

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ  
CAMPUS DE FOZ DO IGUAÇU  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

ESTRATÉGIAS DE CONTROLE PARA SUPORTE DINÂMICO DE TENSÃO DURANTE  
FALTAS EM *SMART INVERTERS* UTILIZADOS NA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA  
CONECTADA À REDE DE DISTRIBUIÇÃO

RAFAELLA APARECIDA FRANCO SANTOS

FOZ DO IGUAÇU

2022

Rafaella Aparecida Franco Santos

ESTRATÉGIAS DE CONTROLE PARA SUPORTE  
DINÂMICO DE TENSÃO DURANTE FALTAS EM *SMART  
INVERTERS* UTILIZADOS NA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA  
CONECTADA À REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação da Universidade Estadual do Paraná como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e Computação. Área de concentração: Sistemas Elétricos e Computação.

Orientador: Romeu Reginatto

Foz do Iguaçu  
2022

Ficha de identificação da obra elaborada através do Formulário de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da Unioeste.

Franco Santos, Rafaella Aparecida

Estratégias de controle para suporte dinâmico de tensão durante faltas em smart inverters utilizados na geração fotovoltaica conectada à rede de distribuição / Rafaella Aparecida Franco Santos; orientador Romeu Reginatto. -- Foz do Iguaçu, 2022.

94 p.

Dissertação (Mestrado Acadêmico Campus de Foz do Iguaçu) -- Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Centro de Engenharias e Ciências Exatas, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação, 2022.

1. Sistemas fotovoltaicos. 2. Smart inverter. 3. Controle Volt-VAr. 4. Suporte de tensão durante faltas. I. Reginatto, Romeu, orient. II. Título.

**ESTRATÉGIAS DE CONTROLE PARA SUPORTE  
DINÂMICO DE TENSÃO DURANTE FALTAS EM *SMART*  
*INVERTERS* UTILIZADOS NA GERAÇÃO  
FOTOVOLTAICA CONECTADA À REDE DE  
DISTRIBUIÇÃO**

**Rafaella Aparecida Franco Santos**

Esta Dissertação de Mestrado foi apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação e aprovada pela Banca Examinadora assim constituída:

Prof. Dr. **Romeu Reginatto** - (Orientador)

Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE

Prof. Dr. **Miguel Moreto**

Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC

Prof. Dr. **Cassius Rossi de Aguiar**

Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR

Data da defesa: 25 de novembro de 2022.

# Resumo

A interconexão de sistemas de Geração Distribuída (GD) à rede elétrica, principalmente com fontes renováveis de energia, tem crescido rapidamente nos últimos anos. Dentre as fontes renováveis de GD, a mais comum utilizada atualmente é a solar fotovoltaica. Porém, o aumento no número de GDs no sistema elétrico também provoca impactos, tornando necessárias atualizações nas normas que regulamentam a interconexão desses sistemas à rede. Este trabalho explora o controle Volt-VAr para suporte de tensão durante faltas por meio de uma análise dinâmica de um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição. Para isso, um sistema fotovoltaico de 50 kW foi modelado com o auxílio de recursos de diagrama de blocos do Simulink, e o software MATLAB foi utilizado para gerar o algoritmo de inicialização para a simulação do sistema. O controle Volt-Var proposto considera diferentes técnicas de priorização do uso da capacidade de corrente do inversor conjuntamente com estratégias para o controle adicional de tensão do elo CC. As primeiras simulações tiveram a finalidade de avaliar o desempenho do controle Volt-VAr durante faltas diante da interação entre as diferentes técnicas de priorização do uso da capacidade de corrente do inversor para injeção de corrente ativa ou reativa com as três estratégias para o controle de tensão do elo CC, denominadas: Potência Ativa Constante, Corrente Ativa Constante e Pico de Corrente Constante. Posteriormente, a estratégia Corrente Ativa Constante com priorização da componente de corrente ativa do inversor foi selecionada e avaliada frente à variação do ponto de operação do sistema e diferentes intensidades de faltas, incluindo o caso em que a corrente do inversor não sofre saturação, permitindo que a corrente reativa obtenha maior espaço para crescer. Os estudos mostraram que a rede utilizada possui característica resistiva, resultando em uma baixa influência da potência reativa na tensão em relação à potência ativa, reduzindo a efetividade do controle Volt-Var. Por fim, foram variadas as características da rede (relação X/R) para verificar sua influência sobre o desempenho do controle Volt-VAr. Os resultados mostraram que, para uma rede mais indutiva, o controle Volt-VAr foi eficaz no suporte da tensão terminal durante falta.

**Palavras-chave:** Sistemas Fotovoltaicos, *Smart Inverter*, Controle Volt-VAr, Suporte de Tensão Durante Faltas.

# Abstract

The interconnection of Distributed Generation (DG) systems to the electrical grid, mainly with renewable energy sources, has grown rapidly in recent years. Among the renewable sources of DG, the most common currently used is solar photovoltaics. However, the increase in the number of DGs in the electrical system also causes impacts, making it necessary to update the rules that regulate the interconnection of these systems to the grid. This work explores the Volt-VAr control for voltage support during faults through a dynamic analysis of a photovoltaic system connected to the distribution network. For this, a 50 kW photovoltaic system was modeled with the aid of Simulink block diagram resources, and the MATLAB software was used to generate the initialization algorithm for the system simulation. The proposed Volt-VAr control considers different techniques for prioritizing the use of the inverter current capacity together with strategies for additional control of the DC link voltage. The first simulations had the purpose of evaluating the performance of the Volt-VAr control during faults in view of the interaction between the different techniques of prioritization of the use of the current capacity of the inverter for injection of active or reactive current with the three strategies for voltage control of the DC link, named: Constant Active Power, Constant Active Current and Constant Current Peak. Subsequently, the Constant Active Current strategy with prioritization of the active current component of the inverter was selected and evaluated against the variation of the system operating point and different fault intensities, including the case in which the inverter current does not suffer saturation, allowing the reactive current get more room to grow. The studies showed that the network used has a resistive characteristic, resulting in a low influence of the reactive power on the voltage in relation to the active power, reducing the effectiveness of the Volt-VAr control. Finally, the network characteristics ( $X/R$  ratio) were varied to verify their influence on the performance of the Volt-VAr control. The results showed that, for a more inductive network, the Volt-VAr control was effective in supporting the terminal voltage during a fault.

**Keywords:** Photovoltaic Systems, Smart Inverter, Volt-VAr Control, Voltage Support During Faults.

Dedico este trabalho a todos.  
E a tudo.

# Agradecimentos

Agradeço aos meus pais Eleida e Wender por me darem o exemplo de valorização dos estudos, por se dedicarem à minha educação e por me incentivarem a ir em busca do meu sonho e da minha paixão que é a área acadêmica e científica.

Agradeço também à minha irmã Danielle por todas as horas de conversas, chamadas de vídeo e à nossa amizade, pois sem ela não teria sido tão fácil e leve percorrer esse caminho.

Agradeço ao Prof. Dr. Romeu Reginatto por todo apoio, ensinamento, conhecimento e dedicação à mim depositados ao longo desses dois anos de pesquisa. Com certeza é o orientador que todo mestrando gostaria de ter.

Agradeço também à minha dupla evolutiva Rodrigo Wolff, que teve importância fundamental para minha chegada e permanência em Foz do Iguaçu, por todo suporte e paciência oferecidos à mim ao longo dessa jornada, por me incentivar cada dia mais a buscar o meu melhor e principalmente por me apresentar a Conscienciologia.

Agradeço aos meus amigos de Foz do Iguaçu por todo acolhimento e carinho, especialmente o grupo Geração de Ideias que desde o início foi a minha família na UNIOESTE. Agradeço aos amigos de Minas Gerais também por estarem presentes mesmo de longe.

Também agradeço imensamente aos professores da UNIOESTE, incluindo a secretária Fabiana por ser nosso suporte para todas as dúvidas e necessidades ao longo dessa jornada científica.

Por fim, agradeço à CAPES e CNPq pelo apoio financeiro nesses anos de pesquisa e estudos.

# Sumário

<b>Lista de Figuras</b>	<b>11</b>
<b>Lista de Tabelas</b>	<b>13</b>
<b>1 Introdução</b>	<b>17</b>
1.1 Contextualização . . . . .	20
1.2 Objetivos . . . . .	21
1.2.1 Objetivo Geral . . . . .	21
1.2.2 Objetivos Específicos . . . . .	22
1.3 Justificativa . . . . .	22
1.4 Estrutura da Dissertação . . . . .	23
<b>2 Sistemas Fotovoltaicos</b>	<b>25</b>
2.1 Introdução . . . . .	25
2.2 Topologias de Sistemas Fotovoltaicos . . . . .	27
2.2.1 Componentes de Sistemas Fotovoltaicos . . . . .	29
2.3 Modelagem de Sistemas Fotovoltaicos . . . . .	29
2.3.1 Modelagem de Matrizes Fotovoltaicas . . . . .	29
2.3.2 Modelagem do Elo CC . . . . .	35
2.3.3 Modelagem de Conversores CC-CC . . . . .	36
2.3.4 Modelagem de Conversores CC-CA . . . . .	37
2.4 Controle de Sistemas Fotovoltaicos . . . . .	38
2.4.1 Controle do Conversor CC-CC . . . . .	38
2.4.2 Controle do Inversor . . . . .	39
2.5 Considerações Finais . . . . .	41
<b>3 Controles Disponíveis em <i>Smart Inverters</i> para Suporte Dinâmico de Tensão Durante Faltas</b>	<b>43</b>
3.1 Legislação . . . . .	43
3.2 <i>Smart Inverters</i> . . . . .	45
3.3 Funcionalidades Disponíveis nos Smart Inverters . . . . .	46

3.3.1	Suportabilidade Obrigatória Durante Faltas ( <i>Low Voltage Ride Through</i> - LVRT) . . . . .	47
3.3.2	Controles para Suporte Dinâmico de Tensão . . . . .	48
3.4	Problematização . . . . .	49
3.5	Limites Operativos do Inversor . . . . .	51
3.5.1	Técnicas de Limitação de Corrente . . . . .	51
3.6	Estratégias de Controle de Tensão do Elo CC . . . . .	53
3.6.1	Potência Ativa Média Constante . . . . .	53
3.6.2	Corrente Ativa Constante . . . . .	53
3.6.3	Pico de Corrente Constante . . . . .	54
3.7	Síntese das Estratégias de Suporte Dinâmico de Tensão Durante Faltas . . . . .	54
3.8	Sistema Teste e Estrutura de Análise . . . . .	56
3.9	Considerações Finais . . . . .	58
<b>4</b>	<b>Análise de Resultados</b>	<b>60</b>
4.1	Estudo das Estratégias de Controle de Tensão do Elo CC com os Modos de Utilização da Capacidade de Fornecimento de Corrente . . . . .	60
4.1.1	Estratégia Pico de Corrente Constante . . . . .	61
4.1.2	Estratégia Corrente Ativa Constante . . . . .	65
4.1.3	Estratégia Potência Ativa Constante . . . . .	69
4.2	Estudo da Influência do Ponto de Operação e das Características da Rede no Desempenho da Estratégia de Suporte de Tensão Durante Faltas . . . . .	73
4.2.1	Estudo da Influência do Ponto de Operação no Desempenho da Estratégia de Suporte de Tensão Durante Faltas . . . . .	73
4.2.2	Estudo da Influência das Características da Rede no Desempenho do Controle Volt-VAr . . . . .	77
4.3	Considerações Finais . . . . .	80
<b>5</b>	<b>Conclusão</b>	<b>82</b>
5.1	Sugestões para Trabalhos Futuros . . . . .	83
	<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>84</b>
<b>A</b>	<b>Parâmetros do Sistema Fotovoltaico</b>	<b>88</b>
<b>B</b>	<b>Parâmetros das cargas</b>	<b>90</b>
<b>C</b>	<b>Parâmetros dos transformadores</b>	<b>91</b>



# Lista de Figuras

Figura 1.1:	Projeção da potência instalada da fonte solar fotovoltaica no Brasil . . . . .	18
Figura 1.2:	Sete principais funções dos <i>Smart Inverters</i> . . . . .	19
Figura 2.1:	Célula, painel e matriz fotovoltaica. . . . .	26
Figura 2.2:	Topologias de conversão de um (A) e dois (B) estágios . . . . .	27
Figura 2.3:	Sistema fotovoltaico de dois estágios . . . . .	30
Figura 2.4:	Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica . . . . .	30
Figura 2.5:	Circuito equivalente aprimorado de uma célula fotovoltaica . . . . .	30
Figura 2.6:	Curva I x V e P x V . . . . .	32
Figura 2.7:	Comparativo das curvas V x I para três valores de temperatura da placa . . .	33
Figura 2.8:	Comparativo das curvas V x I para três valores de irradiação da placa . . .	33
Figura 2.9:	Circuito equivalente de uma matriz fotovoltaica . . . . .	35
Figura 2.10:	Balço de potência no elo CC . . . . .	36
Figura 2.11:	Modelagem do conversor CC-CC . . . . .	37
Figura 2.12:	Modelagem do inversor . . . . .	38
Figura 2.13:	Diagrama de blocos do controle MPPT . . . . .	39
Figura 2.14:	Malha de controle do conversor CC-CA . . . . .	40
Figura 2.15:	Malhas de controle do inversor com o <i>anti-windup</i> . . . . .	41
Figura 3.1:	Requisitos de suportabilidade de tensão . . . . .	47
Figura 3.2:	Curva do Controle Volt-Watt . . . . .	48
Figura 3.3:	Curva do controle Volt-VAr . . . . .	49
Figura 3.4:	Curva do controle Volt-VAr com os valores de tensão de referência . . . . .	55
Figura 3.5:	Malhas de controle do inversor com controle Volt-VAr . . . . .	55
Figura 3.6:	Diagrama de blocos da estratégia de controle adicional da tensão elo CC . .	56
Figura 3.7:	Sistema estudado com aplicação de falta . . . . .	57
Figura 4.1:	Estratégia Pico de Corrente Constante: Potência reativa - prioridade $I_d$ , prioridade $I_q$ e prioridade $I_q$ ponderado . . . . .	62
Figura 4.2:	Estratégia Pico de Corrente Constante: Tensão terminal - prioridade $I_d$ , prioridade $I_q$ e prioridade $I_q$ ponderado . . . . .	62
Figura 4.3:	Estratégia Pico de Corrente Constante: Potências ativa entregue à rede e de referência: (a) prioridade $I_d$ , (b) prioridade $I_q$ , (c) prioridade $I_q$ ponderado . . .	63

Figura 4.4:	Estratégia Pico de Corrente Constante: Tensão elo CC - prioridade $I_d$ , prioridade $I_q$ e prioridade $I_q$ ponderada . . . . .	64
Figura 4.5:	Estratégia Corrente Ativa Constante: Potência reativa - prioridade $I_d$ , prioridade $I_q$ e prioridade $I_q$ ponderada . . . . .	66
Figura 4.6:	Estratégia Corrente Ativa Constante: Tensão terminal - prioridade $I_d$ , prioridade $I_q$ e prioridade $I_q$ ponderada . . . . .	66
Figura 4.7:	Estratégia Corrente Ativa Constante: Potências ativa entregue à rede e de referência: (a) prioridade $I_d$ , (b) prioridade $I_q$ , (c) prioridade $I_q$ ponderada .	67
Figura 4.8:	Estratégia Corrente Ativa Constante: Tensão elo CC - prioridade $I_d$ , prioridade $I_q$ , e prioridade $I_q$ ponderada . . . . .	68
Figura 4.9:	Estratégia Potência Ativa Constante: Potência reativa - prioridade $I_d$ , prioridade $I_q$ e prioridade $I_q$ ponderada . . . . .	69
Figura 4.10:	Estratégia Potência Ativa Constante: Tensão terminal - prioridade $I_d$ , prioridade $I_q$ e prioridade $I_q$ ponderada . . . . .	70
Figura 4.11:	Estratégia Potência Ativa Constante: Potências ativa entregue à rede e de referência: (a) Prioridade $I_d$ , (b) prioridade $I_q$ , (c) prioridade $I_q$ ponderada	71
Figura 4.12:	Estratégia Potência Ativa Constante: Tensão elo CC - prioridade $I_d$ , prioridade $I_q$ e prioridade $I_q$ ponderada . . . . .	72
Figura 4.13:	Corrente ativa para ponto de operação: (a) 20kW, (b) 35kW, (c) 50kW . . .	74
Figura 4.14:	Corrente reativa para ponto de operação: (a) 20kW, (b) 35kW, (c) 50kW . .	75
Figura 4.15:	Tensão terminal para ponto de operação: (a) 20kW, (b) 35kW, (c) 50kW . .	76
Figura 4.16:	Curva V x P para: (a) Condição pré ou pós-falta, (b) Condição de falta . .	78
Figura 4.17:	Tensão terminal para: (a) X/R = 0,69, (b) X/R = 2,07, (c) X/R = 3,45 . . .	79
Figura A.1:	Modelagem do conjunto fotovoltaico . . . . .	89
Figura D.1:	Modelagem da linha de transmissão . . . . .	93
Figura D.2:	Modelagem da linha de distribuição . . . . .	93

# Lista de Tabelas

Tabela 2.1:	Características dos conversores CC-CC. . . . .	37
Tabela 3.1:	Resumo de funcionalidades do inversor. . . . .	46
Tabela 3.2:	Considerações para a Análise 1. . . . .	58
Tabela A.1:	Parâmetros do conjunto fotovoltaico. . . . .	88
Tabela A.2:	Parâmetros do elo CC. . . . .	88
Tabela A.3:	Parâmetros do controle do inversor. . . . .	88
Tabela A.4:	Parâmetros do controle MPPT. . . . .	88
Tabela B.1:	Parâmetros das cargas I, II e III. . . . .	90
Tabela B.2:	Parametros das cargas do CT - V e Lab. . . . .	90
Tabela B.3:	Parametros da carga uniformemente distribuída 1. . . . .	90
Tabela B.4:	Parametros da carga uniformemente distribuída 2. . . . .	90
Tabela C.1:	Parametros dos transformadores. . . . .	91
Tabela D.1:	Parâmetros da fonte. . . . .	92
Tabela D.2:	Parâmetros da sequência positiva da linha de transmissão. . . . .	92
Tabela D.3:	Parâmetros da sequência zero da linha de transmissão. . . . .	92
Tabela D.4:	Parâmetros da sequência positiva da linha de distribuição. . . . .	92
Tabela D.5:	Parâmetros da sequência zero da linha de distribuição. . . . .	92

# Lista de Símbolos

$\alpha$	Constante de idealidade do diodo
$^{\circ}\text{C}$	Celsius
$\Delta T$	Variação da temperatura
$G$	Irradiação solar
$G_n$	Irradiação solar nominal
$I$	Corrente
$I_0$	Corrente de saturação reversa do diodo
$I_{cell}$	Corrente da célula fotovoltaica
$I_{fv}$	Corrente de saída da matriz fotovoltaica
$I_D$	Corrente do diodo
$I_d$	Corrente ativa
$I_{mod}$	Corrente do módulo fotovoltaico
$I_P$	Corrente que flui pelo resistor em paralelo
$I_{ph}$	Fotocorrente
$I_{phm}$	Fotocorrente de um módulo fotovoltaico
$I_q$	Corrente reativa
$I_{sc}$	Corrente de curto-circuito
$K$	Kelvin
$k$	Constante de Boltzmann
$K_I$	Variação da corrente em função da temperatura
$K_V$	Variação da tensão em função da temperatura
kVAr	Quilovolt-Ampere-Reativo
kW	Quilowatts
ms	milissegundo
$N_{pp}$	Número de painéis conectados em paralelo
$N_s$	Número de células em série de um módulo fotovoltaico
$N_{ss}$	Número de painéis conectados em série
$P_{cell}$	Potência da célula fotovoltaica
$P_{op}$	Potência de operação
$P_t$	Potência ativa

$P^*$	Potência de referência para o conjunto fotovoltaico
$q$	Carga do elétron
$Q_{op}$	Potência de operação
$Q_t$	Potência reativa
$Q_t^*$	Potência reativa de referência
$R_p$	Resistência em paralelo
$R_{pp}$	Resistência equivalente em paralelo
$R_s$	Resistência em série
$R_{ss}$	Resistência equivalente em série
$T$	Temperatura do painel fotovoltaico
$T_n$	Temperatura nominal do painel fotovoltaico
$V$	Tensão
$V_A$	Tensão da fase A da saída do inversor
$V_B$	Tensão da fase B da saída do inversor
$V_C$	Tensão da fase C da saída do inversor
$V_{cell}$	Tensão da célula fotovoltaica
$V_d$	Tensão de eixo direto
$V_{dc}$	Tensão no elo CC
$V_{fv}$	Tensão de saída da matriz fotovoltaica
$V_{mod}$	Tensão do módulo fotovoltaico
$V_{oc}$	Tensão de circuito aberto
$V_q$	Tensão de eixo em quadratura
$V_T$	Tensão térmica do diodo
$W$	Watt
$W/m^2$	Watt por metro quadrado

# Lista de Siglas e Abreviaturas

ABSOLAR	Associação Brasileira de
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CV	Tensão Constante
HVRT	High Voltage Ride-Through
LVRT	Low Voltage Ride-Through
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
IncCod	Condutância Incremental
GD	Geração Distribuída
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
PI	Proportional Integral
P&O	Pertubação e Observação
<i>p.u.</i>	Por Unidade

# Capítulo 1

## Introdução

O aumento da poluição ambiental ao redor do mundo com a utilização de combustíveis fósseis incentivou a pesquisa e o desenvolvimento de fontes renováveis de energia, como a fotovoltaica e a eólica. Além disso, o crescimento da demanda energética e as crises no setor elétrico também impulsionaram a necessidade de formas alternativas de fornecimento de energia (Zhao, Chang, Shao & Spence, 2018).

Nesse contexto, surge a presença cada vez mais evidente de geradores distribuídos no sistema elétrico. A Geração Distribuída (GD) é definida como uma estratégia de geração de energia que utiliza geradores de pequena e média potências instalados próximos ao local de consumo (Villalva, 2010). Essa estratégia apresenta diversos benefícios para os consumidores e para o sistema de abastecimento, como: a postergação dos investimentos na expansão do sistema elétrico, a possibilidade de redução no carregamento e de perdas na distribuição (Gonçalves, 2018).

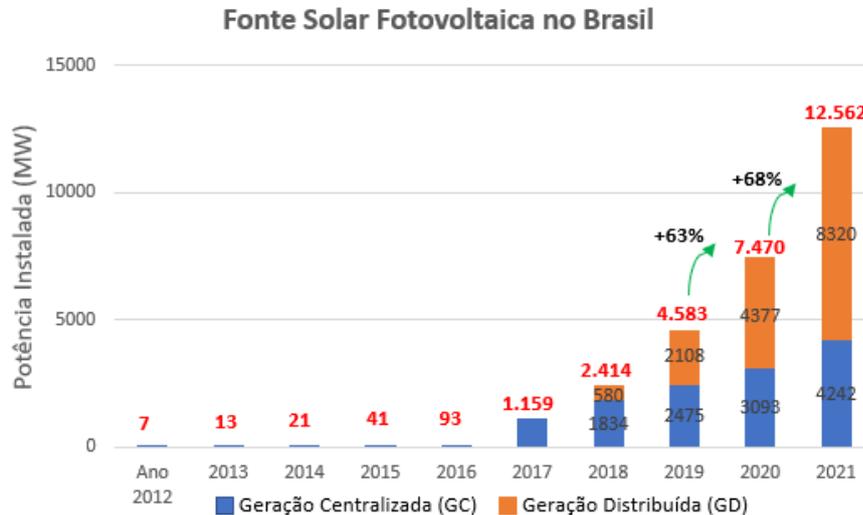
A fonte solar fotovoltaica é a modalidade de geração que mais cresce em capacidade instalada de GD ao redor do mundo devido à simplicidade de sua implementação, podendo ser alocada facilmente no local de consumo sem a emissão de resíduos, ruídos e gases poluentes, além de sua fonte primária ser inesgotável, possuir baixa necessidade de manutenção e um rápido retorno financeiro do investimento (Chiaretti, 2022; Villalva, 2010).

Segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica ABSOLAR (2020), desde 2013 a GD fotovoltaica cresceu a uma taxa média de 230% ao ano no Brasil e alcançou a marca de 5 GW de potência instalada em 2021. Esse avanço foi proporcionado, em grande parte, pelos incentivos oferecidos com a regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) com as Resoluções Normativas 482/2012 e 687/2015.

A Figura 1.1 ilustra a projeção da potência instalada em Geração Centralizada (GC), Geração Distribuída (GD) e o total de ambas as formas de geração da fonte solar fotovoltaica no Brasil até 2021, segundo dados da ANEEL e ABSOLAR (Renováveis, 2021). Em seus dados, nota-se que era esperado um aumento de 68% da potência instalada da fonte solar fotovoltaica até o final de 2021, totalizando 12,562 GW. Do total, 66% ou 8,320 GW de potência instalada origina-se da participação da GD fotovoltaica.

Segundo a epbr (2021), a GD atingiu a marca de 11 GW de potência instalada no Brasil

em 2022, sendo a maior parte da energia (10,8 GW) gerada por painéis fotovoltaicos. Além disso, a GC fotovoltaica superou a marca de 5 GW de capacidade instalada também no mesmo período.



**Figura 1.1:** Projeção da potência instalada da fonte solar fotovoltaica no Brasil

No entanto, o aumento na introdução de GD fotovoltaica também traz desafios técnicos à rede de distribuição, uma vez que a geração fotovoltaica é intermitente e a rede não foi projetada originalmente para atender este sistema. Impactos na qualidade de energia, com desvios de tensão e frequência, bem como na estabilidade da rede são alguns desses desafios. Assim, novas discussões foram iniciadas sobre o papel da GD na operação do sistema elétrico, com a introdução de controles avançados nos inversores (Smith, Sunderman, Dugan & Seal, 2011; Zhao et al., 2018).

Algumas organizações de maior relevância internacionalmente, como o IEEE (organismo dos Estados Unidos) e IEC (organismo que inclui mais de 60 países membros, os Estados Unidos e a China), estabelecem diretrizes para regulamentar a interconexão de sistemas de Geração Distribuída no sistema elétrico, e muitas vezes são utilizadas como base para as normas em outros países. A norma IEEE 1547 é hoje a norma mais influente para a interconexão de GD no mundo todo (Teodorescu, Liserre & Rodríguez, 2014; Villalva, 2010).

Essa norma foi elaborada em 2003, em um contexto de baixos níveis de penetrações de GD no sistema elétrico e estabelecia apenas os intervalos de tempo para desconexão quando os limites preestabelecidos de tensão ou frequência da rede eram violados. Ou seja, a norma não definia um suporte ativo por parte da GD na ocorrência de condições anormais, pois a operação desses sistemas não causava impactos significativos na rede (Pesin, Paladino, Bravo, Ropp, Higginson, Agüero, Julio, Key, Clevel, Siira & Quint, 2018).

Porém, as novas definições estabelecidas na revisão da IEEE 1547 datada de 2018 exigem suportabilidade durante eventos de sobretensão (HVRT) e subtensão (LVRT) e permitem que a GD forneça suporte para a qualidade de energia e estabilidade da rede com o desenvolvimento

de novas funcionalidades através dos inversores, como o controle de potência ativa (Volt-Watt) e reativa (Volt-VAr), compensação de harmônicos, interoperabilidade e outros (Almeida, Ekanayake, Pasupuleti & Karunarathne, 2020; Jafari, Olowu & Sarwat, 2019; Kashani, Mobarrez & Bhattacharya, 2019)

Com essas novas funcionalidade, os inversores tradicionais passam a ser conhecidos como *Smart Inverters*, disponibilizando limites ajustáveis e funções adicionais que permitem que a GD forneça suporte à rede, um controle descentralizado e maior autonomia ao sistema, fatores fundamentais tendo em vista o constante crescimento das interconexões de GD na rede elétrica (Arbab-Zavar, Palacios-Garcia, Vasquez & Guerrero, 2019; Lulbadda & Hemapala, 2019).

Assim, a Figura 1.2 lista sete funções de alta prioridade que passaram a ser incluídas nos *Smart Inverters* que possibilitam a estabilidade, a eficiência e a confiabilidade do sistema elétrico, além de melhorar os algoritmos de controle (Smith et al., 2011).



**Figura 1.2:** Sete principais funções dos *Smart Inverters*

O presente estudo tem como foco essas funcionalidades adicionais dos *Smart Inverters*, mais especificamente de gerenciamento de potência reativa, para suporte de tensão durante faltas, com o objetivo de garantir um sistema com maior confiabilidade e interoperabilidade, além de evitar danos aos equipamentos e aos dispositivos de proteção.

Os trabalhos de Bravo (2015); Naidu, Bajpai & Chakraborty (2007); Shuvra & Chowdhury (2015) abordam os controles para suporte dinâmico de tensão que proporcionam aos *Smart Inverters* capacidade de fornecerem auxílio para estabilidade da rede durante faltas. Como exemplo, apresenta a importância do controle de potência reativa para dar suporte à estabilidade da rede e até mesmo evitar colapsos de tensão.

Easley, Jain, Shadmand & Abu-Rub (2020) propõem os controles de potência ativa e reativa desacoplados para suportabilidade durante faltas (do inglês, *Low Voltage Ride Through* - LVRT). Assim, o *Smart Inverter* ajusta os pontos de operação dos controles de potência ativa e reativa de acordo com a tensão da rede. Os autores também apresentam três estratégias para a operação do sistema fotovoltaico durante faltas: o método da Potência Ativa Média Constante, da Corrente Ativa Constante e do Pico de Corrente Constante, utilizadas neste trabalho para controle da tensão do elo CC durante faltas.

