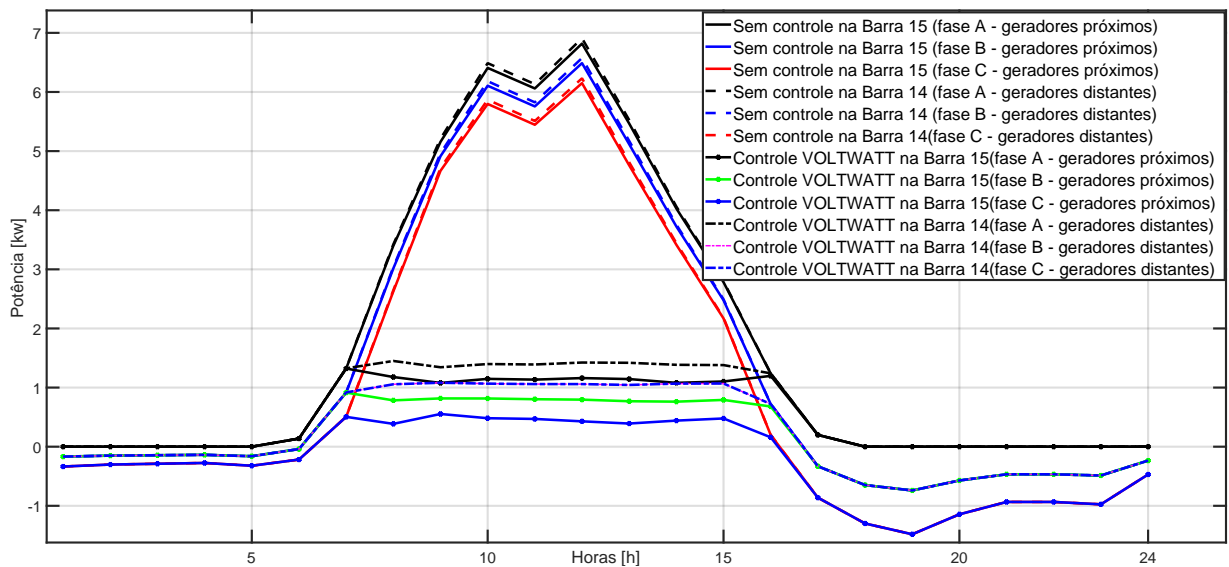
Tabela 10 – Fator de potência - Cenário 2 (geradores próximos)      Tabela 11 – Fator de potência - Cenário 2 (geradores distantes)

Hora	Fator de potência
8	-0,962
9	-0,939
10	-0,924
11	-0,929
12	-0,920
13	-0,936
14	-0,953
15	-0,969

Hora	Fator de potência
8	-0,977
9	-0,961
10	-0,952
11	-0,955
12	-0,949
13	-0,960
14	-0,971
15	-0,981

A partir da análise da Figura 36, observa-se que para alcançar os níveis de tensão desejados, próximos a 1 p.u., por meio do controle Volt/Watt, foi necessário reduzir a potência líquida na barra dos geradores em 82% quando estes estavam conectados em barras próximas. No caso dos geradores FV conectados em barras distantes, a redução foi de 79%, especificamente às 12h. Fora dos períodos de geração de potência (1h-6h e 18h-24h) pelos geradores fotovoltaicos, o gráfico da potência líquida exibe características semelhantes às observadas quando não há geradores fotovoltaicos conectados, como já havia sido observado no cenário 1.

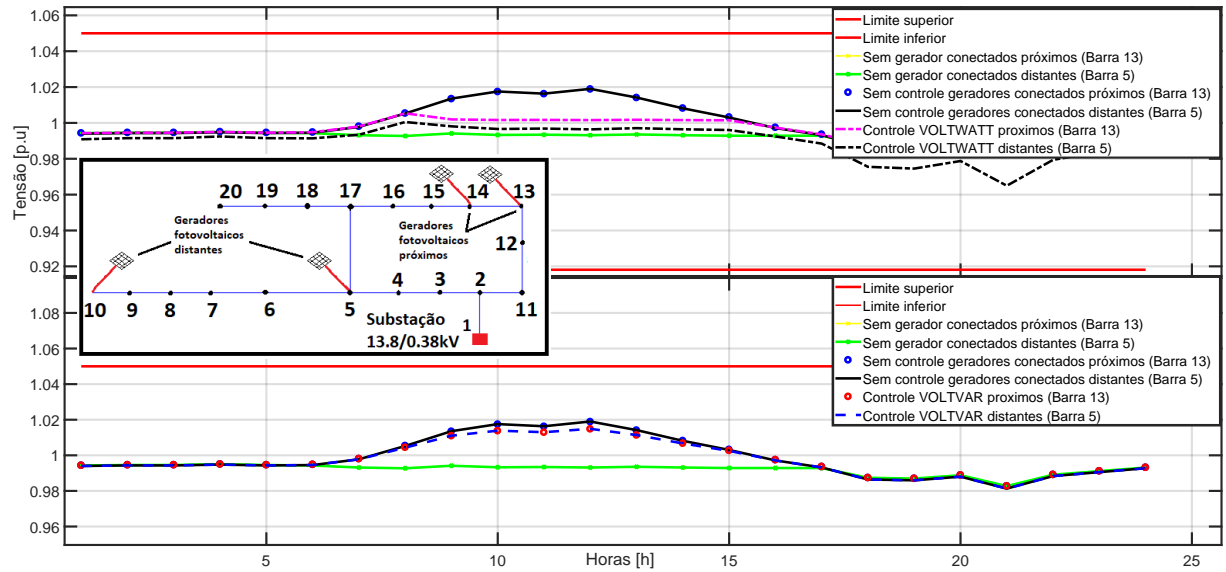
Figura 36 – Potência líquida nas barra 15 e 18(Geradores próximos) e nas barras 14 e 28(Geradores distantes) – Sistema BT-1



Fonte: Autoria Própria

No sistema BT-2, considerando cada gerador fotovoltaico com a potência nominal de 37,5 kVA (ver cenário 2 tabela 5), ao examinar as barras 13 (barra de referência dos geradores FV conectados próximos) e 5 (barra de referência dos geradores FV conectados distantes), observa-se que as tensões das fases B se aproximaram em ambas as configurações (Figura 37). O controle Volt/var conseguiu manter a tensão próxima de 1,02 p.u por meio dos fatores de potência descritos nas Tabelas 12 e 13, apresentando novamente o padrão de queda do valor de fator de potência no intervalo de 10h as 12h. Por outro lado, o controle Volt/Watt apresentou novamente um desempenho superior, devido à sua capacidade de limitar a potência líquida nos momentos de maior tensão.

