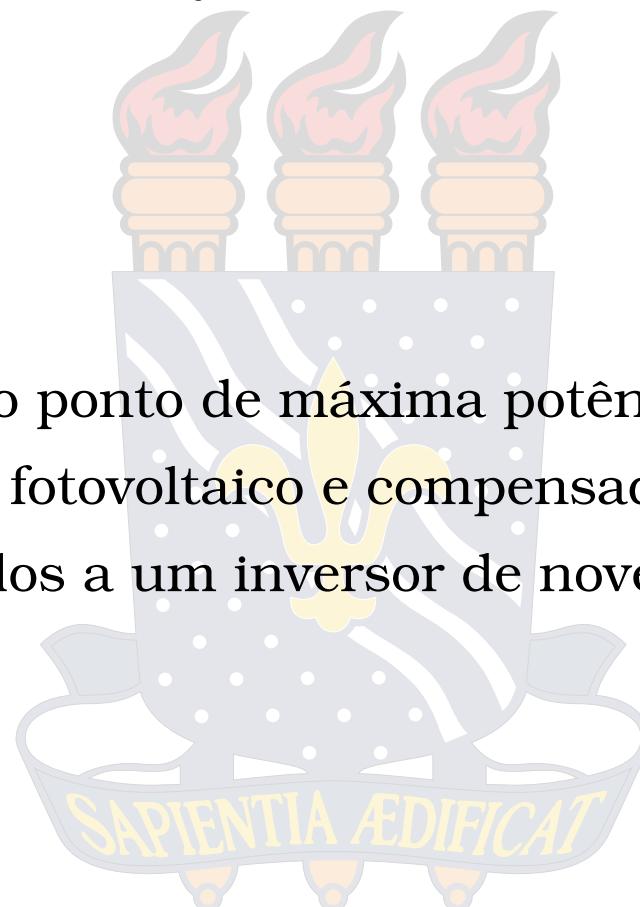


UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS
PROGRAMA DE PÓS GRAUDAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Dissertação de Mestrado

Rastreio do ponto de máxima potência em um
sistema fotovoltaico e compensador série
integrados a um inversor de nove chaves



Paulo Jorge Passos dos Santos

João Pessoa, Brasil
Fevereiro 2023

Paulo Jorge Passos dos Santos

**RASTREIO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA EM UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO E COMPENSADOR SÉRIE INTEGRADOS A UM
INVERSOR DE NOVE CHAVES**

Dissertação de Mestrado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal da Paraíba, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Darlan Alexandria Fernandes.

João Pessoa, Brasil

Fevereiro 2023

**Catalogação na publicação
Seção de Catalogação e Classificação**

S237r Santos, Paulo Jorge Passos dos.

Rastreio do ponto de máxima potência em um sistema
fotovoltaico e compensador série integrados a um
inversor de nove chaves / Paulo Jorge Passos dos
Santos. - João Pessoa, 2023.

66 f. : il.

Orientação: Darlan Alexandria Fernandes.
Dissertação (Mestrado) - UFPB/CEAR.

1. Engenharia elétrica. 2. Inversor de nove chaves.
3. Restaurador dinâmico de tensão. I. Fernandes, Darlan
Alexandria. II. Título.

UFPB/BC

CDU 621.3(043)

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA – UFPB
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS – CEAR
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA – PPGEE

A Comissão Examinadora, abaixo assinada, aprova a Dissertação

**RASTREIO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA EM UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO E COMPENSADOR SÉRIE INTEGRADOS A UM INVERSOR DE
NOVE CHAVES**

Elaborada por

PAULO JORGE PASSOS DOS SANTOS

como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Elétrica.

COMISSÃO EXAMINADORA

Darlan A. Fernandes

PROF. DR. DARLAN ALEXANDRIA FERNANDES
Orientador – UFPB

João Raphael Souza Martins

PROF. DR. JOÃO RAPHAEL SOUZA MARTINS
Examinador Externo – UFAL

Rogério Gaspar de Almeida

PROF. DR. ROGÉRIO GASPAR DE ALMEIDA
Examinador Externo – UFPB

A minha esposa Stella, e ao meu irmão Carlos pelo incentivo, amor e compreensão durante todo esse período de dedicação ao mestrado. Aos meus pais, Carlos e Edinea, pelo apoio e amor incondicional em todos os momentos difíceis da minha trajetória acadêmica, a eles todos os créditos.

AGRADECIMENTOS

A Deus, pois devo a Ele tudo o que sou.

A Carlos e Edinea, meus pais, pelo carinho, afeto, dedicação e amor durante a minha criação.

A minha esposa, cuja presença sempre afetou positivamente a minha vida.

Ao meu irmão, cunhada e sobrinha pela alegria e incentivo nessa trajetória.

Aos meus avós e tios por todo apoio, carinho e afeto que sempre me deram.

Ao Prof. Dr. Darlan Alexandria, por toda paciência e por sua dedicação nas correções e orientações no desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus colegas de pós-graduação, Juan e Marcelo que nunca se negaram a compartilhar seus conhecimentos comigo. Isso fez toda a diferença.

Ao colega Jefferson de Assis por toda assistência e ajuda na criação da plataforma e no apoio para obtenção dos resultados finais desta dissertação, sua ajuda foi fundamental.

*“A maravilhosa disposição e harmonia do universo só pode ter tido origem segundo o
plano de um Ser que tudo sabe e tudo pode. Isso fica sendo a minha última e mais elevada
descoberta.”*
(Isaac Newton)

RESUMO

Este trabalho inclui um algoritmo de rastreio do ponto de máxima potência (MPPT - *Maximum Power Point Tracking*) em um sistema que funciona com dois dispositivos integrados a um inversor de nove chaves (NSI - *Nine Switches Inverter*). Este inversor é alimentado por uma geração fotovoltaica, que é conectada ao seu barramento CC, através de um conversor boost. As duas funcionalidades deste sistema são a inserção de potência ativa na rede e a restauração dinâmica da tensão na carga. A utilização de um NSI, reduz o custo de construção do inversor, pois um único equipamento traz a função de inversor e de um Restaurador Dinâmico de Tensão (DVR - *Dynamic Voltage Restorer*), reduzindo o número de chaves na montagem do sistema de 12 para 9 e consequentemente reduzindo os custos. As simulações de controle, operação e modulação foram realizadas com o auxílio da plataforma Simulink/MATLAB®. Todo o esquema de operação do sistema integrado será apresentado nos demais capítulos deste texto. Ainda, todo o sistema simulado também será testado no simulador de tempo real OPAL-RT®.

Palavras-chave: Inversor de Nove Chaves, Restaurador Dinâmico de Tensão, PV-DVR, NSI, MPPT.

ABSTRACT

This work includes a Maximum Power Point Tracking (MPPT) algorithm in a system that works with two devices integrated into a nine-switch inverter (NSI - Nine Switches Inverter). This inverter is powered by a photovoltaic generation, which is connected to its DC link, through a boost converter. The two functionalities of this system are the insertion of active power into the grid and the dynamic restoration of the load. The use of an NSI reduces the cost of building the inverter, as a single device has the function of an inverter and a Dynamic Voltage Restorer (DVR - Dynamic Voltage Restorer), reducing the number of keys in the assembly of the system from 12 to 9 and consequently reducing costs. The control, operation and modulation simulations were performed with the help of the Simulink/MATLAB® platform. The entire operating scheme of the integrated system will be presented in the remaining chapters of this text. Furthermore, the entire simulated system was also tested in the OPAL-RT® real-time simulator.

Keywords: Nine Switches Inverter, Dynamic Voltage Restorer, PV-DVR, NSI, MPPT.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Geração fotovoltaica no local e proteção de carga sensível usando sistema DVR.	17
Figura 2 – Configuração de um sistema fotovoltaico e DVR integrado.	18
Figura 3 – Cenário necessário para implementação da modulação.	21
Figura 4 – Inversor de nove chaves.	22
Figura 5 – Modo de operação normal.	23
Figura 6 – Modo de operação falta.	24
Figura 7 – Modo de operação afundamento.	24
Figura 8 – Esquema de controle PV-VSI.	25
Figura 9 – Esquema de controle do DVR.	26
Figura 10 – Sistema integrado completo.	27
Figura 11 – Diagrama do sistema solar controlado por MPPT.	28
Figura 12 – Perfil do painel fotovoltaico em relação a três irradiações diferentes. . . .	29
Figura 13 – Fluxograma do MPPT P&O.	32
Figura 14 – MPPT com o conversor boost.	33
Figura 15 – Topologia de simulação HIL.	35
Figura 16 – Topologia de simulação PHIL.	35
Figura 17 – Topologia de simulação RCP.	36
Figura 18 – Topologia de simulação SIL.	36
Figura 19 – Foto do simulador em tempo real OP5700.	37
Figura 20 – Simulação do modo de operação 1, sem variação da irradiação:	41
Figura 21 – Simulação do modo de operação 1, sem variação da irradiação:	42
Figura 22 – Simulação do modo de operação 1, com variação da irradiação:	43
Figura 23 – Simulação do modo de operação 1, com variação da irradiação:	44
Figura 24 – Simulação do modo de operação 2:	45
Figura 25 – Simulação do modo de operação 3:	46
Figura 26 – Simulação do modo de operação 1, sem variação na irradiação:	47
Figura 27 – Simulação do modo de operação 1, sem variação na irradiação:	48
Figura 28 – Simulação do modo de operação 1, com variação na irradiação:	49
Figura 29 – Simulação do modo de operação 1, com variação da irradiação:	50
Figura 30 – Simulação do modo de operação 1:	51
Figura 31 – Simulação do modo de operação 1:	52
Figura 32 – Apêndice A: Plataforma de Simulação - Parte 1.	59
Figura 33 – Apêndice B: Plataforma de Simulação - Parte 2.	60
Figura 34 – Apêndice C: Modelo do sistema com o MPPT.	61
Figura 35 – Apêndice D: Modelo do sistema com o MPPT.	62
Figura 36 – Apêndice E: Código do MPPT P&O.	63

Figura 37 – Apêndice F: Plataforma de simulação com o conversor Boost. 64

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Condições de operação de cada modo.	19
Tabela 2 – Estados possíveis de comutação das chaves do NSI.	22
Tabela 3 – Estados admissíveis de um braço do do NSI.	23
Tabela 4 – Dados do painel fotovoltaico.	30
Tabela 5 – Recursos do OP5700.	37
Tabela 6 – Parâmetros de simulação.	39

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL -	Agência Nacional De Energia Elétrica
ARV -	<i>Adaptive Reference Voltage</i> (Tensão De Referência Adaptativa)
CA -	Corrente Alternada
CC -	Corrente Contínua
CF -	<i>Common Frequency</i> (Frequência Comum)
CV -	<i>Constant Voltage</i> (Tensão Constante)
DRTS -	<i>Digital real-time simulator</i> (Simulador Digital em Tempo Real)
DVR -	<i>Dynamic Voltage Restorer</i> (Restaurador Dinâmico De Tensão)
EPE -	Empresa De Pesquisa Energética
FOCV -	<i>Fractional Open-Circuit Voltage</i> (Tensão Fracionária De Circuito Aberto)
FSCC -	<i>Fractional Short Circuit Current</i> (Corrente Fracionária De Curto-Círcuito)
INC -	<i>Incremental Conductance</i> (Condutância Incremental)
MPPT -	<i>Maximum Power Point Tracking</i> (Rastreamento do Ponto de Máxima Potência)
NSI -	<i>Nine-Switch Inverter</i> (Inversor De Nove Chaves)
P&O -	Perturbação e Observação
PCC -	Ponto De Conexão Comum
PI -	Proporcional Integral
PLL -	<i>Phase Locked Loop</i> (Malha De Captura De Fase)
PRODIST -	Procedimentos De Distribuição De Energia Elétrica
PV -	<i>Photovoltaic</i> (Fotovoltaica)
PWM -	<i>Pulse Width Modulation</i> (Modulação Por Largura De Pulso)
QEE -	Qualidade De Energia Elétrica
SPWM -	<i>Sinusoidal Pulse Width Modulation</i> (Modulação por Largura de Pulso Sinusoidal)

- UFPB -** Universidade Federal Da Paraíba
- UPS -** *Uninterruptible Power Supply* (Fonte De Energia Ininterrupta)
- VF -** *Variable Frequency* (Frequência Variável)
- VSI -** *Voltage Source Inverter* (Inversor Fonte De Tensão)

SUMÁRIO

1	INTRODUCÃO	13
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA	13
1.2	CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA	14
1.3	MOTIVAÇÃO	15
1.4	OBJETIVO	16
1.5	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	16
2	SISTEMA INTEGRADO	17
2.1	INTEGRAÇÃO DO SISTEMA PV-DVR	17
2.2	NSI	18
2.3	MODOS DE OPERAÇÃO	23
2.3.1	Modo normal (modo 1):	23
2.3.2	Modo de operação falta (modo 2)	23
2.3.3	Modo de operação afundamento (modo 3)	24
2.4	SISTEMA DE CONTROLE	25
2.4.1	Controle do PV-VSI.	25
2.4.2	DVR-VSI	26
3	MPPT	28
3.1	MÉTODO DA TENSÃO CONSTANTE (CV)	30
3.2	MÉTODO DE CURTO CIRCUITO (SC)	30
3.3	MÉTODO DA TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO (OV)	31
3.4	MÉTODO P&O	31
3.5	MPPT COM O CONVERSOR BOOST	33
4	SIMULAÇÃO EM TEMPO REAL	34
4.1	TIPOS DE SIMULAÇÃO	34
4.1.1	<i>Hardware in-the-Loop</i> (HIL)	35
4.1.2	<i>Power Hardware-in-the-Loop</i> (PHIL)	35
4.1.3	<i>Rapid Control Prototyping</i> (RCP)	35
4.1.4	<i>Software-in-the-Loop</i> (SIL).	36
4.2	SIMULADOR EM TEMPO REAL OP5700	36
4.3	MODELO DE SIMULAÇÃO EM TEMPO REAL	37
5	RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES	39
5.1	RESULTADOS OBTIDOS - SIMULINK/MATLAB®	39
5.1.1	MODO NORMAL (MODO 1)	40
5.1.1.1	Sem variação na irradiação	40

5.1.1.2	Com variação na irradiação	42
5.1.2	MODO FALTA (MODO 2)	44
5.1.3	MODO AFUNDAMENTO (MODO 3)	46
5.2	RESULTADOS OBTIDOS - SIMULADOR EM TEMPO REAL - OP5700	47
5.2.1	MODO NORMAL (MODO 1)	47
5.2.1.1	Sem variação na irradiação	47
5.2.1.2	Com variação na irradiação	48
5.2.2	MODO FALTA (MODO 2)	51
5.2.3	MODO AFUNDAMENTO (MODO 3)	52
6	CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS	53
6.1	CONCLUSÃO	53
6.2	TRABALHOS FUTUROS	54
REFERÊNCIAS		55

APÊNDICES

APÊNDICE A – PLATAFORMA DE SIMULAÇÃO	59
APÊNDICE B – PLATAFORMA DE SIMULAÇÃO	60
APÊNDICE C – PLATAFORMA DE SIMULAÇÃO - MPPT	61
APÊNDICE D – PLATAFORMA DE SIMULAÇÃO - MPPT	62
APÊNDICE E – CÓDIGO DO MPPT P&O	63
APÊNDICE F – PLATAFORMA DE SIMULAÇÃO - CONVERSOR BOOST	64

1 INTRODUCÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

Processos industriais automatizados, sistemas de gerenciamento para bancos e comércios, automações residenciais para auxiliar nos serviços domésticos, só são possíveis devido aos avanços tecnológicos, que em sua maioria são nas áreas de eletrônica digital e eletrônica de potência. Tais dispositivos são sensíveis a variações de tensão e necessitam de um suprimento confiável de energia elétrica para trabalharem de forma satisfatória (FERNANDES, 2008).

O desenvolvimento dessas novas tecnologias também tem sido crucial para aplicação e exploração de fontes alternativas de energia, aumentando assim o potencial energético mundial. A busca por uma maior qualidade energética e eficiência na produção e aplicação desses recursos vem sendo um dos temas mais pautados nos ambientes corporativos, acadêmicos e governamentais.

O crescimento da participação das fontes renováveis na matriz energética mundial é considerado uma das principais soluções para a redução das emissões dos gases estufa, pois são menos impactantes que os combustíveis fósseis (MAUAD; FERREIRA L. DA C. AND TRINDADE, 2017; BARBOSA, 2015). A composição da matriz energética de um determinado país é resultado de considerações econômicas, da possibilidade de exploração e da disponibilidade dos recursos naturais.