## 1.1 Contextualização

Recentemente, diversos estudos científicos tratam das funcionalidades disponíveis nos *Smart Inverters* devido ao aumento da interconexão de sistemas fotovoltaicos ao sistema elétrico, que podem gerar distúrbios na rede, na qualidade de energia, danificar equipamentos e dispositivos de proteção. Nesta seção destaca-se algumas das principais referências bibliográficas relevantes para esta dissertação, que tratam da análise dinâmica de sistemas fotovoltaicos durante faltas com a presença de controles avançados de suporte à rede através dos *Smart Inverters*.

O estudo de Al-Shetwi & Sujod (2017) é acerca da modelagem e do comportamento dinâmico de sistemas fotovoltaicos em larga escala conectados à rede de distribuição da Malásia sob diferentes condições de faltas. Os autores consideram uma topologia de conversão de dois estágios implementada em MATLAB/Simulink, com malhas de controle MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) no conversor CC-CC e de potência ativa e reativa no conversor CC-CA.

As variáveis analisadas são tensão, corrente e potências ativa e reativa do lado da rede, apresentando oscilações e desvios de magnitude e fase durante e após a falta. Os resultados das simulações provaram que faltas simétricas possuem maior impacto na operação do sistema fotovoltaico do que faltas assimétricas.

Já o artigo de Shuvra & Chowdhury (2015) apresenta a análise dinâmica de um sistema fotovoltaico composto por um inversor trifásico com e sem capacidade de suportabilidade durante faltas por meio do controle de potência reativa. Os resultados apresentam o desempenho das tensões do elo CC, da rede e do inversor.

Os autores mostraram que, além da melhoria na tensão da rede durante a falta com a funcionalidade de suportabilidade através da injeção de potência reativa, a tensão foi estabilizada rapidamente. Também foi mostrada a importância da utilização de um sistema de armazenamento de energia nos resultados das simulações.

Naidu et al. (2007) trazem uma revisão dos diferentes aspectos da operação da função de suportabilidade de tensão durante faltas. O estudo utiliza um sistema fotovoltaico de dois estágios para analisar o impacto dessa função diante de eventos que provocam sobretensão e

subtensão na rede.

Como conclusão, os autores sugerem três maneiras de estabilizar o barramento CC durante a operação de suportabilidade na ocorrência de subtensão, que são: interrupção do controle de MPPT no conversor CC-CC, Chopper no barramento CC e dispositivo de armazenamento de energia no barramento CC.

O trabalho de Bravo (2015) apresenta as funcionalidades disponíveis em GD de suportabilidade de tensão e controle de potência reativa para conter eventos de atraso na recuperação de tensão induzidos por falta e auxílio na estabilidade da rede. O artigo traz resultados do comportamento dinâmico dessas funcionalidades para dois casos e aborda a importância delas para o auxílio na estabilidade da rede e até mesmo para evitar colapsos de tensão.

Por fim, Easley et al. (2020) apresentam o estudo do comportamento dinâmico de um sistema fotovoltaico durante faltas. O sistema modifica o ponto de operação de acordo com as condições da rede, operando no ponto de máxima potência e injetando potência reativa durante condições normais e de faltas na rede, respectivamente. A injeção de potência reativa é feita através de três estratégias, denominadas pelos autores de: Potência Ativa Média Constante, Corrente Ativa Constante e Pico de Corrente Constante.

Diante do exposto, o presente trabalho pretende explorar, através de análises dinâmicas, as funcionalidades disponíveis nos *Smart Inverters* para fornecer suporte dinâmico de tensão ao sistema durante faltas, quando a GD encontra-se operando na região de suportabilidade obrigatória (LVRT). O suporte de tensão neste trabalho é feito através da funcionalidade denominada controle Volt-VAr.

Além disso, ao longo do desenvolvimento das simulações, tem-se a preocupação em compreender o impacto das estratégias no desempenho interno do sistema fotovoltaico, a fim de fornecer controle adicional para a tensão do elo CC para que o sistema continue operando na região LVRT permitindo a atuação do controle Volt-VAr.

## 1.2 Objetivos

### 1.2.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem como objetivo geral explorar o Controle Volt-VAr para suporte dinâmico de tensão durante faltas dentro dos novos controles disponíveis nos *Smart Inverters* utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição.

## 1.2.2 Objetivos Específicos

Para auxiliar no cumprimento do objetivo geral, são definidos os seguintes objetivos específicos:

- Modelar um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição e suas respectivas malhas de controle com auxílio dos diagramas de blocos disponíveis no Simulink e dos algoritmos de inicialização do Matlab;
- Modelar as malhas internas do controle Volt-VAr para suporte dinâmico de tensão, incluindo os limites operativos de corrente do inversor;
- Explorar estratégias de controle que opere em conjunto com o controle Volt-VAr e que forneça suporte dinâmico de tensão para o sistema durante faltas.

## 1.3 Justificativa

Com o evidente aumento das interconexões de sistemas fotovoltaicos baseados em GD na rede elétrica, questões de qualidade de energia, relacionadas à regulação de tensão, além da estabilidade da rede, são desafios cada vez mais relevantes para a rede de distribuição e prosumidores, demandando atualizações nas normas que regulamentam a interconexão desses sistemas ao redor do mundo (Ghiani & Pilo, 2015; Zhao et al., 2018).

Nesse contexto, torna-se relevante o estudo do comportamento dinâmico de sistemas fotovoltaicos de GD para a exploração de estratégias que garantam a conexão desses sistemas com maior confiabilidade e flexibilidade durante eventos críticos, podendo auxiliar ativamente na estabilidade da rede, na qualidade de energia e ter um bom desempenho na recuperação pós-falta (Farias, 2019).

A análise do comportamento dinâmico pode ser obtida por meio da submissão do sistema às condições específicas variadas, como faltas elétricas ou modificação do ponto de operação da geração fotovoltaica, que pode ser causada por sombreamento ou por mau funcionamento do equipamento, e depende das limitações impostas ao sistema (Farias, 2019; Gonçalves, 2018).

Em situações críticas, como faltas elétricas, os inversores, utilizados em GD para fornecer a potência gerada pelos painéis fotovoltaicos à rede em condições normais, podem ser desconectados devido aos seus ajustes críticos de proteção, podendo causar atraso na recuperação da tensão e instabilidade na rede (Bravo, 2015; Naidu et al., 2007).

A norma IEEE 1547 de 2018, no entanto, exige que a GD forneça suportabilidade durante faltas, do inglês *Low Voltage Ride-Through* (LVRT) e estabelece controles que podem ser empregados para fornecer suporte dinâmico de tensão, como o controle de potência reativa (controle Volt-VAr). Essas novas funcionalidades tornam a GD uma auxiliar ativa na estabilidade e

qualidade de energia da rede (Naidu et al., 2007).

Este trabalho pretende explorar a funcionalidade de suporte dinâmico de tensão através do desenvolvimento do controle de potência reativa (controle Volt-VAr) durante a suportabilidade durante faltas (LVRT) em um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição com o objetivo de analisar seu desempenho durante faltas. Não foi considerado para este estudo o controle Volt-Watt, outra funcionalidade disponível nos *Smart Inverters*, pois esse é um controle mais eficiente para casos em que ocorrem de sobretensões na rede.

Além disso, as estratégias de Easley et al. (2020) são exploradas para limitar o crescimento da tensão no elo CC durante a ocorrência da falta e tem o objetivo de anular possíveis impactos do crescimento da tensão do elo CC sobre a dinâmica das demais variáveis do sistema. Cada estratégia modifica o ponto de máxima potência (MPP) do conjunto fotovoltaico com o objetivo. Comparações entre as estratégias servirão para apontar aquela que possui melhor desempenho de acordo com as análises das variáveis de controle.

O sistema também é analisado através de três modos de uso da capacidade do inversor, que são: prioridade da componente  $I_d$ , prioridade da componente  $I_q$  e prioridade proporcional. Os três casos servirão para observar o impacto dos diferentes modos de prioridade sobre o desempenho do controle Volt-VAr para dar suporte de tensão à rede durante faltas.

## 1.4 Estrutura da Dissertação

O presente trabalho é dividido em cinco capítulos, conforme descrito nos parágrafos a seguir.

O Capítulo 2 apresenta, de maneira geral, informações a respeito de sistemas fotovoltaicos. Inicialmente, é apresentado o funcionamento do gerador fotovoltaico, assim como as topologias de geração e conexão à rede existentes. Para concluir, é apresentada a modelagem matemática de cada estrutura que compõe os sistemas fotovoltaicos e as principais malhas de controle desses sistemas.

No Capítulo 3 são apresentadas as legislações que tangem os sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição no Brasil e no mundo, as novas funcionalidades disponíveis nos inversores e o conceito de *Smart Inverter*. Posteriormente, são apresentadas as funcionalidades para suporte de tensão dos *Smart Inverters* e o contexto que se insere este trabalho. Posteriormente, são apresentadas três estratégias de controle de tensão do elo CC e três técnicas de limitação de corrente do inversor que serão utilizadas em conjunto com o Controle Volt-VAr durante faltas. Por fim, é apresentada a modelagem da rede de distribuição adotada para implementação do sistema fotovoltaico e a descrição dos casos simulados.

No Capítulo 4 são apresentados os resultados. Inicialmente, os gráficos de potência reativa, tensão terminal e tensão do link CC são apresentados com o objetivo de demonstrar o

desempenho do controle Volt-VAr de acordo com a prioridade de corrente e as estratégias de controle de tensão do elo CC utilizadas. Posteriormente, são apresentados os gráficos para a variação do ponto de operação do sistema diante de diferentes intensidades de faltas. Por fim, são apresentados os gráficos dos resultados com a variação das características da rede.

O Capítulo 5 apresenta a conclusão acerca dos resultados obtidos, além de propostas para trabalhos futuros.

# Capítulo 2

## Sistemas Fotovoltaicos

Neste capítulo são abordadas algumas informações acerca dos sistemas fotovoltaicos. Dessa forma, inicialmente é apresentada uma compreensão geral sobre o assunto, seguida das topologias de geração e conexão à rede existentes. Para concluir, a modelagem matemática de cada componente que constitui a geração fotovoltaica e suas estruturas de controle são apresentadas e serão de grande relevância para os estudos dinâmicos durante faltas desenvolvidos ao longo do presente trabalho.

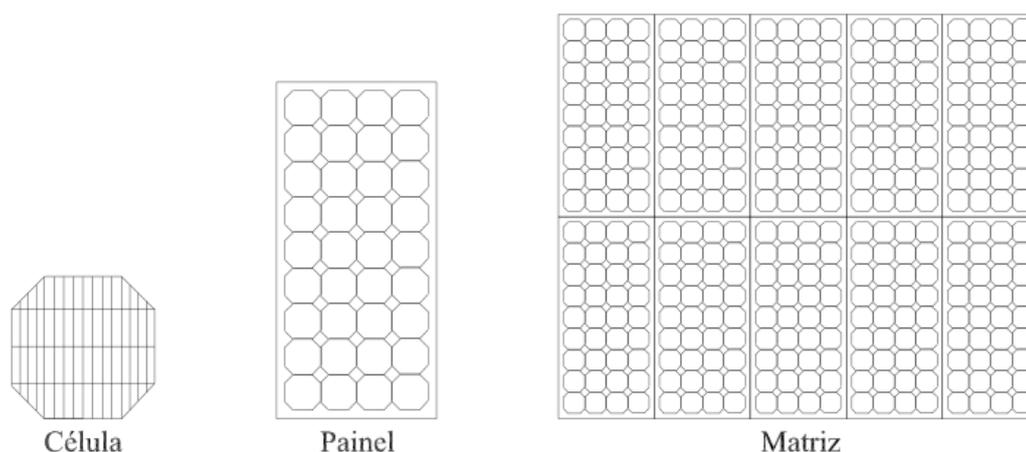
### 2.1 Introdução

Os sistemas fotovoltaicos são uma das fontes alternativas de geração de energia elétrica mais promissoras e estudadas para o desenvolvimento humano. A energia elétrica é gerada a partir da conversão da luz solar em eletricidade pela célula fotovoltaica, que é constituída por um material semicondutor. Atualmente, as tecnologias utilizadas para a produção em larga escala dos dispositivos disponíveis no mercado são o silício monocristalino e policristalino (Pinho & Galdino, 2014).

Cada célula fotovoltaica produz uma corrente contínua fraca, sendo necessária a associação de várias células fotovoltaicas para produzir uma corrente adequada para a utilização prática. Essa associação de células forma o painel fotovoltaico, dispositivo individual vendido comercialmente (Bainy, 2015). A faixa de potência desses painéis varia entre 50W e 350W, com tensão de saída entre 20V e 40V, e corrente próxima a 9A (Gonçalves, 2018).

Diversos painéis fotovoltaicos podem ser associados dependendo dos níveis de potência desejados para uma determinada aplicação. Painéis associados em série são denominados *strings* e são utilizados para aumentar o nível de tensão fornecido pelo sistema. Por outro lado, essas *strings* de painéis podem ser associadas em paralelo para aumentar a capacidade de fornecimento de corrente do sistema. O agrupamento de painéis compõe uma matriz ou conjunto fotovoltaico (Farias, 2019). A Figura 2.1 ilustra a configuração de uma célula, painel e matriz fotovoltaica.

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em duas categorias básicas: conectados



Fonte: (Farias, 2019)

**Figura 2.1:** Célula, painel e matriz fotovoltaica.

à rede elétrica (*Grid-Tie*) ou isolados (*Off-Grid*). Existem também sistemas híbridos, ou seja, que operam tanto no modo isolado quanto no modo interligado. Nesse tipo de sistema é comum a utilização do dispositivo de armazenamento de energia em conjunto com os painéis solares para alimentar as cargas quando não há fornecimento de energia por parte da rede elétrica (Villalva, 2010).

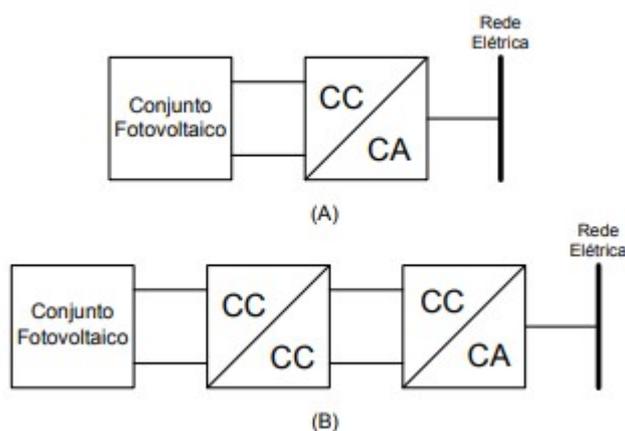
Os sistemas isolados (*Off-Grid*) são caracterizados por não se conectarem à rede elétrica, portanto atuam como a única fonte de energia. Geralmente são utilizados para alimentar cargas locais e em regiões remotas, como casas de campo. Esses sistemas se diferenciam por possuírem dispositivos de armazenamento de energia, que garantem o abastecimento em períodos sem radiação solar ou quando a rede elétrica é interrompida, além de controladores de carga, que atuam para aumentar a vida útil as baterias (Wanzeler, 2018).

Quando o sistema é conectado à rede elétrica, atua como uma fonte complementar de energia, injetando na rede de distribuição a energia produzida. Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede podem ser centralizados, constituindo usinas, ou sistemas descentralizados de geração distribuída instalados em residências, comércios e edifícios públicos (Villalva, 2010).

Um sistema fotovoltaico conectado (*Grid-Tie*) é composto por painéis solares e inversores. Os inversores são responsáveis por transformar a corrente contínua em alternada e sincronizar o sistema com a rede pública. Os sistemas conectados têm uma grande vantagem em relação aos sistemas isolados por não utilizarem baterias e controladores de carga, tornando-os cerca de 30% mais eficientes (Wanzeler, 2018).

## 2.2 Topologias de Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede podem ser classificados de duas formas, conforme o número de estágios de conversão da energia elétrica gerada: sistema fotovoltaico de um ou dois estágios. A Figura 2.2 (A) e a Figura 2.2 (B) representam a configuração básica de um sistema fotovoltaico de um estágio e de dois estágios, respectivamente.



Fonte: (Farias, 2019)

**Figura 2.2:** Topologias de conversão de um (A) e dois (B) estágios

### Sistema de Conversão de Um Estágio

A faixa de tensão de entrada dos inversores conectados à rede geralmente varia entre 180V a 500V. Quando a tensão resultante da associação em série de painéis fotovoltaicos é suficiente para alimentar esses inversores, pode-se utilizar o sistema de um estágio. (Villalva, 2010).

Esse tipo de conversão reduz a utilização de componentes e, conseqüentemente, o custo e a sua complexidade, aumentando sua eficiência. Por outro lado, normas de alguns países exigem que os painéis sejam aterrados e isolados da rede elétrica, tornando o emprego desse tipo de sistema desinteressante, pois a rede fica eletricamente conectada com a terra por intermédio do conversor (Farias, 2019; Villalva, 2010).

### Sistema de Conversão de Dois Estágios

Nos sistemas de conversão de dois estágios, a conversão de energia é realizada em duas fases. A primeira fase é a conversão CC-CC, objetivando controlar o nível de tensão gerado pelo conjunto fotovoltaico. A segunda fase é a conversão CC-CA, que tem a função de realizar a conexão do sistema com a rede de forma adequada (Farias, 2019).

A principal vantagem desse sistema é a flexibilidade de controle e operação do sistema, pois o conversor CC-CC permite o rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) do con-

junto fotovoltaico. Esse tipo de sistema também possibilita a isolação elétrica entre os painéis e a rede (Farias, 2019; Villalva, 2010).

Finalmente, de acordo com Teodorescu et al. (2014), existem quatro categorizações de acordo com os tipos de ligações dos inversores e a faixa de potência dos sistemas fotovoltaicos nos quais são empregados, que são: Inversor Central, Inversor *String*, Inversor *Multistring* e Inversor com Módulo Integrado ou Microinversor.

### Inversor Central

O Inversor Central é tipicamente utilizado em sistemas fotovoltaicos cuja faixa de potência varia entre 100–1000kW (Teodorescu et al., 2014). Nesta configuração, um inversor é conectado ao conjunto de painéis fotovoltaicos associados em paralelo, ou seja, a conversão de todo o sistema é feita através de um único inversor.

As principais vantagens são a redução de custos e eficiência relativamente alta devido ao número reduzido de estágios de conversão de energia. Porém a desvantagem é a baixa confiabilidade do sistema, pois a instalação fica completamente comprometida quando ocorre uma falha no inversor (Farias, 2019).

### Inversor *String*

Um Inversor *String* é tipicamente utilizado em sistemas fotovoltaicos cuja faixa de potência varia entre 0,4–2kW (Teodorescu et al., 2014). Nessa configuração, cada *string* de painéis é conectada a um inversor individual. A desvantagem é o aumento de custos, visto que requer um maior número de inversores. Porém, a vantagem é a possibilidade da busca do ponto de máxima potência (PMPP) de cada *string* individualmente, aumentando a confiabilidade do sistema (Farias, 2019).

### Inversor *Multistring*

Um Inversor *Multistring* é tipicamente utilizado em sistemas fotovoltaicos cuja faixa de potência varia entre 1,5–6kW (Teodorescu et al., 2014). Nesse tipo de configuração, as *strings* de painéis, cada uma acoplada a conversores CC-CC individuais, são ligadas em paralelo com saída comum em um mesmo barramento CC e conectado à entrada de um único inversor. Este tipo de inversor é amplamente empregado em sistemas residenciais e comerciais (Farias, 2019).

### Inversor com Módulo Integrado ou Microinversor

Um Microinversor é tipicamente utilizado em sistemas cuja faixa de potência varia entre 50–400W, isto é, em pequenas instalações (Teodorescu et al., 2014). Nesta configuração, cada painel fotovoltaico é conectado à entrada de um conversor individual, seja por conversão de um ou dois estágios, sendo amplamente empregado para auxiliar na redução dos efeitos de sombreamento parcial sobre os painéis (Farias, 2019).

## 2.2.1 Componentes de Sistemas Fotovoltaicos

Como visto na Seção 2.1, os sistemas isolados necessitam de baterias e controladores de carga, enquanto os sistemas conectados necessitam apenas dos painéis fotovoltaicos e conversores. Nos próximos parágrafos serão descritos os principais componentes dos sistemas *Off-Grid* e *Grid-Tie*.

- Painéis Fotovoltaicos: tem a função de transformar a luz solar em corrente elétrica contínua. Um sistema pode ter apenas um painel ou vários painéis interligados entre si (Wanzeler, 2018).
- Controladores de Carga: garantem o abastecimento adequado das baterias evitando sobrecargas e descargas profundas, aumentando sua vida útil (Wanzeler, 2018).
- Conversores: em sistemas fotovoltaicos, podem ser observados dois tipos de conversores: os conversores CC-CC, utilizados para modificar o nível de tensão CC entre sua entrada e saída, e os conversores CC-CA, empregados para transformar a corrente contínua em corrente alternada, alterar o nível de tensão e realizar a correta conexão do sistema à rede (Farias, 2019).
- Baterias: armazenam a energia elétrica para ser utilizada quando não há radiação solar suficiente e/ou não haja fornecimento de energia por outra fonte (Wanzeler, 2018).

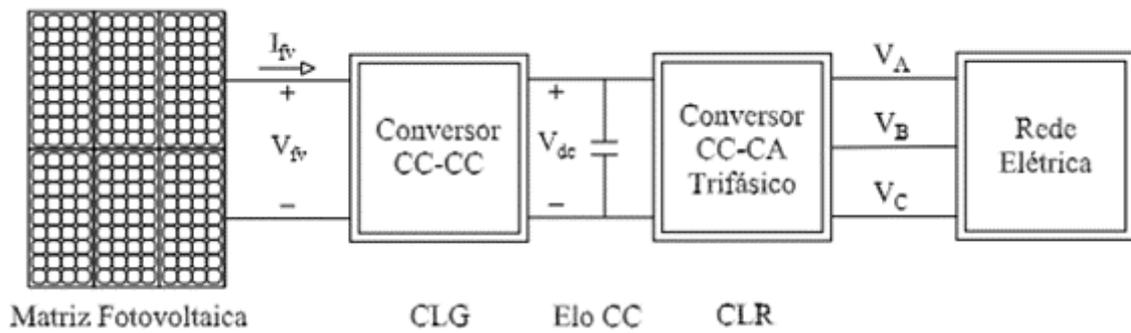
Dos componentes retrocitados, as modelagens dos painéis fotovoltaicos e dos conversores serão apresentadas com mais detalhes nas próximas seções.

## 2.3 Modelagem de Sistemas Fotovoltaicos

A configuração básica de um sistema fotovoltaico conectado à rede está representada na Figura 2.3 abaixo. A tensão  $V_{fv}$  e a corrente  $I_{fv}$  são, respectivamente, a tensão e a corrente de saída da matriz fotovoltaica,  $V_{dc}$  é a tensão no elo CC e  $V_A$ ,  $V_B$  e  $V_C$  são as tensões trifásicas da saída do inversor. Esse modelo utiliza a configuração de dois estágios para a conversão de energia: considerando um conversor CC-CC e um conversor CC-CA trifásico, também denominado inversor.

### 2.3.1 Modelagem de Matrizes Fotovoltaicas

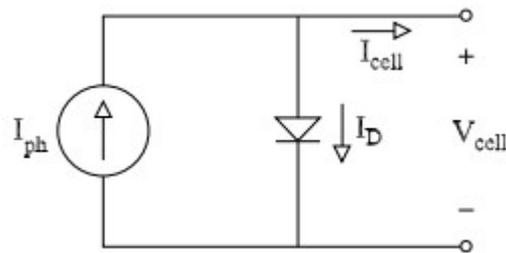
Pode-se deduzir o modelo matemático de painéis fotovoltaicos a partir do comportamento de uma célula fotovoltaica, podendo ser idealmente representada como uma fonte de corrente associada em paralelo a um diodo (Villalva, 2010). O resultado é a geração de uma corrente  $I_{cell}$  e uma tensão  $V_{cell}$ . A Figura 2.4 representa a modelagem de uma célula fotovoltaica ideal



Fonte: (Farias, 2019)

**Figura 2.3:** Sistema fotovoltaico de dois estágios

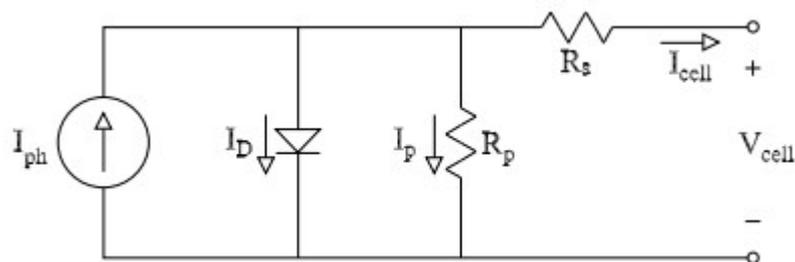
na forma de circuito equivalente.



Fonte: (Farias, 2019)

**Figura 2.4:** Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica

Pode-se ainda aprimorar o modelo inserindo uma resistência em paralelo ( $R_p$ ), que representa as perdas devido ao diodo reversamente polarizado, e uma resistência em série ( $R_s$ ), representando as perdas internas devido ao fluxo de corrente (Hossain, Roy & Ali, 2016). A Figura 2.5 representa o modelo de uma célula fotovoltaica aprimorado, também na forma de circuito equivalente.



Fonte: (Farias, 2019)

**Figura 2.5:** Circuito equivalente aprimorado de uma célula fotovoltaica

Através da Primeira Lei de Kirchhoff (Lei dos Nós), é possível obter a expressão matemática que representa, então, o modelo matemático de uma célula fotovoltaica:

$$I_{cell} = I_{ph} - I_D - I_p \quad (2.1)$$

onde a corrente  $I_{ph}$  é denominada de fotocorrente e depende da temperatura da célula e da irradiação solar, a corrente  $I_D$  é a corrente do diodo, e a corrente  $I_p$  é a corrente que flui pelo resistor conectado em paralelo ( $R_p$ ).

A corrente  $I_D$  é dada pela equação de Shockley, que representa o comportamento exponencial da corrente que flui no diodo, e é descrita como (Bellia, Youcef & Fatima, 2014):

$$I_D = I_0 \left[ \exp \left( \frac{V_{cell} + R_s I_{cell}}{V_T} \right) - 1 \right] \quad (2.2)$$

onde a corrente  $I_0$  é a corrente de saturação reversa do diodo e  $V_T$  é a tensão térmica do diodo, dada pela expressão:

$$V_T = \frac{akT}{q} \quad (2.3)$$

Na equação (2.3),  $k$  representa a constante de Boltzmann ( $1,38 \times 10^{-23}$  J/K),  $T$  é a temperatura do painel fotovoltaico, dada em Kelvin,  $q$  é a carga do elétron ( $1,60217646 \times 10^{-19}$  C) e  $a$  é a constante de idealidade ou emissão do diodo ( $1 \leq a \leq 2$ ).

Pela segunda Lei de Kirchhoff (Lei das Malhas), pode-se deduzir a equação para a corrente  $I_p$ :

$$I_p = \frac{V_{cell} + R_s I_{cell}}{R_p} \quad (2.4)$$

Dessa forma, a dinâmica da corrente  $I_{cell}$  de uma célula fotovoltaica pode ser obtida substituindo as equações (2.2) e (2.4) na equação (2.1):

$$I_{cell} = I_{ph} - I_0 \left[ \exp \left( \frac{V_{cell} + R_s I_{cell}}{V_T} \right) - 1 \right] - \frac{V_{cell} + R_s I_{cell}}{R_p} \quad (2.5)$$

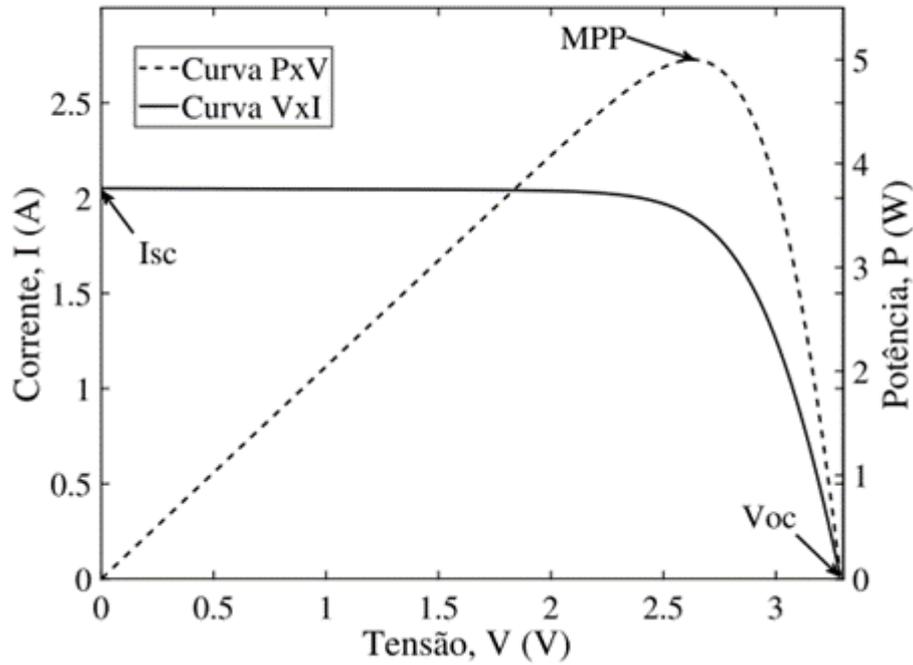
Também é possível calcular a potência gerada pela célula fotovoltaica através da expressão a seguir:

$$P_{cell} = V_{cell} I_{cell} \quad (2.6)$$

A partir das equações da corrente ( $I_{cell}$ ) e da potência ( $P_{cell}$ ) deduzidas, pode-se obter duas curvas, uma que representa a variação de  $I_{cell}$  e a outra que representa a variação de  $P_{cell}$ , ambas em função da variação de  $V_{cell}$ . As curvas estão representadas na Figura 2.6. A primeira é denominada I x V, enquanto a segunda é denominada P x V.