Figura 37 – Tensão dos geradores fotovoltaicos conectados em barras próximas (13 e 14) e conectados em barras distantes (5 e 10) – Sistema BT-2



Fonte: Autoria Própria

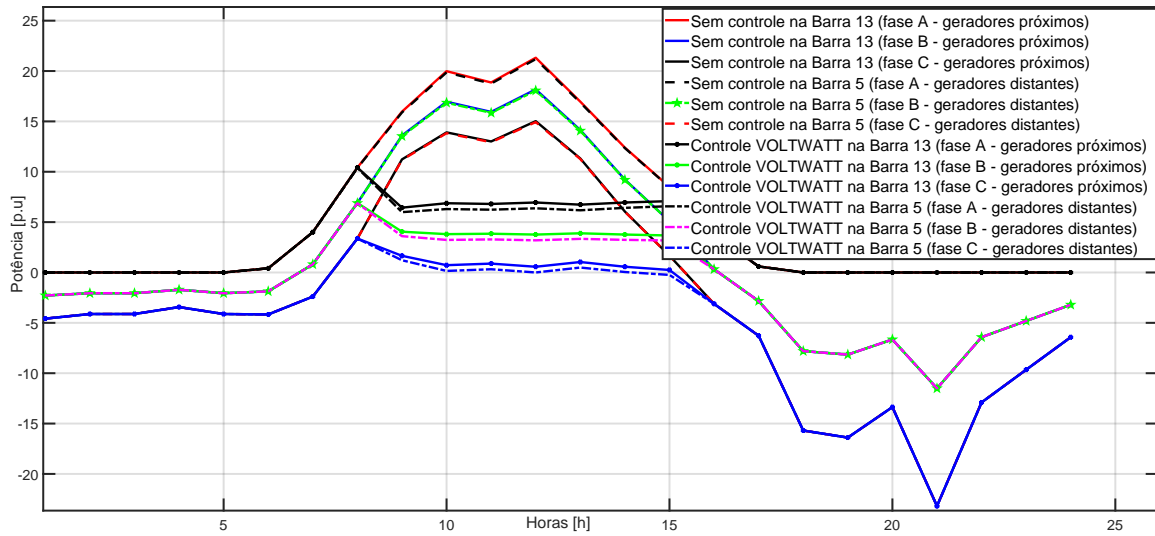
Tabela 12 – Fator de potência - Cenário 2 (geradores próximos)      Tabela 13 – Fator de potência - Cenário 2 (geradores distantes)

Hora	Fator de potência
8	-0,993
9	-0,981
10	-0,975
11	-0,977
12	-0,973
13	-0,980
14	-0,989
15	-0,996

Hora	Fator de potência
8	-0,993
9	-0,980
10	-0,974
11	-0,976
12	-0,972
13	-0,980
14	-0,989
15	-0,996

Portanto, a fim de manter a tensão próxima dos valores entre 0,99 e 1 p.u ao aplicar o controle Volt/Watt, foi necessário reduzir a potência líquida na barra dos geradores fotovoltaicos em 67% para os geradores FV conectados próximos e em 69% para os geradores FV conectados distantes, como evidenciado na Figura 38.

Figura 38 – Potência líquida na barra dos geradores fotovoltaicos conectados em barras próximas (13 e 14) e conectados em barras distantes (5 e 10) – Sistema BT-2



Fonte: Autoria Própria

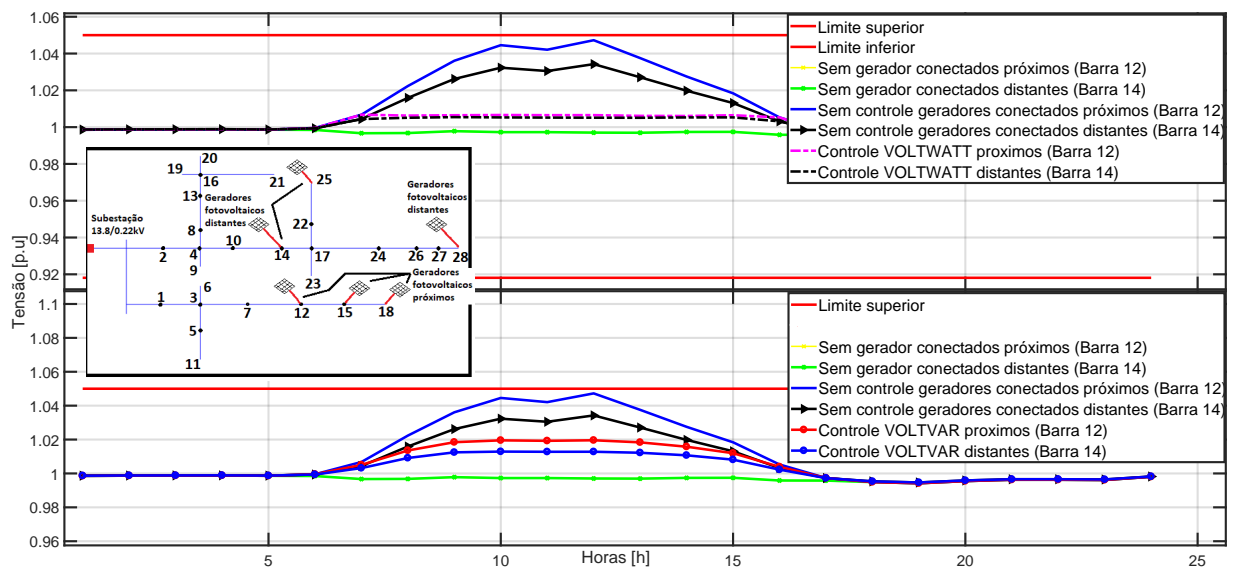
### 4.4 Cenário 3

Foram contemplados dois cenários extremos: um com 0% de penetração de geradores fotovoltaicos no sistema de distribuição (ou seja, nenhum gerador fotovoltaico presente) e outro com 100% de penetração. No cenário de 100% de penetração, a potência do transformador de distribuição foi distribuída igualmente entre três geradores fotovoltaicos trifásicos, cada um com uma potência nominal de 8,33 kVA. Exploramos variações na conexão desses três geradores FV, considerando a configuração de conectá-los em barras próximas e, posteriormente, em barras distantes, conforme detalhado no cenário 3 da Tabela 4.

Ao examinar o aumento no número de geradores, conforme ilustrado na Figura 39, observou-se que, no cenário de 100% de penetração dos geradores FV, a tensão diminuiu em relação ao cenário 2. Esse efeito foi notado na barra 12, que é a referência para os geradores conectados próximos. Nesse cenário, a potência foi igualmente dividida entre os três geradores, resultando na redução do impacto do fluxo de potência reverso em comparação com a tensão na barra 15, que era a referência dos geradores próximos no cenário 2.

Portanto, fica evidente que o controle Volt/var neste cenário foi mais desafiado, pois teve que lidar com maiores desvios de tensão em comparação com os controles Volt/var do cenário 2. Mesmo assim, o controle conseguiu manter a tensão próxima a 1,02 p.u utilizando os fatores de potência descritos nas Tabelas 14 e 15. Vale ressaltar que houve uma queda nos valores do fator de potência no intervalo das 10h às 12h.