No Brasil, existe a predominância do sistema hidráulico, pois é um recurso de grande abundância no país (MAUAD; FERREIRA L. DA C. AND TRINDADE, 2017; BARBOSA, 2015). As fontes renováveis vêm como uma alternativa bastante promissora para preservação do meio ambiente. Os estudos e as descobertas de novas tecnologias contribuem para o avanço na aplicação dessas fontes de energia (BOLLIPO; MIKKILI; BONTHAGORLA, 2020).

De acordo com a EPE (Empresa de Pesquisa Energética, 2021), nas últimas duas décadas o Brasil manteve uma contribuição superior a 40% no que diz respeito à utilização dessas fontes. Segundo a plataforma INOVA-E, entre 2013 e 2018, o Brasil investiu valores acima de 1 bilhão de reais em pesquisa e desenvolvimento de projetos que visam melhorar a eficiência energética nas indústrias e residências (Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL)/Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE), 2020).

As energias renováveis são geradas a partir de processos naturais e que são constantemente reabastecidos (BARBOSA, 2015). A forma com que essas energias são aproveitadas sofreram uma série de melhorias tecnológicas ao longo dos anos, buscando suprir a crescente demanda de uma forma sustentável (DUPONT; GRASSI; ROMITTI, 2015).

A crescente demanda energética e a grande evolução tecnológica, vem motivando o desenvolvimento e a criação de novos sistemas de geração de energia provenientes de fontes renováveis. O Brasil é composto por uma matriz elétrica predominantemente renovável, com a fonte hídrica correspondendo a 65,2% da oferta interna. O consumo energético total brasileiro no ano de 2020, foi de 540,2 TWh, onde 36,6% corresponde a participação industrial e 27,6% correspondente ao consumo residencial (Empresa de Pesquisa Energética, 2021).

As fontes de energia solar e eólica estão presentes em praticamente todo o mundo. A composição da matriz energética de um determinado país é resultado de considerações econômicas, da possibilidade de exploração e da disponibilidade dos recursos naturais.

Dentre as diversas fontes de energias alternativas, a mais promissora e abundante é a energia solar fotovoltaica (DUPONT; GRASSI; ROMITTI, 2015). O sistema fotovoltaico pode ser instalado em três formatos, o *on-grid* (conectado a rede), *off-grid* (sistemas isolados) ou híbrido. Devido a variação de irradiação ao longo do dia o modelo *off-grid* não é adequado para suprir cargas com tensão fixa.

Em constante evolução tecnológica, o custo da energia solar fotovoltaica, tem reduzido rapidamente (HAO et al., 2022). Na configuração *on-grid*, o excedente de energia é despachado para a rede, gerando créditos de energia para o consumidor, que terá um prazo máximo, determinado pela distribuidora, para que esses créditos sejam consumidos.

Toda a energia produzida pelos painéis fotovoltaicos é em corrente contínua e precisa ser convertida em corrente alternada antes de ser distribuída para a rede. Esses inversores dispõem de um algoritmo conhecido como MPPT. Os MPPTs são rastreadores que buscam o ponto de máxima potência do sistema, otimizando assim toda a produção de energia da planta solar (RAUF; KHADHIKAR, 2015).

Em sua generalidade, o MPPT é um algoritmo muito importante na composição de uma matriz fotovoltaica.

1.2 CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA

Ao conectar uma usina fotovoltaica à rede se faz necessário o uso de um dispositivo chamado inversor, que irá fazer a conversão da corrente contínua em corrente alternada. Esse mesmo tipo de inversor também é aplicado a um DVR, onde no sistema trifásico a configuração mais comum para esses inversores apresenta três braços com duas chaves por braço, totalizando seis chaves por inversor. Portanto, em um sistema contendo uma planta fotovoltaica e um DVR, realizando as devidas compensações de tensão, será necessário o uso de dois inversores trifásicos contendo seis chaves cada, totalizando doze chaves por sistema (ASSIS, 2021).

Os Inversores de nove chaves surgem com a proposta de uma dupla funcionalidade

quando integrado a um restaurador dinâmico de tensão e interligado a uma usina fotovoltaica. Esta dupla funcionalidade do NSI(*Nine Switches Inverter*). Essa dupla funcionalidade, traz um melhor desempenho contra faltas e afundamentos de tensão (RAUF; KHADHKAR, 2015), sendo o DVR(*Dynamic Voltage Restorer*) uma alternativa para a mitigação de variações de tensão. Já em operação no modo normal, o algoritmo de MPPT pode melhorar o desempenho desta usina fotovoltaica, fazendo com o que ela busque sempre o seu ponto de máxima potência.

Como citado acima, o DVR é um dispositivo que realiza as compensações de tensão, diante das perturbações sofridas na rede, mitigando essas variações nos sistemas de energia.

Os principais distúrbios que afetam a qualidade de energia, são: harmônicos, flutuações de tensão, desequilíbrios de tensão, variações de frequência e variações de tensão de longa e curta duração (FERNANDES, 2008), onde as variações de tensão de curta duração recebem uma atenção especial, pois são capazes de gerar danos significativos ao consumidor e as fornecedoras de energia elétrica.

Este trabalho busca uma otimização no aproveitamento de potência produzida por uma planta fotovoltaica, conectada à rede, com a inclusão de um algoritmo de MPPT. Esta funcionalidade pode ser utilizada apenas em um dos modos de operação do NSI. Este modo corresponde ao que tem a liberdade de inserção de corrente na rede, o que permite o rastreio da máxima potência da geração fotovoltaica. Os demais modos têm a corrente pré-determinada pela demanda da carga, o que inviabiliza a busca pela máxima potência.

1.3 MOTIVAÇÃO

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede trabalham de forma paralela com a rede elétrica, e a energia gerada é consumida e o seu excedente despachada para a rede de distribuição.

Os problemas de qualidade de energia são ocasionados principalmente pelas faltas que ocorrem no sistema e pela presença de cargas não lineares no sistema.

O DVR realiza as compensações de tensão diante das perturbações sofridas na rede, mitigando essas variações nos sistemas de energia. Além de apresentar um bom resultado atuando no controle, é um dispositivo que pode ser implementado em um microprocessador (modulação e controle) (FERNANDES, 2008).

A criação de uma plataforma que integre uma planta fotovoltaica com um inversor de nove chaves e um DVR é uma forma mais parcimoniosa de integrar estas funcionalidades.

Os controles de tensão e de corrente são muito importantes para garantir a potência adequada para os diferentes tipos de cargas. O MPPT busca realizar esse controle rastreando o ponto de máxima potência do sistema.

O estudo de um algoritmo de MPPT que integre essa dupla funcionalidade do NSI é de grande relevância, pois os trabalhos existentes na literatura não detalham o funcionamento do MPPT neste tipo de inversor.

1.4 OBJETIVO

Este trabalho tem por objetivo geral incluir um algoritmo de MPPT integrado à dupla funcionalidade do NSI, para que o fornecimento de potência da geração fotovoltaica seja otimizado e os modos de operação deste inversor funcionem adequadamente. No intuito de atingir o objetivo principal deste trabalho, faz-se necessária a realização dos seguintes objetivos específicos:

1. Estudar as modulações do NSI;
2. Analisar o desempenho do sistema em funcionamento na plataforma de simulação;
3. Implementar um MPPT com um conversor de tensão do tipo Boost;
4. Implementar a plataforma de simulação no simulador em tempo real - Opal.

1.5 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Além da introdução, o trabalho está organizado da seguinte maneira: no capítulo 2, dispõe toda a referência bibliográfica, envolvendo o integração do modelo PV-DVR, os inversores de nove chaves, os seus modos de operação, e o funcionamento do sistema de controle tanto do PV-VSI quanto o DVR-VSI, exemplificando os modos de operação normal, falta e afundamento, bem como seus esquemas de modulação. O capítulo 3, apresenta uma breve revisão sobre o que é um MPPT e os principais algoritmos estudados na literatura. No capítulo 4, encontra-se tópicos que fala sobre simulação em tempo real, os tipos de simulação em tempo real, sendo apresentado também o simulador utilizado neste trabalho, o Opal - OP5700. Já no capítulo 5, serão apresentados os resultados obtidos durante a simulação tanto no simulink quanto no simulador Opal. O capítulo 6, traz as considerações finais do trabalho e o capítulo 7, apresenta as etapas futuras do trabalho, seguido pelas referências bibliográficas.

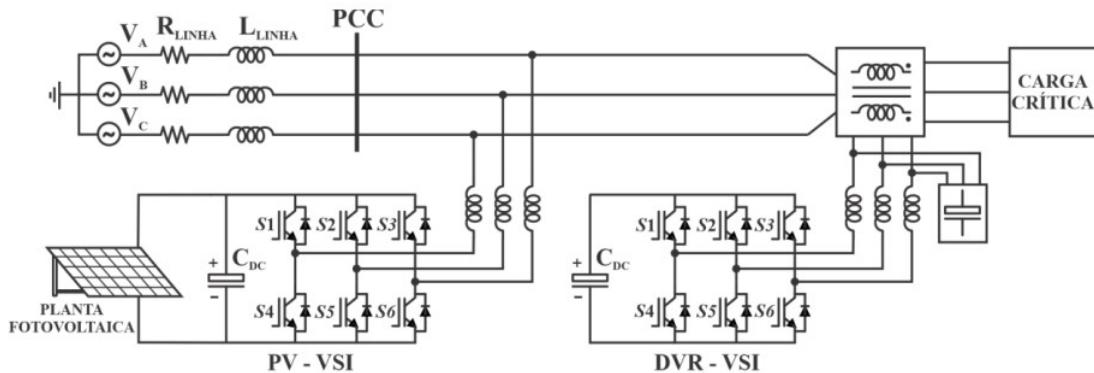
2 SISTEMA INTEGRADO

Neste capítulo é apresentado o sistema PV-DVR em sua configuração clássica, a configuração proposta integrada ao NSI, bem como os seus modos de operação e o sistema de controle.

2.1 INTEGRAÇÃO DO SISTEMA PV-DVR

Na rede elétrica, frequentemente, ocorrem oscilações em seu estado de funcionamento. Essas oscilações podem ser geradas por diversos fatores, como faltas, efeitos de comutação e até mesmo descargas atmosféricas, gerando alguns efeitos indesejáveis para o consumidor, além de interrupções de energia (RAUF; KHADHIKAR, 2015). Na Figura 1 é mostrado um sistema fotovoltaico conectado à rede injetando energia por meio de um inversor de seis chaves, com o DVR executando a compensação de energia gerada por uma queda de tensão.

Figura 1 – Geração fotovoltaica no local e proteção de carga sensível usando sistema DVR.



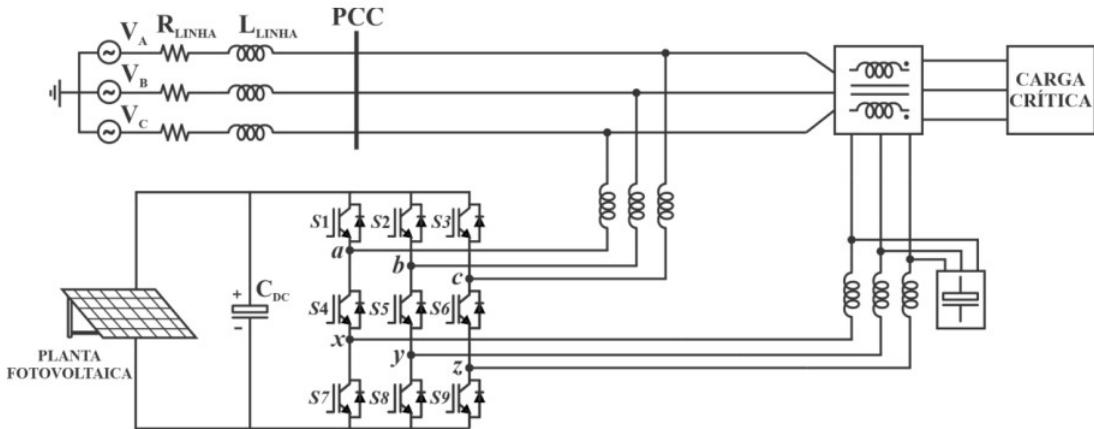
Fonte: ASSIS, 2021.

Os afundamentos de tensão são menos prejudiciais do que as interrupções, no entanto por ocorrerem mais frequentemente acabam sendo mais danosos (FERNANDES, 2008).

O modelo proposto de um inversor de nove chaves, reduz a contagem de chaves em 25%, com relação ao modelo convencional. Na configuração apresentada de nove chaves, as operações PV e DVR ocorrem simultaneamente. Dos modos de operações possíveis, serão abordados os três mais relevantes para a integração do sistema: modos normal, falta e afundamento.

Na Figura 2 observa-se um conversor contendo 9 chaves e duas saídas, as portas a, b e c, da esquerda, conectadas ao PCC é a saída do PV-VSI, enquanto as portas da direita x, y e z, é a saída do DVR-VSI. As chaves intermediárias S4, S5 e S6, são compartilhados entre PV-VSI e o DVR.

Figura 2 – Configuração de um sistema fotovoltaico e DVR integrado.



Fonte: ASSIS, 2021.

O sistema DVR trabalha sincronizado com a rede e pode operar em três modos de operação: o *bypass*, quando ocorrem um curto-circuito ou uma sobrecorrente, neste caso o DVR é ignorado e não há melhora na qualidade da tensão; o modo *standby*, onde a tensão da rede está em seu nível nominal e o DVR está pronto para atuar em caso de quedas de tensão e o modo ativo, onde o sistema detecta alguma falta no sistema e o DVR atua injetando tensão na rede (FERNANDES, 2008). Vale salientar que neste trabalho não é detalhado os funcionamentos do DVR.

2.2 NSI

O NSI é composto por dois inversores convencionais, cada um com três chaves comuns. Dois conjuntos de cargas CA trifásicas podem ser conectados às saídas do NSI e controlados independentemente sem que haja qualquer interação indesejável (GULBUDAK; GÖKDAG, 2019). Conversores trifásicos de frequência variável são de uso bastante comum, principalmente no ambiente industrial (LIU et al., 2009).

Comumente, para realizar o controle de duas cargas, de modo que cada uma seja operada individualmente, utilizam-se dois inversores onde cada um controla a sua carga de forma independente, o que eleva o custo do conjunto e acaba tornando a sua montagem complexa (KOMINAMI; FUJIMOTO, 2007). A proposta da concepção dos inversores de nove chaves é a de conseguir realizar esses controles de forma independente, com apenas um inversor, contendo neste apenas 9 chaves comutadoras (KOMINAMI; FUJIMOTO, 2007; LIU et al., 2007).

Existem duas formas de operação desses inversores: o de frequência variável (VF – *Variable Frequency*); e o de frequência comum (CF - *Common Frequency*), sendo que neste último, a operação mantém os dois conjuntos de saída na mesma frequência (LIU et al., 2009).

Os inversores de nove chaves devem possuir a capacidade de fornecer energia para cargas balanceadas e desbalanceadas. Atualmente já possui em diversos tipos de aplicações como, por exemplo, em sistemas de acionamento de motores e em sistemas de energia renováveis (JARUTUS; KUMSUWAN, 2017).

O esquema de modulação do inversor precisa respeitar as combinações de chaveamento possíveis, bem como, também precisa atender as particularidades de cada um dos modos de operação, onde esses mudam de acordo com o estado da rede, conforme mostra a Tabela 1.

Tabela 1 – Condições de operação de cada modo.

Modo	Estado da rede V_{pcc}(p.u.)	Estado das chaves
1 - Normal	$V_{pcc} = 1$	"1" durante todo o modo S7-S8-S9 Em regime PWM S1 à S6
2 - Falta	≈ 0	S1-S2-S3 S4 à S9
3 - Afundamento	$0,1 \text{ p.u.} \leq V_{pcc} < 0,9 \text{ p.u.}$	nenhuma S1 à S9

Fonte: Próprio autor

Na tabela 2, percebe-se que existe um estado de chaveamento proibido. Este estado leva o barramento c.c. a um curto-círcuito.