Nessa curva, notam-se três pontos importantes que podem ser analisados no sistema fotovoltaico:

- $V_{oc}$ : ponto que representa a tensão de circuito aberto, isto é, o valor máximo de tensão



**Figura 2.6:** Curva  $I \times V$  e  $P \times V$

atingível pela célula com corrente  $I_{cell} = 0$ ;

- $I_{SC}$ : ponto que representa a corrente de curto-circuito, isto é, o valor máximo de corrente atingido pela célula com tensão  $V_{cell} = 0$ ;
- MPP: é o ponto considerado ótimo, quando a potência gerada é máxima em determinada condição de operação. É possível notar que nenhuma potência é gerada nas condições descritas nos itens acima.

O ponto MPP fornece as coordenadas  $(I_{MPP}, V_{MPP})$  e é de grande relevância na operação do sistema fotovoltaico, pois indica qual a tensão terminal necessária para extrair a máxima potência do conjunto fotovoltaico, de acordo com determinadas condições de temperatura e irradiação solar (Bainy, 2015).

Considerando agora um módulo fotovoltaico composto por  $N_S$  células em série, as expressões matemáticas da tensão e da corrente são agora denominadas  $V_{mod}$  e  $I_{mod}$ , respectivamente:

$$I_{mod} = I_{phm} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{V_{mod} + R_{ss}I_{mod}}{V_{TM}}\right) - 1 \right] - \frac{V_{mod} + R_{ss}I_{mod}}{R_{pp}} \quad (2.7)$$

Portanto, o módulo tem perdas equivalentes  $R_{ss}$ ,  $R_{pp}$  e fotocorrente  $I_{phm}$ . A tensão térmica do diodo  $V_{TM}$  também será distinta, dada por:

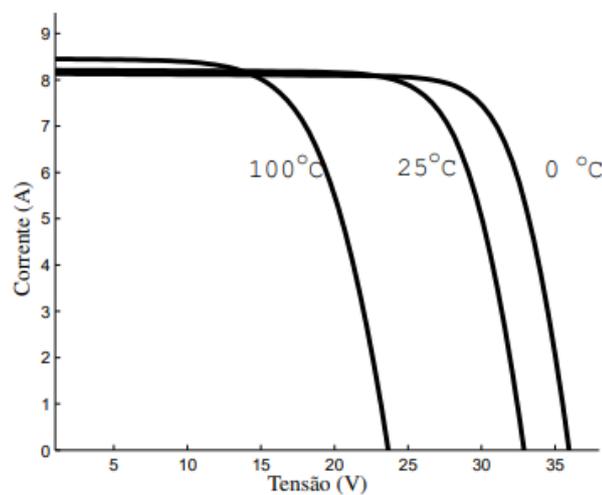
$$V_{TM} = N_S \frac{akT}{q} \quad (2.8)$$

Alguns fatores externos que influenciam no desempenho de sistemas fotovoltaicos são

(Bainy, 2015):

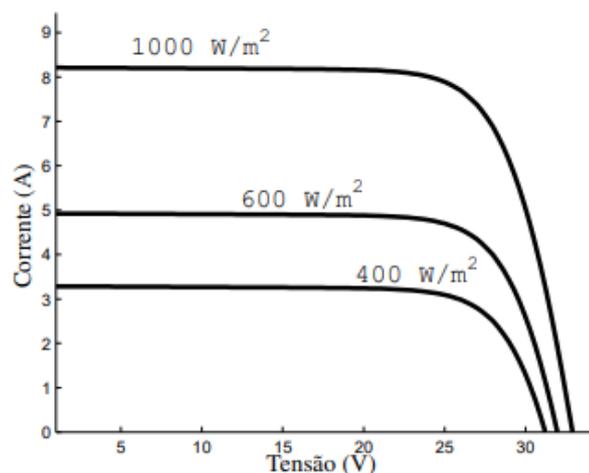
- A temperatura da placa fotovoltaica;
- Irradiação solar, dada em  $\text{W}/\text{m}^2$ ;
- O ângulo do painel em relação ao sol;
- Tipo de carga conectada ao sistema.

A Figura 2.7 ilustra a influência da temperatura sobre curva V x I do painel fotovoltaico, mostrando grande influência sobre a tensão de circuito aberto.



**Figura 2.7:** Comparativo das curvas V x I para três valores de temperatura da placa

A Figura 2.8 ilustra a influência da irradiação solar sobre curva V x I do painel fotovoltaico, onde se observa grande influência sobre a corrente de curto-circuito.



**Figura 2.8:** Comparativo das curvas V x I para três valores de irradiação da placa

A fotocorrente do painel fotovoltaico ( $I_{phm}$ ) é diretamente proporcional à irradiação solar e linearmente proporcional à temperatura das células, sendo descrita por:

$$I_{phm} = (I_{phm,n} + K_I \Delta T) \frac{G}{G_n} \quad (2.9)$$

onde  $G$  é a irradiação solar,  $G_n$  é a irradiação solar nominal,  $K_I$  expressa a variação da corrente em função da temperatura (dada em A/K ou A/°C),  $\Delta T$  é a variação da temperatura, calculada por  $T - T_n$ , onde  $T$  é a temperatura de operação e  $T_n$  é a temperatura nominal (dada em Kelvin ou Celsius), e  $I_{phm,n}$  é a fotocorrente em condições nominais.

Geralmente  $T_n = 25^\circ\text{C}$  e  $G_n = 1000 \text{ W/m}^2$ . Muitos autores consideram que a fotocorrente em condições nominais é igual à corrente de curto circuito nominal descrita nas folhas de dados do painel fotovoltaico, ou seja,  $I_{phm,n} = I_{sc,n}$  (Villalva, 2010). Finalmente, a variação de temperatura do painel também tem efeitos sobre a corrente de saturação reversa do diodo ( $I_0$ ), expresso por:

$$I_0 = \frac{I_{sc,\Delta T}}{\exp\left(\frac{V_{oc,\Delta T}}{V_{TM}}\right) - 1} \quad (2.10)$$

Os valores de  $I_{sc}$  e  $V_{oc}$  são afetados pela variação de temperatura  $\Delta T$  do painel fotovoltaico e o efeito dessa variação de temperatura sobre essas grandezas pode ser descrito por (Bainy, 2015):

$$I_{sc,\Delta T} = I_{sc,n} + K_I \Delta T \quad (2.11)$$

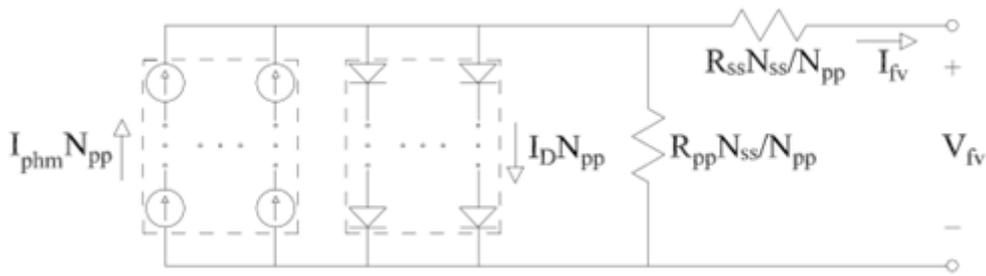
$$V_{oc,\Delta T} = V_{oc,n} + K_V \Delta T \quad (2.12)$$

onde  $I_{sc,\Delta T}$  e  $V_{oc,\Delta T}$  são as alterações de  $I_{sc}$  e  $V_{oc}$ , respectivamente, devido à variação de temperatura,  $V_{oc,n}$  é a tensão de circuito aberto nominal, encontrada nas folhas de dados do dispositivo,  $K_V$  é o coeficiente que expressa, em V/K e V/°C, a razão entre tensão e temperatura. Os valores de  $K_I$  e  $K_V$  têm valores positivo e negativo, respectivamente, mostrando que, enquanto  $I_{sc}$  é diretamente proporcional à variação de temperatura,  $V_{oc}$  é inversamente proporcional (Bainy, 2015).

Para uma matriz fotovoltaica, considere a estrutura composta por  $N_{pp}$  strings conectadas em paralelo, cada uma com  $N_{ss}$  painéis conectados em série, gerando uma corrente  $I_{fv}$  e uma tensão  $V_{fv}$ . Supondo que todos os painéis sejam iguais, o circuito equivalente da matriz fotovoltaica pode ser visto na Figura 2.9, onde o efeito dos painéis é dado de forma agrupada, como um único painel. Portanto, a corrente total  $I_{fv}$  é dada por:

$$I_{fv} = I_{phm} N_{pp} - I_0 N_{pp} \left[ \exp\left(\frac{V_{fv} + R_{ss} I_{fv} N_{ss} / N_{pp}}{V_{TM} N_{ss}}\right) - 1 \right] - \frac{V_{fv} + R_{ss} I_{fv} / N_{pp}}{R_{pp} N_{ss} / N_{pp}} \quad (2.13)$$

O diagrama de blocos do sistema fotovoltaico desenvolvido para este trabalho está ilus-



Fonte: (Farias, 2019)

**Figura 2.9:** Circuito equivalente de uma matriz fotovoltaica

trado no Apêndice A juntamente com os parâmetros que foram utilizados nas simulações.

### 2.3.2 Modelagem do Elo CC

Os conversores são interligados por um elo CC, que é representado por um circuito equivalente de um capacitor conectado em paralelo à entrada do inversor, conforme mostrado na Figura 2.10 e descrito pela equação (Anaya-Lara, Jenkins, Ekanayake, Cartwright & Hughes, 2009):

$$P_C = P_g - P_t \quad (2.14)$$

onde  $P_C$  corresponde à potência em C,  $P_g$  representa a potência que sai do conversor CC-CC (usualmente  $P_g = P_{fv} = V_{fv} I_{fv}$ ) e  $P_t$  é a potência que chega ao inversor (representada como a potência entregue à rede).

A potência do capacitor pode ser descrita por (Anaya-Lara et al., 2009):

$$P_C = V_{dc} I_C \quad (2.15)$$

onde

$$I_C = C \frac{d[V_{dc}(t)]}{dt} \quad (2.16)$$

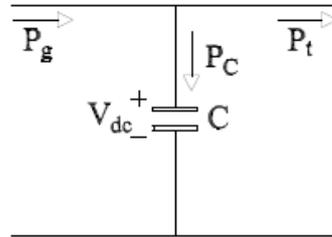
é a corrente que flui por C.

Substituindo a equação (2.16) em (2.15), obtém-se:

$$P_C = V_{dc} C \frac{d[V_{dc}(t)]}{dt} = 2V_{dc} \frac{C}{2} \frac{d[V_{dc}(t)]}{dt} \quad (2.17)$$

Substituindo a equação (2.17) em (2.14), pode-se obter o comportamento dinâmico de  $V_{dc}$ , expresso por:

$$\frac{d[V_{dc}(t)]}{dt} = \frac{1}{C} \frac{P_g - P_t}{V_{dc}(t)} \quad (2.18)$$



Fonte: (Farias, 2019)

**Figura 2.10:** Balanço de potência no elo CC

Através da equação (2.18), vê-se que a tensão do elo CC sendo constante acarreta a condição de equilíbrio em que toda a potência gerada é entregue à rede.

### 2.3.3 Modelagem de Conversores CC-CC

Existem três tipos de conversores CC-CC para sistemas fotovoltaicos: o conversor abaixador, o conversor elevador e o conversor abaixador-elevador, também conhecidos como *buck* ou *step down*, *boost* ou *step-up* e *buck-boost*, respectivamente (Bainy, 2015).

A modelagem matemática clássica do conversor CC-CC consiste na relação entre as suas tensões de entrada e saída, que correspondem, respectivamente, à tensão do conjunto fotovoltaico ( $V_{fv}$ ) e à tensão do elo CC ( $V_{dc}$ ). Essa relação leva em consideração um fator percentual chamado de *duty cycle* ( $D_c$ ), que é definido como o percentual de tempo em que a chave permanece fechada em um ciclo de chaveamento do conversor, e pode variar entre 0 e 1 ( $0 < D_c < 1$ ) (Bainy, 2015).

Os modelos matemáticos para os conversores *Buck*, *Boost* e *Buck-Boost* são representados a seguir e a Figura 2.11 ilustra a modelagem do conversor *buck-boost* utilizado neste trabalho:

Conversor *Buck*:

$$V_{dc} = V_{fv} D_c \quad (2.19)$$

Conversor *Boost*:

$$V_{dc} = \frac{V_{fv}}{1 - D_c} \quad (2.20)$$

Conversor *Buck-Boost*:

$$V_{dc} = \frac{D_c}{1 - D_c} V_{fv} \quad (2.21)$$

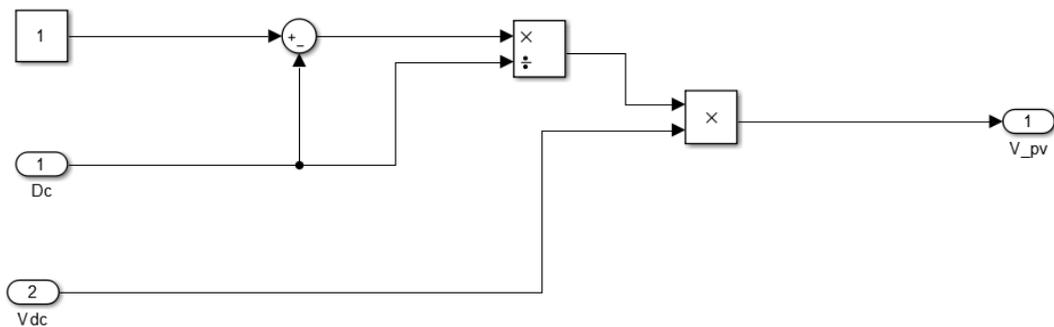
Na operação dos sistemas fotovoltaico, a tensão  $V_{dc}$  é regulada em torno de um valor constante e a tensão sob o conjunto fotovoltaico ( $V_{fv}$ ) varia de acordo com a temperatura e irradiação solar. Por isso, deve-se estabelecer limites de  $D_c$  máximos e mínimos,  $D_{c,max}$  e  $D_{c,min}$  respectivamente, para que a tensão  $V_{fv}$  não ultrapasse seu valor máximo ( $V_o$ ).

A Tabela 2.1 apresenta as características para cada um dos três conversores CC-CC, com os valores que  $V_{fv}$  assume para os valores máximos e mínimos de  $D_c$  (Farias, 2019).

**Tabela 2.1:** Características dos conversores CC-CC.

Conversor	$D_{c,min}$	$D_{c,max}$	$V_{fv}(D_{c,min})$	$V_{fv}(D_{c,max})$
Buck	$V_{dc}/V_{oc}$	1	$V_{oc}$	$V_{dc}$
Boost	$(V_{dc}-V_{oc})/V_{dc}$	1	$V_{oc}$	0
Buck-boost	$V_{dc}/(V_{dc}+V_{oc})$	1	$V_{oc}$	0

Fonte: (Farias, 2019)



**Figura 2.11:** Modelagem do conversor CC-CC

A função do conversor CC-CC é possibilitar o ajuste da tensão sobre o conjunto fotovoltaico de forma a garantir a operação do sistema no Ponto de Máxima Potência (MPP). Para tanto, o controle MPPT age na determinação do valor do *duty cycle* (ver Seção 2.4.1).

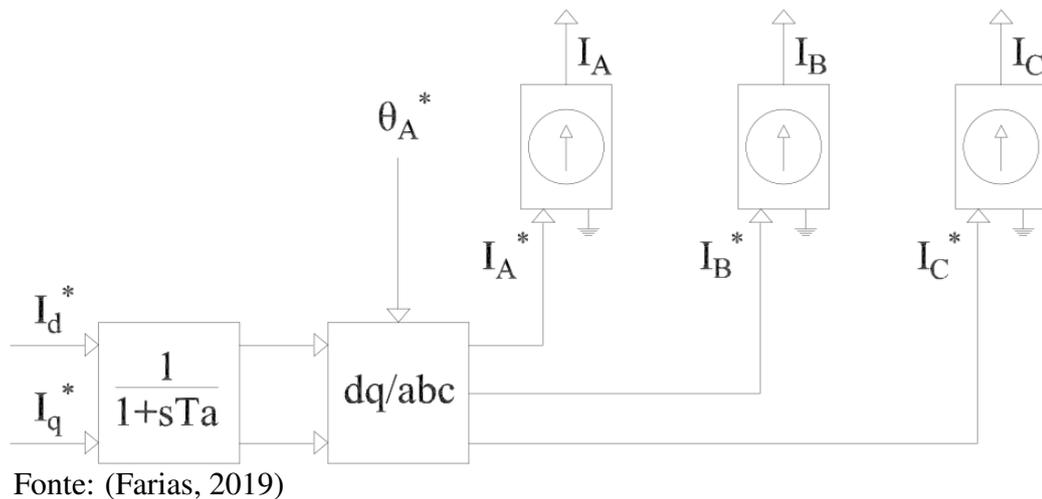
### 2.3.4 Modelagem de Conversores CC-CA

A modelagem do conversor CC-CA neste trabalho considera apenas a componente de frequência fundamental, desprezando quaisquer efeitos gerados por harmônicas durante o processo de chaveamento dos dispositivos semicondutores do conversor.

Esta modelagem é fundamental para compreender a dinâmica do elo CC, das correntes e das potências ativa e reativa. O inversor é representado por três fontes de corrente controladas nos eixos  $abc$ . As correntes dessas fontes são obtidas de transformações de Park  $dq/abc$  que modifica o referencial das correntes e as sincronizam com a rede através do ângulo da tensão da

fase A ( $\theta_A^*$ ).

Outrossim, a constante de tempo  $T_a$  foi incluída na função de transferência do modelo para representar o efeito da malha de controle de corrente do inversor, que é tipicamente muito rápida (Farias, 2019). A Figura 2.12 ilustra o conversor CC-CA a partir da transformação Park  $dq/abc$ .



**Figura 2.12:** Modelagem do inversor

## 2.4 Controle de Sistemas Fotovoltaicos

O controle de sistemas fotovoltaicos de dois estágios é dividido em duas partes: controle do Conversor CC-CC e controle de Conversor CC-CA. O primeiro tem o objetivo de realizar o rastreamento do ponto de máxima potência, ou *Maximun Power Point Tracking* (MPPT), enquanto o segundo visa o controle de potência ativa e reativa através das malhas internas de controle de corrente, além de garantir a qualidade de energia, sincronização com a rede, regulação da tensão e proteção anti-ilhamento (Bainy, 2015; Villalva, 2010).

### 2.4.1 Controle do Conversor CC-CC

O controle do Conversor CC-CC tem o objetivo de extrair a máxima potência do sistema (MPPT) sob quaisquer condições de irradiação e temperatura. Existem, na literatura, diversas estratégias para realizar o controle MPPT, algumas delas são: o método da perturbação e observação (P&O), o método da tensão constante (CV), o método da condutância incremental (IncCond.) e o método da tensão de circuito aberto (Farias, 2019).

Além disso, quando se deseja realizar o controle MPPT, o conversor mais utilizado é o

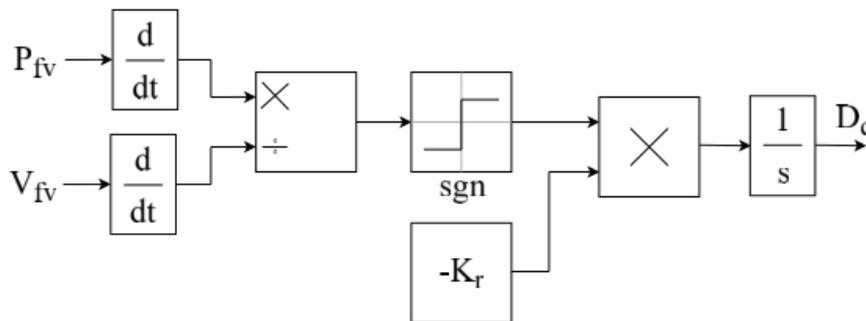
*buck-boost*, visto que ele permite um ajuste tanto elevador quanto abaixador de tensão em seus terminais baseado no comportamento das variáveis de controle (Bainy, 2015). O algoritmo de MPPT utilizado neste trabalho é o de Perturbação e Observação (P&O) e tem como princípio de funcionamento o incremento ou decréscimo da tensão sobre o conjunto fotovoltaico com base no acréscimo ou decréscimo na potência gerada pelo conjunto fotovoltaico.

Neste método, o *duty cycle* do conversor CC-CC é variado periodicamente para causar uma perturbação na tensão sobre o conjunto fotovoltaico. Cada perturbação na tensão causa uma variação na potência de saída da matriz fotovoltaica. A cada ciclo, essa potência é medida e comparada com a potência do ciclo de perturbação anterior. Se ocorre um incremento de potência, a próxima perturbação ocorre na mesma direção da atual (caso contrário, na direção oposta). O processo se repete até o momento em que se alcança o ponto de máxima potência (MPP) (Atallah, Abdelaziz & Jumaah, 2014).

O valor de  $D_c$  pode ser obtido matematicamente por (Bainy, 2015):

$$\text{sgn} \left( \frac{dP_{fv}}{dV_{fv}} \right) (-K_r) = \frac{dD_c}{dt} \quad (2.22)$$

Dessa forma,  $D_c$  pode ser obtido integrando o termo  $dD_c/dt$ . A Figura 2.13 ilustra a modelagem do diagrama de blocos que determina o valor de  $D_c$  para realizar o controle MPPT, onde o ganho  $K_r$  é a magnitude da taxa de variação de  $D_c$ . No Apêndice A na Tabela A.4 estão os dados dos parâmetros do controle MPPT realizado pelo conversor CC-CC desenvolvido.



**Figura 2.13:** Diagrama de blocos do controle MPPT

## 2.4.2 Controle do Inversor

A modelagem das malhas de controle do Conversor CC-CA nesta dissertação faz o uso do referencial síncrono em coordenadas  $dq$ . Esse referencial permite o emprego de controladores Proporcional e Integral (PI) clássicos, uma vez que os sinais envolvidos não são senoidais. O presente trabalho considera a presença de duas malhas de controle no inversor: malha de controle da tensão do elo CC ( $V_{dc}$ ) e malha de controle de potência reativa ( $Q_t$ ).

A Figura 2.14 mostra as malhas de controle do Conversor CC-CA com os controladores PI. As variáveis  $KP_1$ ,  $KP_2$ ,  $Ti_1$  e  $Ti_2$  são os ganhos proporcionais e os tempos integrais, respectivamente, dos controladores PI. No Apêndice A na Tabela A.3 estão os dados dos parâmetros do controle do inversor. As expressões das potências trifásicas ( $P_t$  e  $Q_t$ ) fornecidas pelo inversor à rede são descritas por:

$$P_t = V_d I_d + V_q I_q \quad (2.23)$$

$$Q_t = V_q I_d - V_d I_q \quad (2.24)$$

onde  $V_d$  é a tensão de eixo direto, e  $I_d$  e  $I_q$  representam, respectivamente, as correntes de eixo direto e em quadratura.

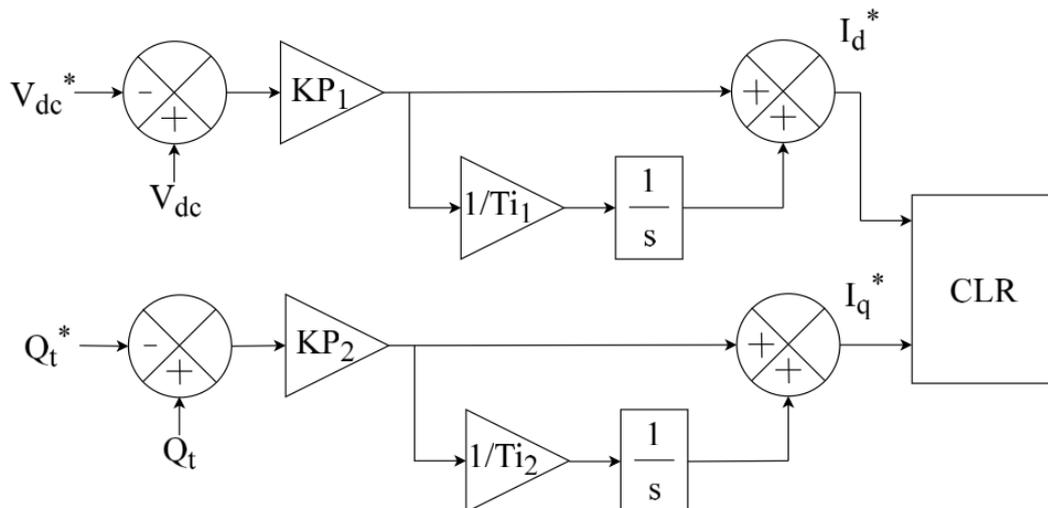
Considerando o eixo direto do referencial dq alinhado com a tensão da rede, note que  $V_q = 0$ , resultando então em:

$$P_t = V_d I_d \quad (2.25)$$

$$Q_t = -V_d I_q \quad (2.26)$$

Assim, as potências ativa e reativa podem ser controladas atuando nas componentes de corrente  $I_d$  e  $I_q$  do inversor, respectivamente (Farias, 2019).

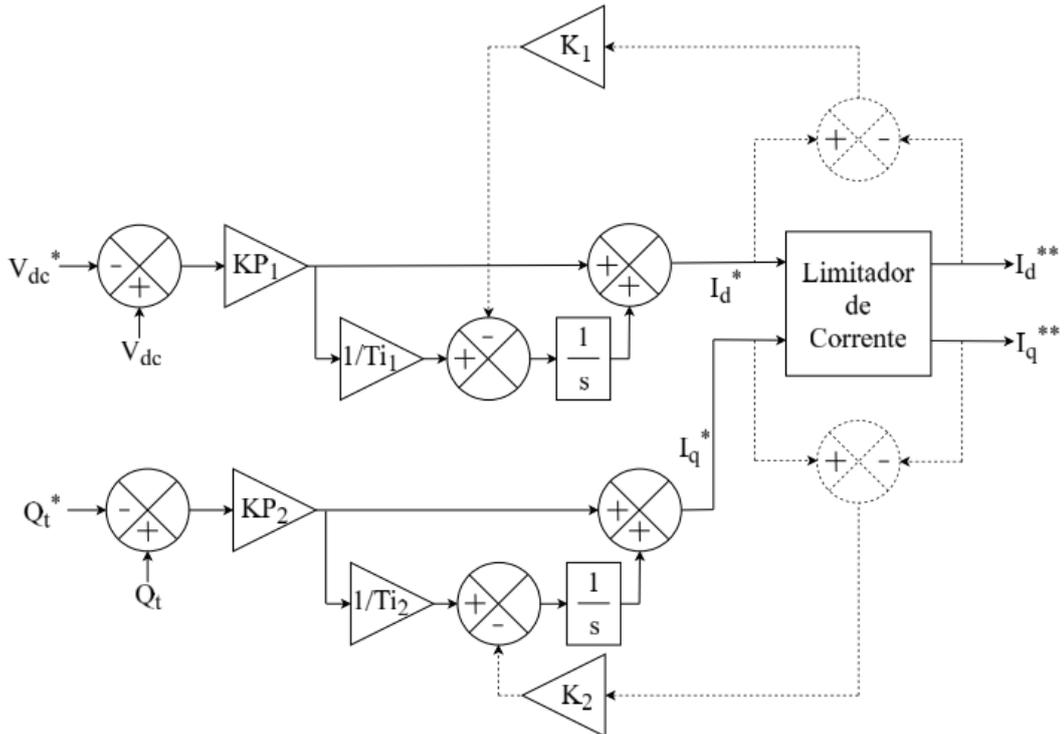
Portanto, a partir da Figura 2.14 é possível observar que a malha de controle de  $V_{dc}$  atua em  $I_d$ , visando adequar o valor de potência ativa entregue à rede e criar uma condição de equilíbrio da potência ativa que flui entre o Conversor CC-CC e o Conversor CC-CA. Já a malha de controle de potência reativa ( $Q_t$ ) atua em  $I_q$  para fornecer a potência reativa desejada para a rede.



Fonte: (Farias, 2019)

**Figura 2.14:** Malha de controle do conversor CC-CA

A Figura 2.15 mostra as malhas de controle do inversor com o *anti-windup* empregado com o objetivo de melhorar a dinâmica do sistema durante faltas e o desempenho da recomposição pós-falta, compensando os efeitos da limitação de corrente do inversor. As constantes  $K_1$  e  $K_2$  são os ganhos de controle *anti-windup*. Os controladores PI são fornecidos com ação anti-windup para evitar a sobrecarga da ação integral quando as variáveis da malha de controle estão saturadas devido à limitação de corrente dos conversores (Farias, 2019).