Figura 39 – Tensão dos geradores fotovoltaicos conectados em barras próximas (12, 15 e 18) e conectados em barras distantes (14,25 e 28) – Rede de baixa tensão BT-1



Fonte: Autoria Própria

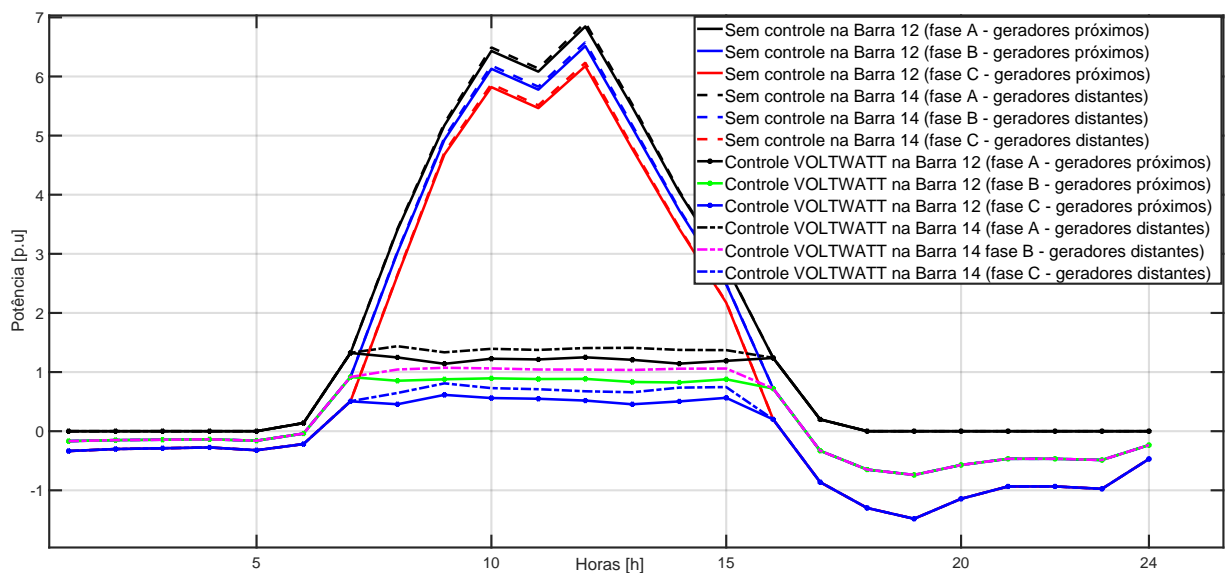
Tabela 14 – Fator de potência - Cenário 3 (geradores próximos) Tabela 15 – Fator de potência - Cenário 3 (geradores distantes)

Hora	Fator de potência
8	-0,967
9	-0,946
10	-0,934
11	-0,937
12	-0,929
13	-0,944
14	-0,959
15	-0,973

Hora	Fator de potência
8	-0,977
9	-0,962
10	-0,952
11	-0,955
12	-0,950
13	-0,960
14	-0,971
15	-0,982

Conforme evidenciado na Figura 40, para alcançar um desempenho eficiente do controle Volt/Watt no cenário 3, este controle teve que reduzir a potência líquida na barra dos geradores em 81% quando os geradores FV estavam conectados próximos e em 79% quando conectados distantes. É importante notar que a potência líquida na configuração dos geradores, tanto na proximidade quanto na distância, sem a aplicação do controle, sofreu poucas variações.

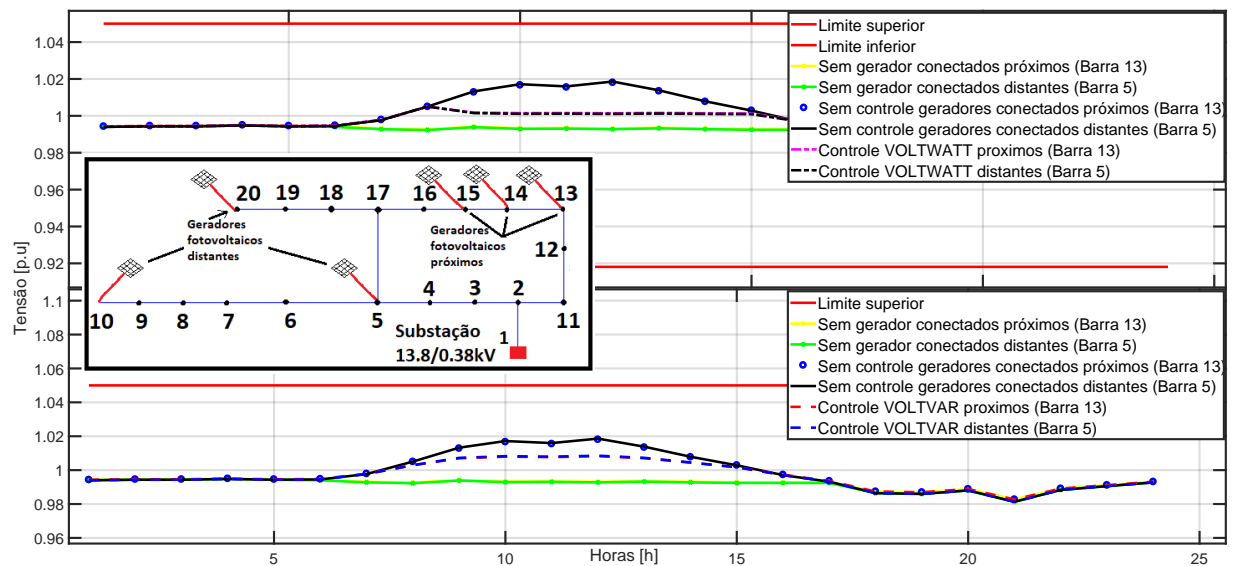
Figura 40 – Potência líquida na barra dos geradores fotovoltaicos conectados em barras próximas (12, 15 e 18) e conectados em barras distantes (14,25 e 28) – Sistema de distribuição 1



Fonte: Autoria Própria

Nesta análise, consideramos a presença de três geradores fotovoltaicos, cada um com uma potência nominal de 25 kVA, conforme especificado no cenário 3 da Tabela 5. Exploramos diferentes arranjos, conectando esses geradores tanto próximos quanto distantes uns dos outros. Notavelmente, nas barras de referência dos geradores conectados próximos (barra 13) e dos geradores conectados distantes (barra 5), as tensões apresentaram módulos bastante próximos, resultando na redução bastante discreta no impacto da sobretensão em comparação com a figura do cenário 2, e a Figura 41. No entanto, o controle Volt/Watt se destacou pela sua precisão, mantendo os valores de tensão mais próximos de 1 p.u, como era esperado. Por sua vez, o controle Volt/var gerenciou a tensão com base nos fatores de potência descritos nas Tabelas 16 e 17.