No esquema de modulação do NSI, utilizam-se dois sinais senoidais como entrada, pois ele apresenta duas saídas. A representação desses dois conjuntos pode ser observado nas expressões nas equações (2.1) - (2.6).

$$V_a^* = m_{pv} \cos(2\pi f_{pv} + \theta_{pv}) \quad (2.1)$$

$$V_b^* = m_{pv} \cos(2\pi f_{pv} - 120^\circ + \theta_{pv}) \quad (2.2)$$

$$V_c^* = m_{pv} \cos(2\pi f_{pv} + 120^\circ + \theta_{pv}) \quad (2.3)$$

$$V_x^* = m_{DVR} \cos(2\pi f_{DVR} + \theta_{DVR}) \quad (2.4)$$

$$V_y^* = m_{DVR} \cos(2\pi f_{DVR} - 120^\circ + \theta_{DVR}) \quad (2.5)$$

$$V_z^* = m_{DVR} \cos(2\pi f_{DVR} + 120^\circ + \theta_{DVR}) \quad (2.6)$$

onde, m_{pv} , refere-se a amplitude normalizada, f_{pv} , refere-se a frequência de operação e θ_{pv} o ângulo de fase para o PV-VSI e m_{DVR} , f_{DVR} e θ_{DVR} , referem-se, respectivamente, a amplitude normalizada, a frequência de operação e o ângulo de fase para o DVR-VSI.

Em seguida, é necessário gerar dois conjuntos de sinais referência descontínuos de 120° e para que isso seja possível, os sinais de *offset*, nas equações (2.7) e (2.8), são adicionados as referências senoidais (ASSIS, 2021):

$$V_{offset-pv} = 1 - \max(V_a^*, V_b^*, V_c^*) \quad (2.7)$$

$$V_{offset-DVR} = 1 - \min(V_x^*, V_y^*, V_z^*) \quad (2.8)$$

onde, V_a^*, V_b^*, V_c^* são as referências senoidais para as três fases a, b e c e V_x^*, V_y^*, V_z^* , os sinais de referências senoidais para x, y e z.

Somando-se as equações das referências senoidais (2.1), (2.2) e (2.3) com a equação (2.7) e somando-se (2.4), (2.5) e (2.6) com o *offset* referente a equação (2.8), chega-se nos sinais modificados e descontínuos de 120° (ASSIS, 2021):

$$M_{PV-a} = V_a^* + 1 - \max(V_a^*, V_b^*, V_c^*) \quad (2.9)$$

$$M_{PV-b} = V_b^* + 1 - \max(V_a^*, V_b^*, V_c^*) \quad (2.10)$$

$$M_{PV-c} = V_c^* + 1 - \max(V_a^*, V_b^*, V_c^*) \quad (2.11)$$

$$M_{DVR-x} = V_x^* - 1 - \min(V_x^*, V_y^*, V_z^*) \quad (2.12)$$

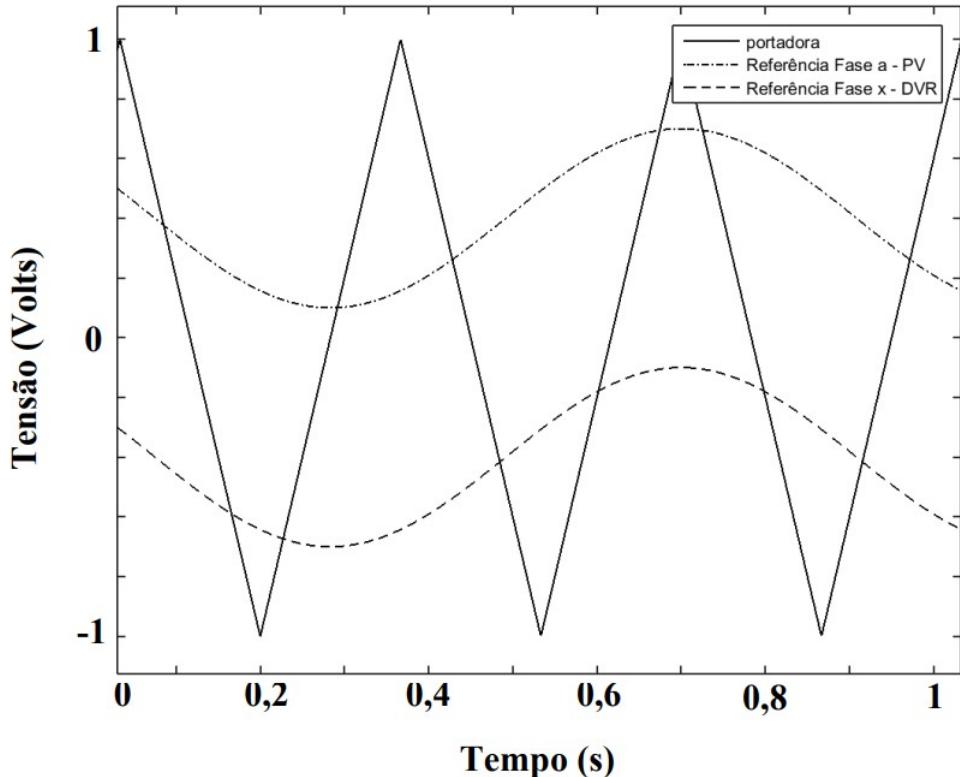
$$M_{DVR-y} = V_y^* - 1 - \min(V_x^*, V_y^*, V_z^*) \quad (2.13)$$

$$M_{DVR-z} = V_z^* - 1 - \min(V_x^*, V_y^*, V_z^*) \quad (2.14)$$

Onde, M_{PV-a} , M_{PV-b} e M_{PV-c} , correspondem aos sinais de referência do o PV-VSI descontínuos de 120° e M_{DVR-x} , M_{DVR-y} , M_{DVR-z} , correspondem aos sinais de referência do DVR-VSI descontínuos de 120° .

Estes sinais de referências após comparados com uma onda portadora triangular, como por exemplo da Figura 3 e manipulado através de operações booleanas, geram os sinais de gatilhos do NSI, podendo ser descrita da seguinte forma:

Figura 3 – Cenário necessário para implementação da modulação.



Fonte: ASSIS, 2021.

$$G_{n1,2,3} = G_{PV-1,2,3} \quad (2.15)$$

$$G_{n4,5,6} = !G_{PV-1,2,3} + G_{DVR-1,2,3} \quad (2.16)$$

$$G_{n7,8,9} = !G_{DVR-1,2,3} \quad (2.17)$$

Onde,

$G_{n1,2,3}$ = Corresponde aos sinais de gatilhos de S1, S2 e S3;

$G_{n4,5,6}$ = Corresponde aos sinais de gatilhos de S4, S5 e S6;

$G_{n7,8,9}$ = Corresponde aos sinais de gatilhos de S7, S8 e S9;

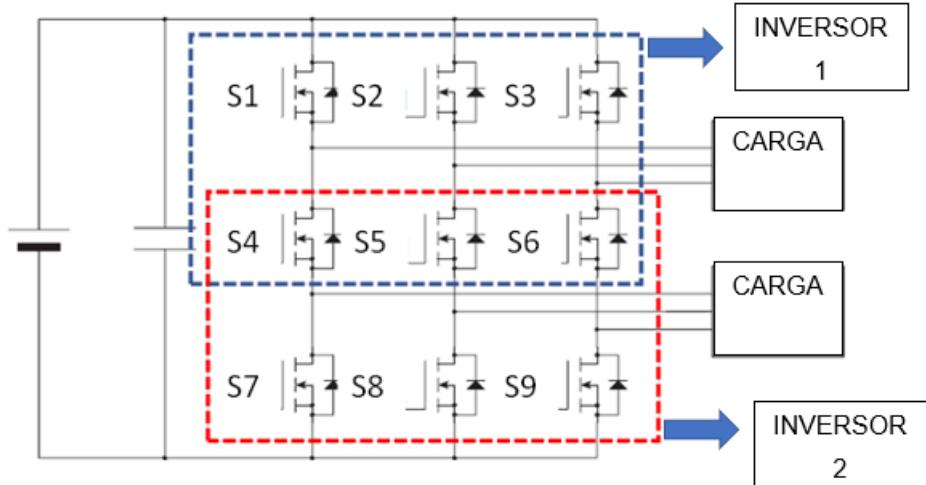
"!" = Operação lógica NOT;

"+" = Operação lógica OR.

Na Figura 4, o inversor da parte superior é composto pelas chaves, S1, S2 e S3, e três chaves intermediárias, S4, S5 e S6. Seguindo o mesmo princípio, o inversor da parte inferior é formado pelas mesmas três chaves intermediárias, S4, S5 e S6, e três chaves

inferiores, S7, S8 e S9. Em sua operação o NSI, além de substituir dois inversores, pode operar o sistema tanto em frequência comum quanto em frequência variável.

Figura 4 – Inversor de nove chaves.



Fonte: Próprio autor

Quando o seu funcionamento é em CF, as duas saídas funcionam na mesma frequência. Já se a sua operação ocorre em VF, as frequências podem assumir diferentes frequências em suas saídas (JARUTUS; KUMSUWAN, 2017).

Na Tabela 2 podem ser observadas as tensões que os terminais de saída podem assumir por fase e esses valores podem ser igual a Vcc ou igual a zero. Já o estado em que as chaves S1, S4 e S7 estão conduzindo, é um estado proibido.

Tabela 2 – Estados possíveis de comutação das chaves do NSI.

S1	S4	S7	Van	Vxn
off	off	off	Indeterminado	Indeterminado
off	off	on	Indeterminado	Indeterminado
off	on	off	Indeterminado	Indeterminado
off	on	on	0	0
on	off	off	Indeterminado	Indeterminado
on	off	on	Vcc	0
on	on	off	Vcc	Vcc
on	on	on	Proibido	Proibido

Fonte: Próprio autor.

Portanto, extraindo da tabela 2 apenas os três estados de operações válidas por cada fase podem-se observar os resultados na tabela 3.

Esses inversores, podem reduzir as perdas de potência de comutação, tensões térmicas e custo do sistema (JARUTUS; KUMSUWAN, 2017).

Tabela 3 – Estados admissíveis de um braço do do NSI.

S1	S4	S7	V _{an}	V _{xn}
off	on	on	0	0
on	off	on	V _{cc}	0
on	on	off	V _{cc}	V _{cc}

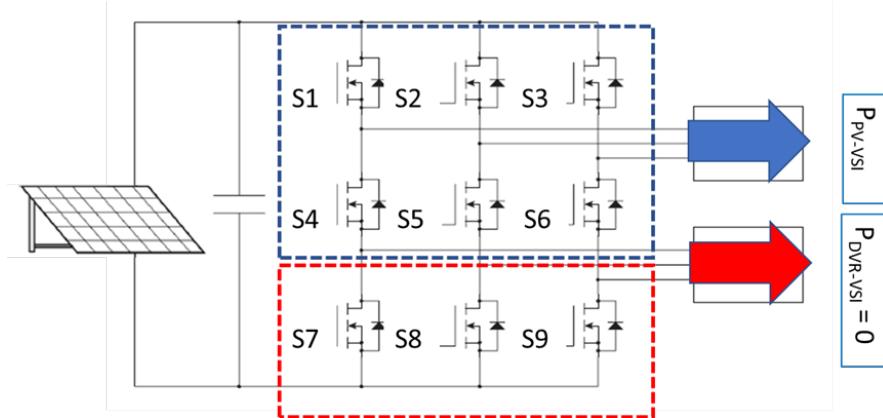
Fonte: Próprio autor.

2.3 MODOS DE OPERAÇÃO

2.3.1 Modo normal (modo 1):

Neste modo o sistema PV-VSI está operando em seu pleno funcionamento, injetando toda energia do sistema fotovoltaico na rede, enquanto o DVR, está inativo. Na Figura 5, é mostrado que no modo de operação normal apenas o inversor dos módulos está atuando.

Figura 5 – Modo de operação normal.



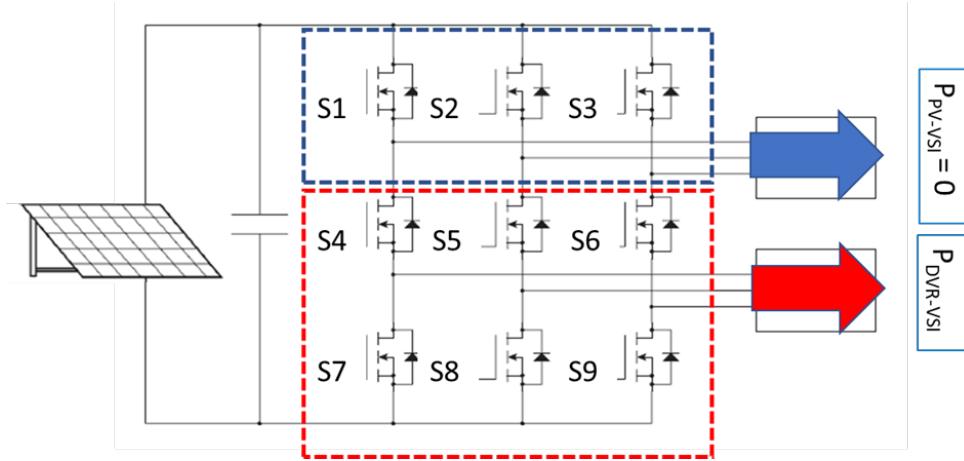
Fonte: Próprio autor.

As chaves S7, S8 e S9 permanecem fechadas, enquanto as demais chaves estão sendo comutadas pela modulação de largura de pulso (PWM) (RAUF; KHADHIKAR, 2015). Neste modo de operação a rede está em equilíbrio e funcionando em carga nominal, entregando a potência contratada ao sistema.

2.3.2 Modo de operação falta (modo 2)

Quando ocorre uma falta na rede trifásica o sistema PV-VSI cessa a injeção de energia na rede enquanto o DVR-VSI realiza as devidas compensações de tensão. As chaves S1, S2 e S3 permanecem ligadas enquanto as demais chaves comutam operadas pelo PWM para alimentar a carga crítica de forma independente. Neste modo de operação, o inversor do PV cessa o fornecimento de potência e o inversor do DVR entra em ação, restaurando a potência para a carga, conforme a Figura 6.

Figura 6 – Modo de operação falta.



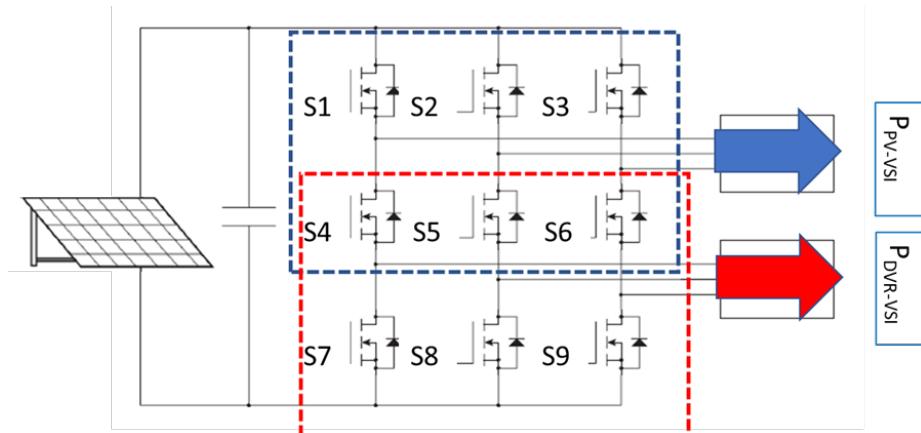
Fonte: Próprio autor.

No modo de operação falta, o DVR entra fornecendo energia ativa e reativa para manter o fornecimento à carga crítica. Neste modo, a eficiência da planta aumenta, pois a energia é utilizada de forma otimizada alimentando as cargas (RAUF; KHADHIKAR, 2015).

2.3.3 Modo de operação afundamento (modo 3)

Neste método de operação, o DVR injeta a tensão necessária para reestabelecer a tensão nominal da carga. Ambos os sistemas estão contribuindo para a inserção de energia na rede e mitigação de tensão na carga. A planta continua injetando a energia gerada e o DVR entra realizando a compensação do sistema. Na Figura 7, são mostrados dois sistemas atuando em conjunto para reestabelecer a tensão nominal da carga.

Figura 7 – Modo de operação afundamento.



Fonte: Próprio autor.

Supondo-se que na rede haja um afundamento de tensão de 40%. Quando esta anomalia ocorre, o restaurador entra realizando a compensação, reestabelecendo os 40% do nível de tensão.