Fonte: (Farias, 2019)

**Figura 2.15:** Malhas de controle do inversor com o *anti-windup*

## 2.5 Considerações Finais

Este capítulo teve o objetivo de apresentar a geração de energia elétrica a partir da fonte solar e algumas características dos sistemas fotovoltaicos. Dessa forma, foram definidos primeiramente os conceitos de célula, painel e matriz fotovoltaica, além de sistemas *Grid-Tie*, *Off-Grid* e sistemas híbridos. Posteriormente, foram incluídas as topologias e os componentes de sistemas fotovoltaicos.

Este capítulo também abordou a modelagem matemática clássica de cada parte que compõe os sistemas fotovoltaicos, incluindo a modelagem da matriz fotovoltaica, do elo CC, do conversor CC-CC, e do conversor CC-CA.

Por fim, as malhas de controle do conversor CC-CC quanto do inversor foram apresentadas, juntamente com a sua modelagem matemática. O controle do conversor CC-CC inclui o

MPPT, que tem o objetivo de extrair a máxima potência do sistema para qualquer condição de temperatura e irradiação solar. Já o controle do inversor tem a função de atuar sobre a tensão do elo CC e da potência reativa.

As malhas de controle são fundamentais para o estudo dinâmico de sistemas fotovoltaicos, e serão utilizadas para o desenvolvimento dos controles presentes nos *Smart Inverters*, a principal contribuição deste trabalho. Para isso, é necessário considerar os requisitos de conexão com a rede, que serão apresentados no Capítulo 3.

## Capítulo 3

# Controles Disponíveis em *Smart Inverters* para Suporte Dinâmico de Tensão Durante Faltas

Neste capítulo são apresentadas as funcionalidades disponíveis nos *Smart Inverters* utilizados em sistemas fotovoltaicos para suporte dinâmico de tensão durante faltas, bem como a síntese das estratégias desenvolvidas, o sistema teste e a estrutura de análise. Para tanto, inicialmente serão introduzidas as legislações que tangem a geração fotovoltaica e que definem diretrizes para a interconexão da Geração Distribuída (GD) à rede elétrica. Em seguida, será apresentado o conceito de *Smart Inverters* e suas funcionalidades, como os requisitos de suportabilidade obrigatória durante faltas (do inglês, *Low Voltage Ride-Through* - LVRT) e de suporte dinâmico de tensão. Posteriormente, a problemática do presente trabalho será explicitada, referenciando algumas literaturas que abordam estratégias de controle de tensão durante faltas, assim como o que será desenvolvido nesse contexto para resolver a questão da tensão durante faltas neste trabalho. Serão abordadas as técnicas de uso da capacidade de fornecimento de corrente do inversor e três diferentes estratégias propostas por Easley et al. (2020) que serão adaptadas para lidar com o nível de tensão do elo CC. A síntese das estratégias desenvolvidas para suporte dinâmico de tensão durante faltas são mostradas através das equações e diagrama de blocos. Por fim, será apresentado o sistema teste e a estrutura de análise.

### 3.1 Legislação

O marco do início da expansão da Geração Distribuída fotovoltaica no Brasil foi o estabelecimento da Resolução Normativa ANEEL n° 482 de 2012, que permitiu que o consumidor brasileiro gerasse sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada. Tais modalidades de geração são definidas como Micro e Minigeração Distribuídas (ANEEL, 2012).

A Resolução também estabelece regra para a compensação do excedente de energia ge-

rado pelo sistema, conhecida como sistema *Net Metering*. Isto significa que o excedente gerado fica como crédito a ser compensado do consumo da unidade geradora dentro de um prazo máximo de 60 meses (ou cinco anos) (Carlette, 2019).

Em 2015, os incentivos para o desenvolvimento e utilização dessa fonte de energia foram salientados com a vigência da Resolução Normativa nº 687 de 2015, que permitiu a união de consumidores a partir de condomínios, cooperativas ou consórcios para usufruir da geração compartilhada a partir de sistemas de Geração Distribuída (ANEEL, 2015).

Segundo dados da ABSOLAR (Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica), desde 2013 a GD fotovoltaica cresceu a uma taxa média de 230% ao ano no Brasil. Em 2019 a potência instalada em GD era de 1 GW, em janeiro de 2020 passou para 2 GW e, em junho de 2020, alcançou 3 GW. Dessa forma, o Brasil assumiu a 16ª posição no ranking mundial de fonte solar fotovoltaica em 2019 (ABSOLAR, 2020).

As vantagens da geração fotovoltaica são diversas, como: sua fácil instalação e a possibilidade de ser inserida em qualquer lugar onde haja incidência de luz solar, permitindo a produção local de energia elétrica limpa, sem a emissão de gases poluentes, resíduos ou ruídos, além de sua fonte inesgotável, baixa necessidade de manutenção e um rápido retorno financeiro do investimento (Villalva, 2010).

No entanto, as desvantagens são, entre outras, a sua característica intermitente e a impossibilidade de controle da sua fonte primária de energia, que podem gerar impactos na qualidade de energia, com desvios de tensão e frequência, bem como na estabilidade da rede. Além disso, não é comum a presença de banco de capacitores ou compensadores nas redes de baixa tensão, onde a GD geralmente é conectada, tornando os níveis de tensão dessas redes vulneráveis e suscetíveis à violação dos limites estabelecidos (Carlette, 2019).

Para mitigar esses problemas, as normas que tratam da conexão da GD com a rede em diversos países estão sendo atualizadas para incluir funcionalidades que permitem um controle local através dos conversores, como o controle de potência ativa (Volt-Watt) e reativa (Volt-VAr), compensação de harmônicos, e outros. Ademais, tais normas passam a exigir suportabilidade durante eventos de sobretensão e subtensão, conhecidas como *Low Voltage Ride-Through* (LVRT) e *High Voltage Ride-Throguh* (HVRT) (Almeida et al., 2020; Kashani et al., 2019).

As normas internacionais que regulamentam a interconexão de sistemas de GD ao sistema elétrico são baseadas na IEEE 1547 e IEC 61727 (Villalva, 2010). Além disso, para complementar as recomendações estabelecidas por esses organismos, existem regulamentações desenvolvidas especificamente por cada país (Teodorescu et al., 2014). No Brasil, por exemplo, a NBR 16149 estabelece características da interface de conexão dos sistemas fotovoltaicos com a rede elétrica de distribuição (Gonçalves, 2018). Essa norma está sendo revisada atualmente (Ano-base 2021) (ABNT, 2013; Biazzi, 2019). A seguir serão apresentadas as características e as funcionalidades dos *Smart Inverters*.

## 3.2 *Smart Inverters*

O termo “*Smart Inverter*” é relativamente novo. Entre 2008 e 2016, um grupo de estudos liderado pela *Electric Power Research Institute* (EPRI) se uniu com mais de 600 fabricantes e instituições para elaborar o documento “*The Common Functions for Smart Inverters*”, o qual define funções comuns e protocolos de comunicação para a integração de recursos distribuídos à rede (B. Seal, 2016).

O objetivo principal do documento era criar um cenário no qual recursos distribuídos, como dispositivos de armazenamento e conversores, de diferentes tamanhos e fabricantes, poderiam ser padronizados para serem integrados à rede de distribuição de forma controlável e confiável. Os resultados forneceram contribuições para organizações que estabelecem regulamentos do setor de geração distribuída, tais como o desenvolvimento da norma IEEE 1547 (EPRI, 2016).

A norma IEEE 1547, denominada "Padrão para interconexão e Interoperabilidade de Recursos de Energia Distribuída com Interface de Sistema Elétrico de Potência Associada", é hoje um dos códigos mais influentes para interconexão de diversas formas de Geração Distribuída, sendo utilizada como base para a expansão da GD em diversos países (Teodorescu et al., 2014).

Inicialmente, a IEEE 1547 fornecia apenas os intervalos de tempo para desconexão da GD quando os limites de tensão ou frequência do sistema eram violados. No entanto, em sua revisão, essa funcionalidade foi atualizada, permitindo que o inversor forneça um suporte ativo na ocorrência de condições anormais na rede através de controles de tensão e frequência local (Jafari et al., 2019; Pesin et al., 2018).

Portanto, a partir dessas novas funcionalidades, os inversores tradicionais passaram a ser conhecidos como *Smart Inverters*, disponibilizando limites ajustáveis e funções adicionais que permitem que a GD forneça suporte à rede. Além disso, também fornece um controle descentralizado e maior autonomia ao sistema, fatores fundamentais tendo em vista o constante crescimento das interconexões de GD na rede elétrica (Arbab-Zavar et al., 2019; Lulbadda & Hemapala, 2019).

A discussão também passa por determinar quais funcionalidades mínimas um inversor precisa ter para ser considerado "inteligente". No contexto mais amplo das Redes Inteligentes, os inversores inteligentes têm ao mesmo tempo funcionalidades de nível local e global (Lulbadda & Hemapala, 2019). A Tabela 3.1 resume essas funcionalidades desejáveis.

Este trabalho visa explorar a funcionalidade Autonomia disponível nos *Smart Inverters*, descrita na Tabela 3.1, que é a capacidade de controlar a potência reativa injetada ou absorvida da rede, objetivando principalmente manter o perfil de tensão em níveis adequados. Diferentes estratégias de controle desse tipo já foram propostas na literatura e podem variar desde a desconexão da GD da rede, até à injeção/absorção de potência reativa proporcional à tensão no

**Tabela 3.1:** Resumo de funcionalidades do inversor.

<b>Funcionalidades</b>	<b>Características</b>
Plug and Play	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Habilidade de ser adicionado a um sistema e operar automaticamente sem que nenhuma configuração especial seja necessária.</li> <li>• Importante para escalabilidade, interoperabilidade e confiabilidade dos sistemas.</li> <li>• Pode ser alcançada através da padronização de protocolos de comunicação.</li> </ul>
Autoconsciência	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Capacidade de monitorar seu próprio estado e diagnosticar faltas (detectar, eliminar e classificar), permitindo estimar sua própria vida útil e necessidade de manutenção.</li> <li>• Importante para operação segura e confiabilidade do inversor.</li> </ul>
Adaptabilidade	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Habilidade de se adaptar de maneira rápida e eficiente a situações diversas.</li> <li>• Pode ser alcançada utilizando inúmeros tipos de controle adaptativos, estimação de parâmetros, otimização em tempo real e detecção de ilhamentos.</li> </ul>
Autonomia	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inteligência capaz de decidir seu próprio modo de operação, controlando, por exemplo, o fluxo de potência ativa e reativa injetada na rede.</li> </ul>
Cooperação	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Capacidade de alcançar objetivos individuais e comuns baseando-se nas condições dos inversores vizinhos.</li> <li>• Habilidade essencial no contexto das micro-redes.</li> </ul>

Fonte: (Carlette, 2019)

PCC.

### 3.3 Funcionalidades Disponíveis nos Smart Inverters

Recentemente, diferentes normas em diversos países exigem que as fontes renováveis de energia tenham controles de suporte à rede devido à crescente ameaça para a qualidade e estabilidade de energia. Por exemplo, a IEEE 1547, em sua revisão, além de fornecer os tempos

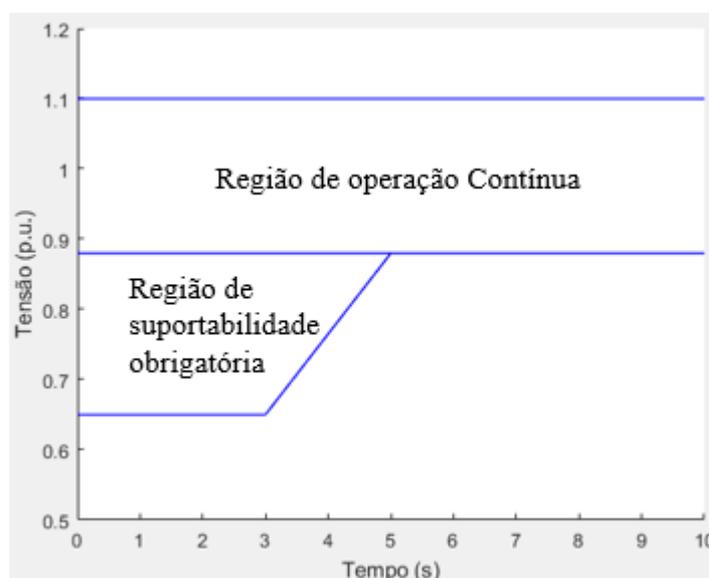
para desconexão dos sistemas de GD durante distúrbios de sobretensão e subtensão, também estabelece controles que podem auxiliar localmente a tensão da rede (Naidu et al., 2007).

### 3.3.1 Suportabilidade Obrigatória Durante Faltas (*Low Voltage Ride Through* - LVRT)

A Figura 3.1 ilustra as regiões de operação contínua e de suportabilidade obrigatória durante faltas (do inglês, *Low Voltage Ride Through* - LVRT) do sistema, que pode ser encontrada na IEEE 1547. A região de operação contínua é definida quando a tensão possui valores entre 0,88 p.u. e 1,1 p.u. e, nessa circunstância, a norma estabelece a obrigatoriedade dos controles de suporte dinâmico de tensão.

Na região denominada suportabilidade obrigatória durante faltas, quando a tensão da rede está entre 0,65 p.u. e 0,88 p.u., a GD deve manter-se conectada, com a possibilidade de fornecer suporte dinâmico de tensão através dos controles estabelecidos na norma. Após o tempo predefinido, se a tensão permanecer nesses valores, a GD deve ser desconectada (IEEE, 2018).

Dessa forma, durante a região de operação contínua, a norma estabelece a obrigatoriedade da existência dos controles de suporte dinâmico de tensão, mas não obriga durante a região de LVRT. Na sequência serão apresentados os controles para suporte dinâmico de tensão estabelecidos na IEEE 1547.



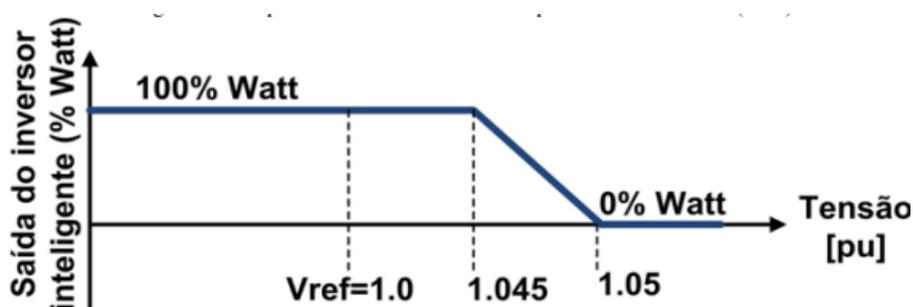
**Figura 3.1:** Requisitos de suportabilidade de tensão

### 3.3.2 Controles para Suporte Dinâmico de Tensão

#### Controle de Potência Ativa (Volt-Watt)

O controle Volt-Watt tem como objetivo fornecer suporte dinâmico de tensão modificando a potência ativa entregue à rede: se há subtensão, a máxima potência ativa é entregue, caso contrário, a potência ativa é reduzida.

A função Volt-Watt fornece um mecanismo flexível através do qual uma curva de Potência Ativa vs. Tensão pode ser configurada pelo usuário através de um conjunto de pontos (V,P) que definem a saída de potência ativa para vários valores de tensão terminal em p.u., conforme Figura 3.2.



Fonte: (Lopes et al., 2021)

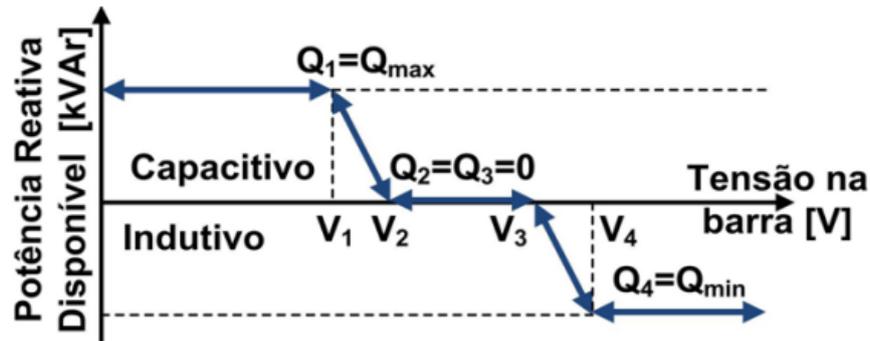
**Figura 3.2:** Curva do Controle Volt-Watt

Assim, quando a tensão atinge valores superiores a  $V_2$ , a potência ativa gerada passa a ser reduzida conforme os limites definidos pela curva linearmente. Quando a tensão atinge valores iguais ou maiores que  $V_3$ , a produção de potência ativa é ajustada para zero (Wanzeler, 2018). Segundo B. Seal (2016), o controle Volt-Watt é mais eficaz para os sistemas de distribuição que possuem um valor baixo para a relação X/R dos cabos. Se a rede possuir característica mais reativa do que resistiva, a função Volt-VAr pode ser mais apropriada.

#### Controle de Potência Reativa (Volt-VAr)

Nesse controle disponível nos *Smart Inverters*, o equipamento fornece ou absorve potência reativa de acordo com o nível de tensão da rede, seguindo os pontos de ajustes definidos pelo usuário. Desse modo, para níveis baixos de tensão, o inversor injeta potência reativa na rede, elevando a tensão. Para níveis altos de tensão, o inversor absorve tensão da rede, diminuindo-a.

A Figura 3.3 é uma curva característica do controle Volt-VAr. Para níveis baixos de tensão (menores que  $V_2$ ), o inversor opera com fator de potência capacitivo, injetando potência reativa na rede. Para níveis elevados de tensão (maiores que  $V_3$ ), o inversor opera com fator de potência indutivo, absorvendo potência reativa. Para valores de referência,  $V_1$  é tipicamente adotado como 0,95 p.u.,  $V_2$  como 0,99 p.u.,  $V_3$  como 1,01 p.u. e  $V_4$  como 1,05 p.u. (Gonçalves, 2018).



Fonte: (Lopes et al., 2021)

**Figura 3.3:** Curva do controle Volt-VAR

A máxima potência reativa do inversor pode ser calculada por:

$$|Q_{max}| = \sqrt{(S_{nom})^2 - P^2} \quad (3.1)$$

Assim, a quantidade máxima de potência reativa que poderá ser absorvida ou injetada na rede em um período leva em conta a potência ativa ( $P$ ) gerada naquele instante e a capacidade de potência nominal ( $S_{nom}$ ) do *Smart Inverter*. Portanto, o controle Volt-VAR é ajustado para operar em conjunto gerador fotovoltaico, de acordo com a potência ativa gerada pelo sistema à rede (Gonçalves, 2018).

Através da equação (3.1) é possível estabelecer que, quando há máxima geração de potência ativa, geralmente quando ocorrem problemas de sobretensão, o limite teórico de potência reativa está no mínimo, restringindo a capacidade do sistema de regular a tensão através da absorção de potência reativa.

Para contornar esse problema, pode-se dimensionar o conversor para uma potência nominal acima do máximo esperado de geração de potência ativa. Também é possível fazer a priorização do uso da capacidade do inversor para entregar potência ativa e reativa (Gonçalves, 2018).

Além disso, com o controle Volt-VAR, os sistemas fotovoltaicos também podem operar como um compensador estático (STATCOM) e fornecer compensação dinâmica de potência reativa para ajustar a tensão da rede durante a noite, quando não existe irradiação solar para gerar potência ativa, levando a tensão da rede a níveis baixos.

### 3.4 Problematização

Em geral, o controle Volt-VAR é abordado nas literaturas para operação em regime contínuo, isto é, durante o período de 24 horas de geração da GD, conforme pode ser observado, por exemplo, nos trabalhos de Jahangiri & Aliprantis (2013) e Juamperez & Yang (2014). Ou

seja, esse tipo de análise considera a operação tradicional do controle Volt-VAr definida pela IEEE 1547: quando o valor da tensão encontra-se na região de operação contínua, como ilustra a Figura 3.1, entre 0,88 p.u. e 1,1 p.u., é obrigatória a existência do controle Volt-VAr.

Porém, o presente estudo explora a operação atípica e não obrigatória do controle durante faltas trifásicas na rede, no qual o controle Volt-VAr é desenvolvido e utilizado para fornecer potência reativa quando a tensão está na região de suportabilidade obrigatória da Figura 3.1, ou seja, entre 0,65 p.u. e 0,88 p.u.

Além disso, durante faltas, a corrente do inversor tende a aumentar, tornando necessária a sua limitação para não comprometer os dispositivos semicondutores presentes nos inversores. O presente estudo faz a utilização de três modos de uso da capacidade de fornecimento de corrente do inversor para injeção de potência ativa e reativa, descritos na Seção 3.5, através do Limitador de Corrente do inversor, como ilustrado na Figura 2.15. O objetivo é analisar o desempenho do controle Volt-VAr para diferentes métodos de utilização da capacidade do inversor de fornecer corrente ativa e reativa.

Conforme observado na Subseção 2.4.2, a malha de controle de potência reativa atua em  $I_q$  para fornecer a potência reativa desejada para a rede. Ou seja, a limitação na corrente  $I_q$  prejudica a injeção de potência reativa para a rede através do controle Volt-VAr. No entanto, a limitação de corrente do inversor pode comprometer a tensão do elo CC, que tende a aumentar durante a falta caso haja um desequilíbrio entre a potência gerada e entregue à rede. Dessa forma, há a preocupação também com a tensão do elo CC.

A tensão do elo CC durante faltas foi estudada por (Farias, 2019), que propôs um método análogo ao *anti-windup* aplicado nas malhas de controle do inversor. Esse método atua sobre as variáveis que forcem o decréscimo da potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico por meio da modificação do ponto de operação do sistema, que passa a operar fora do ponto de máxima potência (MPP). Ou seja, o controle deve atuar em  $D_c$ , conforme descrito na Subseção 2.4.1, para diminuir a potência gerada pelo sistema fotovoltaico e garantir o balanço com a potência entregue à rede, estabilizando a tensão do elo CC.

O presente estudo utiliza as estratégias propostas por Easley et al. (2020) para alterar o ponto de operação do sistema através de uma variável denominada  $P^*$ , isto é, os autores propõem três estratégias que são adaptadas neste trabalho para alterar o valor de  $D_c$  do MPPT através do cálculo de  $P^*$ , reduzindo a potência gerada, contribuindo com a manutenção da tensão do elo CC e com a atuação do controle Volt-VAr durante o LVRT.

Nas próximas seções serão apresentadas as técnicas de limitação de corrente no inversor e as estratégias de controle de tensão do elo CC.

## 3.5 Limites Operativos do Inversor

Em condições anormais na rede, como faltas, a corrente do inversor tende a aumentar, podendo atingir os limites operativos do inversor e danificar os dispositivos semicondutores que o constituem. Dessa forma, os inversores são providos de circuitos limitadores de corrente nos dispositivos semicondutores, que é tipicamente representada por uma saturação da corrente de saída do inversor. A seguir, serão apresentadas algumas dessas técnicas para lidar com a capacidade limitada de corrente do inversor e a necessidade simultânea de injeção de corrente ativa e reativa, de acordo com a necessidade e critério estabelecido.

### 3.5.1 Técnicas de Limitação de Corrente

Considerando a limitação da capacidade de corrente do inversor é necessário prover o controle com estratégias de limitação da corrente que pode ser demanda do inversor, o que é feito limitando o valor de referência das malhas de controle de corrente do inversor, empregando técnicas como as apresentadas a seguir.

As referências de corrente que chegam ao inversor são representadas em coordenadas dq, portanto as estratégias de limitação de corrente são feitas nesse referencial e de acordo com os objetivos desejados, dentre as quais, tem-se: prioridade da componente  $I_d$ ,  $I_q$  ou proporcional (Farias, 2019).

Nos desenvolvimentos,  $I_{max}$  representa o valor máximo da capacidade de corrente do inversor. Alguns autores utilizam um limite de sobrecarga de 50% em relação à corrente nominal, neste trabalho, considera-se um limite de 30% de sobrecarga em relação à corrente nominal, esta determinada para a condição de operação com 50kW.

Prioridade  $I_d$

Nesta estratégia, a componente  $I_d$  é priorizada e será limitada ao valor máximo da corrente total. Já a componente  $I_q$  será limitada ao valor de saturação da componente  $I_d$ . Dessa forma, o valor de saturação da corrente  $I_d$  será calculada como:

$$I_{dsat} = \begin{cases} I_d, & I_d \leq I_{max} \\ I_{max}, & I_d > I_{max} \end{cases} \quad (3.2)$$

Enquanto o valor de  $I_q$  é calculado por:

$$I_{qmax} = \sqrt{(I_{max})^2 - (I_{dsat})^2} \quad (3.3)$$

### Prioridade $I_q$

Da mesma forma, nesta estratégia a componente  $I_q$  será limitada ao valor máximo da corrente total. Portanto, as equações que calculam o valor de  $I_q$  e  $I_d$  são:

$$I_{qsat} = \begin{cases} I_q, & I_q \leq I_{max} \\ I_{max}, & I_q > I_{max} \end{cases} \quad (3.4)$$

$$I_{dmax} = \sqrt{(I_{max})^2 - (I_{qsat})^2} \quad (3.5)$$

As estratégias de prioridade  $I_d$  e  $I_q$  são amplamente utilizadas quando se deseja manejar a potência ativa e reativa do sistema.

### Prioridade $I_q$ ponderada

A prioridade  $I_q$  ponderada foi desenvolvida neste trabalho e é similar à prioridade  $I_q$ , exceto que a componente de corrente  $I_q$  fica limitada no valor definido pelo usuário. Neste trabalho, a corrente  $I_q$  é limitada em 70% da corrente máxima por testes feitos pelo autor. Portanto, as equações que calculam o valor de  $I_q$  e  $I_d$  são:

$$I_{qsat} = \begin{cases} I_q, & I_q \leq 70\%I_{max} \\ I_{max}, & I_q > 70\%I_{max} \end{cases} \quad (3.6)$$

$$I_{dmax} = \sqrt{(I_{max})^2 - (I_{qsat})^2} \quad (3.7)$$

### Proporcional

Na estratégia proporcional, também conhecida como limitação da magnitude de corrente, a relação  $I_q/I_d$  é conservada. Desse modo, inicialmente o módulo e ângulo da corrente total são calculados, como descrito a seguir:

$$|I_{tot}^*| = \sqrt{(I_d^*)^2 + (I_q^*)^2} \quad (3.8)$$

$$\theta = \tan^{-1} \left( \frac{I_d^*}{I_q^*} \right) \quad (3.9)$$

$$I_{sat}^* = \begin{cases} |I_{tot}^*|, & se |I_{tot}^*| \leq I_{max}^* \\ |I_{max}^*|, & se |I_{tot}^*| > I_{max}^* \end{cases} \quad (3.10)$$

As componentes  $I_d^{**}$  e  $I_q^{**}$  saturadas são obtidas como:

$$|I_d^{**}| = I_{sat}^* \cos(\theta) \quad |I_q^{**}| = I_{sat}^* \sin(\theta) \quad (3.11)$$

Devido à preservação das componentes de corrente neste caso, não é possível definir a escolha de injeção de  $I_d$  e  $I_q$ .

## 3.6 Estratégias de Controle de Tensão do Elo CC

Conforme visto na Seção 3.4, três estratégias propostas por Easley et al. (2020) foram utilizadas neste trabalho para controle de tensão do elo CC que tende a aumentar durante faltas. A seguir, cada estratégia será apresentada com o seu princípio de funcionamento e o cálculo de  $P^*$  utilizado para modificar o MPPT do sistema.

### 3.6.1 Potência Ativa Média Constante

Durante faltas e, conseqüentemente, afundamento de tensão na rede, a potência de referência ( $P^*$ ) é mantida constante no Ponto de Máxima Potência (MPP) (Easley et al., 2020).

$$P^* = MPP \quad (3.12)$$

Essa estratégia é semelhante à operação do algoritmo de P&O para rastrear o ponto de máxima potência (MPPT) do sistema, pois mantém o sistema operando com a sua capacidade máxima de geração.

### 3.6.2 Corrente Ativa Constante

Para manter a componente da corrente ativa durante eventos de subtensão na rede, a potência gerada pelos painéis fotovoltaicos é reduzida de acordo com a queda de tensão (Easley et al., 2020). Assim, a potência de referência ( $P^*$ ) é definida como:

$$P^* = PMPP \times V_{PU} \quad (3.13)$$

onde  $V_{PU}$  é o valor da tensão em p.u. Dessa forma, a queda na potência gerada é semelhante à queda na potência ativa entregue à rede durante a falta. Mantendo o equilíbrio entre as potências, a corrente ativa tende a se manter.

### 3.6.3 Pico de Corrente Constante

Para manter o pico de corrente injetado que ocorreu antes do evento de subtensão na rede, a potência gerada pelos painéis fotovoltaicos deve ser reduzida de acordo com a queda de tensão da rede e  $I_q$  (Easley et al., 2020). Para esta estratégia,  $P^*$  é calculada como:

$$P^* = |V| \times \sqrt{(I_{max}^2 - I_q^2)} \quad (3.14)$$

Essa estratégia é semelhante à utilizar a prioridade de corrente  $I_q$ , pois é a corrente de referência usada para o cálculo de  $P^*$ .

## 3.7 Síntese das Estratégias de Suporte Dinâmico de Tensão Durante Faltas

Esta seção apresenta os detalhes dos controles de suporte dinâmico de tensão durante faltas desenvolvidos neste trabalho. Inicialmente, será apresentada a modelagem matemática do desenvolvimento do controle Volt-VAr, assim como onde ele se insere no diagrama de blocos das malhas de controle do inversor. Posteriormente, será apresentado o fluxograma do algoritmo que realiza a integração com as estratégias de controle da sobretensão no elo CC, adaptadas de Easley et al. (2020).