Figura 41 – Tensão dos geradores fotovoltaicos conectados em barras próximas (13, 14 e 15) e conectados em barras distantes (5,10 e 20) - Sistema de distribuição 2



Fonte: Autoria Própria

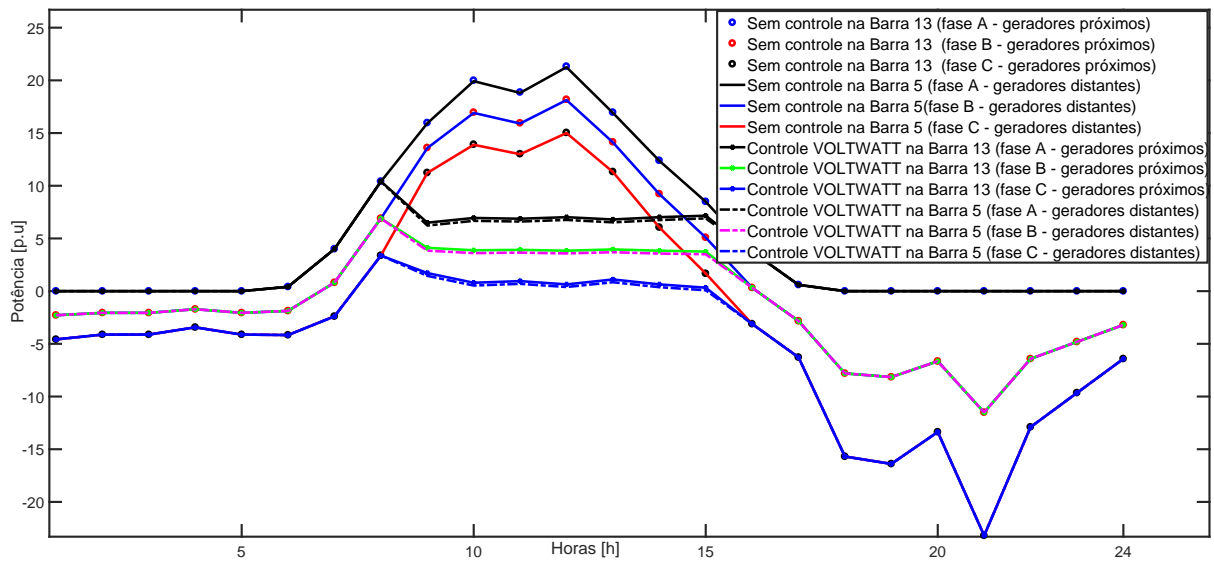
Tabela 16 – Fator de potência - Cenário 3 (geradores próximos)      Tabela 17 – Fator de potência - Cenário 3 (geradores distantes)

Hora	Fator de potência
8	-0,969
9	-0,910
10	-0,881
11	-0,890
12	-0,870
13	-0,905
14	-0,949
15	-0,985

Hora	Fator de potência
8	-0,969
9	-0,907
10	-0,877
11	-0,886
12	-0,866
13	-0,902
14	-0,947
15	-0,985

Nesse contexto, o controle Volt/Watt desempenhou a redução da potência líquida em 67% nos geradores conectados próximos e 68% nos geradores conectados distantes, como evidenciado na Figura 42

Figura 42 – Potência líquida na barra dos geradores fotovoltaicos conectados em barras próximas (13, 14 e 15) e conectados em barras distantes (5,10 e 20) – Sistema de distribuição 2



Fonte: Autoria Própria



## 5 Conclusão

Os métodos de controle de tensão empregados, os quais envolvem a variação do fator de potência e a restrição da potência ativa nos inversores, demonstraram resultados consistentes e alinhados às expectativas no contexto do cenário de 100% de penetração de geração fotovoltaica. Essa abordagem se mostrou eficaz na manutenção das condições desejadas de tensão no sistema, validando sua aplicação em situações de alta penetração de geradores de energia solar na rede de distribuição.

Durante os intervalos de maior intensidade de irradiação solar, observou-se que, em alguns casos, tensão registrada na barra de conexão dos geradores ultrapassou os limites estabelecidos pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Esse fenômeno ocorre porque nesses períodos há uma notável elevação na potência de geradores FV, fazendo com que o inversor funcione em proximidade do seu limite máximo. Como os inversores nesses momentos operam em uma faixa de capacidade na qual são incapazes de gerar ou absorver potência reativa, isso pode dificultar a eficiência no controle da tensão dos sistemas de distribuição em BT.

Por outro lado, ao empregar os métodos propostos nos diversos cenários de análise, foi possível notar uma significativa redução nas tensões, aproximando-as de 1 p.u. Essa adaptação das tensões viabilizou um funcionamento do gerador fotovoltaico que se mantém nos parâmetros de tensão estabelecidos pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) minimizando assim os impactos negativos de sobretensão causados nos sistemas de distribuição. Em vista disso, os controles foram efetivos em controlar as tensões no sistema de distribuição em baixa tensão por meio dos inversores inteligentes.

### 5.1 Trabalhos futuros

- Controle considerando a injeção de mais geradores FV conectados no sistema em diferentes pontos do sistema de distribuição em baixa tensão
- Aplicar o método de controle combinando os controles Volt/var e Volt/Watt
- Aplicar diferentes curvas de irradiância nos inversores para simular as diferentes localidades do território nacional

## Referências

- ABSOLAR. *Infográfico Energia Solar Fotovoltaica no Brasil N°34*. 2021. <<https://www.absolar.org.br/wp-content/uploads/2021/08/2021.08.09-Infografico-ABSOLAR-no-34.pdf>>. Acessado: 10-08-2022. 1
- ABSOLAR. *Infográfico Energia Solar Fotovoltaica no Brasil N°45*. 2022. <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acessado: 07-08-2022. 1, 2
- ALBUQUERQUE, B. F.; TRISTÃO, L. G. de O. Avaliação experimental de inversor fotovoltaico para compensação de potência reativa em sistemas de geração distribuída. In: *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS 2018*. [S.l.: s.n.], 2020. 30, 31
- ALMEIDA, D. et al. Mitigation of overvoltage due to high penetration of solar photovoltaics using smart inverters volt/var control. *Indones. J. Electr. Eng. Comput. Sci*, v. 19, n. 3, p. 1259–1266, 2020. 3, 5, 6, 22, 23, 24
- ANEEL. *Outorgas e Registros de geração*. 2017. <[http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset\\_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp\\_p\\_id%3D101\\_INSTANCE\\_mJhnKli7qcJG%26p\\_p\\_lifecycle%3D0%26p\\_p\\_state%3Dnormal%26p\\_p\\_mode%3Dview%26p\\_p\\_col\\_id%3Dcolumn-2%26p\\_p\\_col\\_pos%3D1%26p\\_p\\_col\\_count%3D2](http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_mJhnKli7qcJG%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2)>. Acessado: 25-10-2022. 2
- ANEEL. *Geração distribuída*. 2022. <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>>. Acessado: 22-08-2022. 10
- ANEEL, P. d. D. no sistema elétrico nacional (prodist): Módulo 8-qualidade da energia elétrica. *Agência Nacional de Energia Elétrica*, 2021. 3
- ANEEL, P. M. 3–acesso ao sistema de distribuição. *Revisão*, v. 5, p. 14, 2012. 18
- AYRES, H. M. et al. *Desenvolvimento de metodologias de análise de geradores distribuídos em sistemas de distribuição de energia elétrica*. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). Faculdade de Engenharia . . . , 2010. 20, 21
- BITTENCOURT, A. A. et al. Proteção adaptativa de alimentadores de distribuição de energia elétrica considerando geração distribuída. Florianópolis, SC, 2011. 10
- BORTOLOTO, V. A. et al. Geração de energia solar on grid e off grid. In: *VI JORNACITEC-Jornada Científica e Tecnológica*. [S.l.: s.n.], 2017. 16
- CARLESSO, F. et al. Conceitos básicos de radiômetros de substituição elétrica para medidas da irradiância solar total. *Revista Brasileira de Ensino de Física*, SciELO Brasil, v. 41, 2019. 17
- CARLETTE, L. P.; FALCÃO, D. M. Análise do impacto de inversores inteligentes aplicados a redes de distribuição em baixa tensão. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos-SBSE*, v. 1, n. 1, 2020. 24, 26, 29, 63, 64