2.4 SISTEMA DE CONTROLE

2.4.1 Controle do PV-VSI.

As equações (2.18) e (2.19), descrevem as potências ativa e reativa do PV-VSI no sistema de referência síncrono:

$$P = 1,5 \cdot (v_{did} + v_{qiq}) \quad (2.18)$$

$$Q = 1,5 \cdot (v_{did} - v_{qiq}) \quad (2.19)$$

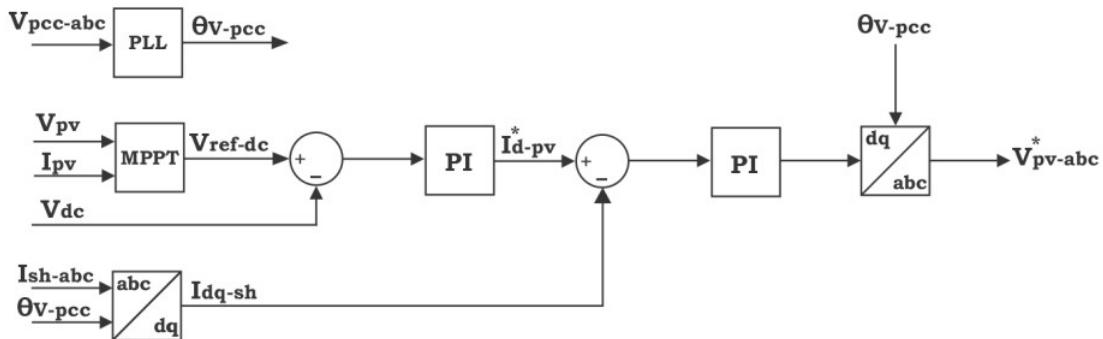
A corrente injetada na rede, (i_{sh-abc}), é medida e transformada para o sistema de referência síncrono (i_{sh-d} , i_{sh-q}). Esses valores medidos são comparados e o erro é processado por um controlador PI. O PLL (*Phase Locked Loop*), é utilizado para sincronizar a tensão do PCC e a corrente injetada. Os sinais resultantes são transformados e utilizados como entrada para o esquema de modulação, na forma de onda senoidal. Como o eixo d , está alinhado com a sequência positiva do PCC, tem-se $V_d = V_{pcc}$. A corrente de referência em q é igualada a zero e, portanto, a corrente de referência para o eixo d i_{d-pv}^* , poderá ser escrita em termos da potência, conforme pode ser visto na equação (2.20).

$$i_{d-pv}^* = 2/(3 \cdot V_d) \cdot P_{pv} \quad (2.20)$$

A corrente de referência i_{d-pv}^* , é obtida através de um MPPT. O algoritmo de MPPT pode ser encontrado com detalhes em (FARANDA; LEVA; MAUGERI, 2008).

O esquema de modulação do sistema PV-VSI, pode ser observado na Figura 8.

Figura 8 – Esquema de controle PV-VSI.



Fonte: Próprio autor.

2.4.2 DVR-VSI

Este controle apresenta dois sinais de entrada: a tensão medida no PCC ($V_{pcc-abc}$) e a tensão medida na carga (V_{L-abc}). Os dois sinais são convertidos para o sistema de referência síncronos e assumirão valores constantes enquanto tiverem natureza equilibrada.

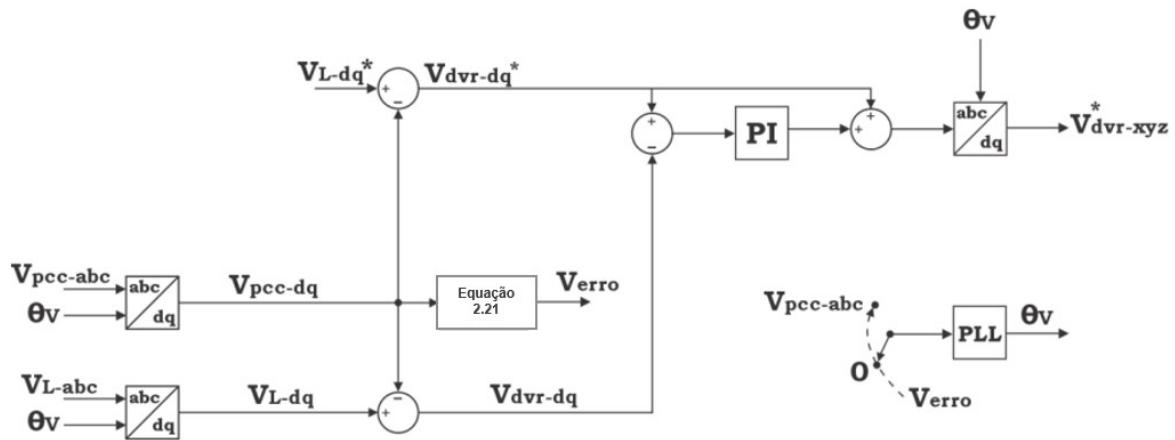
O controlador PI processa a diferença entre a tensão de referência ($V_{dvr-dq}^* = V_{L-dq}^* - V_{pcc-dq}$) e a tensão real do DVR ($V_{dvr-dq} = V_{L-dq} - V_{pcc-dq}$). Para que as quedas de tensão nas chaves, filtros e transformador série, sejam compensadas, um sinal de V_{dvr-d} é adicionado a saída do PI (RAUF; KHADHIKAR, 2015). Esse esquema de controle está representado na Figura 9.

Através do cálculo do erro absoluto (V_{erro}), pode-se detectar as faltas e afundamentos do sistema. O cálculo deste erro é realizado entre a tensão de referência do PCC e a tensão medida no PCC, conforme a Equação 2.21.

$$V_{erro} = \left| 1 - \sqrt{V_{pcc-d}^2 - V_{pcc-q}^2} \right| \quad (2.21)$$

Compara-se os sinais resultantes e o erro calculado é processado pelo controlador PI.

Figura 9 – Esquema de controle do DVR.



Fonte: ASSIS, 2021.

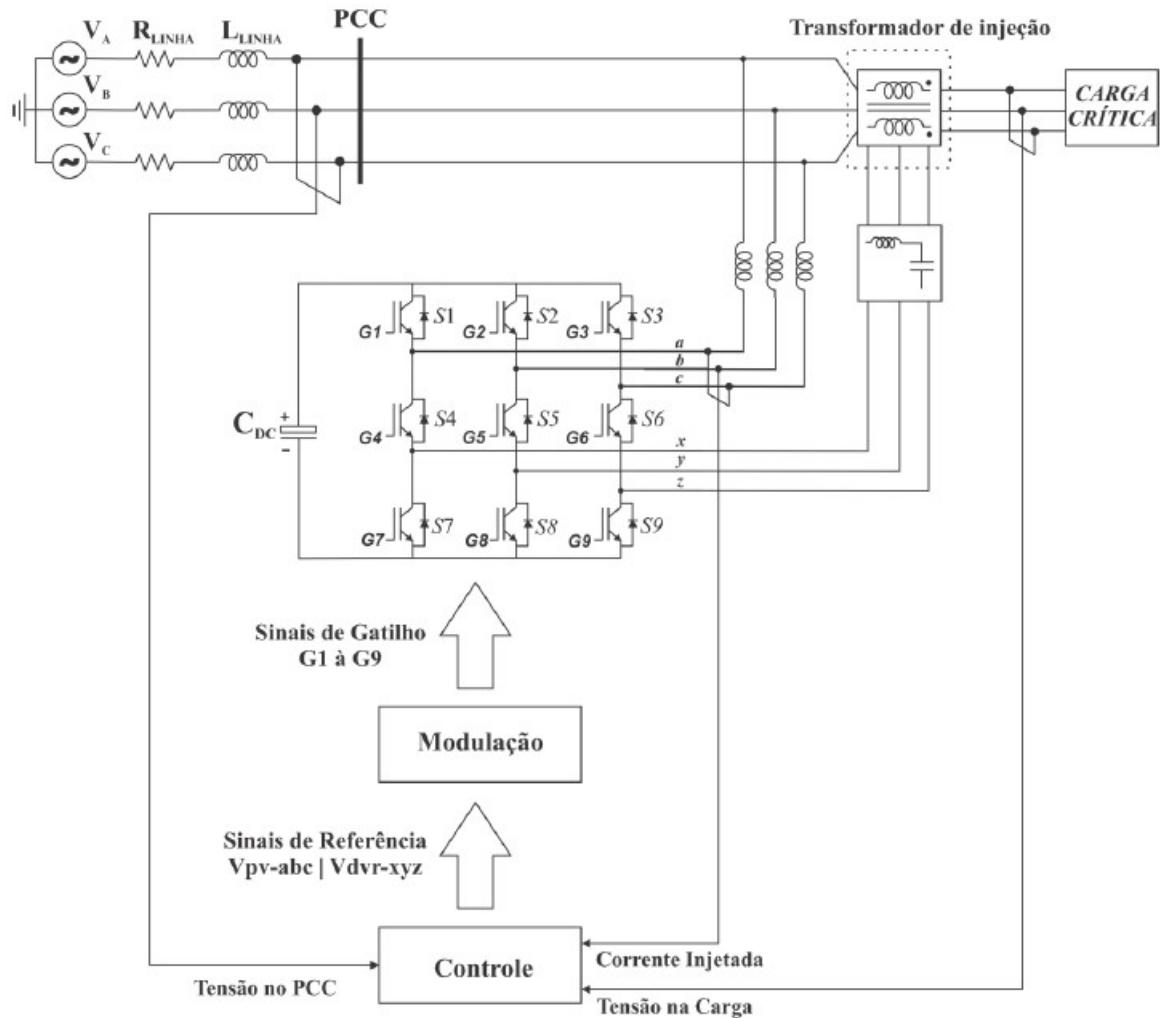
Por fim, os sinais resultantes são convertidos para o sistema estacionário, onde estes resultam nos sinais de referência senoidais utilizados como entrada para o esquema de modulação.

A sincronização entre a tensão do PCC e a tensão injetada pelo DVR é realizada por um PLL, deixando a tensão injetada na rede em fase com a tensão presente no PCC.

Com isso, observa-se na figura 10, o funcionamento completo do sistema integrado, onde os valores de corrente injetada e tensão que chegam na carga, alimentam o controle,

bem como o sinal de tensão no PCC. A partir daí, os sinais de referências V_{pv-abc} e $V_{dvr-xyz}$ são enviados para o subsistema de modulação, onde através dos sinais de gatilhos irão comandar as chaves do NSI, realizando as devidas compensações e correções no sistema integrado.

Figura 10 – Sistema integrado completo.



Fonte: ASSIS, 2021.

Os controles PV-VSI e DVR-VSI, foram frutos do trabalho desenvolvido por (ASSIS, 2021), desta forma não foi necessário realizar nenhuma alteração ou sintonização destes controles, pois os resultados se apresentaram muito consistentes e de acordo com o que se buscava nesta dissertação.

Todo o sistema de controle pode ser observado nos Anexos C e Anexo D, ao final deste trabalho.

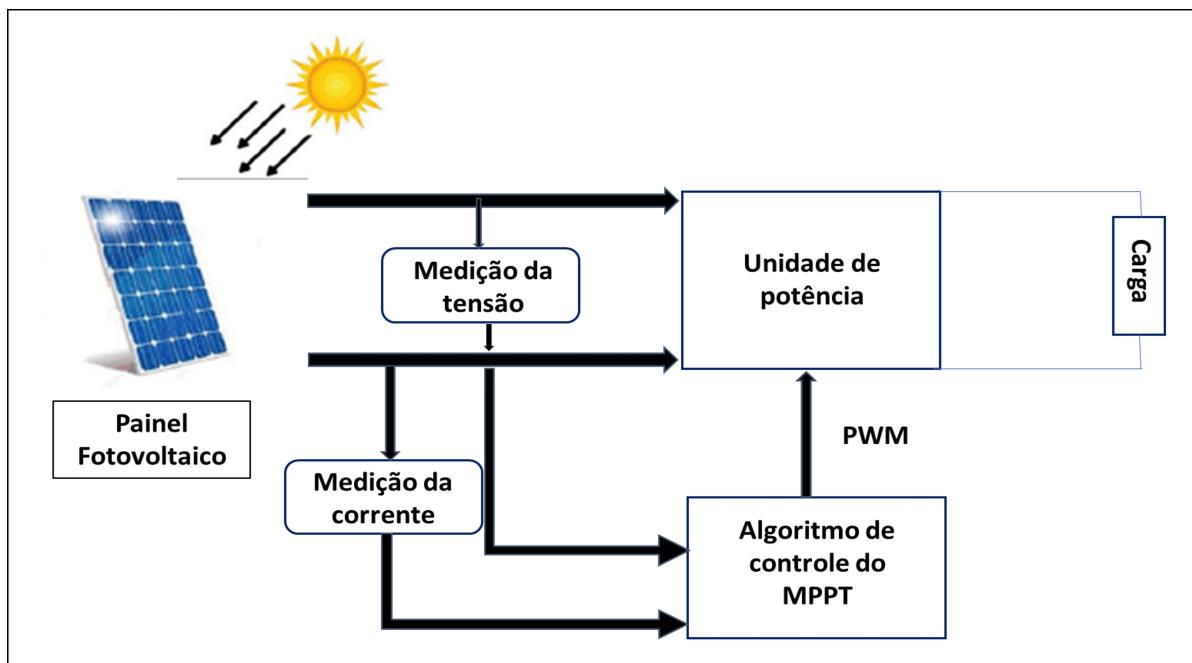
3 MPPT

As diferentes condições climáticas, as oscilações de temperatura e os sombreamentos fazem com que a forma de operação e a potência gerada pelos painéis fotovoltaicos sejam alterados constantemente. Os algoritmos de MPPT, fazem com que o arranjo funcione no seu ponto de potência máxima, independente das condições ambientais (WALKER, 2001).

Os inversores equipados com o MPPT têm a capacidade de aumentar a eficiência do conjunto de módulos, otimizando a produção da planta fotovoltaica. Quando um módulo ou conjunto de módulos reduz a sua geração por algum motivo, seja ele sujidade ou até mesmo sombreamento, os demais MPPTs continuam rastreando o ponto de máxima potência, otimizando a produção de energia pelos painéis (VILLALVA; GAZOLI, 1983).

Nos últimos anos, diversas técnicas de MPPT foram propostas, com o objetivo de extrair a máxima potência dos painéis fotovoltaicos (LIU et al., 2008). Na Figura 11, pode ser vista uma exemplificação do sistema fotovoltaico controlado por um algoritmo MPPT.

Figura 11 – Diagrama do sistema solar controlado por MPPT.



Fonte: Adaptado de BOLLIPO, 2020.

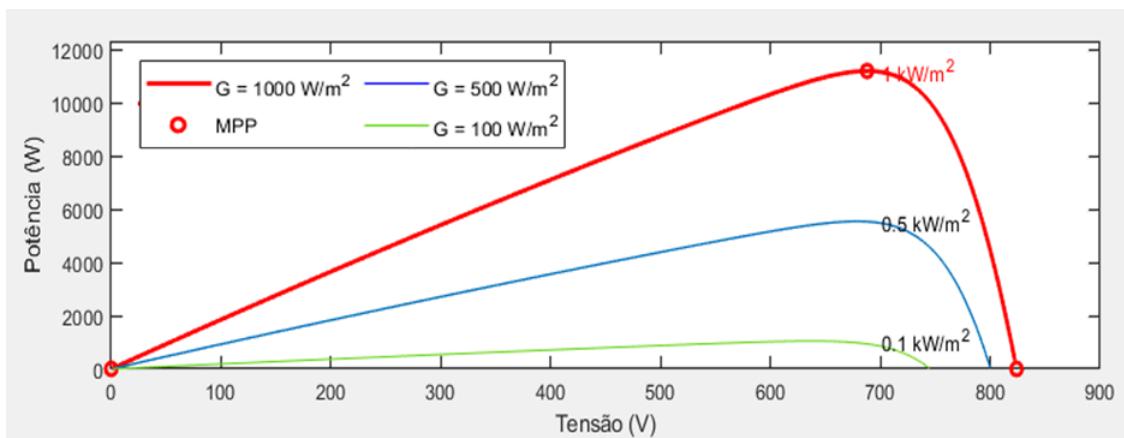
O sombreamento é algo que ocorre a todo momento nos painéis fotovoltaicos, reduzindo sua eficiência. Passagem de nuvens acabem reduzindo a irradiação sobre os painéis, bem como poeiras, sujidades ocasionadas por animais, prédios, entre outros. O sistema montado irá depender da necessidade de cada consumidor e consequentemente a quantidade de painéis irá aumentar ou diminuir. O algoritmo do MPPT pode ser observado no apêndice E e o subsistema contendo o conversor boost, encontra-se no apêndice F.