O controle Volt-VAr foi desenvolvido neste trabalho para operar durante faltas, ou seja, quando ocorrem subtensões no sistema e, portanto, leva em consideração apenas o lado capacitivo da curva da Figura 3.3. Os valores de  $V1$  e  $V2$  utilizados são 0,65 p.u. e 0,88 p.u., respectivamente. Portanto, a potência reativa injetada é calculada através da equação (3.15).

$$Q_t^* = \begin{cases} Q_{max} & V < 0,65 \\ \frac{-Q_{max}}{0,23}(V - 0,88) & 0,65 \leq V \leq 0,88 \\ 0 & 0,88 < V < 0,65 \end{cases} \quad (3.15)$$

A potência reativa gerada pelo controle Volt-VAr ( $Q_t^*$ ) é utilizada como sinal de referência para a malha de controle de potência reativa do inversor, conforme ilustra a Figura 3.5. Os dados utilizados na malha de controle do inversor estão apresentados na Tabela A.3 do Apêndice A. Para o cálculo de  $Q_{max}$  é utilizada a equação 3.1 adotando-se  $S_{nom}$  igual a 80kVA.

A Figura 3.6 ilustra a estrutura de controle adicional da tensão no elo CC. Durante a operação normal, o algoritmo de Perturbação e Observação (P&O) mantém o sistema operando em MPPT. Durante o período de falta, identificado pelo valor da tensão ser inferior a 0,9 p.u., as estratégias de suporte de tensão assumem, forçando a potência gerada fotovoltaica a ser

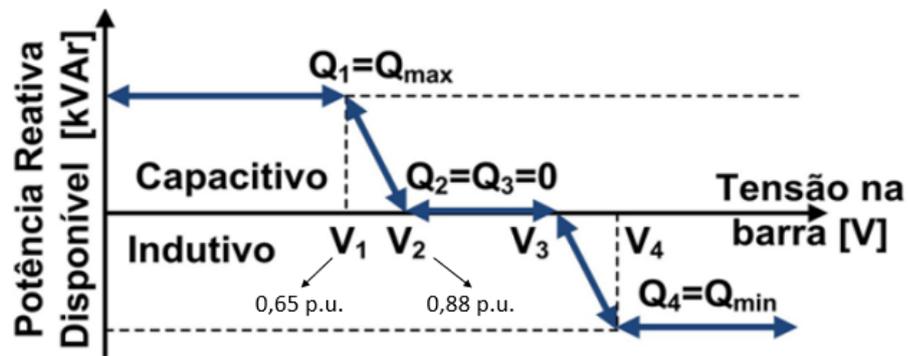


Figura 3.4: Curva do controle Volt-VAR com os valores de tensão de referência

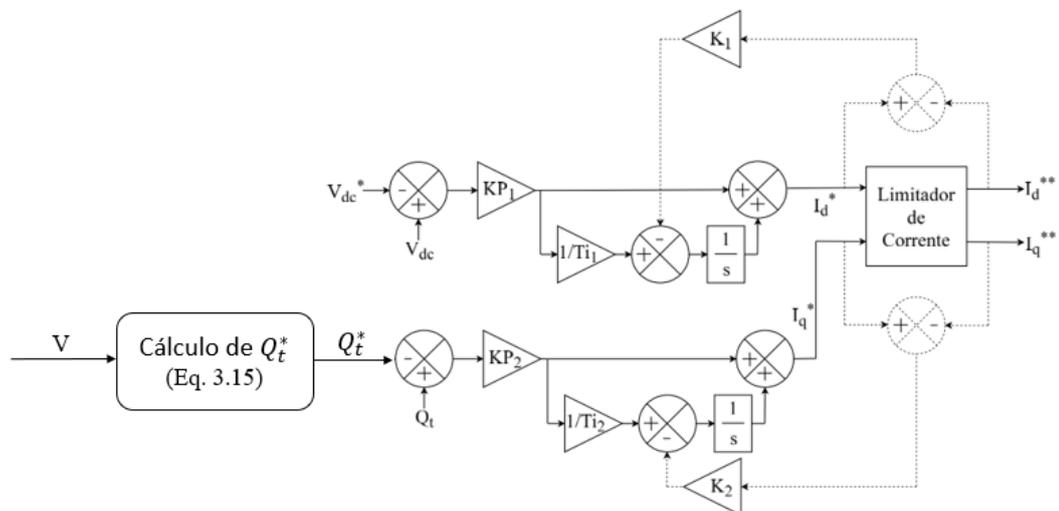
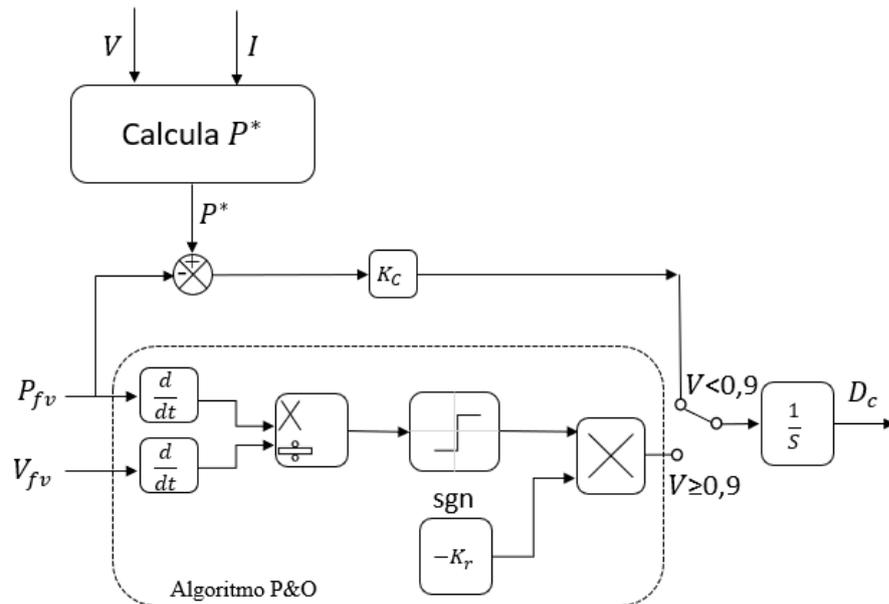


Figura 3.5: Malhas de controle do inversor com controle Volt-VAR

regulada em  $P^*$ .

As diferentes estratégias propostas por Easley et al. (2020) para lidar com o nível de tensão do elo CC foram utilizadas devido à suportabilidade obrigatória durante faltas (LVRT), isto é, para operarem cada uma em conjunto com o controle Volt-VAR, pois sem elas o controle não funcionaria pois o sistema seria desconectado devido à sobretensão no elo CC.

As Figuras 3.5 e 3.6 sintetizam a estratégia de suporte de tensão durante faltas proposta e estudada neste trabalho, composta do controle Volt-VAR, operando sobre o controle de potência reativa do inversor, e das estratégias de controle adicional da tensão do elo CC, operando sobre o ponto de operação dos painéis fotovoltaicos, as quais atuam conjunta e simultaneamente durante o período de falta. Esta estratégia será testada sobre um sistema teste, conforme apresentado a seguir.



**Figura 3.6:** Diagrama de blocos da estratégia de controle adicional da tensão do CC

### 3.8 Sistema Teste e Estrutura de Análise

Esta seção apresenta as informações e detalhes acerca do sistema teste modelado, bem como a estrutura de análise que será utilizada para avaliar o desempenho da estratégia proposta de suporte de tensão durante faltas.

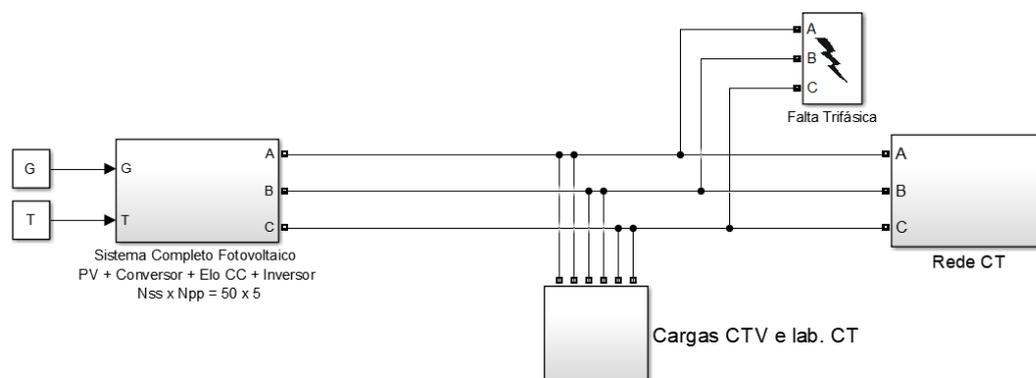
A modelagem que representa a dinâmica do sistema completo foi feita através de recursos de diagrama de blocos do Simulink. Foi considerada uma matriz fotovoltaica composta por 250 placas solares que produzem 200W cada, portanto o sistema gera uma potência total de 50kW.

Além disso, a modelagem do sistema fotovoltaico também inclui o elo CC e os conversores CC-CC e CC-CA, com suas respectivas malhas de controle. A Figura 3.7 ilustra o sistema completo fotovoltaico com suas variáveis de entrada (temperatura  $T$  e irradiação  $G$ ) incidentes sobre o conjunto fotovoltaico, as cargas conectadas à saída do inversor (CTV e Lab. CT), a falta trifásica e a rede do Centro Tecnológico.

O controle Volt-VAR está inserido na malha de controle de potência reativa do inversor e as estratégias de controle de tensão do elo CC estão inseridas dentro da malha de controle MPPT do conversor CC-CC. Ambos estão inseridos no sistema completo fotovoltaico da Figura 3.7.

Esse sistema está interligado à uma rede de distribuição que alimenta o Centro Tecnológico (CT) do campus de Goiabeiras na Universidade Federal do Espírito Santo (UFES) e foi adaptado de um sistema retirado do trabalho de Silva (2014). Nos Apêndices A, B, C e D estão os dados do sistema completo, desde os parâmetros do sistema fotovoltaico até os parâmetros da linha de transmissão e distribuição.

A energia é fornecida pela concessionária em 34,5kV e entregue na subestação 01, onde a tensão é abaixada para 11,4kV e distribuída por todo o campus através de um sistema em



**Figura 3.7:** Sistema estudado com aplicação de falta

anel aberto. Na subestação 08, a tensão é abaixada para 380V para alimentar o CT, onde a GD está conectada. O valor nominal das cargas do CT conectadas nos terminais da GD é 5,83W e 0,875kVAr, e estão na tabela B.2.

Para este estudo, considera-se uma falta trifásica aplicada nos terminais do inversor em 0,1s, com duração de 200ms, com resistência de  $1\Omega$ . O ponto de operação do sistema está em 1 p.u. (50kW) de potência ativa gerada e o fator de potência é considerado unitário visto da rede. O Controle Volt-VAR será explorado para suporte dinâmico de tensão durante faltas.

As simulações são realizadas através de algoritmos de inicialização em MATLAB, responsáveis por determinar as condições iniciais do sistema. As variáveis de entrada são o ponto de operação do sistema em termos de potências ativa ( $P_{op}$ ) e reativa ( $Q_{op}$ ) gerada pelo conjunto fotovoltaico.

A análise dos resultados pode ser dividida em duas etapas para verificação do desempenho das estratégias:

1. Análise comparativa de desempenho considerando as três diferentes estratégias para lidar com a tensão no elo CC e as três diferentes técnicas de limitação de corrente;
2. Análise frente a variações das características da rede (relação X/R) e do ponto de operação do sistema para diferentes intensidades de falta.

A Análise 1 está descrita na Tabela 3.2, da qual é possível obter nove simulações diferentes combinando todas as três possibilidades das estratégias de controle adicional da tensão no elo CC, e as três técnicas de priorização de uso da capacidade de corrente do inversor. As variáveis observadas são potência reativa gerada ( $Q_{t*}$ ), tensão terminal ( $V$ ), potência ativa entregue à rede ( $P_t$ ), a potência de referência ( $P^*$ ) e tensão do elo CC ( $V_{dc}$ ).

Para a análise 2, o sistema é testado para três pontos de operação diferentes e três intensidades de falta: 20kW, 35kW e 50kW e 0,65 p.u., 0,75 p.u. e 0,85 p.u., respectivamente. Esses testes servem para analisar a influência da saturação de corrente na injeção de correntes ativa e reativa e no desempenho do controle Volt-VAR.

**Tabela 3.2:** Considerações para a Análise 1.

Controle adicional de tensão no elo CC	Prioridade da capacidade do inversor
Pico de Corrente Constante	prioridade $I_d$
Pico de Corrente Constante	prioridade $I_q$
Pico de Corrente Constante	prioridade $I_q$ ponderada
Corrente Ativa Constante	prioridade $I_d$
Corrente Ativa Constante	prioridade $I_q$
Corrente Ativa Constante	prioridade $I_q$ ponderada
Potência Ativa Constante	prioridade $I_d$
Potência Ativa Constante	prioridade $I_q$
Potência Ativa Constante	prioridade $I_q$ ponderada

Por fim, as características da rede são estudadas para verificar a influência no desempenho do controle Volt-VAR. Geralmente, a GD é conectada em redes de baixa tensão, cujas características elétricas diferem bastante daquelas de redes de alta tensão. Por exemplo, a relação X/R (reatância/resistência) dos condutores é sempre inferior à unidade, isto é, a resistência é maior do que a reatância, tornando a linha mais resistiva. Nesse caso, a função Volt-Watt é mais apropriada.

Dessa forma, a relação X/R (indutância/resistência) dos condutores foi variada para verificar a influência do controle Volt-VAR, pois, segundo Wanzeler (2018), se a rede possuir característica mais reativa do que resistiva, a função Volt-VAR é mais apropriada. Foram utilizados os valores de X/R igual a 1, igual a 3, e igual a 5, para o ponto de operação do sistema igual 1 p.u., ou seja, quando o sistema está gerando a máxima potência ativa (50 kW). São testadas também três diferentes intensidades de faltas que causam afundamento de tensão para os valores de: 0,65 p.u., 0,75 p.u. e 0,85 p.u. A estratégia utilizada para controle de tensão do elo CC foi a Corrente Ativa Média Constante com prioridade  $I_d$ .

### 3.9 Considerações Finais

O presente capítulo apresentou os requisitos de interconexão de sistemas fotovoltaicos à rede, inicialmente abordando as principais normas que auxiliaram na consolidação e expansão da Geração Distribuída fotovoltaica no Brasil. Foram também apresentadas algumas vantagens e desvantagens desses sistemas, incluindo os problemas de qualidade de energia e instabilidade que a GD fotovoltaica pode provocar.

Posteriormente, foram expostas as funcionalidades introduzidas recentemente nas principais normas de interconexão de GD com a rede capazes de mitigar esses problemas. Entre elas, foram apresentadas a funcionalidade de suportabilidade obrigatória durante faltas, ou *Low Voltage Ride-Through* (LVRT), e o controle Volt-VAR. Uma discussão sobre *Smart Inverters*, então, foi fomentada, abordando como surgiu este termo e as funcionalidades adicionais exis-

tentes, além das funções mínimas necessárias a um inversor para ser considerado um *Smart Inverter*.

Para o estudo dinâmico dessas funcionalidades no sistema fotovoltaico, foram também apresentadas as técnicas de limitação de corrente do inversor e estratégias de controle de tensão do elo CC utilizadas. As técnicas de limitação de corrente são importantes para não danificar os semicondutores que constituem os inversores, visto que durante faltas elétricas, a corrente tende a se elevar. Já as estratégias de controle de tensão do elo CC são importantes pois, com a capacidade de limitação de corrente, a entrega de toda a potência gerada pelo sistema fotovoltaico pelo inversor pode ser dificultada, causando um aumento na tensão do elo CC, comprometendo a LVRT.

No Capítulo 4 serão apresentados os resultados do estudo dinâmico do sistema fotovoltaico com suportabilidade obrigatória durante faltas (LVRT) e controle Volt-VAr, considerando as técnicas de limitação de corrente com prioridade  $I_d$ ,  $I_q$  e  $I_q$  ponderado, com as técnicas de controle da tensão do elo CC. Além disso, o sistema também será analisado sob diferentes pontos de operação, intensidades de falta e características da rede.

# Capítulo 4

## Análise de Resultados

Neste capítulo são apresentados as análises do desempenho do controle Volt-VAr desenvolvido utilizando cada uma das três estratégias apresentadas na Seção 3.7 para suporte dinâmico de tensão durante faltas dentro dos novos controles disponíveis nos *Smart Inverters* utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição.

Os resultados são divididos em duas análises: a primeira análise será feita através das três estratégias de controle de tensão do elo CC juntamente com os três modos de utilização da capacidade de fornecimento de corrente pelo inversor, e a segunda análise trata dos diferentes pontos de operação do sistema e características da linha de distribuição para diferentes intensidades de faltas aplicadas.

### 4.1 Estudo das Estratégias de Controle de Tensão do Elo CC com os Modos de Utilização da Capacidade de Fornecimento de Corrente

Nesta seção são apresentados os resultados do desempenho do sistema de acordo com nove combinações diferentes (como mostrou a Tabela 3.2), que são: diante das três estratégias de controle de tensão do elo CC juntamente com os três modos de utilização da capacidade de fornecimento de corrente pelo inversor. As variáveis observadas são potência reativa gerada ( $Q_t^*$ ), tensão terminal ( $V$ ), potência ativa entregue à rede ( $P_t$ ), a potência de referência ( $P^*$ ) e tensão do elo CC ( $V_{dc}$ ).

Durante a ocorrência da falta, a tensão nos terminais do inversor cai de 380V para 300V, ou seja, a tensão cai para 0,79 p.u. Conforme o princípio de funcionamento do controle Volt-VAr desenvolvido, a potência reativa deve ser injetada quando a tensão está entre 0,65 p.u. e 0,88 p.u. As análises dos três casos estão descritas a seguir.

### 4.1.1 Estratégia Pico de Corrente Constante

A Figura 4.1 ilustra o comportamento da potência reativa gerada ( $Q_t^*$ ) para a Estratégia Pico de Corrente Constante considerando a prioridade  $I_d$ ,  $I_q$  e  $I_q$  ponderada da capacidade de corrente do inversor. É possível observar que esse caso possui o cálculo da prioridade  $I_q$  no cálculo de  $P^*$ , conforme a equação (3.14). Ou seja, este caso permite maior espaço para a geração de corrente  $I_q$  e, assim, maior injeção de potência reativa através do controle Volt-VAR. Dessa forma, para todas as três prioridades de uso da capacidade de corrente há injeção de potência reativa durante a falta.

O comportamento transitório da potência reativa logo após a ocorrência da falta resulta da dinâmica do controle adicional de tensão do elo CC, que altera o uso da capacidade do inversor para entregar potência ativa à rede, liberando capacidade para fornecimento de potência reativa.

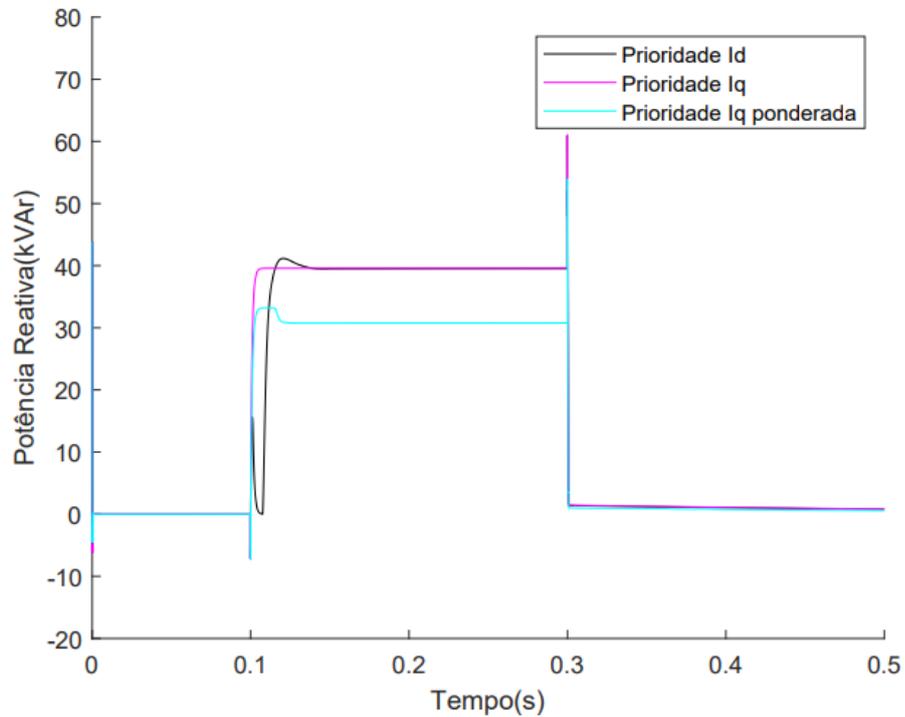
Comparando as três prioridades da Figura 4.1, nota-se que a potência reativa é maior (40kVAr) considerando a prioridade  $I_q$  do que na prioridade  $I_q$  ponderada (30kVAr) durante o período da falta, devido à limitação imposta para a geração da componente de corrente  $I_q$  na técnica de prioridade  $I_q$  ponderada, que limita a capacidade do inversor de fornecer potência reativa. Mesmo considerando a prioridade  $I_d$ , a capacidade do inversor é utilizada para entregar potência reativa, que atinge um valor de 40kVAr, devido à prioridade  $I_q$  embutida na equação de  $P^*$ .

Os gráficos da Figura 4.2 apresentam o comportamento da tensão terminal ( $V$ ) para a Estratégia Pico de Corrente Constante considerando a prioridade  $I_d$ ,  $I_q$  e  $I_q$  ponderada da capacidade de corrente do inversor. Pode ser observado que a tensão terminal atinge cerca de 240V durante a falta quando a potência reativa gerada é maior, considerando a prioridade  $I_d$  e  $I_q$ . Porém, quando há limitação da potência reativa, considerando a prioridade  $I_q$  ponderada, a tensão terminal durante a falta atinge um valor de 260V. Como resultado, quanto maior a potência reativa gerada, menor é a potência ativa e maior é o afundamento da tensão terminal durante a falta.

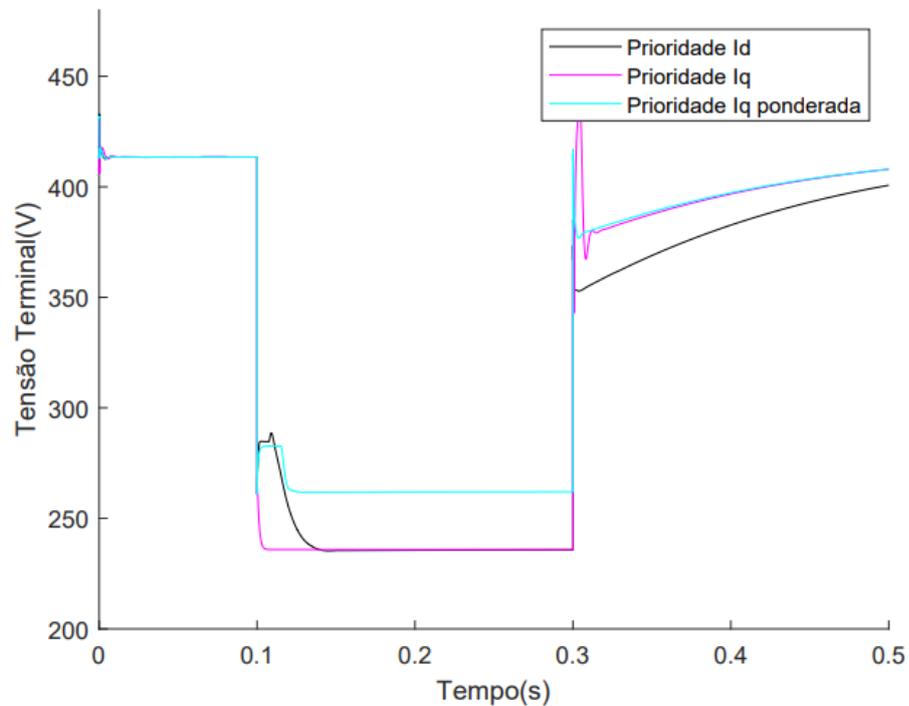
As Figuras 4.3 (a), (b) e (c) ilustram o comportamento da potência ativa entregue à rede ( $P_t$ ) e da potência de referência ( $P^*$ ) para a Estratégia Pico de Corrente Constante considerando a prioridade  $I_d$ ,  $I_q$  e  $I_q$  ponderada, respectivamente.

Considerando as prioridades  $I_d$  e  $I_q$ , mostradas nos gráficos das Figuras 4.3 (a) e (b), a potência ativa durante a falta é nula, pois toda a capacidade do inversor é utilizada para gerar potência reativa através do controle Volt-VAR. Considerando a prioridade  $I_q$  ponderada, conforme Figura 4.3 (c), a potência ativa durante a falta teve espaço para ser gerada, atingindo o valor de 2kW. Pode-se observar que a potência ativa converge para  $P^*$  em menos de 50ms.

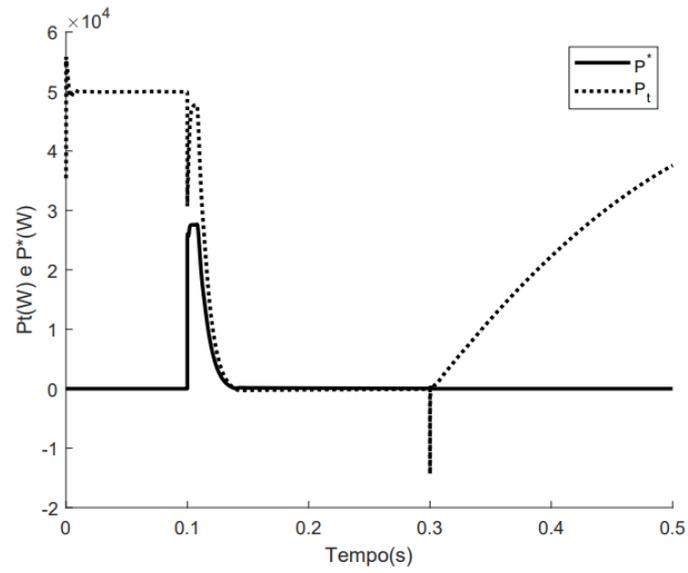
Analisando as prioridades  $I_d$  e  $I_q$ , é notório que a potência ativa possui maior influência na tensão terminal, pois quando não há potência ativa entregue à rede durante a falta, como mostrado nos gráficos das Figuras 4.3 (a) e (b), e a potência reativa gerada é maior, resulta em



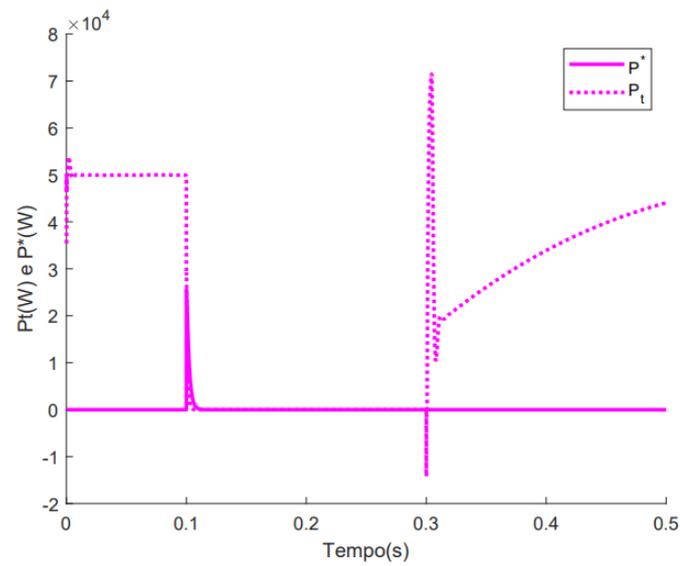
**Figura 4.1:** Estratégia Pico de Corrente Constante: Potência reativa - prioridade  $I_d$ , prioridade  $I_q$  e prioridade  $I_q$  ponderado



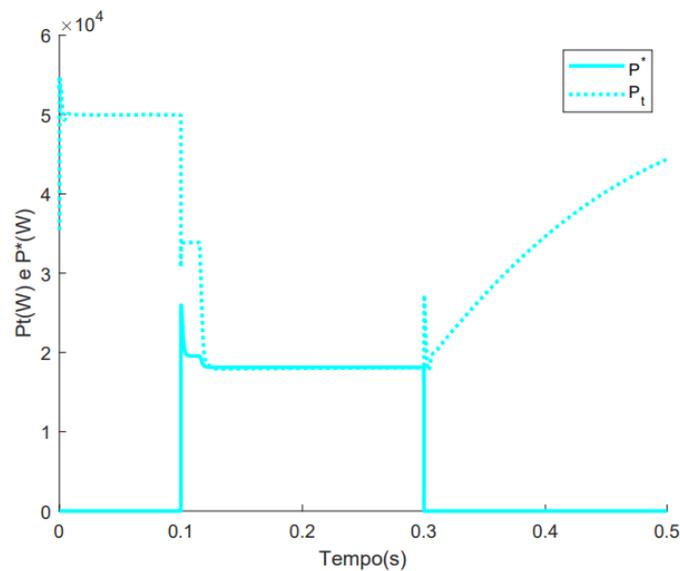
**Figura 4.2:** Estratégia Pico de Corrente Constante: Tensão terminal - prioridade  $I_d$ , prioridade  $I_q$  e prioridade  $I_q$  ponderado



(a)

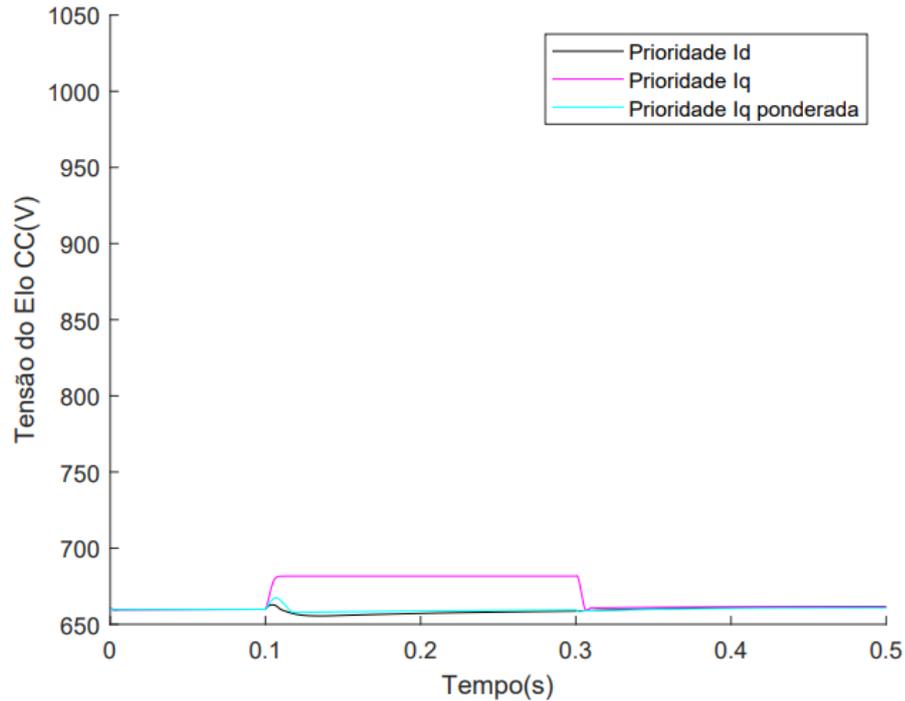


(b)



(c)

**Figura 4.3:** Estratégia Pico de Corrente Constante: Potências ativa entregue à rede e de referência: (a) prioridade  $I_d$ , (b) prioridade  $I_q$ , (c) prioridade  $I_q$  ponderado



**Figura 4.4:** Estratégia Pico de Corrente Constante: Tensão elo CC - prioridade  $I_d$ , prioridade  $I_q$  e prioridade  $I_q$  ponderada

uma queda de tensão terminal maior. Do contrário, quando há geração de potência ativa e a geração e potência reativa é menor (prioridade  $I_q$  ponderada), conforme Figura 4.3 (c), a queda de tensão terminal é maior.