- CARVALHO, M. M. d.; MAGALHÃES, A. S.; DOMINGUES, E. P. Impactos econômicos da ampliação do uso de energia solar residencial em minas gerais. *Nova Economia*, SciELO Brasil, v. 29, p. 459–485, 2019. 1
- COLQUI, J. S. L. Controle de tensão em redes de baixa tensão com alta penetração de geração fotovoltaica. Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2017. 4, 6
- DARWISH, E. M. et al. Reactive power control of three-phase low voltage system based on voltage to increase pv penetration levels. *Ain Shams Engineering Journal*, Elsevier, v. 9, n. 4, p. 1831–1837, 2018. 4, 6
- EICHKOFF, H. S. Análise da geração distribuída para o controle de tensão e potência reativa em sistemas modernos de distribuição. Universidade Federal do Pampa, 2018. 22, 25
- EPRI. *OpenDSS PVSystem element Model*. California: [s. n.]. 2019. <<http://svn.code.sf.net/p/electricdss/code/trunk/Distrib/Doc/>>. Acessado: 22-08-2022. 16, 17, 34
- FERREIRA, G. D. Modelos matemáticos para otimização da confiabilidade de sistemas elétricos de distribuição com geração distribuída. 2013. 10
- FRANCISQUINI, A. A. Estimativa de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição. Universidade Estadual Paulista (Unesp), 2006. 13
- GASTELU, J. V. Controle de tensão local para redes de baixa tensão com alta presença de geração fotovoltaica. Universidade Estadual Paulista (Unesp), 2020. 5, 6, 16, 26, 32
- GÖNEN, T. *Electric power distribution system engineering*. [S.l.]: CRC press Boca Raton, FL, USA, 2008. v. 2. 8
- HAQUE, M. M.; WOLFS, P. A review of high pv penetrations in lv distribution networks: Present status, impacts and mitigation measures. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 62, p. 1195–1208, 2016. 2, 20
- KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. D.; ROBBA, E. J. *Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica*. [S.l.]: Editora Blucher, 2005. 8, 9
- KERSTING, W. H. Distribution system modeling and analysis. In: *Electric Power Generation, Transmission, and Distribution: The Electric Power Engineering Handbook*. [S.l.]: CRC press, 2018. p. 26–1. 9, 11, 12, 13
- KINDERMANN, G. Curto-circuito, 2<sup>a</sup>. *Edição-Porto Alegre-Sagra Luzzatto*, 1997. 13
- KJAER, S. B. et al. Voltage control in low voltage networks by photovoltaic inverters—pvnet. dk. In: *Proceedings of the 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC 2013)*, Villepinde, France. [S.l.: s.n.], 2012. v. 30. 22
- LABSOL, L. de Energia Solar – Universidade Federal do Rio Grande do S. . Software de simulação - radiasol. *UFRGS*, 2010. 17, 18
- LULBADDA, K. T.; HEMAPALA, K. The additional functions of smart inverters. *Aims Energy*, Aims Press, v. 7, n. 6, p. 971–988, 2019. 29

- MACHADO, C. T.; MIRANDA, F. S. Energia solar fotovoltaica: uma breve revisão. *Revista virtual de química*, v. 7, n. 1, p. 126–143, 2015. 2
- MADRUGA, E. P. et al. Otimização de níveis de tensão nas redes de distribuição considerando a alocação de bancos de capacitores e reguladores de tensão. Universidade Federal de Santa Maria, 2011. 22
- MARQUES, F. A. et al. Impactos da expansão da geração distribuída nos sistemas de distribuição de energia elétrica. *Proceedings of the 5th Encontro de Energia no Meio Rural*, SciELO Brasil, 2004. 2
- NASCIMENTO, L. C. d. Avaliação da confiabilidade utilizando programação orientada a objeto: aplicação em um sistema elétrico interligado a uma central de cogeração. Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2005. 10
- NASCIMENTO, R. S.; ALVES, G. M. Fontes alternativas e renováveis de energia no brasil: Métodos e benefícios ambientais. *XX Encontro Latino Americano de Iniciação Científica, XVI Encontro Latino Americano de Pós-Graduação e VI Encontro de Iniciação à Docência—Universidade do Vale do Paraíba*, 2016. 2
- NBR-16149, A. 16149: Sistemas fotovoltaicos (fv)—características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. *Rio de Janeiro: ABNT*, 2013. 19
- ND, N. C. 5.1 (6-1). *Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Secundária-Rede de Distribuição Aérea-Edificações Individuais*, Belo Horizonte, 1998. 15
- NEGREIROS, G. F. d. *Impacto da instalação massiva de sistemas FV distribuídos no desempenho da rede elétrica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco, 2018. 29, 65, 66
- PEREIRA, F. S. *Reconfiguração ótima de sistemas de distribuição de energia elétrica baseado no comportamento de colônias de formigas*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2010. 10
- PHOTOVOLTAICS, D. G.; STORAGE, E. Ieee standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces. *IEEE Std*, v. 1547, p. 1547–2018, 2018. 30
- PIZZALI, L. F. O. Cálculo de fluxo de potência em redes de distribuição com modelagem a quatro fios. *UNESP. Ilha solteira*, 2003. 28
- SILVA, R. C. R. da et al. Controle coordenado de tensão em alimentadores com elevado grau de penetração de geração fotovoltaica na baixa tensão. 2016. 22
- TEIXEIRA, L. de G. et al. The effect of local inverter voltage control in technical losses on low voltage of a brazilian distribution feeder with increasing pv penetration. In: *IEEE. 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference-Latin America (ISGT Latin America)*. [S.l.], 2019. p. 1–6. 4, 6
- UMANS, S. D. *Máquinas Elétricas de Fitzgerald e Kingsley-7*. [S.l.]: AMGH Editora, 2014. 11