A irradiação acontece de forma uniforme sobre todas as placas, mantendo a corrente

de saída de todos os painéis iguais. Quando um ou mais módulos recebem um sombreamento, todos os demais módulos, sofrem uma queda na sua geração, limitando a produção de todo o sistema a do painel sombreado (BOLLIPO; MIKKILI; BONTHAGORLA, 2020). É neste cenário que o rastreador do arranjo fotovoltaico altera o ponto de operação, buscando maximizar a energia produzida (FARANDA; LEVA; MAUGERI, 2008).

Durante o dia, a irradiação solar varia bastante, cabendo ao MPPT realizar as devidas mudanças no intuito de otimizar a potência gerada. Na Figura 12, pode-se observar a curva da potência x tensão para quatro diferentes níveis de irradiação aplicada sobre o painel fotovoltaico. Quando a irradiação está em seu máximo, 1000 W/m^2 (curva em vermelho), a potência do painel atinge seu máximo a uma tensão de 700 V . Quando a irradiação é reduzida em 50%, nota-se que a potência também reduz na mesma proporção, mas a tensão continua nos 700 V . O mesmo comportamento pode ser observado na curva verde, quando o painel recebe apenas 100 W/m^2 , a sua potência reduz para 1000 W/m^2 , porém sua tensão se mantém em 700 V .

Figura 12 – Perfil do painel fotovoltaico em relação a três irradiações diferentes.



Fonte: Próprio autor.

Na Tabela 4, abaixo, encontram-se os dados de um painel do arranjo fotovoltaico. O arranjo completo é composto por 32 módulos fotovoltaicos, sendo esses organizados em 2 *strings* contendo 16 módulos cada.

De modo geral, existe um ponto único na curva $V - I$ ou $V - P$, que é justamente o ponto de máxima potência que o MPPT busca (FARANDA; LEVA; MAUGERI, 2008).

Atualmente, podem ser encontrados diversos algoritmos de rastreamento MPPT que variam de acordo com a sua complexidade, tipos de sensores, velocidade de convergência, eficiência, hardware de implementação, entre outros aspectos, tornando difícil a escolha do método, pois cada um apresenta as suas vantagens e desvantagens específicas (PODDER; ROY; POTA, 2019). Por exemplo, os métodos tensão constante (CV) e perturbação e observação (P&O) são os algoritmos mais utilizados, devido a fácil execução e menor necessidade de utilização de sensores (FARANDA; LEVA; MAUGERI, 2008; LIU; WU;

Tabela 4 – Dados do painel fotovoltaico.

Módulo	1Soltech 1STH-350-WH
Máxima potência (W)	349,59
Tensão de circuito aberto V_{oc} (V)	51,5
Tensão no ponto de máxima potência V_{mp} (V)	43
Coeficiente de temperatura	-0,36
Células por módulo (Ncell)	80
Corrente de curto circuito I_{sc} (A)	9,4
Corrente no ponto de máxima potência I_{mp} (A)	8,13
Coeficiente de temperatura	0,09

Fonte: Próprio autor.

CHEUNG, 2004), mas também existem outras técnicas bastante discutidas na literatura.

3.1 MÉTODO DA TENSÃO CONSTANTE (CV)

Trata-se de um método de controle mais simples, onde o seu ponto de operação se mantém bem próximo do ponto de máxima potência do sistema fotovoltaico. Este método parte do pressuposto que as variações de isolamento e temperatura não são relevantes e que a tensão de referência é uma aproximação do valor exato do MPP. Desta forma seu ponto de operação nunca estará de fato no MPP (FARANDA; LEVA; MAUGERI, 2008).

O método CV é bem simples, rápido e de fácil de implementação e requer medir o V_{oc} em intervalos regulares, porém a técnica apresenta uma precisão limitada. A tensão fotovoltaica é controlada e comparada a uma tensão de referência fixa (RV) e que equivale ao V_{mp} (BOLLIPO; MIKKILI; BONTHAGORLA, 2020).

3.2 MÉTODO DE CURTO CIRCUITO (SC)

Na técnica SC, o algoritmo de controle necessita da medição da corrente I_{sc} . Esta corrente é obtida introduzindo um interruptor estático de modo paralelo ao arranjo fotovoltaico, criando um curto-circuito. No momento em que $V_{pv} = 0$, nenhuma energia é gerada pelo painel. Na aplicação deste método, a corrente de operação ideal à corrente de curto-circuito I_{sc} é proporcional a corrente de pico (I_{op}) para potência máxima de saída em diversas várias condições irradiância, como em:

$$I_{mp} = Ki \cdot I_{sc} \quad (3.1)$$

onde, o fator Ki varia entre 0,75 e 0,9 e $I^* = I_{op}$ é o comando de corrente para um conversor de energia controlado por corrente. Geralmente ocorre que a corrente em MPP (I_{mp}) fica na proximidade da corrente de curto-circuito I_{sc} .

O método SC é apropriado para ser aplicado em baixa corrente e alta tensão. Nesta condição apresentada, mostra que esta estratégia é apenas uma aproximação e, consequentemente, não funciona em um MPP definido (BOLLIPO; MIKKILI; BONTHAGORLA, 2020).

3.3 MÉTODO DA TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO (OV)

No modelo OV, o algoritmo de controle necessita de medições de tensão de circuito aberto V_{ov} . É baseada na observação de que a tensão no MPP, está próxima de um percentual fixo da tensão de V_{ov} . Similar ao modelo SC, neste modelo se faz necessário inserir um interruptor estático no sistema, com a única diferença de que nesse caso o interruptor será conectado em série com o arranjo (FARANDA; LEVA; MAUGERI, 2008). A tensão V_{oc} é um parâmetro considerado *offline* e sua relação com o V_{mpp} é dada por:

$$V_{mpp} = Kv \cdot V_{ov} \quad (3.2)$$

O valor estimado para Kv , pode ser encontrado em algum lugar na faixa de 0,7–0,8, além de poder ser conhecido, analisando a ficha de dados do fabricante (BOLLIPO; MIKKILI; BONTHAGORLA, 2020). O método utiliza cerca de 76% de V_{ov} como valor da tensão de operação V_{op} um valor bem próximo de V_{mpp} . O MPP sofre uma alteração de aproximadamente 2%, devido aos níveis de isolamento do painel, as dispersões ocasionadas durante a geração, temperatura de operação dos módulos (FARANDA; LEVA; MAUGERI, 2008).

3.4 MÉTODO P&O

Esta técnica é também conhecida como método de perturbação e utiliza o método de tentativa e erro enquanto realiza a busca e o acompanhamento do MPP. É uma das técnicas mais utilizadas na literatura (FARANDA; LEVA; MAUGERI, 2008).

No modelo P&O os algoritmos geram distúrbios periódicos na tensão do terminal da matriz e a compara com a potência de saída PV (*Photovoltaic*) com a do ciclo de perturbação aplicada anteriormente. Em seguida, a tensão é atualizada (à esquerda ou à direita da curva P-V) para então rastrear o MPP (FARANDA; LEVA; MAUGERI, 2008), ou seja, o controlador irá aumentar, em uma pequena quantidade, a referência para a potência de saída do inversor e depois irá realizar a leitura da potência de saída real. Caso o MPPT detecte que esta potência de saída aumentou, ele aumentará novamente a referência da potência de saída da inversor até que ela comece a diminuir (LIU; WU; CHEUNG, 2004).

No modelo de P&O otimizado o ponto de operação do sistema é ajustado de forma dinâmica a partir de uma média de n amostras de potência coletadas. Por exemplo, na

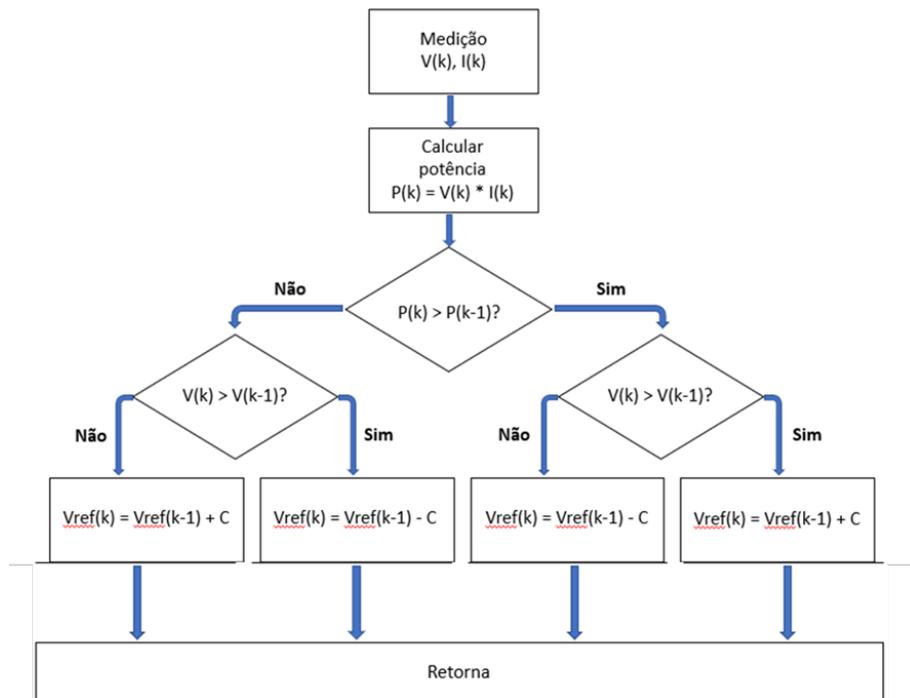
técnica dos três pontos utiliza-se três pontos da curva P-V e faz-se uma comparação da potência de saída do arranjo para determinar a direção da perturbação do sistema.

Periodicamente, a tensão do terminal é perturbada e a potência de saída do PV é comparada com a do ciclo de perturbação anterior. Caso a tensão de operação do painel fotovoltaico mude, a potência aumenta ($(dP/dV_{PV}) > 0$), movendo o ponto de operação do PV nessa direção e caso contrário, o ponto de operação se move na direção oposta (FARANDA; LEVA; MAUGERI, 2008). Quando as variações de potência em relação às variações de tensão forem nulas ($dP/dV = 0$), significa que o MPP foi alcançado (PODDER; ROY; POTA, 2019).

Neste método, quando o MPP é atingido a potência de saída oscila em torno do máximo e, consequentemente, gera uma perda de potência no sistema (FARANDA; LEVA; MAUGERI, 2008).

No método P&O o algoritmo trabalha de acordo com o fluxograma da Figura 13, onde são realizadas medições da tensão e da corrente atuais que são, respectivamente $V(k)$ e $I(k)$. Em seguida, com os valores medidos calcula-se a potência atual, $P(k)$ e a compara com a potência anterior $P(k-1)$. Se a potência aumentar se mantém a mudança de tensão na mesma direção da mudança anterior, caso ocorra o contrário, a tensão é alterada na direção oposta à anterior (LIU; WU; CHEUNG, 2004).

Figura 13 – Fluxograma do MPPT P&O.



Fonte: Próprio autor.

Este trabalho foi desenvolvido com base no algoritmo P&O, que além de ser um dos MPPTs mais citados e conhecidos na literatura, apresenta uma alta confiabilidade e

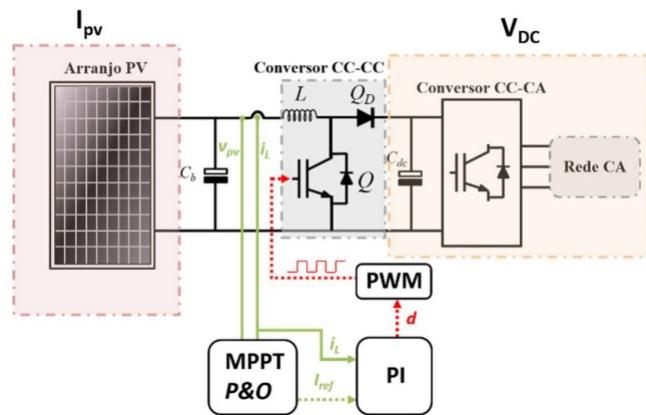
simplicidade na sua aplicação (AHMED; SALAM, 2015).

No anexo E, é possível observar todo o código do MPPT P&O estudado neste trabalho.

3.5 MPPT COM O CONVERSOR BOOST

O conversor do tipo boost é bastante estudado na literatura, pois apresenta uma baixa complexidade e simplicidade construtiva. É um conversor elevador de tensão, fornecendo em sua saída uma tensão controlada maior ou igual a de entrada. Esses valores de tensão são atingidos variando-se o ciclo de trabalho do elemento comutador (MOISÉS, 2020).

Figura 14 – MPPT com o conversor boost.



Fonte: Adaptado de MOISÉS, 2020.

Na Figura 14, pode-se observar um modelo do arranjo fotovoltaico com seu MPPT e o conversor boost. No apêndice F, poderá ser observado uma imagem da plataforma no simulink/MATLAB® e que foi validada no simulador de tempo real OP5700, que será explicada com mais detalhes no próximo capítulo.

4 SIMULAÇÃO EM TEMPO REAL

O simulador digital em tempo real (DRTS) auxilia os projetistas na concepção de projetos mostrando o comportamento de um sistema ou até mesmo detectando falhas em dispositivos que estejam ainda em sua etapa preliminar de desenvolvimento. Estes simuladores fornecem respostas comportamentais exatas quando comparado ao sistema real. Esses simuladores são projetados para solucionar cálculos e equações matemáticas em um passo de tempo fixo, onde cada função é resolvida sequencialmente. Para alcançar a precisão, esses simuladores precisam executar os modelos um passo de tempo por vez, sincronizados com o relógio do mundo real.

Vale ressaltar que o período de execução do sistema deve ser corretamente calculado, pois se o seu tempo de execução em tempo real seja menor ou maior do que o passo de tempo da simulação, pode ocorrer gerar um cenário conhecido como simulação *offline*. Entretanto, se todas as operações não forem concluídas dentro do intervalo de tempo fixado, ocorre uma situação conhecida como *overrun* e a simulação é considerada inadequada.

4.1 TIPOS DE SIMULAÇÃO

Em uma simulação de tempo discreto, o tempo se move em etapas de igual duração e é conhecido como modelagem de passo fixo (DOMMEL, 1969). Vale a pena notar que existem outros métodos de solução que usam etapas de tempo variável. Esses métodos são usados para resolver sistemas dinâmicos de alta frequência e não lineares. (SANCHEZ-GASCA et al., 1995).

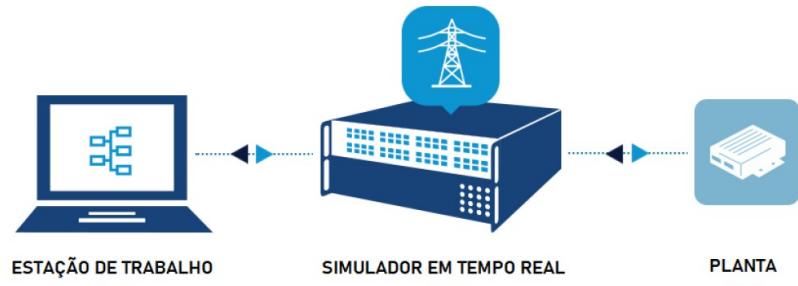
Em uma simulação em tempo real, a precisão dos cálculos, além de depender de uma boa representação da dinâmica do sistema, depende também do tempo utilizado para produzir os resultados. O tempo necessário para calcular todas as operações do sistema deve ser menor do que o passo de tempo definido. Se a simulação for concluída antes do passo determinado, o tempo que precede o próximo passo de cálculo é perdido. Caso as operações não sejam concluídas dentro do intervalo pré-estabelecido, a simulação gera um erro conhecido como *overrun*. Para uma modelagem em tempo real bem sucedida, é necessário que todas as operações sejam concluídas dentro do passo de tempo fixo pré-determinado, ou seja, sem a presença de *overruns*.

Existem quatro tipos principais de simulação em tempo real, a HIL (conhecida como *Hardware in-the-Loop*), PHIL (*Power Hardware-in-the-Loop*), RCP (*Rapid Control Prototyping*) e a SIL (*Software-in-the-Loop*), que foi a metodologia utilizada neste trabalho.