Como resultado, mesmo utilizando a capacidade do inversor para operação do controle Volt-VAr (prioridades  $I_q$ ), a tensão não necessariamente apresenta melhoria, pois também é afetada pela queda da potência ativa. Isso se deve à característica resistiva do sistema teste considerado, na qual a potência ativa tem maior influência no valor da tensão.

A Figura 4.4 descreve o comportamento da tensão do elo CC ( $V_{dc}$ ) para a Estratégia Pico de Corrente Constante considerando a prioridade  $I_d$ ,  $I_q$  e  $I_q$  ponderada da capacidade de corrente do inversor. Essa estratégia busca alcançar um equilíbrio entre a potência entregue à rede e a potência gerada pelo sistema fotovoltaico ( $P_t$  e  $P_{fv}$ , respectivamente), reduzindo a geração fotovoltaica ( $P_{fv}$ ) pela modificação do ponto de operação através de  $P^*$ , como mostrado nos gráficos da Figura 4.3. Portanto, a tensão do elo CC ( $V_{dc}$ ) tende a se manter.

Durante a falta, considerando a prioridade  $I_q$ , após a potência  $P^*$  e  $P_t$  chegarem a zero, a tensão do elo CC permanece constante, mostrando então um pequeno desvio de seu valor nominal ao longo do período de falta.

### 4.1.2 Estratégia Corrente Ativa Constante

A Figura 4.5 apresenta o desempenho da potência reativa gerada ( $Q_t^*$ ) para a Estratégia Corrente Ativa Constante considerando a prioridade  $I_d$ ,  $I_q$  e  $I_q$  ponderada do limitador de corrente do inversor.

A Estratégia de Corrente Ativa Constante tem como princípio manter a componente de corrente  $I_d$ , deixando espaço para a injeção da componente  $I_q$  e, conseqüentemente, para a injeção de potência reativa. Assim, é possível a operação do controle Volt-VAr. Este caso utiliza a capacidade de sobrecarga do inversor.

Devido à limitação da injeção da componente de corrente  $I_q$  na prioridade  $I_q$  ponderada, a potência reativa gerada é maior ao considerar a prioridade  $I_q$  durante a falta, de acordo com os gráficos da Figura 4.5, atingindo cerca de 40kVAr. Considerando a prioridade  $I_d$ , a potência reativa gerada é de 30kVAr, semelhante à prioridade  $I_q$  ponderada, devido à priorização da geração de potência ativa.

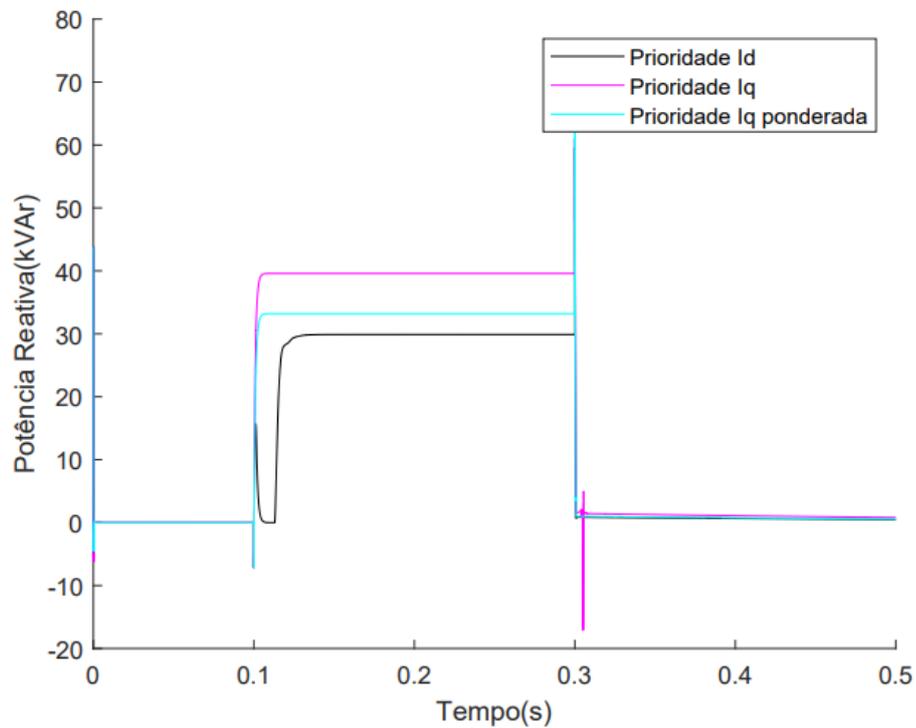
A Figura 4.6 ilustra o comportamento da tensão terminal ( $V$ ) para a Estratégia Corrente Ativa Constante considerando a prioridade  $I_d$ ,  $I_q$  e  $I_q$  ponderada da capacidade de corrente do inversor.

É possível perceber um comportamento semelhante à Estratégia de Pico de Corrente Constante: quando há maior geração de potência reativa, a tensão terminal atinge 240V, no caso da prioridade  $I_q$ . Porém, considerando as prioridades de corrente  $I_d$  e  $I_q$  ponderada, a potência reativa é menor, e a tensão terminal atinge 280V. Ou seja, quanto maior a geração de potência reativa, maior a queda da tensão terminal durante a falta.

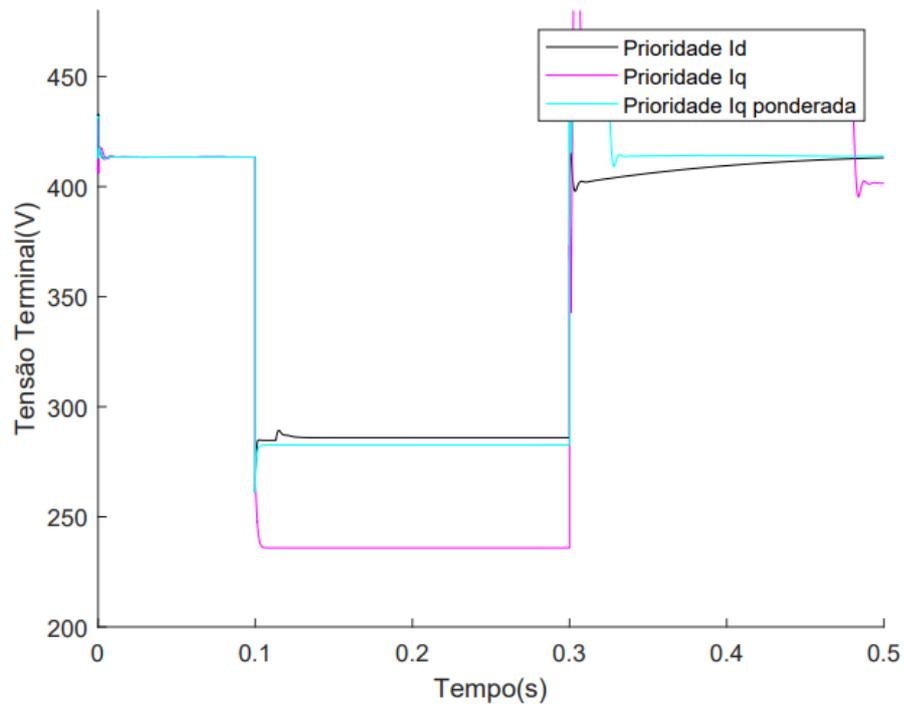
Os gráficos da Figura 4.7 (a), (b) e (c) apresentam o comportamento da potência ativa entregue à rede ( $P_t$ ) e da potência de referência ( $P^*$ ) para a Estratégia Corrente Ativa Constante considerando a prioridade  $I_d$ ,  $I_q$  e  $I_q$  ponderada, respectivamente.

Durante a falta, a potência ativa é nula considerando a prioridade  $I_q$ , como mostra a Figura 4.7 a), devido à intensidade da falta e atuação do controle Volt-VAr. Assim, toda a capacidade do inversor é utilizada para gerar potência reativa. Nas prioridades  $I_d$  e  $I_q$  ponderada, conforme os gráficos das Figuras 4.7 (b) e (c), a potência ativa durante a falta atinge o valor de aproximadamente 4kW e 3,5kW, respectivamente, o que acontece simultaneamente à atuação do controle Volt-VAr (ver Figura 4.5).

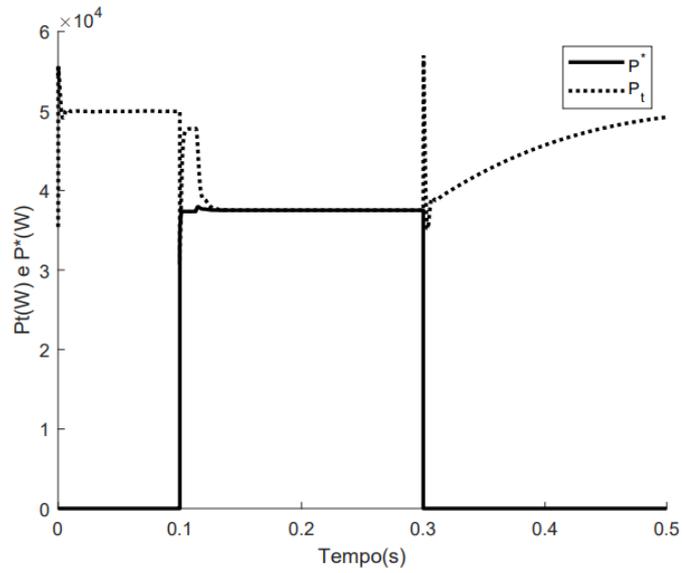
Pode ser observado que a potência ativa possui maior influência na tensão terminal, conforme a Estratégia de Pico de Corrente Constante, pois quando não há potência ativa entregue à rede durante a falta e a potência reativa gerada é maior, a queda da tensão terminal é maior. Quando há geração de potência ativa e a geração e potência reativa é menor, a queda da tensão terminal é menor. Como resultado, mesmo utilizando a capacidade do inversor para operação do controle Volt-VAr (prioridade  $I_q$ ), a queda de tensão não apresenta melhora, pois também é



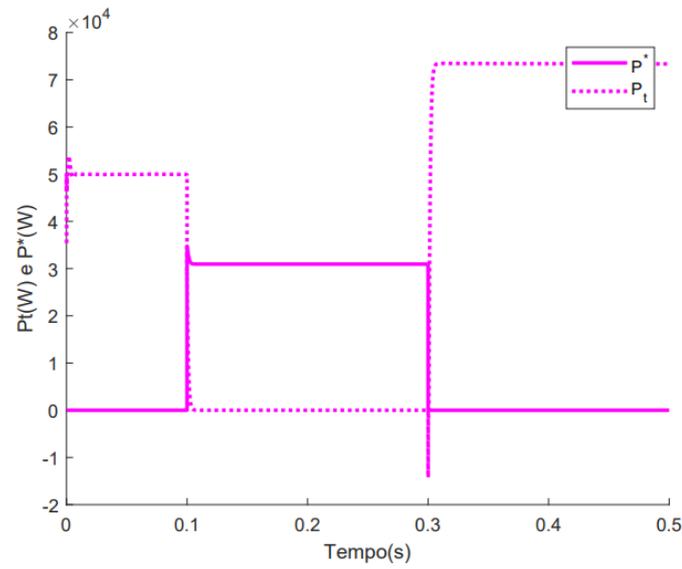
**Figura 4.5:** Estratégia Corrente Ativa Constante: Potência reativa - prioridade  $I_d$ , prioridade  $I_q$  e prioridade  $I_q$  ponderada



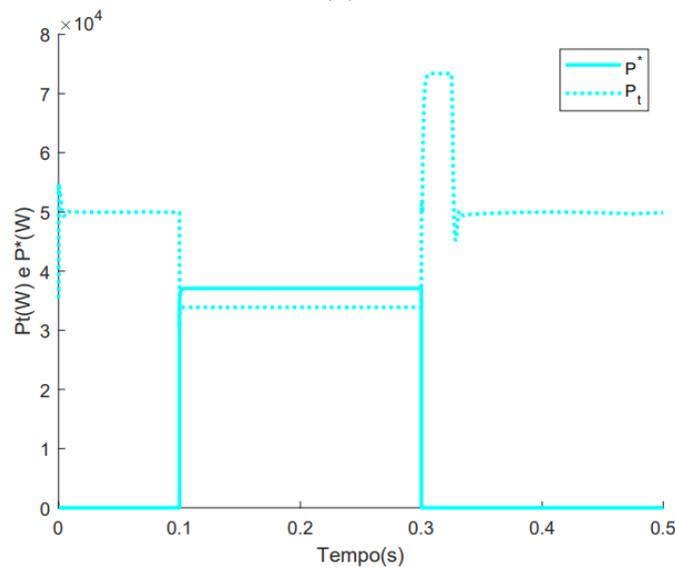
**Figura 4.6:** Estratégia Corrente Ativa Constante: Tensão terminal - prioridade  $I_d$ , prioridade  $I_q$  e prioridade  $I_q$  ponderada



(a)

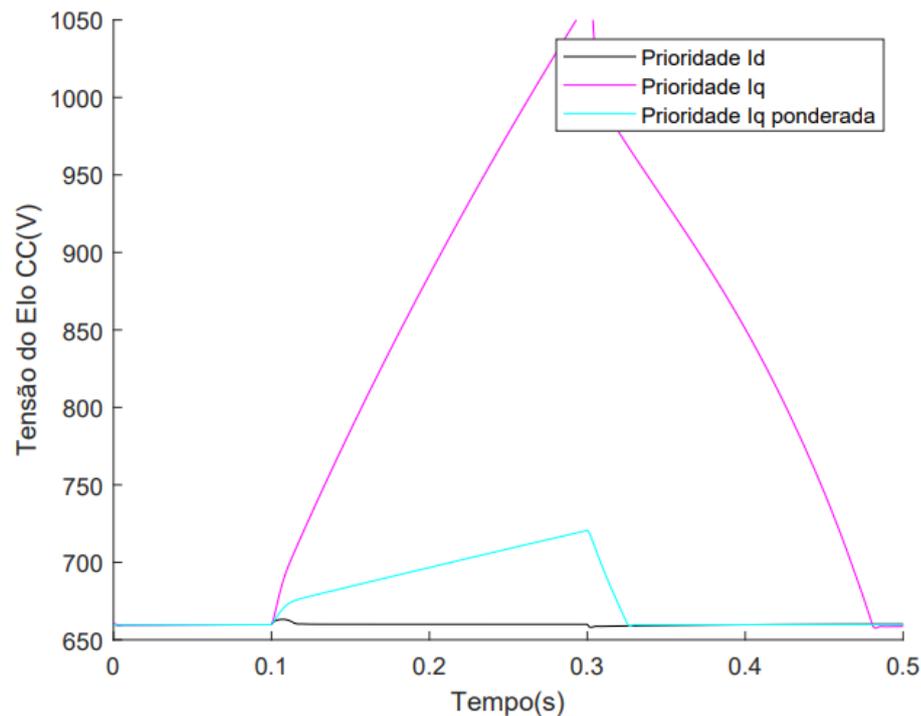


(b)



(c)

**Figura 4.7:** Estratégia Corrente Ativa Constante: Potências ativa entregue à rede e de referência: (a) prioridade  $I_d$ , (b) prioridade  $I_q$ , (c) prioridade  $I_q$  ponderada



**Figura 4.8:** Estratégia Corrente Ativa Constante: Tensão elo CC - prioridade  $I_d$ , prioridade  $I_q$ , e prioridade  $I_q$  ponderada

afetada pela queda da potência ativa.

A Figura 4.8 descreve o comportamento da tensão do elo CC ( $V_{dc}$ ) para a Estratégia de Corrente Ativa Constante considerando a prioridade  $I_d$ ,  $I_q$  e  $I_q$  ponderada do limitador de corrente do inversor.

A Estratégia de Corrente Ativa Constante tem como princípio manter a componente de corrente ativa ( $I_d$ ) constante através da redução da potência gerada ( $P_{fv}$ ) pela modificação do ponto de operação do sistema através de  $P^*$ . Isso possibilita o balanço entre as potências gerada e entregue à rede ( $P_{fv}$  e  $P_t$ , respectivamente), auxiliando na manutenção da tensão do elo CC ( $V_{dc}$ ).

No entanto, isso não acontece considerando a prioridade de corrente  $I_q$ , pois nessa situação, a corrente  $I_q$  é priorizada e toda a capacidade do inversor é utilizada para entregar potência reativa, tornando nula a potência ativa ( $P_t$ ) fornecida à rede, conforme mostra a Figura 4.7. A potência  $P^*$  estabelece o valor da potência gerada  $P_{fv}$ , que é igual a 3kW durante a falta. Esse desbalanço entre as potências gerada ( $P_{fv}$ ) e entregue ( $P_t$ ) leva a uma sobretensão no elo CC, como visto na Figura 4.8, comprometendo a capacidade LVRT caso não sejam tomadas medidas adicionais de controle/proteção.

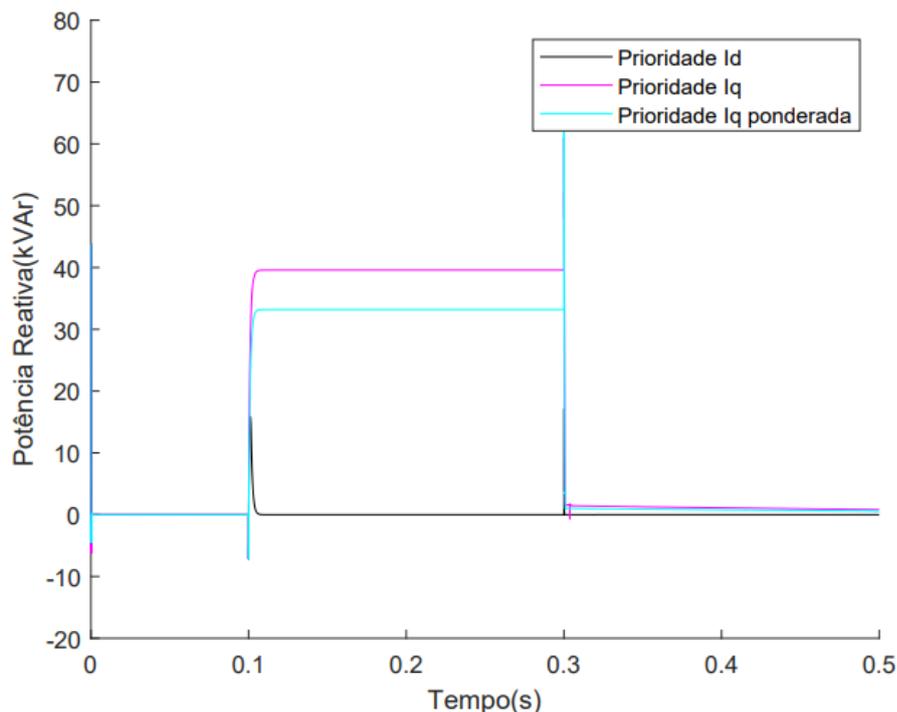
Como resultado do aumento excessivo na tensão do elo CC, após a falta a potência ativa entregue à rede é forçada a crescer e permanecer em valor elevado, conforme Fig. 4.7 (b), até que a tensão no elo CC seja reestabelecida. Isto também causa elevação da tensão terminal, como se vê na Fig. 4.6.

### 4.1.3 Estratégia Potência Ativa Constante

A Figura 4.9 apresenta o comportamento da potência reativa gerada ( $Q_t^*$ ) para a Estratégia Potência Ativa Constante considerando a prioridade  $I_d$ ,  $I_q$  e  $I_q$  ponderada do limitador de corrente do inversor.

Devido ao princípio da estratégia de manter a potência ativa constante, não há injeção de potência reativa pelo inversor para prioridade  $I_d$ , pois a capacidade do inversor é totalmente utilizada para fornecer potência ativa à rede. No entanto, para as prioridades  $I_q$  e  $I_q$  ponderada, há espaço para atuação do controle Volt-VAR que possibilita a geração de potência reativa.

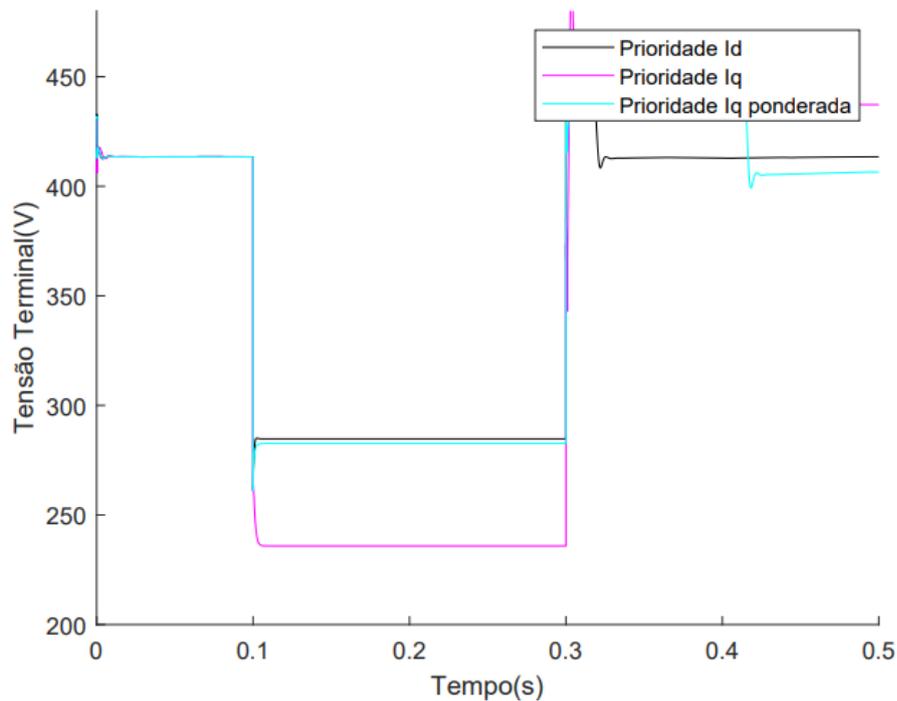
Através dos gráficos da Figura 4.9, é possível perceber, como em todas as outras estratégias acima, a potência reativa é maior (40kVAr) ao considerar a prioridade  $I_q$  do que na prioridade  $I_q$  ponderada (30kVAr), pois aquele utiliza 100% da capacidade do inversor para fornecer potência reativa.



**Figura 4.9:** Estratégia Potência Ativa Constante: Potência reativa - prioridade  $I_d$ , prioridade  $I_q$  e prioridade  $I_q$  ponderada

A Figura 4.10 ilustra o comportamento da tensão terminal ( $V$ ) para a Estratégia Potência Ativa Constante considerando a prioridade  $I_d$ ,  $I_q$  e  $I_q$  ponderada do limitador de corrente do inversor.

É possível perceber um comportamento semelhante às Estratégias Pico de Corrente Constante e Estratégia Corrente Ativa Constante durante a falta: quando há maior geração de potência reativa, a queda na tensão terminal é maior, atingindo 250V. Porém, quando a corrente  $I_q$  é ponderada, diminuindo a capacidade de geração de potência reativa, a queda da tensão terminal



**Figura 4.10:** Estratégia Potência Ativa Constante: Tensão terminal - prioridade  $I_d$ , prioridade  $I_q$  e prioridade  $I_q$  ponderada

diminui, atingindo 280V.

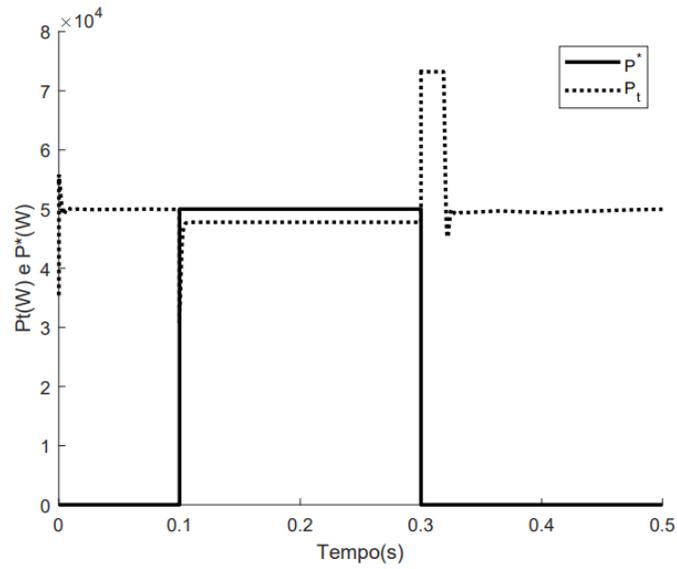
Os gráficos das Figuras 4.11 (a), (b) e (c) mostram o comportamento da potência ativa entregue à rede ( $P_t$ ) e a potência de referência ( $P^*$ ) para a Estratégia Potência Ativa Constante considerando a prioridade  $I_d$ ,  $I_q$  e  $I_q$  ponderada, respectivamente.

Na prioridade  $I_d$ , a potência ativa durante a falta tem um valor próximo ao valor máximo (MPPT), alcançando aproximadamente 5kW. Considerando a prioridade  $I_q$ , a potência ativa é nula devido à intensidade da falta e atuação do controle Volt-VAr, logo a capacidade do inversor é utilizada para entregar potência reativa. Já na prioridade  $I_q$  ponderada, a potência ativa chega a aproximadamente 3,5kW, pois 70% da capacidade do inversor é utilizada para gerar potência reativa.

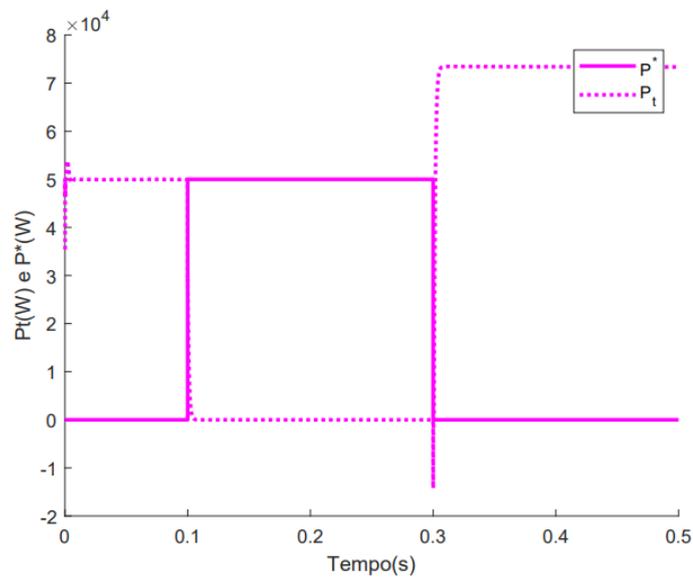
Pode ser observado que a potência ativa possui maior influência na tensão terminal, conforme as estratégias anteriores: quando não há potência ativa entregue à rede durante a falta e a potência reativa gerada é maior, considerado a prioridade  $I_q$ , a queda na tensão terminal é maior, conforme a Figura 4.10 (b). Quando há geração de potência ativa e a geração e potência reativa é menor, a tensão terminal fica acima de 250V, conforme os gráficos das Figuras 4.10 (a) e (c) para as prioridades  $I_d$  e  $I_q$  ponderada.