# A Apêndice

## A.1 Comandos para modelar e definir a Subestação no *OpenDSS*

- *New circuit.SubestacaoJM*: Criação da subestação com o nome de "SubestacaoJM".
- *Bus1*= A barra na qual a subestação será conectada.
- *basekv*: A tensão da subestação.
- *pu*= Definir em pu quanto da tensão base é necessário para simular.

```
## EXEMPLO CÓDIGO ##
clear
New circuit.SubestacaoJM Bus1=1001 phases=3 basekv=13.8 pu=1.00
AddBusMarker Bus=1002.1.2.3.0 Code=36 Color=Red size=10
```

## A.2 Comandos para modelar e definir o gerador fotovoltaico (*PVSystem*) no *OpenDSS*

- *New XYcurve.MypvsT*: Criação da curva Pmpp x Temperatura em p.u. com o nome de "LINHA2".
- *New XYcurve.MyEff*: Criação da curva que defende a eficiência em p.u.
- *New Tshape.Mytemp*: O elemento *PVSystem* utiliza a curva TShape para determinar o Pmpp da curva Pmpp vs T. As unidades devem concordar com a curva Pmpp vs T.
- *New PVSystem.PV3*: Definição do painel fotovoltaico.
- *phases*: Quantidade de fases do PVsystem.
- *bus1*: Barra que o PVsystem está conectado.
- *kv*: Tensão nominal do painel fotovoltaico.
- *irrad*: Define o valor de irradiância atual em kW/sq-m.
- *pmpp*: Define a potência máxima nominal do painel fotovoltaico para irradiância de 1,0 kW/m<sup>2</sup> e uma temperatura do painel selecionada pelo usuário.

- *temperature*: Define a temperatura atual. Usado como valor fixo correspondente à propriedade *PTCurve*.
- *pf*=: Define o fator de potência do inversor(Local onde será o controle).
- *%cutin*: % de potência de corte de entrada % da classificação em kVA do inversor.
- *%cutout*: % de potência de corte da saída % da classificação em kVA do inversor..
- *effcurve*: Um objeto *XYCurve*, previamente definido, que descreve a eficiência em p.u vs p.u de kVA nominal para o inversor.
- *P-tCurve*: Um objeto *XYCurve*, previamente definido, que descreve a curva do arranjo fotovoltaico p.u Pmpp vs Temperatura.
- *Daily*: No modo de despacho padrão, o elemento *PVSystem* usa esta forma de carga para acionar mudanças de estado.
- *Tdaily*: Forma de temperatura para usar em simulações diárias..

## EXEMPLO CÓDIGO ##

```
# # Definição do primeiro gerador 18# #
New XYcurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1 .8
.6] New XYcurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1] yarray=[.86 .9
.93 .97] New loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1 mult=[0 0 0
0 0 0.02 .18 .45 .71 .9 .87 1.0 0.84 0.62 .42 0.18 0.03 0 0 0 0
0 0 0]
New Tshape.Mytemp npts=24 interval=1 temp=[25 25 25 25 25 25
25 25 35 40 45 50 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25 25]
New PVSystem.PV18 phases=3 bus1=Barra18 kv=0.38 kva=25
irrad=1.0 pmpp=25 temperature=25 conn=wye pf=1 %cutin=0.1
%cutout=0.1 effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad
Tdaily=Mytemp
```

### A.3 Comandos para definir o controle Volt/Watt

- *Mode*: A maneira pela qual é determinado qual método de controle será aplicado pelo *InvControl* no objeto *PVSystem*.
- *voltwatt\_curve*: O nome *XYCurve* estabelece o nível de saída de potência ativa em relação às tensão terminais em cada unidade individual do objeto *PVSystem*.
- *voltage\_curve\_x\_ref*: Para os modos *VOLTWATT* e *VOLTVAR*, estabelece o denominador utilizado para converter a tensão terminal em um valor por unidade.

- *EventLog*: Um indicador que determina se as entradas devem ou não ser registradas no log de eventos para as ações realizadas pelo objeto InvControl.
- *Yarray*: Definição do vetor de potência
- *Xarray*: Definição do vetor de tensão

```
## EXEMPLO CÓDIGO ##
```

```
# # Definição do primeiro gerador # #
New XYCurve.examplevoltwattcurve npts=4
Yarray=(1.0,1.0,0.0,0.0) XArray=(0.92,0.99,1.01,1.1)
New InvControl.InvPVCtrl mode=VOLTWATT voltage_curvex_ref=rated
voltwatt_curve=examplevoltwattcurve EventLog=yes
```

## A.4 Comandos para modelar e definir as linhas no *OpenDSS*

- *New Line.LINHA2*: Criação da linha com o nome de "LINHA2".
- *Phases*= Número de fases da linha.
- *Bus1*= Primeiro terminal em que a linha está conectada
- *Bus2*= Segundo terminal em que a linha está conectada
- *R1*= Resistência de sequência positiva em ohms por unidade de comprimento.
- *X1*= Reatância de sequência positiva em ohms por unidade de comprimento.
- *length*= Comprimento da linha.
- *units*= Unidade de comprimento.

## A.5 Comandos para modelar e definir o transformador no *OpenDSS*

- 
- *phases*: Define o número de fases do transformador
- *xhl*: Reatância percentual do enrolamento primário e secundário
- *wdg*: Define se o enrolamento é primário (1) ou secundário (2)
- *bus*: Define a barra que o enrolamento primário (1) ou secundário (2) do transformador se conectará

- *kv*: Define a tensão que será aplicado primário (1) ou secundário (2) do transformador
- *kva*: Define a potência aparente do gerador inversor
- *conn*: Define o tipo de fechamento das bobinas do transformador

## A.6 Comandos para modelar e definir a Carga no *OpenDSS*

- *phases*: Define o número de fases da carga
- *model=1*: Carga constante padrão P+jQ
- *bus*: Define a barra que a carga se conectará
- *kv*: Define a tensão nominal da carga
- *kw*: Define a potência ativa
- *kvar*: Define a potência reativa
- *conn*: Define o tipo de conexão da carga em *delta* ou *estrela*
- *daily*: Define a curva de carga

```
New load.carga1 phases=3 model=1 kv=0.22
    bus=1.1 kw=0.65140 kvar=0.14840
    bus=1.2 kw=0.20970 kvar=0.6890
    bus=1.3 kw=0.65140 kvar=0.14840 conn=wye
daily=CurvaResidencial1
```



## B Apêndice

### B.1 Informações do Sistema de distribuição de baixa tensão BT - 1

Tabela 18 – Informações dos elementos do sistema de distribuição 1

Gerador FV	Tensão Ligação	220V Estrela
Linha	Comprimento Tipo de condutor Resistência (R) Reatância (X)	1 km CA#1/0 0.01805 $\Omega/km$ 0.155081 $\Omega/km$
Carga	Tensão Ligação	220V Estrela
Transformador	Tensão Xhl Ligação Potência	13.8/0.22kV 6 $\Omega$ Delta-Estrela 25kVA