4.1.1 *Hardware in-the-Loop* (HIL)

Neste modelo de simulação, os teste são realizados em um simulador de tempo real contendo entradas e saídas responsáveis por realizar a interface do simulador com outros equipamentos (OPAL-RT Technologies, 2022a). Na Figura 15, pode-se observar a topologia deste tipo de simulação:

Figura 15 – Topologia de simulação HIL.

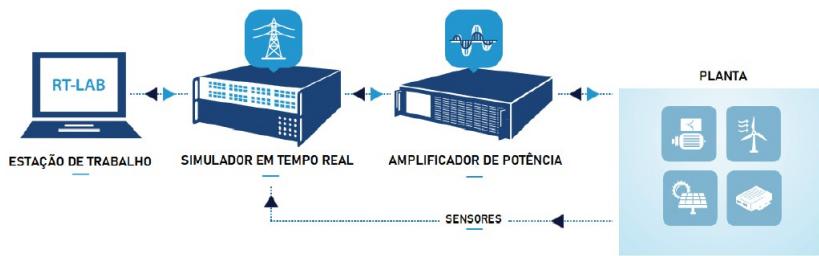


Fonte: adaptada de (OPAL-RT Technologies, 2022a).

4.1.2 *Power Hardware-in-the-Loop* (PHIL)

Na topologia do tipo PHIL, o simulador troca os sinais de baixa tensão e a energia necessária pelos dispositivos submetidos ao teste. Para que isto ocorra, são instalados amplificadores de potência entre o simulador e os dispositivos (OPAL-RT Technologies, 2022b). Esta topologia pode ser vista na Figura 16.

Figura 16 – Topologia de simulação PHIL.



Fonte: adaptada de (OPAL-RT Technologies, 2022b).

4.1.3 *Rapid Control Prototyping (RCP)*

Este tipo de modelo é bastante aplicado em pesquisa e desenvolvimento, onde os modelos criados na plataforma Simulink/MATLAB®, por exemplo, são carregados em um simulador em tempo real. Porém antes de serem utilizados em alguma aplicação, suas funcionalidades são testadas em um ambiente representativo. O mais interessante desta topologia é que ela pode ser utilizada desde o início, sem a necessidade de integrações

físicas complexas (OPAL-RT Technologies, 2022c). Na Figura 17 é ilustrada esse tipo de simulação.

Figura 17 – Topologia de simulação RCP.



Fonte: adaptada de (OPAL-RT Technologies, 2022c).

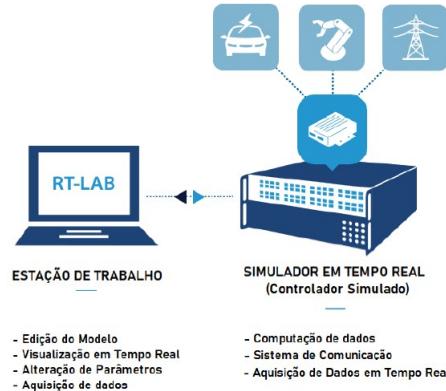
Este método de simulação é utilizado geralmente para implementação de controladores.

4.1.4 Software-in-the-Loop (SIL).

Esta topologia é utilizado no processo de desenvolvimento de *software*. No modelo SIL, o usuário pode realizar a integração entre o código fonte criado e um modelo da planta ao qual ele será embarcado.

Sua maior vantagem é a detecção de erros no sistema antes de iniciar a prototipagem do *hardware* (OPAL-RT Technologies, 2022d). Sua topologia pode ser observada na Figura 18.

Figura 18 – Topologia de simulação SIL.



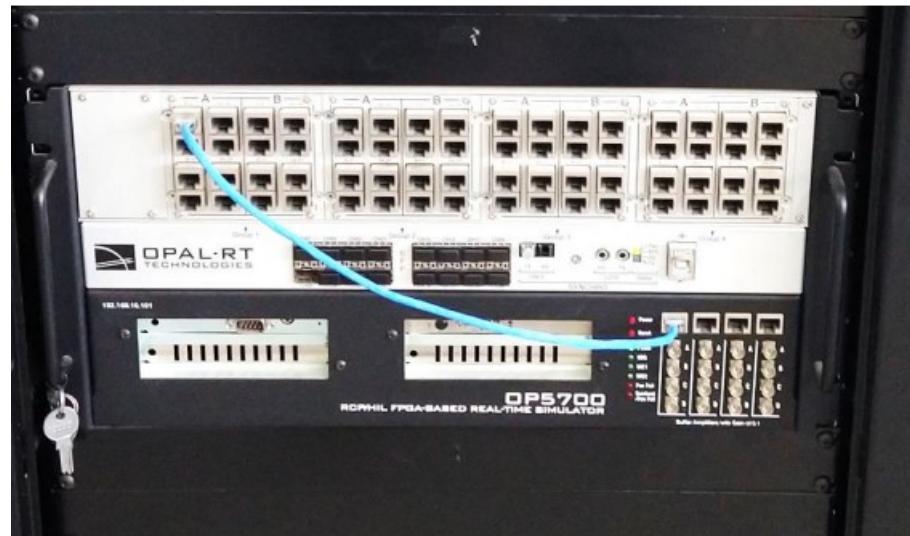
Fonte: adaptada de (OPAL-RT Technologies, 2022d).

4.2 SIMULADOR EM TEMPO REAL OP5700

O trabalho foi inteiramente projetado no *Software* Simulink/MATLAB® e posteriormente importado para o simulador OPAL, modelo OP5700. Este simulador de tempo

real conta com um FPGA (Field Programmable Gate Array) reconfigurável, um sistema para condicionamento de até 256 entradas/saídas e 16 portas SFP (Small Form Pluggable) de fibra ótica. Um simulador da marca OPAL-RT Technologies® de modelo OP5700, pode ser encontrado nas instalações do LOSE - Laboratório de Otimização de Sistemas de Energia da UFPB. Este simulador foi utilizado para validar o sistema PV-DVR discutido ao longo do texto. Na figura 19, pode ser observado uma foto do simulador modelo 5700 da OPAL-RT Technologies®.

Figura 19 – Foto do simulador em tempo real OP5700.



Fonte: ASSIS, 2021.

Na Tabela 5 estão mostrados os principais recursos do OP5700.

Tabela 5 – Recursos do OP5700.

Item	Quantidade	Descrição
Sistema Operacional	1	Em tempo real baseado em Linux
CPU	2	Intel Xeon E5-2667 @3.2 GHz – 8 núcleos
Placa Mãe	1	X10DRL-I-O
Total de Núcleos	16	—
Memória	4	8 GB

Fonte: Próprio autor.

4.3 MODELO DE SIMULAÇÃO EM TEMPO REAL

Para executar a simulação em tempo real com o OP5700, o *software* RT-LAB (também da OPAL-RT Technologies®) deve estar disponível na estação de trabalho à qual o simulador está conectado. Este *software* tem a função de compilar o modelo criado pelo usuário e carregá-lo no simulador. Neste trabalho, todos os modelos criados foram

projetados no ambiente Simulink/MATLAB®. Isso é uma vantagem sabendo que o RT-LAB tem a funcionalidade de importar modelos edificados no Simulink, bastando fazer as adaptações necessários (ASSIS, 2021).

Neste trabalho foi utilizada a metodologia de construção de modelos em ambiente Simulink/MATLAB®, representando todas as funcionalidades da plataforma, seguido da compilação dos modelos na estação de trabalho e carregados no OP5700 que executa toda a simulação.

5 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

Para realização das simulações e obtenção dos resultados foram definidos alguns parâmetros para utilização no Simulink e em tempo real. Toda a plataforma utilizada para realização das simulações poderá ser observada nos apêndices A, B, C, D e F. Na Tabela 6 são mostrados esses parâmetros:

Tabela 6 – Parâmetros de simulação.

Parâmetro	Valor
Tensão de linha da rede	415 V(rms)
Amplitude da tensão de fase da rede	338,85 V
Frequência da rede	50 Hz
Impedância da rede	$0,5 + j0,005 \Omega$
Potência nominal da carga	10 kVA
Fator de potência nominal da carga	0,8 em atraso
Indutância dos filtros	5 mH
Capacitância dos filtros	50 μF
Transformador série	10 kVA/1 : 1
Tensão do barramento c.c.	700 V
Capacitância do barramento c.c.	3000 μF
Frequência da portadora	20 kHz
Constante proporcional - PV	32
Constante integral - PV	100
Constante proporcional - DVR	2
Constante integral - DVR	100
<i>Solver</i>	Ode3 (Bogacki-Shampine)
Passo fixo	35 μs

Fonte: ASSIS, 2021.

Todos os parâmetros apresentados na tabela 6 nestas simulações foram extraídos dos trabalho do (ASSIS, 2021).

5.1 RESULTADOS OBTIDOS - SIMULINK/MATLAB®

Nesta seção, serão apresentados os resultados obtidos no ambiente de simulação do *software* Simulink/MATLAB®, em uma plataforma que foi criada para realização deste projeto. Todas as simulações desenvolvidas consideram o sistema PV-DVR para um inversor de nove chaves. Os esquemas de operação da planta foram apresentados no capítulo 2. Nas simulações foram realizados os acompanhamentos e análises de alguns parâmetros essenciais para o bom desempenho do arranjo estudado. Entre esses parâmetros estão, as tensões no PCC, as tensões na carga, correntes da rede, tensões injetadas e as correntes injetadas no sistema. Abaixo pode-se observar os resultados dos três modos de

operação, onde apenas no modo normal foi realizado uma simulação extra considerando a variação da irradiação, com a intenção de testar de fato a eficiência do MPPT.

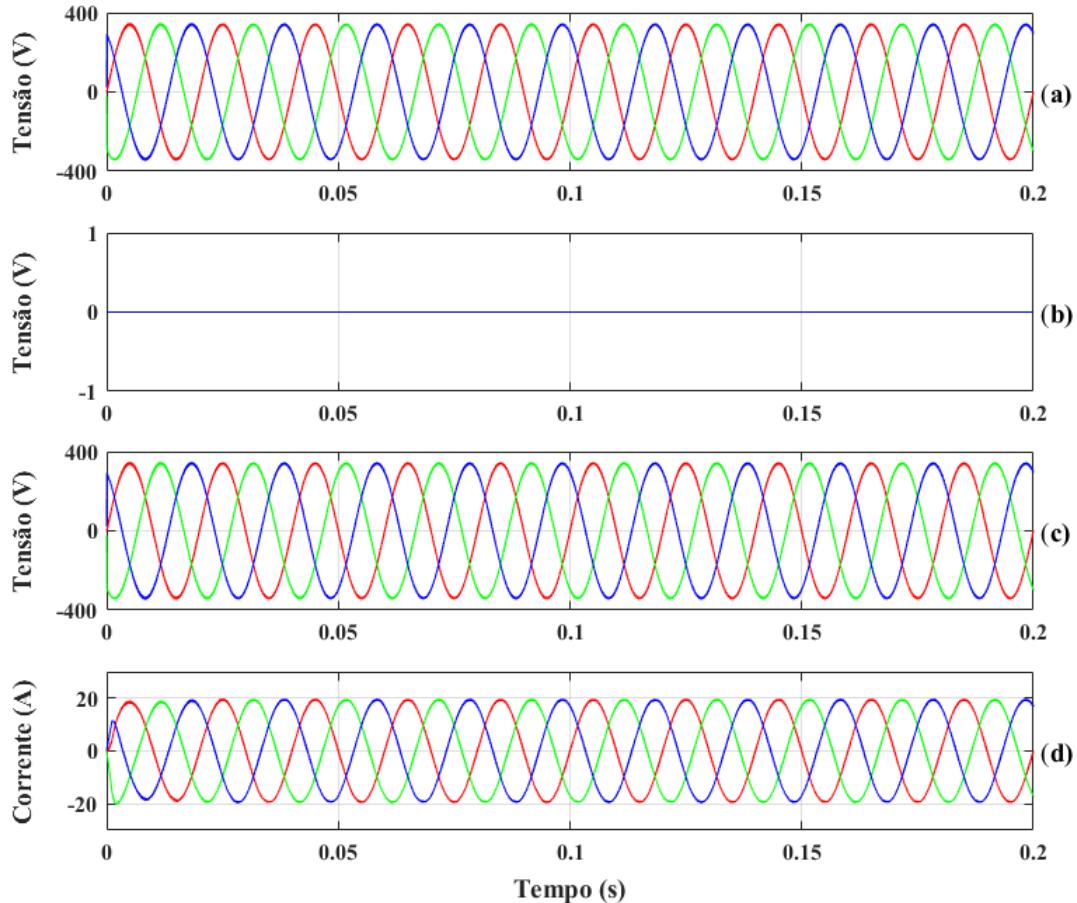
5.1.1 MODO NORMAL (MODO 1)

Neste modo de operação, o sistema segue seu funcionamento normal, sem perturbações na rede. Aqui não estão sendo consideradas faltas ou afundamentos de tensão. Toda a geração da planta é direcionada para a carga sem a necessidade de correções. O estudo deste modo de operação foi dividido em duas partes. Na primeira, foi considerada uma irradiação constante de 1000 W/m^2 , durante toda a simulação. Na segunda etapa a irradiação foi modificada em 75% e em 50% dos 1000 W/m^2 , respectivamente, no intuito de verificar o funcionamento do MPPT e suas correções de potência.

5.1.1.1 Sem variação na irradiação

Na simulação do modo normal sem variação da irradiação, a rede está em suas condições de operação nominal, porém com uma irradiação fixada em 1000 W/m^2 . Aqui o PV injeta toda a potência produzida na geração, mantendo o sistema em funcionamento. Nesta simulação a fase da corrente injetada está em sincronia com a tensão da rede, como pode ser visto nos resultados apresentados na Figura 20. No modo normal, observa-se na Figura 20 (a), que a tensão de pico por fase está próximo aos 380 V e que não há injeção de tensão pelo DVR, conforme pode ser visto na Figura 20 (b), onde o DVR-VSI segue desligado, ou seja, sem injeção de tensão no sistema e a carga recebe apenas a tensão fornecida pela rede. No gráfico 20 (c), observa-se que toda a tensão injetada pela rede chega até a carga com uma corrente de pico de 20 A , conforme pode ser visto na imagem 20 (d).

Figura 20 – Simulação do modo de operação 1, sem variação da irradiância:
 (a) Tensão no PCC; (b) Tensão injetada; (c) Tensão na carga e (d) Corrente injetada.

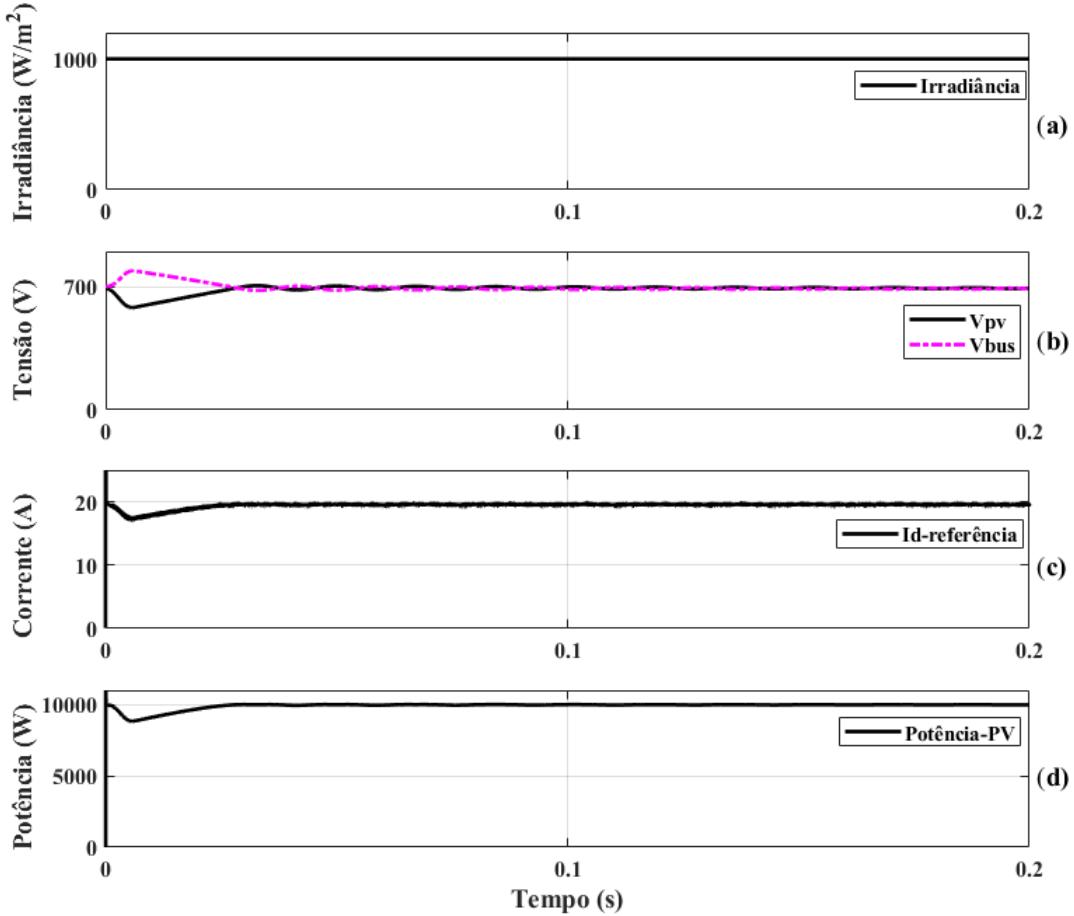


Fonte: Próprio autor

Um ponto importante para analisar nesses sinais é o fato da corrente está em fase com a tensão, pois no sistema de controle a componente I_q é igual a zero ($I_q = 0$).