Novamente, mesmo utilizando a capacidade do inversor para operação do controle Volt-VAr (prioridades  $I_q$ ), a tensão não apresenta melhora, pois também é afetada pela queda da potência ativa.

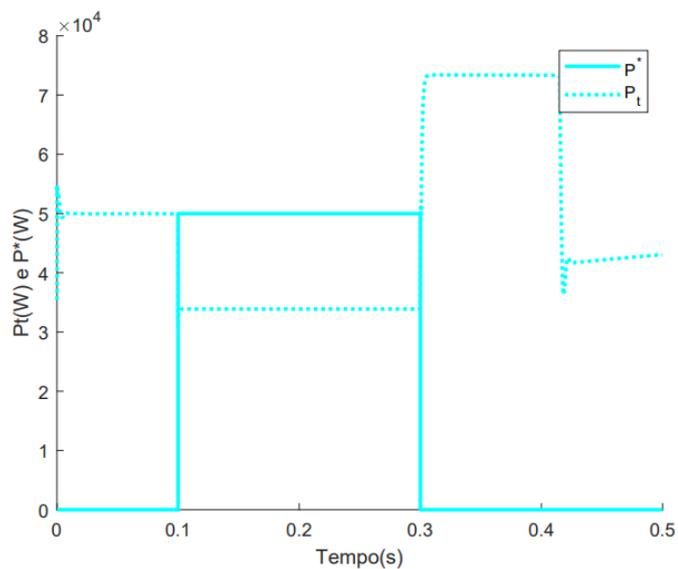
A Figura 4.12 descreve o comportamento da tensão do elo CC ( $V_{dc}$ ) para a Estratégia



(a)

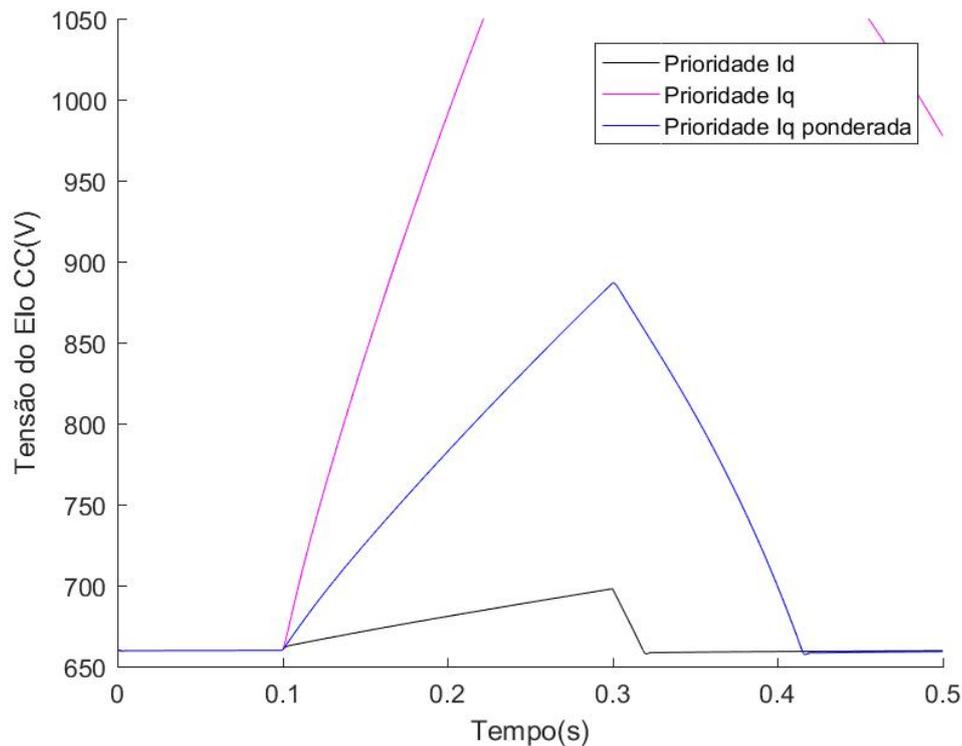


(b)



(c)

**Figura 4.11:** Estratégia Potência Ativa Constante: Potências ativa entregue à rede e de referência: (a) Prioridade  $I_d$ , (b) prioridade  $I_q$ , (c) prioridade  $I_q$  ponderada



**Figura 4.12:** Estratégia Potência Ativa Constante: Tensão elo CC - prioridade  $I_d$ , prioridade  $I_q$  e prioridade  $I_q$  ponderada

Potência Ativa Constante considerando a prioridade  $I_d$ ,  $I_q$  e  $I_q$  ponderada do limitador de corrente do inversor. O objetivo da Estratégia de Potência Ativa Constante é manter a potência ativa gerada pelo arranjo fotovoltaico ( $P_{fv}$ ) no ponto de máxima potência (MPP) através do estabelecimento de  $P^*$ , conforme mostra a Figura 4.11.

No entanto, a potência ativa entregue ao sistema ( $P_t$ ) cai de acordo com a queda na tensão do terminal do inversor durante a falta, e a diferença entre a potência gerada ( $P_{fv}$ ) que se mantém no MPP e a potência ativa entregue à rede ( $P_t$ ) causa uma sobretensão no elo CC, como mostra a Figura 4.12.

Considerando a prioridade  $I_q$ , essa diferença é ainda maior, devido à prioridade de injeção de potência reativa, que reduz ainda mais a potência ativa entregue ( $P_t$ ), resultando em uma maior sobretensão no elo CC, conforme mostra a Figura 4.12.

Fica claro que, na Estratégia de Potência Ativa Constante, a atuação do controle Volt-VAR durante a falta fica comprometida, seja pelo fato da prioridade  $I_d$  que não deixa espaço para injeção de potência reativa, seja pela sobretensão no elo CC, que compromete a capacidade LVRT do inversor.

Como resultado do aumento excessivo na tensão do elo CC, após a falta a potência ativa entregue à rede é forçada a crescer e permanecer em valor elevado (ver Fig. 4.11) até que a tensão no elo CC seja reestabelecida. Isto também causa elevação da tensão terminal, como observado na Fig. 4.10.

## 4.2 Estudo da Influência do Ponto de Operação e das Características da Rede no Desempenho da Estratégia de Suporte de Tensão Durante Faltas

A Estratégia de Corrente Ativa Constante em conjunto com a prioridade  $I_d$  se mostrou bastante eficiente, pois houve manutenção da tensão do elo CC e a capacidade do LVRT do inversor não foi comprometida. Além disso, devido ao princípio da estratégia de manter a corrente  $I_d$ , houve espaço para injeção de corrente  $I_q$  e, conseqüentemente, de potência reativa através do controle Volt-VAR, mesmo considerando a priorização de corrente  $I_d$  da capacidade de corrente do inversor.

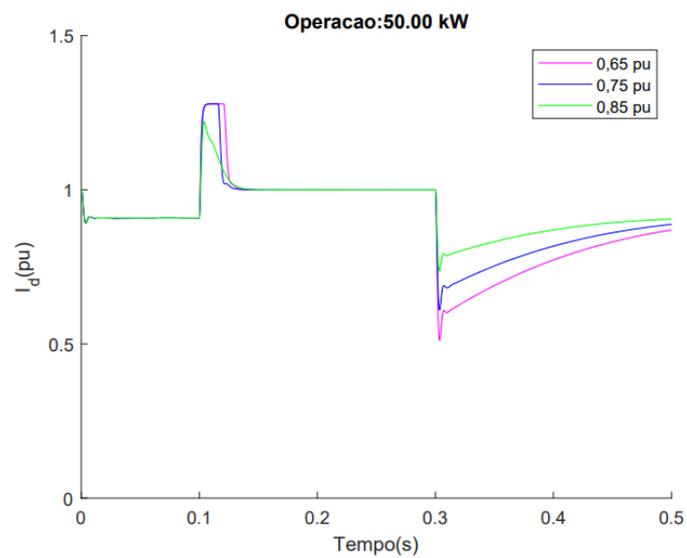
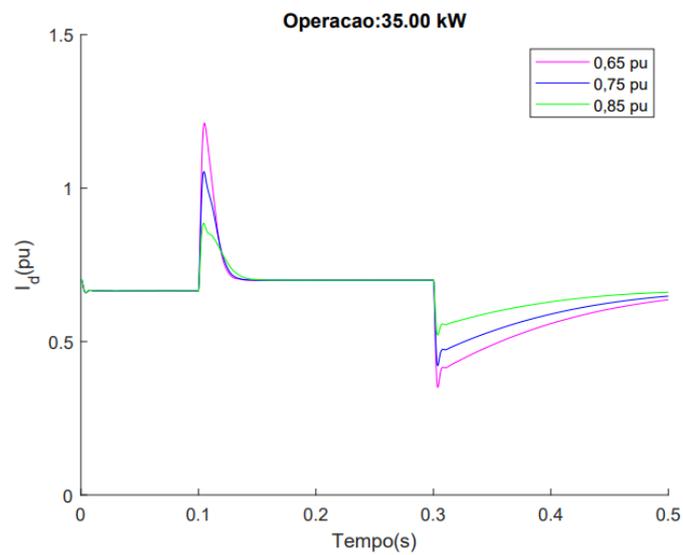
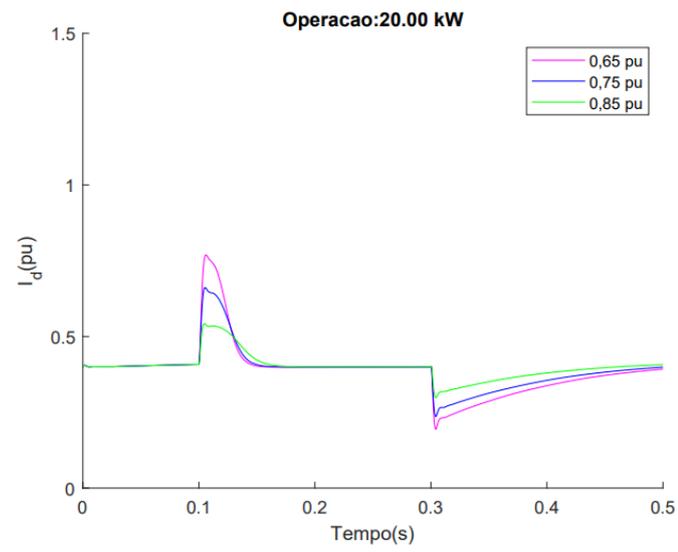
Portanto, conforme descrito na Seção 3.8, novas análises foram feitas considerando a Estratégia de Corrente Ativa Constante com a prioridade  $I_d$  a partir de outros pontos de operação e intensidades de falta. Essas análises servirão para verificar o desempenho da estratégia de suporte de tensão proposta quando a corrente do inversor não sofre saturação. Além disso, a Estratégia de Corrente Ativa Constante também foi analisada sob diferentes intensidades de falta e características X/R da linha para verificar sua influência sobre o desempenho do controle Volt-VAR. Os resultados são apresentados a seguir.

### 4.2.1 Estudo da Influência do Ponto de Operação no Desempenho da Estratégia de Suporte de Tensão Durante Faltas

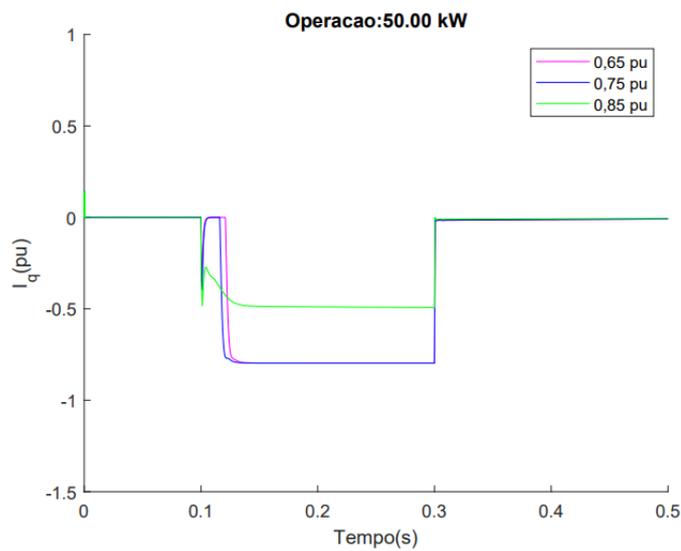
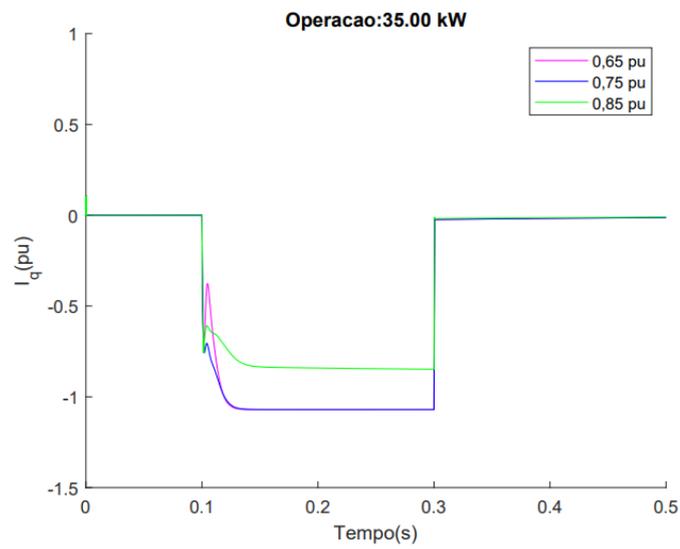
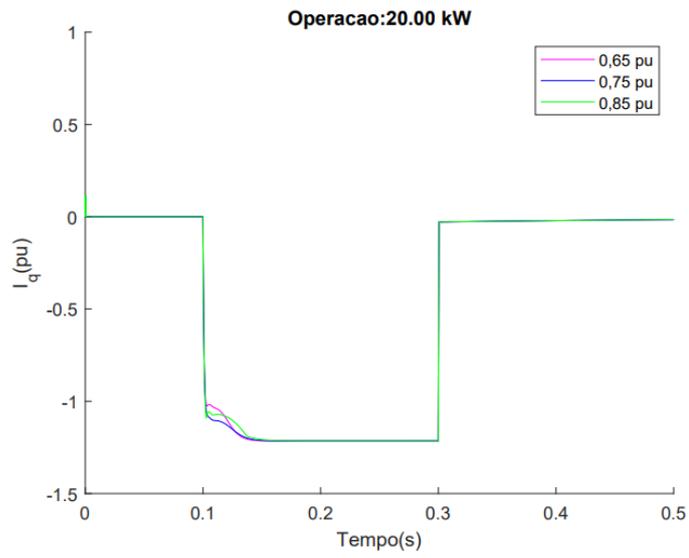
Para esta análise, três pontos de operação do sistema são considerados: 20kW, 35kW e 50kW e três diferentes intensidades de faltas que provocam o afundamento da tensão em 0,65 p.u., 0,75 p.u., e 0,85 p.u. Com pontos de operação mais baixos, o desempenho da estratégia de suporte de tensão proposta será analisado quando a corrente do inversor não sofre saturação, permitindo maior injeção da componente de corrente  $I_q$  e, conseqüentemente, de potência reativa através do controle Volt-VAR.

As Figuras 4.13 (a), (b) e (c) ilustram a corrente ativa para os pontos de operação 20kW, 35kW e 50kW, respectivamente. Observa-se que a componente de corrente  $I_d$  aumenta no início da falta e, em seguida, tende a voltar ao seu valor inicial. Isto ocorre pela atuação da estratégia que busca manter o valor de  $I_d$ , assim promovendo o equilíbrio entre as potências de entrada e saída do inversor. Porém, devido à dinâmica do sistema, a componente  $I_d$  não volta ao seu valor inicial, pois a tensão pré-falta de referência para o cálculo de  $P^*$  (ver eq. 3.13) não é 1 p.u. (380V), como mostram os gráficos das Figuras 4.15.

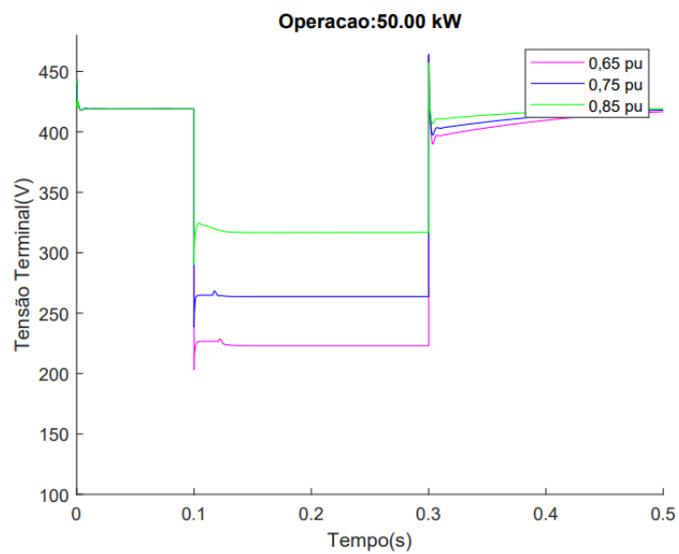
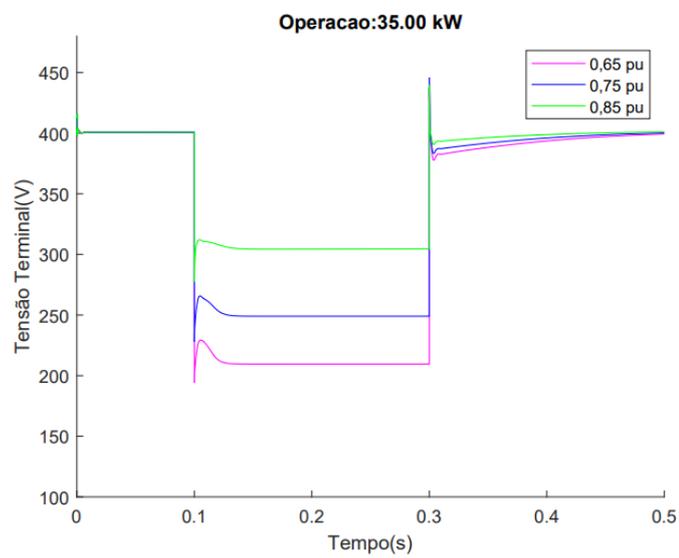
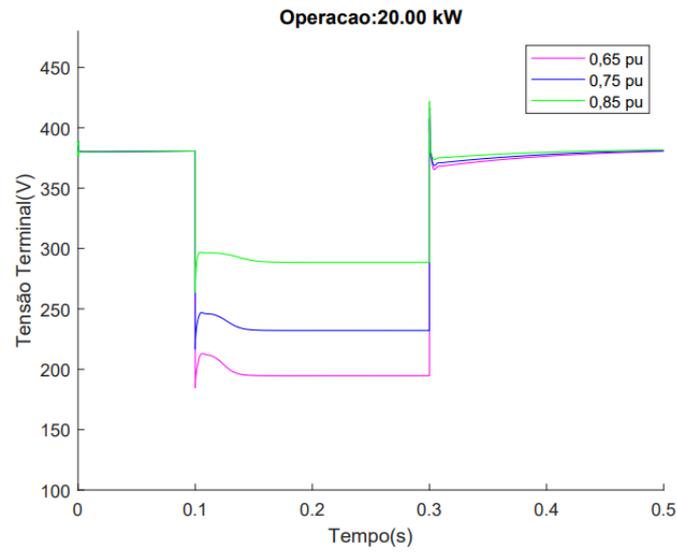
As Figuras 4.14 (a), (b) e (c) mostram o comportamento da corrente  $I_q$ , para os 3 pontos de operação considerados. Observa-se que, quanto maior o ponto de operação do sistema,



**Figura 4.13:** Corrente ativa para ponto de operação: (a) 20kW, (b) 35kW, (c) 50kW



**Figura 4.14:** Corrente reativa para ponto de operação: (a) 20kW, (b) 35kW, (c) 50kW



**Figura 4.15:** Tensão terminal para ponto de operação: (a) 20kW, (b) 35kW, (c) 50kW

maior é a componente de corrente  $I_d$  e, conseqüentemente, menor é o espaço para a geração da componente  $I_q$ , restringindo a atuação do controle Volt-VAr.

Observando os gráficos da Figura 4.15 (a), (b) e (c), que mostram o comportamento da tensão para os 3 pontos de operação avaliados, é possível perceber que o afundamento de tensão é menor quanto maior o ponto de operação, correspondendo também a maior injeção de componente de corrente  $I_d$  e, conseqüentemente, maior entrega de potência ativa na rede. Quanto menor o ponto de operação, maior é a injeção da componente  $I_q$  e maior a atuação do controle Volt-VAr, porém resulta em uma queda maior de tensão durante a falta. Ou seja, a potência ativa tem mais influência na tensão do que a potência reativa.

Dessa forma, é necessário um estudo das características da rede para verificar a influência da relação X/R da linha de distribuição onde o sistema fotovoltaico está conectado. Posteriormente, diferentes relações X/R são aplicadas para verificar o desempenho do controle Volt-VAr no suporte dinâmico de tensão. Os resultados são mostrados a seguir.

#### 4.2.2 Estudo da Influência das Características da Rede no Desempenho do Controle Volt-VAr

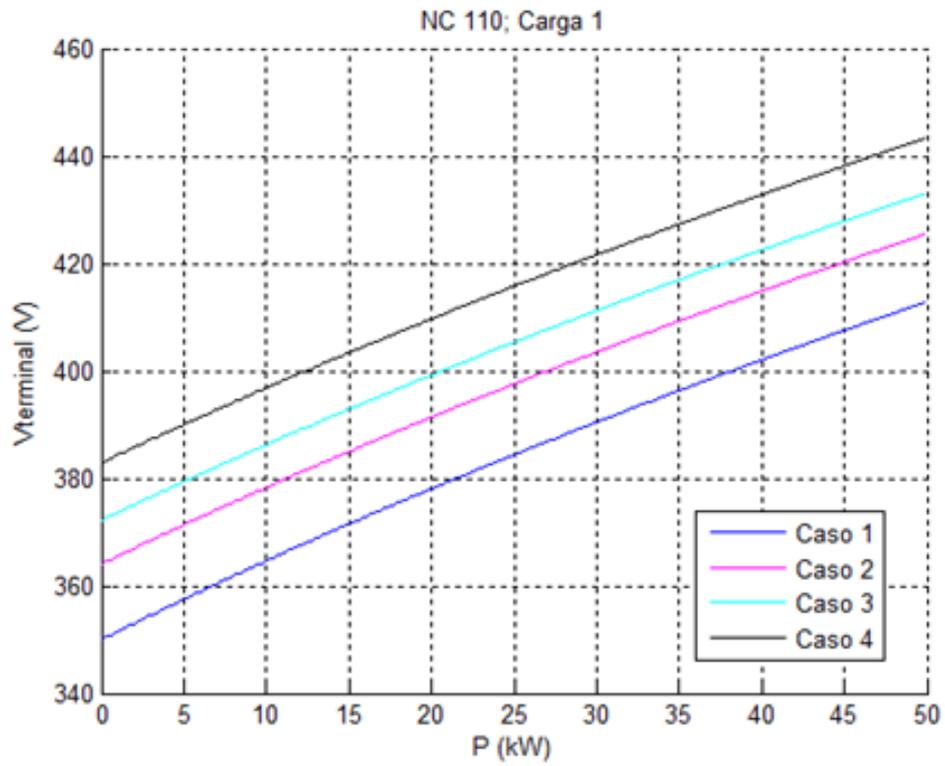
São feitas análises da influência das potências ativa e reativa sobre a tensão da rede elétrica onde o sistema fotovoltaico em estudo está conectado, para a condição de regime permanente. Para isso, a potência ativa do gerador foi variada de 0kW até 50kW, observando-se a tensão terminal. Este procedimento foi repetido para vários valores fixos da potência reativa entregue pelo gerador à rede. Os gráficos da Figura 4.16 mostram os resultados.

Na Figura 4.16 (a) tem-se o resultado para a primeira situação (período pré e pós-falta). Pode-se observar que, para o Caso 1, que corresponde a operação com  $Q=0$ kVAr ou fator de potência unitário, a tensão terminal pode variar de 368V até pouco menos de 375V conforme a condição operativa do gerador (potência ativa gerada). Portanto, a potência ativa gerada possui um impacto na tensão terminal, o que decorre da característica resistiva da rede elétrica em que o gerador está conectado.

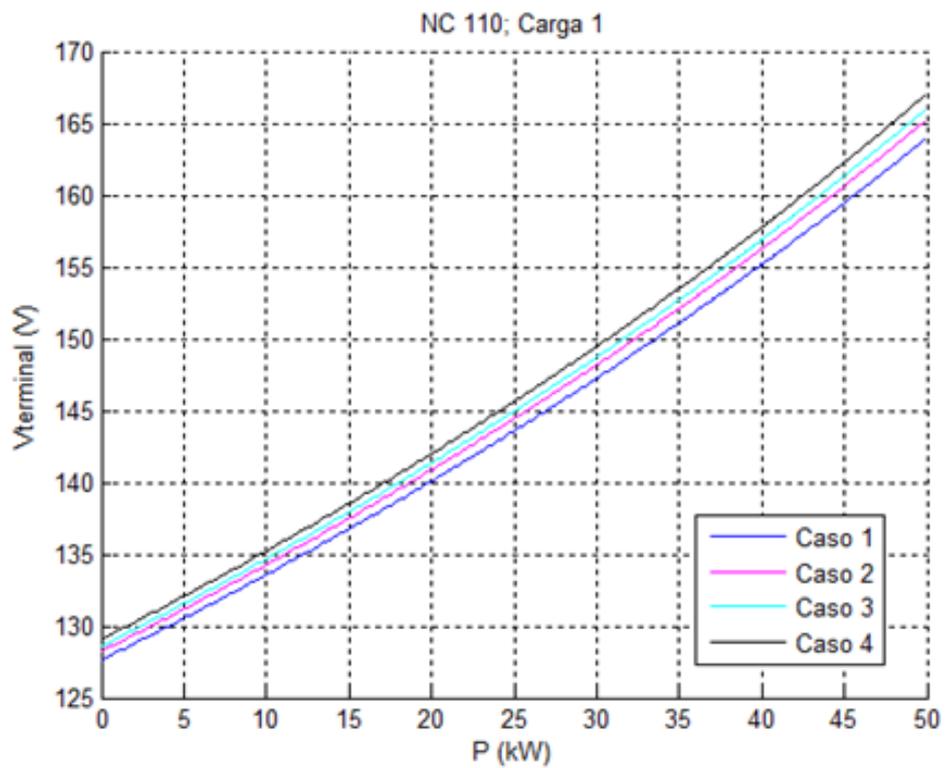
Pode-se observar também que, se o gerador entregar potência reativa à rede, a tensão é aumentada para qualquer condição de potência ativa gerada, o que mostra o potencial de contribuição do controle Volt-VAr para o suporte de tensão.

A Figura 4.16 (b) mostra a situação do período durante a falta. Novamente se observa que existe variação da tensão terminal conforme a potência ativa entregue pelo gerador à rede durante o período da falta. Também fica claro que, quanto maior a potência reativa entregue pelo gerador à rede, maior a tensão terminal.