### B.2 Informações do Sistema de distribuição de baixa tensão BT - 2

Tabela 19 – Informações dos elementos do sistema de distribuição de baixa tensão BT-2

Gerador FV	Tensão Ligação	380V Estrela
Linha	Comprimento Resistência (R) Reatância (X) Tipo de condutor	40m 0.413 $\Omega/km$ 0.3 $\Omega/km$ NAYY 4x70 mm <sup>2</sup> ALOLH
Carga	Tensão Ligação	380V Estrela
Transformador	Tensão Xhl Ligação Potência	13.8/0.38kV 2 $\Omega$ Estrela-Estrela 75kVA

## C Apêndice

### C.1 Informações de impedância e cargas da rede de baixa tensão BT-1

Tabela 20 – Impedâncias da rede de baixa tensão BT-1

De	Para	Zaa		Zab	Zac	Zan	Zag		Zbb	Zbc	Zbn	Zbg		Zcc	Zcn	Zcg		Znn	Zng	Zgg		
		r	j				r	j				r	j			r	j			r	j	
0	1	0.0161	0.0108	0.0053	0.0044	0.0053	0.0010	0.0108	0.0161	0.0052	0.0044	0.0010	0.0161	0.0107	0.0039	0.0010	0.0161	0.0109	0.0010	0.0010	0.0010	0.0074
0	2	0.0218	0.0146	0.0071	0.0059	0.0072	0.0014	0.0146	0.0218	0.0071	0.0060	0.0013	0.0218	0.0145	0.0052	0.0013	0.0218	0.0147	0.0014	0.0014	0.0014	0.0101
1	3	0.0142	0.0095	0.0047	0.0038	0.0047	0.0009	0.0095	0.0142	0.0046	0.0039	0.0009	0.0142	0.0095	0.0034	0.0008	0.0142	0.0096	0.0009	0.0009	0.0009	0.0066
2	4	0.0104	0.0070	0.0034	0.0028	0.0034	0.0007	0.0070	0.0104	0.0034	0.0028	0.0006	0.0104	0.0069	0.0025	0.0006	0.0104	0.0070	0.0007	0.0007	0.0007	0.0048
3	5	0.0231	0.0152	0.0068	0.0056	0.0069	0.0013	0.0152	0.0231	0.0068	0.0057	0.0013	0.0231	0.0151	0.0050	0.0012	0.0231	0.0153	0.0013	0.0013	0.0013	0.0096
3	6	0.0076	0.0051	0.0025	0.0021	0.0025	0.0005	0.0051	0.0076	0.0025	0.0021	0.0005	0.0076	0.0050	0.0018	0.0005	0.0076	0.0051	0.0005	0.0005	0.0005	0.0035
3	7	0.0084	0.0055	0.0025	0.0021	0.0025	0.0005	0.0055	0.0084	0.0025	0.0021	0.0005	0.0084	0.0055	0.0018	0.0005	0.0084	0.0056	0.0005	0.0005	0.0005	0.0035
4	8	0.0070	0.0069	0.0031	0.0026	0.0031	0.0006	0.0069	0.0070	0.0031	0.0026	0.0006	0.0070	0.0068	0.0023	0.0006	0.0070	0.0070	0.0006	0.0006	0.0006	0.0044
4	9	0.0142	0.0095	0.0047	0.0038	0.0047	0.0009	0.0095	0.0142	0.0046	0.0039	0.0009	0.0142	0.0095	0.0034	0.0008	0.0142	0.0096	0.0009	0.0009	0.0009	0.0066
4	10	0.0132	0.0131	0.0059	0.0049	0.0059	0.0011	0.0132	0.0132	0.0058	0.0049	0.0011	0.0132	0.0130	0.0043	0.0011	0.0132	0.0132	0.0011	0.0011	0.0011	0.0083
5	11	0.0200	0.0132	0.0059	0.0049	0.0059	0.0011	0.0200	0.0131	0.0058	0.0049	0.0011	0.0200	0.0131	0.0043	0.0011	0.0200	0.0132	0.0011	0.0011	0.0011	0.0083
7	12	0.0305	0.0201	0.0090	0.0074	0.0091	0.0017	0.0305	0.0200	0.0089	0.0075	0.0017	0.0305	0.0199	0.0066	0.0016	0.0305	0.0202	0.0018	0.0018	0.0017	0.0127
8	13	0.0195	0.0193	0.0087	0.0072	0.0087	0.0017	0.0195	0.0192	0.0086	0.0072	0.0016	0.0195	0.0191	0.0064	0.0016	0.0195	0.0195	0.0017	0.0017	0.0017	0.0122
10	14	0.0216	0.0213	0.0096	0.0079	0.0097	0.0018	0.0216	0.0213	0.0095	0.0080	0.0018	0.0216	0.0212	0.0070	0.0018	0.0216	0.0215	0.0019	0.0018	0.0018	0.0136
12	15	0.0315	0.0208	0.0093	0.0077	0.0094	0.0018	0.0315	0.0207	0.0092	0.0078	0.0017	0.0315	0.0206	0.0068	0.0017	0.0315	0.0209	0.0018	0.0018	0.0018	0.0131
13	16	0.0139	0.0138	0.0062	0.0051	0.0062	0.0012	0.0139	0.0137	0.0061	0.0052	0.0012	0.0139	0.0137	0.0045	0.0011	0.0139	0.0139	0.0012	0.0012	0.0012	0.0087
14	17	0.0077	0.0076	0.0034	0.0028	0.0034	0.0007	0.0077	0.0075	0.0034	0.0028	0.0006	0.0077	0.0075	0.0025	0.0006	0.0077	0.0076	0.0007	0.0007	0.0007	0.0048
15	18	0.0326	0.0215	0.0096	0.0079	0.0097	0.0018	0.0326	0.0214	0.0095	0.0080	0.0018	0.0326	0.0213	0.0070	0.0018	0.0326	0.0215	0.0019	0.0018	0.0018	0.0136
16	19	0.0074	0.0048	0.0022	0.0018	0.0022	0.0004	0.0074	0.0048	0.0022	0.0018	0.0004	0.0074	0.0048	0.0016	0.0004	0.0074	0.0049	0.0004	0.0004	0.0004	0.0031
16	20	0.0070	0.0069	0.0031	0.0026	0.0031	0.0006	0.0070	0.0069	0.0031	0.0026	0.0006	0.0070	0.0068	0.0023	0.0006	0.0070	0.0070	0.0006	0.0006	0.0006	0.0044
16	21	0.0336	0.0222	0.0099	0.0082	0.0100	0.0019	0.0336	0.0221	0.0098	0.0083	0.0019	0.0336	0.0220	0.0073	0.0018	0.0336	0.0222	0.0019	0.0019	0.0019	0.0140
17	22	0.0053	0.0035	0.0016	0.0013	0.0016	0.0003	0.0053	0.0035	0.0015	0.0013	0.0003	0.0053	0.0034	0.0011	0.0003	0.0053	0.0035	0.0003	0.0003	0.0003	0.0022
17	23	0.0132	0.0131	0.0059	0.0049	0.0059	0.0011	0.0132	0.0130	0.0058	0.0049	0.0011	0.0132	0.0130	0.0043	0.0011	0.0132	0.0132	0.0011	0.0011	0.0011	0.0083
17	24	0.0137	0.0090	0.0040	0.0033	0.0041	0.0008	0.0137	0.0090	0.0040	0.0034	0.0008	0.0137	0.0089	0.0030	0.0007	0.0137	0.0090	0.0008	0.0008	0.0008	0.0057
22	25	0.0294	0.0194	0.0087	0.0072	0.0087	0.0017	0.0294	0.0193	0.0086	0.0072	0.0016	0.0294	0.0193	0.0064	0.0016	0.0294	0.0195	0.0017	0.0017	0.0017	0.0122
24	26	0.0200	0.0132	0.0059	0.0049	0.0059	0.0011	0.0200	0.0131	0.0058	0.0049	0.0011	0.0200	0.0131	0.0043	0.0011	0.0200	0.0132	0.0011	0.0011	0.0011	0.0083
26	27	0.0210	0.0139	0.0062	0.0051	0.0062	0.0012	0.0210	0.0138	0.0061	0.0052	0.0012	0.0210	0.0138	0.0045	0.0011	0.0210	0.0139	0.0012	0.0012	0.0012	0.0087
27	28	0.0242	0.0159	0.0071	0.0059	0.0072	0.0014	0.0242	0.0159	0.0071	0.0060	0.0013	0.0242	0.0158	0.0052	0.0013	0.0242	0.0160	0.0014	0.0014	0.0014	0.0101