Já na Figura 21 (a), é possível observar que a irradiância recebida pelo painel fotovoltaico foi constante com um valor de 1000 W/m^2 e que após um pequeno transitório, a tensão do PV permanece em 700 V , com uma amplitude de 20 A , Figuras 21 (b) e (c). A planta foi projetada para operar com uma potência de 10.000 W , conforme pode ser observado na Figura 21 (d).

Figura 21 – Simulação do modo de operação 1, sem variação da irradiância:
 (a) Irradiância; (b) Tensão do PV; (c) Corrente de referência e (d) Potência do PV.

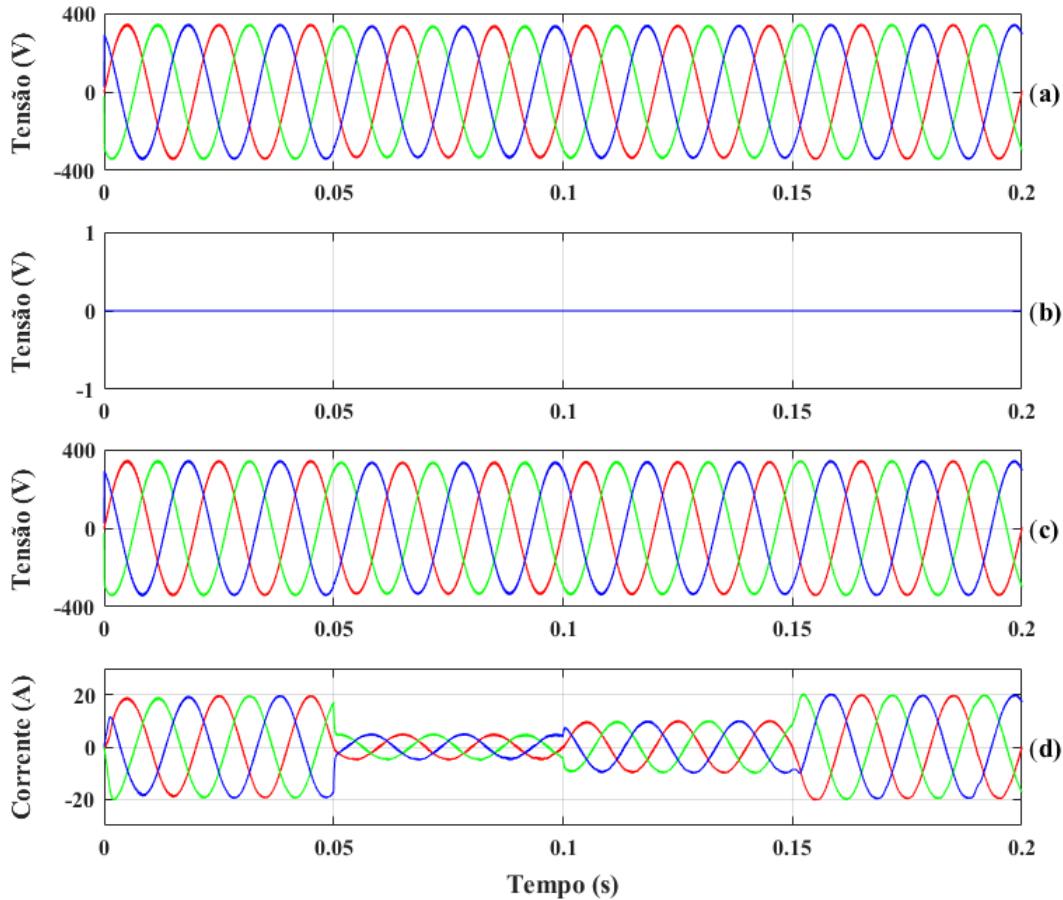


Fonte: Próprio autor.

5.1.1.2 Com variação na irradiância

No modo de operação normal com variação da irradiância, pode-se observar na Figura 22 (a), que a tensão do PCC continua constante, enquanto a irradiância é alterada entre os instantes 0, 05 s, 0, 1 s e 0, 15 s, para 250 W, 500 W e 750 W, respectivamente. Pode ser visto também que não há injeção de tensão pelo DVR e a carga permanece recebendo a mesma tensão do PCC (Figuras 22 (b) e (c)), respectivamente. No entanto, a amplitude sofre uma redução proporcional a irradiância, conforme pode ser visto na Figura 22 (d) e Figura 23 (a).

Figura 22 – Simulação do modo de operação 1, com variação da irradiância:
 (a) Tensão no PCC; (b) Tensão injetada; (c) Tensão na carga e (d) Corrente injetada.

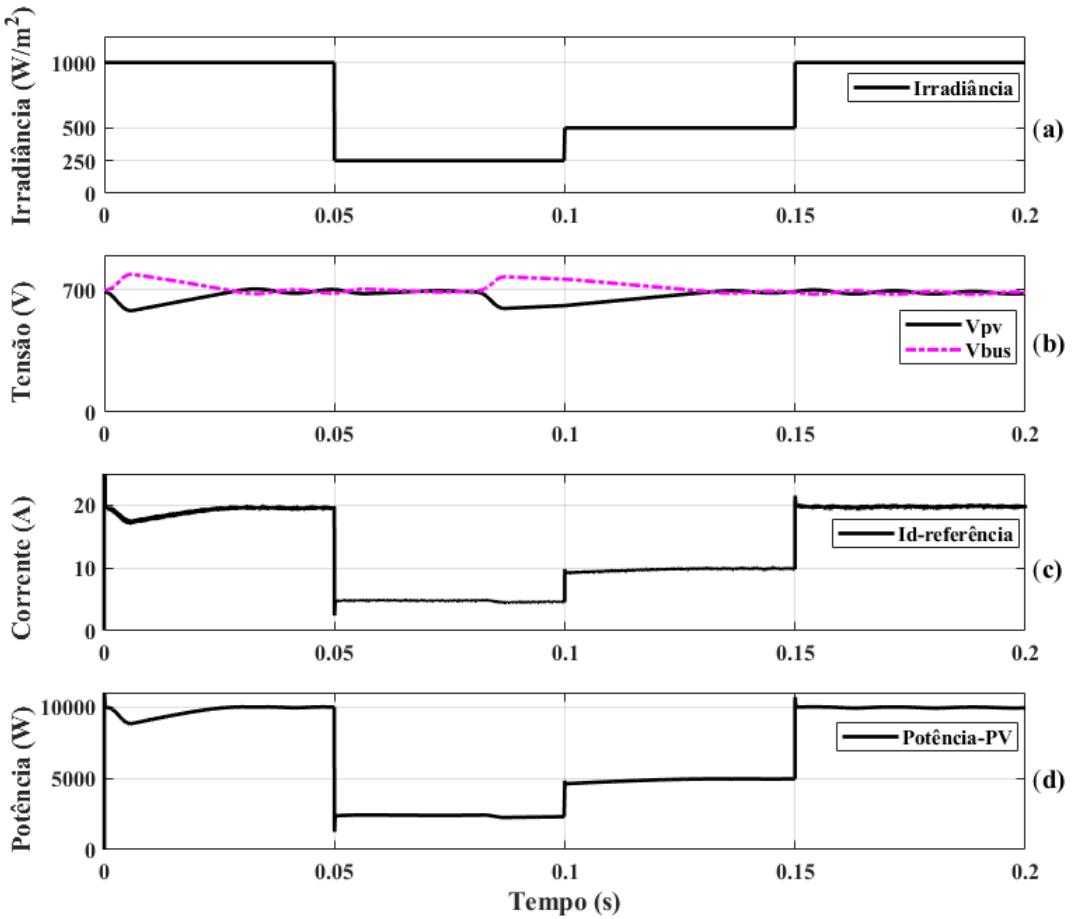


Fonte: Próprio autor.

No intervalo de tempo entre os instantes 0, 05 e 0, 1 s ao reduzir a irradiância de $1000 W/m^2$ para $250 W/m^2$, nota-se que a corrente e a potência diminuem proporcionalmente de $20 A$, $10.000 W$ para $5 A$, $2.500 W$, respectivamente, Figuras 23 (a), (b) e (c) . Já no intervalo seguinte, entre os instantes 0, 1 s e 0, 15 s, a irradiância foi reduzida em 50%, reduzindo também a corrente e a potência pela metade, saindo de $20 A$, $10.000 W$ para $10 A$, $5.000 W$, respectivamente, devido a atuação eficiente tanto do controlador quanto do MPPT.

Figura 23 – Simulação do modo de operação 1, com variação da irradiância:

(a) Irradiância; (b) Tensão do PV; (c) Corrente de referência e (d) Potência do PV.



Fonte: Próprio autor.

Nota-se que mesmo com a redução da irradiância no modelo, o sistema de controle atua e busca o tempo todo manter a tensão de trabalho em 700V. Na elaboração da simulação há uma opção para inserir a tensão inicial do capacitor do barramento em zero e neste ponto daria para observar a tensão do V_{PV} operando próximo a tensão do V_{BUS} , porém optou-se por inserir um valor de capacitância um pouco acima, na intenção de evidenciar uma resposta mais rápida do controle.

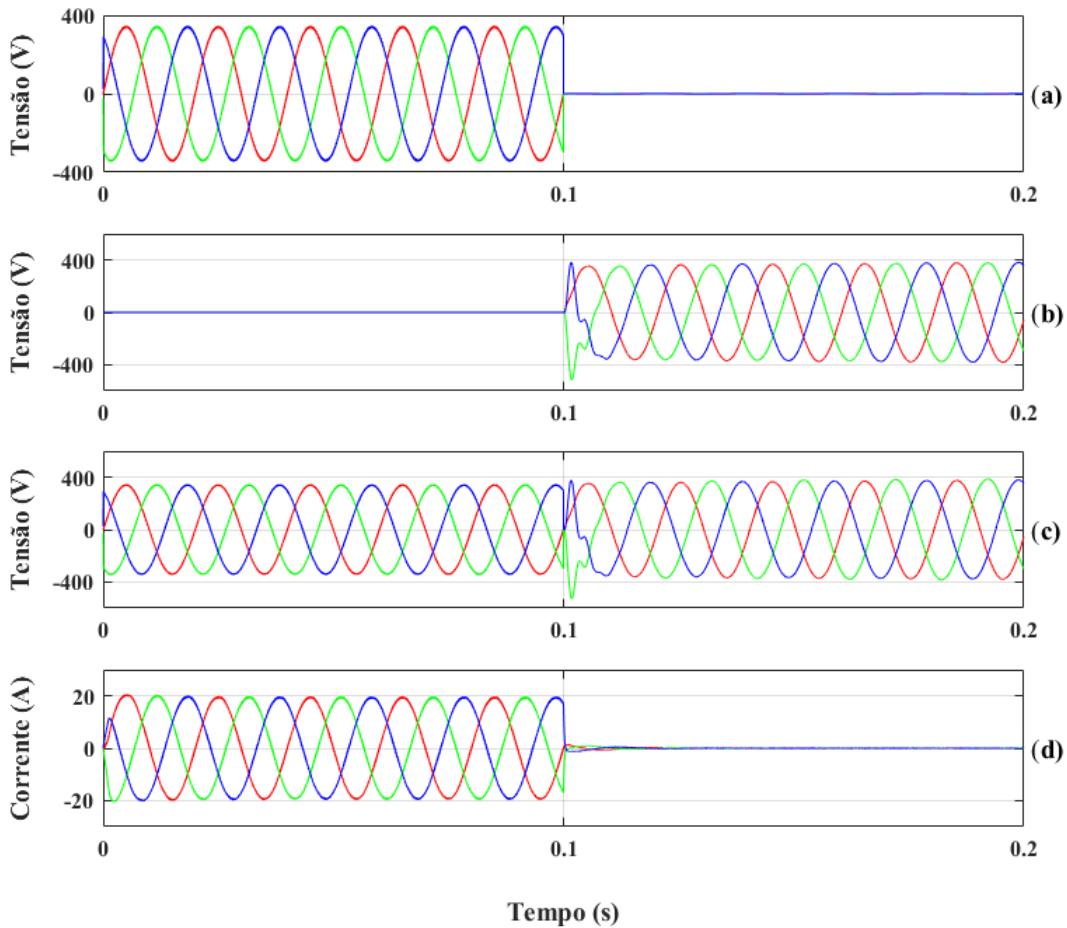
5.1.2 MODO FALTA (MODO 2)

Neste modo, a rede interrompe o fornecimento de energia para a carga, por algum problema externo. Quando ocorre a falta, o DVR direciona toda a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico para a carga, garantindo a continuidade do fornecimento. Isto é possível em sistemas isolados, onde a planta fotovoltaica está sendo alimentada por baterias, pois no sistema *on-grid*, quando a rede cessa o fornecimento, automaticamente os inversores desligam, por segurança. Este modo é conhecido como anti-ilhamento.

Nesta simulação, a falta simétrica foi projetada para ocorrer no instante $0,1\text{ s}$. Na Figura 24 pode ser observado que diferentemente do modo normal, o sistema responde rapidamente a falta ocasionada na rede, fazendo com que o DVR atue reestabelecendo a tensão nominal da carga.

Figura 24 – Simulação do modo de operação 2:

(a) Tensão no PCC; (b) Tensão injetada; (c) Tensão na carga e (d) Corrente injetada.



Fonte: Próprio autor.

Ainda na figura 24, pode-se observar também que durante o modo falta, o sistema funciona normalmente até o instante $0,1\text{ s}$, quando de fato ocorre a interrupção no fornecimento de energia. Observa-se ainda, que a tensão na carga se manteve praticamente constante após o evento, levando cerca de apenas 1 ciclo para reestabelecer a sua tensão nominal. Um ponto importante para ressaltar neste modo de operação é que no momento em que a falta ocorre, a planta PV cessa a injeção de potência na rede e apenas o DVR faz a alimentação da carga, por este motivo no modo falta não há influência do MPPT.