Analisando comparativamente as duas situações, verifica-se que durante o período de falta ocorre um aumento da influência da potência ativa gerada sobre a tensão, enquanto em relação

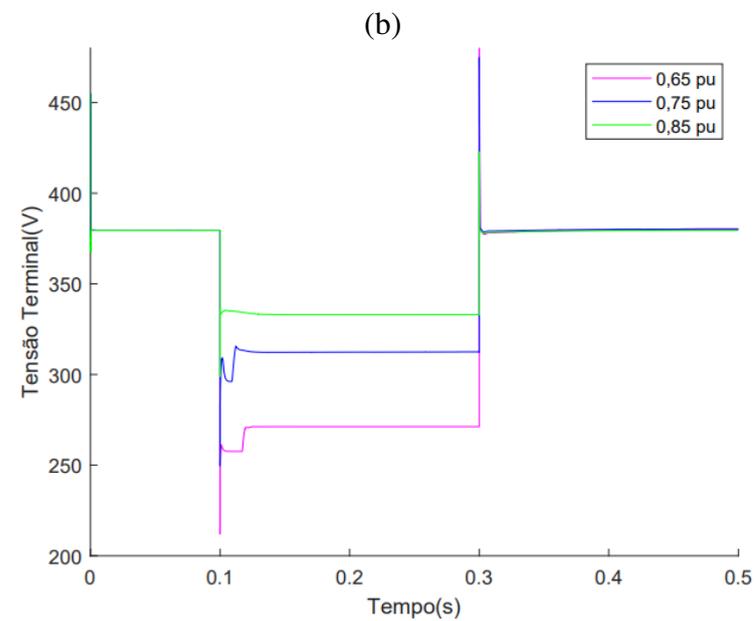
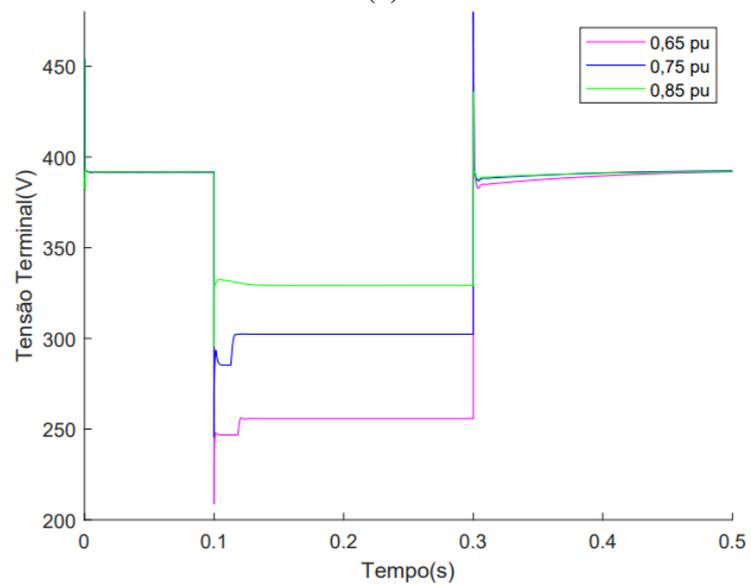
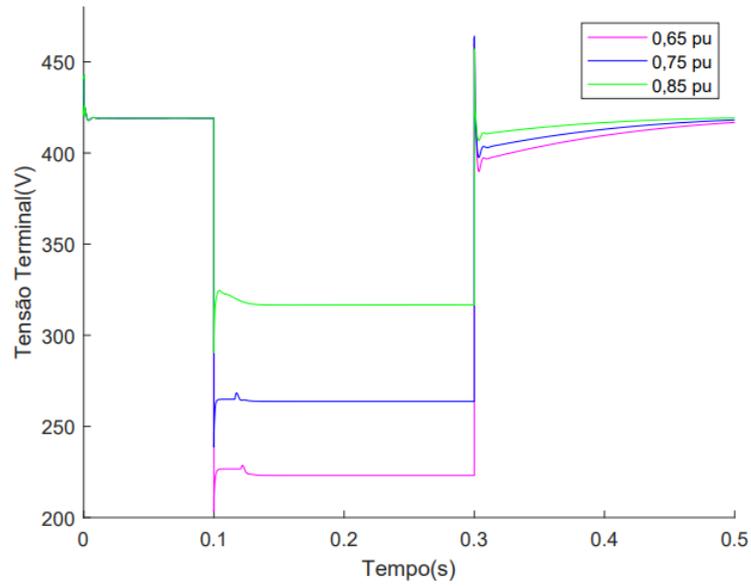


(a)



(b)

**Figura 4.16:** Curva V x P para: (a) Condição pré ou pós-falta, (b) Condição de falta



**Figura 4.17:** Tensão terminal para: (a)  $X/R = 0,69$ , (b)  $X/R = 2,07$ , (c)  $X/R = 3,45$

à potência reativa, se observa o contrário, ou seja, uma redução da sua influência.

Na sequência é avaliado o desempenho do controle Volt-VAR frente a diferentes condições da relação X/R da linha. Para isto os parâmetros R1 e L1 das linhas LD1, LD2, LD3 e LD4 são variados de maneira a provocar uma alteração na relação X/R das linhas. O valor original da relação X/R é 0,69 e este é multiplicado por 3 e 5, levando para relações X/R de 2,07 e 3,45, respectivamente. Os parâmetros são variados de forma que a impedância  $(\sqrt{R1^2 + X1^2})$  seja mantida igual em todos os casos.

Os gráficos das Figuras 4.17 (a), (b) e (c) mostram o comportamento da tensão terminal para os valores da relação X/R testados: 0,69, 2,07, e 3,45, respectivamente, e para três intensidades de falta. Dessa forma, diante dos gráficos da Figura 4.17, é possível observar que a melhoria na tensão acontece para todas as três diferentes faltas consideradas, durante o período da falta, quanto maior a relação X/R das linhas. Verifica-se assim que o controle Volt-VAR é mais eficiente para o suporte dinâmico de tensão para redes mais reativas do que resistivas.

Assim, como visto na Subseção 3.3.2, quanto maior a relação X/R, maior é a característica reativa da rede, tornando o controle Volt-VAR mais apropriado para o suporte de tensão.

### 4.3 Considerações Finais

Nesta seção foram apresentados os resultados das simulações do estudo dinâmico durante faltas do sistema fotovoltaico modelado com o controle Volt-VAR, os limites operativos do inversor e as estratégias para suporte dinâmico do elo CC. Inicialmente, foram apresentados os resultados das análises considerando as três técnicas de limitação da corrente do inversor: prioridade  $I_d$ , prioridade  $I_q$  e prioridade  $I_q$  ponderado, em conjunto com as três estratégias de controle da tensão do elo CC: Potência Ativa Constante, Corrente Ativa Constante e Pico de Corrente Constante.

Conforme os gráficos da potência reativa gerada, é evidente que foi possível utilizar a capacidade do inversor para injetar potência reativa através do controle Volt-VAR desenvolvido durante a falta. Porém, os resultados mostram que, devido à característica resistiva da rede onde o sistema fotovoltaico está conectado, a utilização da capacidade do inversor para entregar potência reativa com o controle Volt-VAR não resultou na melhoria da tensão terminal pois, nesse caso, a potência ativa tem maior influência na tensão. Por isso, a prioridade  $I_q$  ponderada desenvolvida contribui para balancear a entrega de potência ativa e reativa de forma a auxiliar a tensão terminal.

A melhor estratégia observada foi a Estratégia de Corrente Ativa Constante: com prioridade  $I_d$ , pois a tensão do elo CC se manteve e a capacidade LVRT do inversor não foi comprometida. Além disso, essa estratégia mantém a componente ativa da corrente, deixando espaço para a geração de potência reativa através do controle Volt-VAR, resultando no suporte da tensão

terminal do inversor em conjunto com a potência ativa. Portanto, novas análises foram feitas para a Estratégia Corrente Ativa Constante considerando outros pontos de operação para verificar como o sistema funciona sem que o inversor atinja seu limite de corrente. Além disso, a Estratégia Corrente Ativa Constante também foi analisado sob diferentes intensidades de faltas e características X/R da linha.

Os resultados mostraram que, quanto maior o ponto de operação, maior é o espaço para a geração de corrente reativa. Porém, a maior geração de potência reativa não resultou em melhoria da tensão terminal. Já aumentando a característica X/R da linha, ou seja, deixando a rede mais reativa do que resistiva, o controle Volt-VAr possui maior potencial de suporte de tensão.

# Capítulo 5

## Conclusão

O presente trabalho explorou o controle Volt-VAr disponível nos *Smart Inverters* com a capacidade de se manter conectado à rede, através da funcionalidade LVRT, com o objetivo de fornecer suporte dinâmico de tensão durante faltas. Para isso, foi utilizado um sistema fotovoltaico de dois estágios conectado à rede de distribuição que alimenta o Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo. As modelagens do sistema foram feitas pelo software Simulink com algoritmos de inicialização do MATLAB.

Os resultados obtidos através das simulações mostraram que, durante a falta, a tensão terminal no Conversor CC-CA sofre uma queda de acordo com a intensidade da falta, levando a um aumento na corrente para tentar manter a potência entregue à rede. Caso haja diferença entre a potência gerada e a potência entregue à rede durante a falta, ocorre um desbalanço no sistema, que pode resultar em um aumento na tensão no elo CC, comprometendo a funcionalidade LVRT do sistema.

As primeiras análises mostraram o desempenho do controle Volt-VAr considerando três técnicas de limitação de corrente do inversor e três estratégias de controle de tensão do elo CC. As variáveis observadas foram a potência reativa gerada ( $Q_t^*$ ), tensão terminal ( $V$ ), potência ativa entregue à rede ( $P_t$ ), a potência de referência ( $P^*$ ) e tensão do elo CC ( $V_{dc}$ ). Com a operação do controle Volt-VAr, era esperado um suporte dinâmico na tensão durante a falta com o fornecimento de potência reativa.

Os resultados de simulação mostraram que o controle Volt-VAr funciona e entrega potência reativa durante a falta. As estratégias de controle de tensão do elo CC denominadas Pico de Corrente Constante e Corrente Ativa Média Constante tiveram um bom desempenho, pois provocavam uma queda na potência ativa gerada, diminuindo a diferença entre a potência gerada e a potência entregue à rede durante a falta.

A estratégia Corrente Ativa Constante operando concomitantemente com a prioridade de corrente  $I_d$  teve o melhor desempenho, considerando a capacidade de manter a tensão do elo CC e a possibilidade da operação do controle Volt-VAr com a geração de potência reativa. Devido ao princípio da estratégia de manter a componente de corrente ativa, a potência ativa entregue à rede também tende a se manter, sendo outro fator positivo pois os prosumidores ganham pela potência ativa.

Apesar da operação adequada do controle Volt-Var durante e falta, a utilização da capacidade do inversor para entregar potência reativa não proporcionou suporte efetivo da tensão terminal. Foi analisada a característica da linha de distribuição onde o sistema fotovoltaico é conectado e foi observado que a potência reativa possuía menor influência na tensão terminal do que a potência ativa.

A influência do ponto de operação do sistema e a intensidade de falta foram avaliadas para verificar o desempenho da estratégia de suporte de tensão com controle Volt-VAr quando não há saturação no inversor de acordo com a falta aplicada. Nesse caso, pode-se observar que, quando não há saturação de corrente, nos casos de 20kW e 35kW, a corrente reativa gerada foi maior. Porém, como visto anteriormente, a potência ativa possui maior influência na tensão, e nesses casos a queda de tensão foi maior devido à menor geração da potência ativa.

Por fim, foi avaliada a influência das características da rede, variando-se a relação X/R para verificar o desempenho do controle Volt-VAr para redes mais indutivas, onde o controle seria mais eficiente. Verificou-se assim que o suporte da tensão terminal promovido pelo controle Volt-VAr foi melhor nos casos em que a rede possuía características mais indutivas do que resistivas.

Conclui-se que o controle Volt-VAr é uma funcionalidade importante para a manutenção dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede. No entanto, essa funcionalidade só se torna eficiente nos casos em que a rede na qual o sistema está conectado possui características mais indutivas, como nas redes de média tensão.

## 5.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

Sugerem-se os seguintes possíveis trabalhos futuros em continuidade ao que foi desenvolvido neste trabalho:

- Utilizar técnicas dinâmicas prioridades de corrente e das estratégias de controle de tensão do elo CC para otimizar a operação do controle Volt-VAr;
- Realizar um controle inteligente das funções Volt-VAr com a entrega de potência ativa considerando automaticamente as características da rede elétrica em que está conectado, visando o efetivo suporte de tensão.

# Referências Bibliográficas

- ABNT (2013). Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Acesso em: setembro/21.  
**URL:** <https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=195959> Citado na página 44.
- ABSOLAR (2020). Geração distribuída fotovoltaica cresce 230 ao ano no Brasil. Acesso em: setembro/21.  
**URL:** <https://www.absolar.org.br/noticia/geracao-distribuida-fotovoltaica-cresce-230-ao-ano-no-brasil/> Citado 2 vezes nas páginas 17 e 44.
- Al-Shetwi, A. Q. & Sujod, M. Z. (2017). Modeling and dynamics study of large scale pv system connected malaysian grid under different fault conditions, *2016 International Conference on Advances in Electrical, Electronic and Systems Engineering, ICAEES 2016* pp. 488–494. Citado na página 20.
- Almeida, D., Ekanayake, J., Pasupuleti, J. & Karunarathne, E. (2020). Mitigation of overvoltage due to high penetration of solar photovoltaics using smart inverters volt/var control, *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science* **19**: 1259–1266. Citado 2 vezes nas páginas 19 e 44.
- Anaya-Lara, O., Jenkins, N., Ekanayake, J., Cartwright, P. & Hughes, M. (eds) (2009). *Wind energy generation: Modeling and Control*, John Wiley & Sons, England. Citado na página 35.
- ANEEL (2012). Resolução Normativa nº 482, 2012, *Technical report*, ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Citado na página 43.
- ANEEL (2015). Resolução Normativa nº 687, 2015, *Technical report*, ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Citado na página 44.
- Arbab-Zavar, B., Palacios-Garcia, E., Vasquez, J. & Guerrero, J. (2019). Smart inverters for microgrid applications: A review, *Energies* **12**. Citado 2 vezes nas páginas 19 e 45.
- Atallah, A. M., Abdelaziz, A. Y. & Jumaah, R. S. (2014). Implementation of perturb and observe mppt of pv system with direct control method using buck and buck boost converters, *Emerging Trends in Electrical, Electronics Instrumentation Engineering: An international Journal (EEIEJ)* **1**. Citado na página 39.
- B. Seal (2016). Common Functions for Smart Inverters, *OMG Specification formal/2000-01-03*, EPRI Project Manager.  
**URL:** <http://www.omg.org/> Citado 2 vezes nas páginas 45 e 48.
- Bainy, R. G. (2015). *Análise do comportamento transitório de geradores distribuídos eólicos e fotovoltaicos conectados num mesmo alimentador*, Dissertação de mestrado, UNIOESTE, Paraná, Brasil. Citado 7 vezes nas páginas 25, 32, 33, 34, 36, 38 e 39.
- Bellia, H., Youcef, R. & Fatima, M. (2014). A detailed modeling of photovoltaic module using matlab, *NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics* **3**: 53–61. Citado na página 31.
- Biazzi, R. R. (2019). *Metodologia de controle volt/var coordenado para redes de distribuição*

- com uso de lógica heurística*, Dissertação de mestrado, UFSM, Rio Grande do Sul, Brasil. Citado na página 44.
- Bravo, R. J. (2015). Der volt-var and voltage ride-through needs to contain the spread of fidvr events, *IEEE Power and Energy Society General Meeting* pp. 1–3. Citado 3 vezes nas páginas 19, 21 e 22.
- Carlette, L. P. (2019). *Análise do impacto de inversores inteligentes aplicados a redes de baixa tensão*, Dissertação de mestrado, UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil. Citado 2 vezes nas páginas 44 e 46.
- Chiaretti, D. (2022). Energia Solar Alcança Marca Historica No Mundo. Acesso em: setembro/22.  
**URL:** <https://valor.globo.com/mundo/noticia/2022/05/22/energia-solar-alcanca-marca-historica-no-mundo.ghtml/> Citado na página 17.
- Easley, M., Jain, S., Shadmand, M. & Abu-Rub, H. (2020). Autonomous model predictive controlled smart inverter with proactive grid fault ride-through capability, *IEEE Trans. Energy Conversion* **35**(4): 1825–1836. Citado 8 vezes nas páginas 19, 21, 23, 43, 50, 53, 54 e 55.
- epbr, A. (2021). Energia solar fotovoltaica 2021: expectativa e projeções. Acesso em: setembro/22.  
**URL:** <https://epbr.com.br/geracao-distribuida-atinge-11-gw-no-brasil/> Citado na página 17.
- EPRI (2016). Common Functions for Smart Inverters, *Technical report*, EPRI - Electric Power Research Institute. Citado na página 45.
- Farias, G. B. (2019). *Dinâmica durante faltas e controle de conversores aplicados a sistemas fotovoltaicos de geração distribuída interligados à rede elétrica*, Dissertação de mestrado, UNIOESTE, Foz do Iguaçu, Brasil, month = ,. Citado 15 vezes nas páginas 22, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 35, 36, 37, 38, 40, 41, 50 e 51.
- Ghiani, E. & Pilo, F. (2015). Smart inverter operation in distribution networks with high penetration of photovoltaic systems, *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* **3**: 504–511. Citado na página 22.
- Gonçalves, B. C. (2018). *Impactos do tipo de controle dos inversores da microgeração fotovoltaica na rede de distribuição*, Dissertação de mestrado, UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil. Citado 6 vezes nas páginas 17, 22, 25, 44, 48 e 49.
- Hossain, S., Roy, N. K. & Ali, O. (2016). Modeling of solar photovoltaic system using matlab/simulink, *19th International Conference on Computer and Information Technology, ICCIT 2016* pp. 128–133. Citado na página 30.
- IEEE (2018). Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces, *Technical report*, IEEE - Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos. Citado na página 47.
- Jafari, M., Olowu, T. O. & Sarwat, A. I. (2019). Optimal smart inverters volt-var curve selection with a multi-objective volt-var optimization using evolutionary algorithm approach, *2018 North American Power Symposium, NAPS 2018* **22**(1): 1–6. Citado 2 vezes nas páginas 19 e 45.
- Jahangiri, P. & Aliprantis, D. C. (2013). Distributed volt/var control by pv inverters, *IEEE*

- Transactions on Power Systems* **28**(3): 3429–3439. Citado na página 49.
- Juamperez, M. & Yang, G. (2014). Voltage regulation in lv grids by coordinated volt-var control strategies, *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* **2**(4): 319–328. Citado na página 49.
- Kashani, M. G., Mobarrez, M. & Bhattacharya, S. (2019). Smart inverter volt-watt control design in high pv-penetrated distribution systems, *IEEE Trans. Energy Conversion* **55**(2): 1147–1156. Citado 2 vezes nas páginas 19 e 44.
- Lopes, A. C., Vieira, J. P., Silva, L. E. S., Alves, C. S. & Monteiro, F. A. M. (2021). Avaliação de desempenho de tecnologias emergentes para controle de tensão em redes de distribuição com elevada penetração de microgeração fotovoltaica, *Brazilian Journal of Development* **7**: 11163–11178. Citado 2 vezes nas páginas 48 e 49.
- Lulbadda, K. T. & Hemapala, K. T. M. U. (2019). The additional functions of smart inverters, *AIMS Energy* **7**: 129–135. Citado 2 vezes nas páginas 19 e 45.
- Naidu, B. R., Bajpai, P. & Chakraborty, C. (2007). Voltage fault ride-through operation of solar pv units: A review and way forward, *IEEE Trans. Energy Conversion* pp. 129–135. Citado 5 vezes nas páginas 19, 20, 22, 23 e 47.
- Pesin, M., Paladino, J., Bravo, R., Ropp, M., Higginson, M., Agüero, J. R., Julio, Key, T., Clevel, F., Siira, M. & Quint, R. (2018). Impact of 1547 Standard on Smart Inverter, *Relatório técnico*, IEEE PES Industry Technical Support Task Force. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 45.
- Pinho, J. T. & Galdino, M. A. (eds) (2014). *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*, Rio de Janeiro. Citado na página 25.
- Renováveis, E. E. (2021). Energia solar fotovoltaica 2021: expectativa e projeções. Acesso em: setembro/21.  
**URL:** <https://ecoaenergias.com.br/energia-fotovoltaica-crescimento-2021//> Citado na página 17.
- Shuvra, M. A. & Chowdhury, B. H. (2015). Integration of solar energy in distribution system through smart inverter functionality, *2015 North American Power Symposium, NAPS 2015* pp. 1–65. Citado 2 vezes nas páginas 19 e 20.
- Silva, G. A. T. (2014). *Modos de operação de uma microrrede de baixa tensão baseada em inversores de potência*, Dissertação de mestrado, UFES, Espírito Santo, Brasil. Citado na página 56.
- Smith, J. W., Sunderman, W., Dugan, R. & Seal, B. (2011). Smart inverter volt/var control functions for high penetration of pv on distribution systems, *2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, PSCE 2011* pp. 1–6. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 19.
- Teodorescu, R., Liserre, M. & Rodríguez, P. (eds) (2014). *Grid converters for photovoltaic and wind power systems*, John Wiley & Sons, England. Citado 4 vezes nas páginas 18, 28, 44 e 45.
- Villalva, M. G. (2010). *Conversor Eletrônico de Potência Trifásico para Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica*, Tese de doutorado, UNICAMP, São José dos Campos, Brasil. Citado 9 vezes nas páginas 17, 18, 26, 27, 28, 29, 34, 38 e 44.
- Wanzeler, T. M. (2018). *Avaliação do desempenho das funções de controle volt-watt e volt-var*

*em inversores fotovoltaicos integrados nas redes de distribuição*, Dissertação de mestrado, UFPA, Belém, Brasil. Citado 4 vezes nas páginas 26, 29, 48 e 58.

Zhao, X., Chang, L., Shao, R. & Spence, K. (2018). Power system support functions provided by smart inverters — a review, *IEEE Trans. Energy Conversion* **3**: 25–35. Citado 3 vezes nas páginas 17, 18 e 22.

# Apêndice A

## Parâmetros do Sistema Fotovoltaico

**Tabela A.1:** Parâmetros do conjunto fotovoltaico.

Número de células em série ( $N_{ss}$ )	50
Número de strings em paralelo ( $N_{pp}$ )	5
Número de células em série ( $N_s$ )	54
Constante de idealidade ou emissão do diodo ( $\alpha$ )	1,3
Resistência em série equivalente ( $R_s$ )	0,23 [ $\Omega$ ]
Resistência em paralelo equivalente ( $R_p$ ) [ $\Omega$ ]	601,336
Coefficiente corrente/temperatura	0,0032 A/K
Coefficiente tensão/temperatura	-0,1230 V/K
Potência nominal do conjunto fotovoltaico ( $P_g$ )	50kW
Tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ )	32,9 V
Corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ )	8,21 A

**Tabela A.2:** Parâmetros do elo CC.

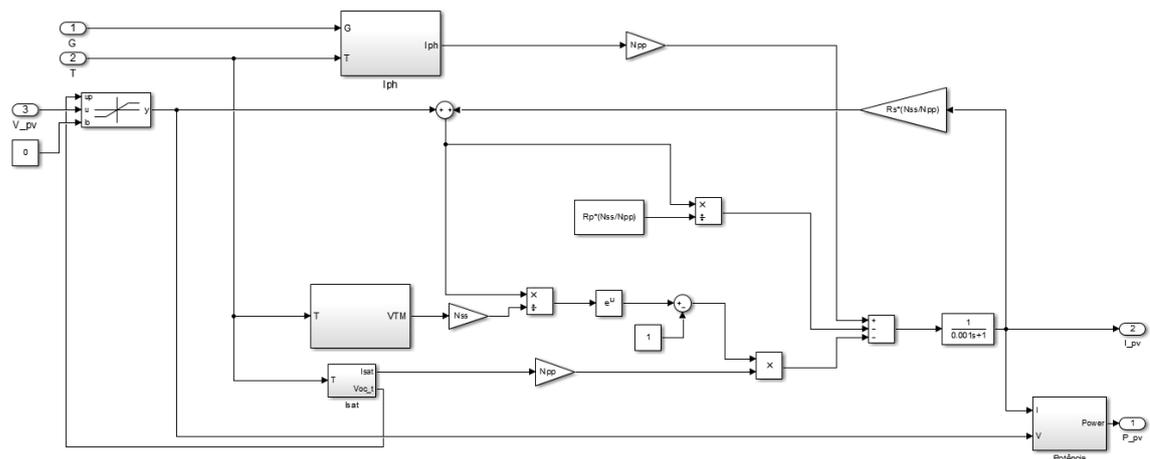
Capacitância do elo CC ( $C$ )	16,8 mF
--------------------------------	---------

**Tabela A.3:** Parâmetros do controle do inversor.

Ganho proporcional do controlador de tensão do elo CC ( $KP1$ )	20
Tempo Integral do controlador de tensão do elo CC ( $Ti1$ )	0,1333 s
Ganho proporcional do controlador de potência reativa ( $KP2$ )	0,04
Tempo Integral do controlador de potência reativa ( $Ti2$ )	0,333 s
Ganho de atuação do <i>anti-windup</i> ( $K_a$ )	10 ms
Potência nominal do inversor ( $S_{nom}$ )	80kVA
Corrente máxima do inversor ( $I_{max}$ )	97,37 A

**Tabela A.4:** Parâmetros do controle MPPT.

Ganho de melhoria do desempenho ( $K_c$ )	0,0002
Magnitude da taxa de variação de $D_c$ ( $K_r$ )	0,1
Constante de tempo do controle de corrente do CLR ( $T_a$ )	0,333 ms
Tensão de referência do link CC ( $V_{dc_{ref}}$ )	660 V



**Figura A.1:** Modelagem do conjunto fotovoltaico

# Apêndice B

## Parâmetros das cargas

**Tabela B.1:** Parâmetros das cargas I, II e III.

P [kW]	3,88
Q [kVAr]	0,583

**Tabela B.2:** Parametros das cargas do CT - V e Lab.

P [kW]	5,83
Q [kVAr]	0,875

**Tabela B.3:** Parametros da carga uniformemente distribuída 1.

R [ $\Omega$ ]	106,3309
L [H]	0,6895

**Tabela B.4:** Parametros da carga uniformemente distribuída 2.

R [ $\Omega$ ]	132,9136
L [H]	0,8618

# Apêndice C

## Parâmetros dos transformadores

**Tabela C.1:** Parametros dos transformadores.

Trafo	$S_{nom}$ [kVA]	Tensão [V]	Tap [%]	$R_1, R_2$ [pu]	$L_1, L_2$ [pu]	$R_m$ [pu]	$L_m$ [pu]
T01	5000	34500/1140	-5	0,002576	0,030943	680,1241	100,6769
T36	500	1140/380	-	0,016368	0,015145	476,1905	84,6395

## Apêndice D

### Parâmetros da linha de transmissão e distribuição

**Tabela D.1:** Parâmetros da fonte.

$S_{cc}$ [MVA]	Tensão [kV]	X/R	$R_{ccFT}$ [ $\Omega$ ]	$L_{ccFT}$ [mH]
626,6	34,5	9,8448	0,0512	1,47

**Tabela D.2:** Parâmetros da sequência positiva da linha de transmissão.

Cabo	Comp. [km]	R1 [ $\Omega$ /km]	L1 [mH/km]	C1 [nF/km]
LT 1	0,9125	0,601961644	1,102035337	25,10463562
LT 2	0,9125	0,601961644	1,102035337	25,10463562
LT 3	0,9985	0,599484226	1,103989646	23,82471207

**Tabela D.3:** Parâmetros da sequência zero da linha de transmissão.

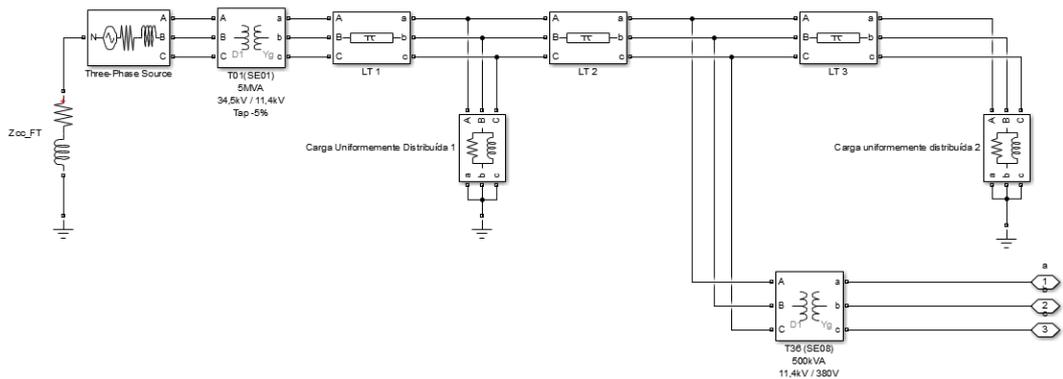
Cabo	Comp. [km]	R0 [ $\Omega$ /km]	L0 [mH/km]	C0 [nF/km]
LT 1	0,9125	0,779605479	5,29647302	19,23752877
LT 2	0,9125	0,779605479	5,29647302	19,23752877
LT 3	0,9985	0,777140711	5,35583879	17,82202303

**Tabela D.4:** Parâmetros da sequência positiva da linha de distribuição.

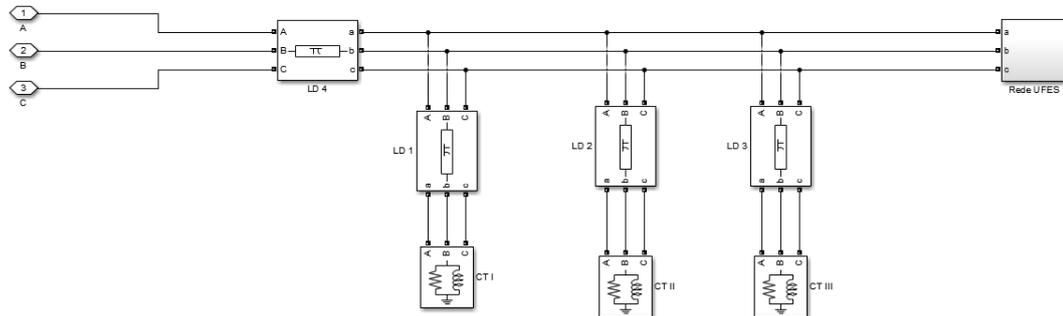
Cabo	Comp. [km]	R1 [ $\Omega$ /km]	L1 [mH/km]	C1 [nF/km]
LD 1	0,9125	0,601961644	1,102035337	25,10463562
LD 2	0,9125	0,601961644	1,102035337	25,10463562
LD 3	0,9125	0,601961644	1,102035337	25,10463562
LD 4	0,9125	0,601961644	1,102035337	25,10463562

**Tabela D.5:** Parâmetros da sequência zero da linha de distribuição.

Cabo	Comp. [km]	R0 [ $\Omega$ /km]	L0 [mH/km]	C0 [nF/km]
LD 1	0,9125	0,779605479	5,29647302	19,23752877
LD 2	0,9125	0,779605479	5,29647302	19,23752877
LD 3	0,9125	0,779605479	5,29647302	19,23752877
LD 4	0,9125	0,779605479	5,29647302	19,23752877



**Figura D.1:** Modelagem da linha de transmissão



**Figura D.2:** Modelagem da linha de distribuição