Fonte: Adaptado de Carlette e Falcão (2020)

Tabela 21 – Potência das cargas na rede de baixa tensão BT-1

Nó	Conexão	Fase (A)		Fase (B)		Fase (C)	
		kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
1	Y	651,40	148,4	209,7	68,9	651,4	148,4
2	Y	451,4	148,4	409,7	68,9	651,4	148,4
5	Y	329,2	108,2	18,1	5,9	329,2	108,2
6	Y	641,7	210,9	397,9	130,8	504,9	166
7	Y	641,70	210,9	397,9	130,8	504,9	166
8	Y	248,2	61,9	248,8	88,4	268,8	88,4
9	Y	166	54,6	97,2	31,9	349,3	114,8
10	Y	166	54,6	97,2	31,9	349,3	114,8
11	Y	362,5	86,3	142,4	46,8	120,1	39,5
12	Y	426,4	107,3	641	144,9	431,3	108,9
13	Y	147,2	48,4	310,4	102	127,1	41,8
14	Y	477,1	123,9	448,6	114,6	603,5	132,6
15	Y	1144,4	343,3	1385,4	389,6	1020,1	353,3
18	Y	330,6	108,7	562,5	184,9	754,2	247,9
19	Y	236,8	77,8	230,8	77,8	216	71
20	Y	411,1	102,3	744,4	178,9	334,7	77,1
21	Y	294,4	96,8	59,7	19,6	294,4	96,8
22	Y	212,5	37	212,5	37	212,5	37
23	Y	213,9	37,4	213,9	37,4	213,9	37,4
24	Y	200,8	56,1	270,8	56,1	170,8	56,1
25	Y	570,8	187,6	273,6	89,9	570,8	187,6
26	Y	707,6	166,8	391	95,6	443,1	112,8
27	Y	444,4	47,5	366,7	120,5	769,4	187,20
28	Y	318,10	38,8	158,1	38,8	168,1	38

Fonte: Adaptado de Carlette e Falcão (2020)

## D Apêndice

### D.1 Informações de impedância e cargas do sistema de distribuição de baixa tensão BT-2

Tabela 22 – Tabela com os valores de resistência, impedância e capacitância das linhas

(i:j)	<b>Rmatrix</b> ( $\Omega \backslash km$ )	<b>Xmatrix</b> ( $\Omega \backslash km$ )	<b>Cmatrix</b> ( $\Omega \backslash km$ )
an	0,306059	0,0009989	0,0131578
bc	5,92E-05	0,0006516	-0,0041854
bn	0,306059	0,0009989	0,0131640
cb	5,92E-05	0,0005994	-0,0020096
cc	5,92E-05	0,0006516	-0,0047286
cn	0,306059	0,0009989	0,0114401
na	5,92E-05	0,0006516	-0,0047453
nb	5,92E-05	0,0005994	-0,0020177
nc	5,92E-05	0,0005688	-0,0016075
nn	0,306059	0,0009989	0,0114059

Fonte: Adaptado de NEGREIROS (2018)

Tabela 23 – Potência das cargas

Barra	Conexão	Fase (A)		Fase (B)		Fase (C)	
		kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
1	Y	2,45	1,043	1,65	0,690	3,45	1,469
2	Y	2,05	0,873	1,25	0,532	1,2	0,511
3	Y	2,3	0,979	1,95	0,83	1,5	0,638
4	Y	2,1	0,894	2	0,851	1,45	0,617
5	Y	1,85	0,788	1,35	0,575	1,23	0,523
6	Y	2,2	0,937	1,46	0,621	1,7	0,724
7	Y	2,3	0,979	2,2	0,937	2,08	0,886
8	Y	2,1	0,894	2,2	0,937	2,3	0,979
9	Y	1,6	0,681	0,88	0,374	1,02	0,434
10	Y	1,28	0,545	1,42	0,604	1,55	0,660
11	Y	2,59	1,103	1,64	0,698	1,93	0,822
12	Y	1,89	0,805	1,96	0,834	1,51	0,643
13	Y	1,59	0,677	1,59	0,677	0,75	0,319
14	Y	1,86	0,792	1,78	0,758	1,89	0,805
15	Y	2,02	0,860	1,80	0,766	2,11	0,898
16	Y	2,26	0,962	1,88	0,8	1,45	0,617
17	Y	0,85	0,362	1,25	0,532	0,6	0,255
18	Y	2,15	0,915	1,4	0,596	1,85	0,788
19	Y	2,1	0,894	1,4	0,596	1,7	0,724
20	Y	2,25	0,958	2,75	1,17	3	1,277

Fonte: Adaptado de NEGREIROS (2018)



## ANEXO VIII - TERMO DE RESPONSABILIDADE

O texto do trabalho de conclusão de curso intitulado “Controle de tensão em redes de Baixa Tensão considerando alta penetração de geração fotovoltaica” é de minha inteira responsabilidade. Declaro que não há utilização indevida de texto, material fotográfico ou qualquer outro material pertencente a terceiros sem a devida citação ou consentimento dos referidos autores.

João Monlevade, 16 de Setembro de 2023.

Matheus Ferreira Colho

Nome completo do(a) aluno(a)