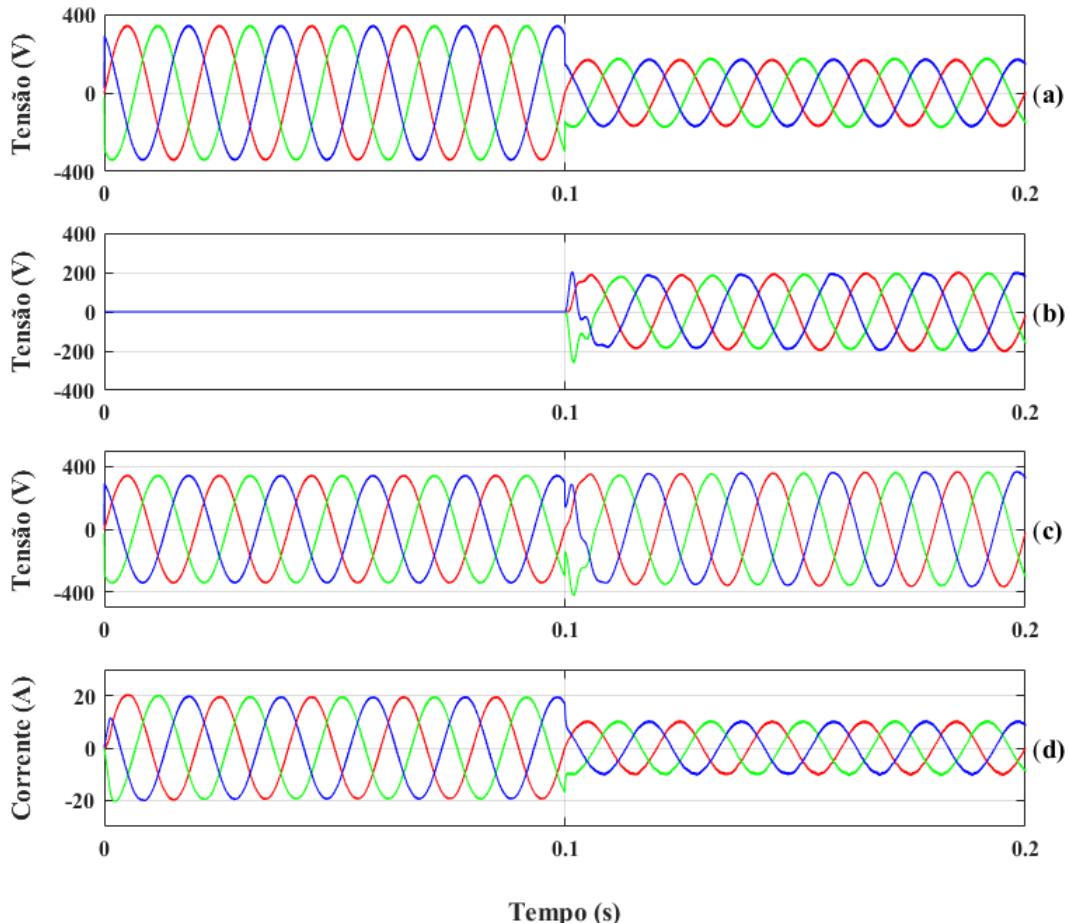
5.1.3 MODO AFUNDAMENTO (MODO 3)

No modo afundamento, foi programado uma redução de 50% na magnitude das tensões a, b e c, gerando um afundamento simétrico na rede. O evento ocorre no instante 0,1 s.

Logo ao detectar o evento, o sistema começa a injetar tensões proporcionais em cada fase após o afundamento. Durante esta operação, as nove chaves do inversor operam no regime PWM. Logo após o afundamento de tensão, o sistema de controle reduziu a magnitude da injeção de corrente na rede. A Figura 25, mostra o resultado da simulação do modo de operação afundamento simétrico, com uma redução de 50% na magnitude de cada fase.

Figura 25 – Simulação do modo de operação 3:

(a) Tensão no PCC; (b) Tensão injetada; (c) Tensão na carga e (d) Corrente injetada.



Fonte: Próprio autor.

A energia utilizada pelo DVR vem do painel fotovoltaico, que divide a potência gerada entre a injeção na rede e o restaurador.

Neste instante, pode-se observar que a tensão no PCC e a corrente injetada caem

pela metade, conforme Figuras 25(a) e 25 (d) sendo compensada pelo restaurador dinâmico, Figura 25 (b).

5.2 RESULTADOS OBTIDOS - SIMULADOR EM TEMPO REAL - OP5700

A partir desta seção serão mostrados os resultados obtidos no simulador OPAL5700. Os resultados apresentados na seção anterior serão replicados aqui com a utilização de simulações em tempo real.

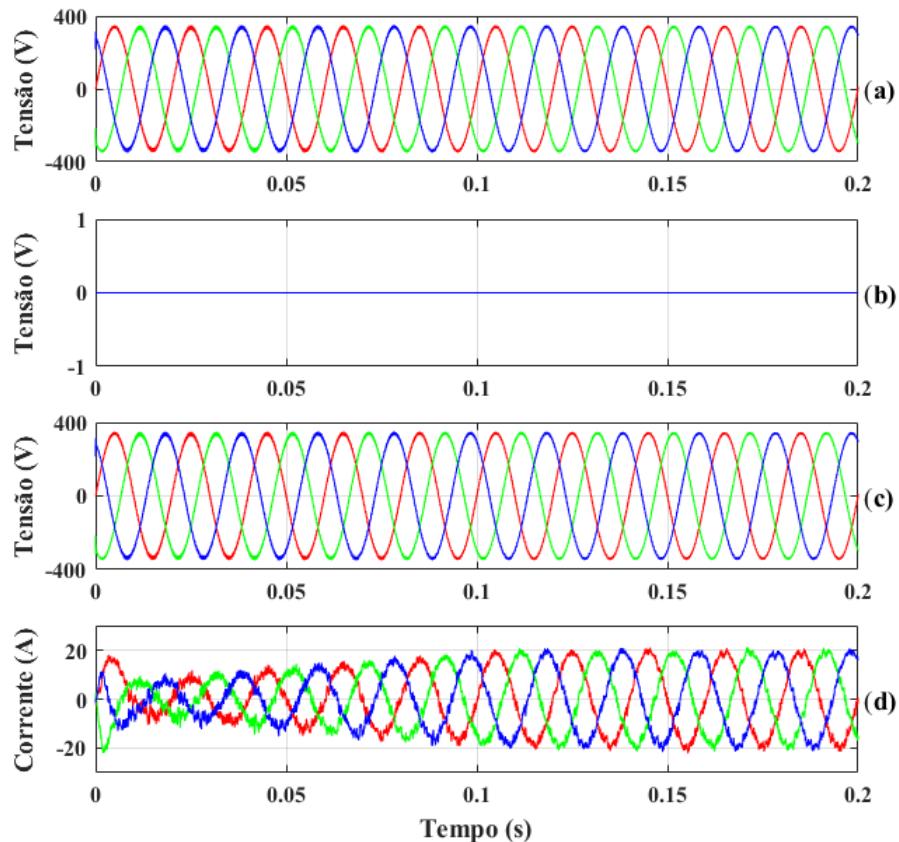
5.2.1 MODO NORMAL (MODO 1)

5.2.1.1 Sem variação na irradiância

O resultado obtido no simulador OPAL para o modo normal sem variação da irradiância pode ser visto na Figura 26. Nota-se que a corrente injetada na rede apresentou um tempo de acomodação de 90 ms e ao atingir o regime permanente sua amplitude foi de 20 A. Como já era esperado, toda a geração da planta foi direcionada para a carga e não houve injeção de tensão pelo restaurado de tensão.

Figura 26 – Simulação do modo de operação 1, sem variação na irradiância:

(a) Tensão no PCC; (b) Tensão injetada; (c) Tensão na carga e (d) Corrente injetada.

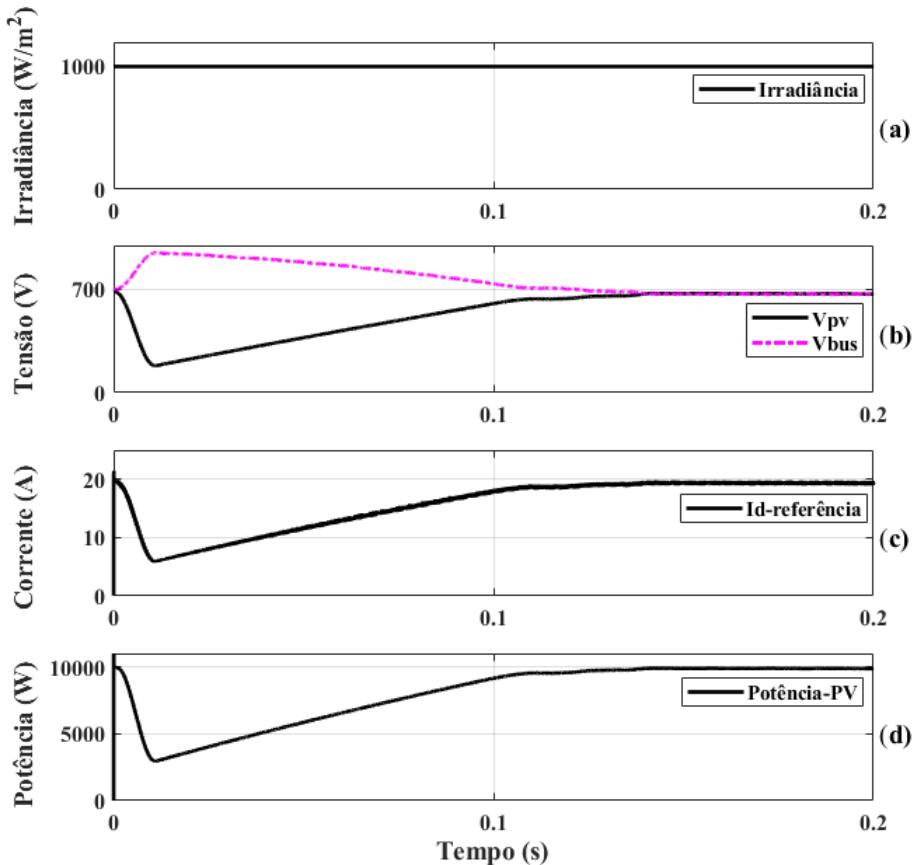


Fonte: Próprio autor.

A Figura 27 (a), mostra que a irradiação permaneceu constante durante todo o tempo da simulação. A corrente injetada no sistema apresentou um tempo de acomodação de 0,1 segundos.

Figura 27 – Simulação do modo de operação 1, sem variação na irradiação:

(a) Irradiância; (b) Tensão do PV; (c) Corrente de referência e (d) Potência do PV.



Fonte: Próprio autor.

Nas Figuras 27 (b), (c) e (d), percebe-se que a tensão, corrente e potência só atingiram seus valores de regime permanente próximo a 100 ms. Ainda na Figura 27 constata-se o mesmo efeito do sistema de controle ocasionado pelo capacitor do barramento, que durante a sua elaboração optou-se por inserir um valor de capacitância um pouco acima.

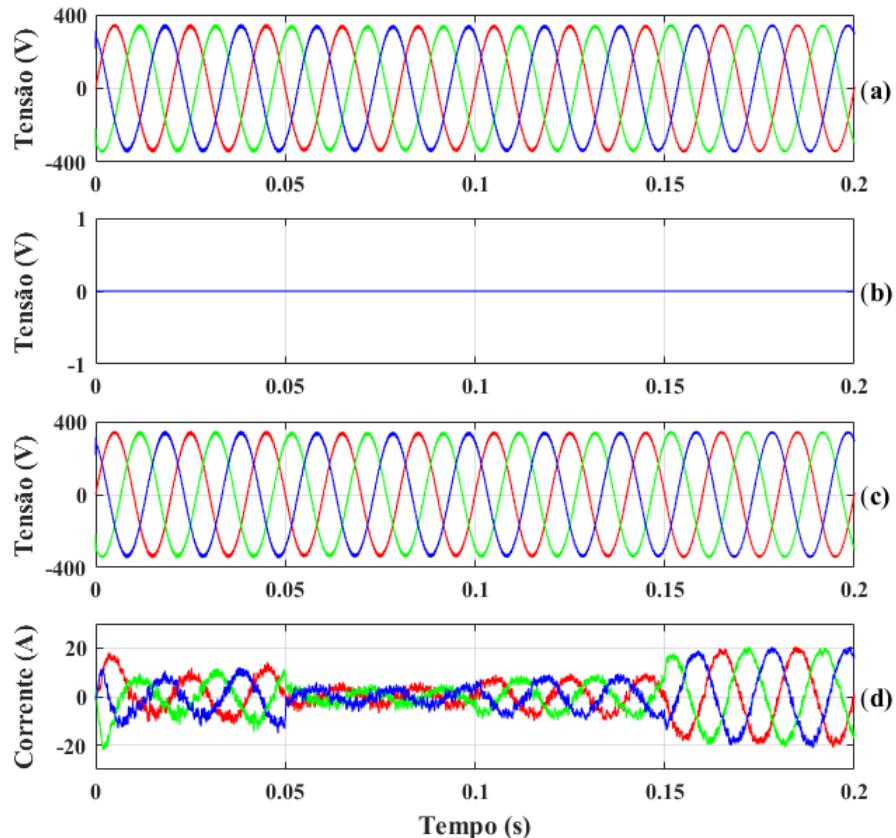
5.2.1.2 Com variação na irradiação

Quando a mesma simulação é realizada variando a irradiação, que está ajustada para de 1000 W, em 75% e 50%, nota-se que o MPPT, juntamente com o controlador, responde a essa alteração, buscando o ponto de máxima potência para o sistema. Na figura 28 (a), observa-se que a tensão do PCC permanece constante, mesmo com a alteração da irradiação. Em 28 (b), pode ser visto que o DVR permaneceu em standby e que a

carga continuou recebendo a mesma tensão do PCC, figura 28 (c). Em 28 (d), fica evidente a redução na amplitude, proporcionalmente a variação da irradiância.

Figura 28 – Simulação do modo de operação 1, com variação na irradiância:

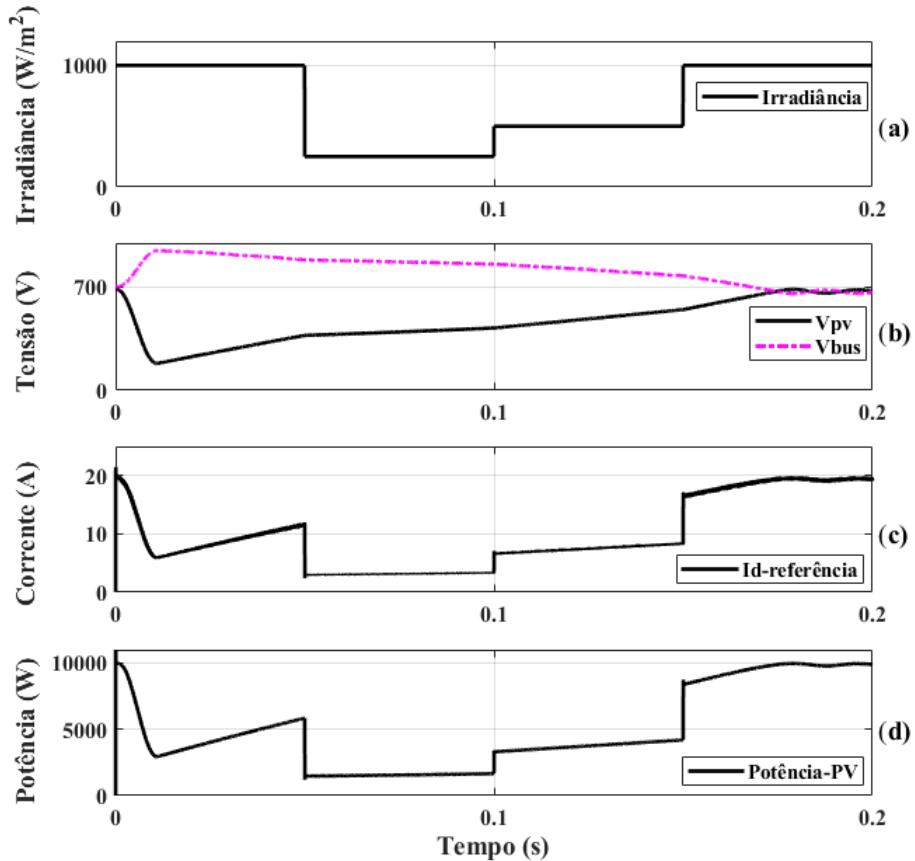
(a) Tensão no PCC; (b) Tensão injetada; (c) Tensão na carga e (d) Corrente injetada.



Fonte: Próprio autor.

Pode ser observado na Figura 29, que no intervalo de tempo entre os instantes $0,05\text{ s}$ e $0,1\text{ s}$ ao reduzir a irradiância de 1000 W/m^2 para 250 W/m^2 , nota-se que a corrente e a potência diminuem proporcionalmente de 20 A , 10.000 W para 5 A , 2.500 W , respectivamente, figuras 23 (a), (b) e (c) . Já no intervalo entre os instantes $0,1\text{ s}$ e $0,15\text{ s}$, a irradiância foi reduzida em 50%, reduzindo também a corrente e a potência pela metade, saindo de 20 A , 10.000 W para 10 A , 5.000 W , respectivamente. Em ambos os casos, mesmo o sistema apresentando um pequeno tempo de acomodação, foi possível observar a atuação eficiente tanto do controlador quanto do MPPT.

Figura 29 – Simulação do modo de operação 1, com variação da irradiância:
 (a) Irradiância; (b) Tensão do PV; (c) Corrente de referência e (d) Potência do PV.



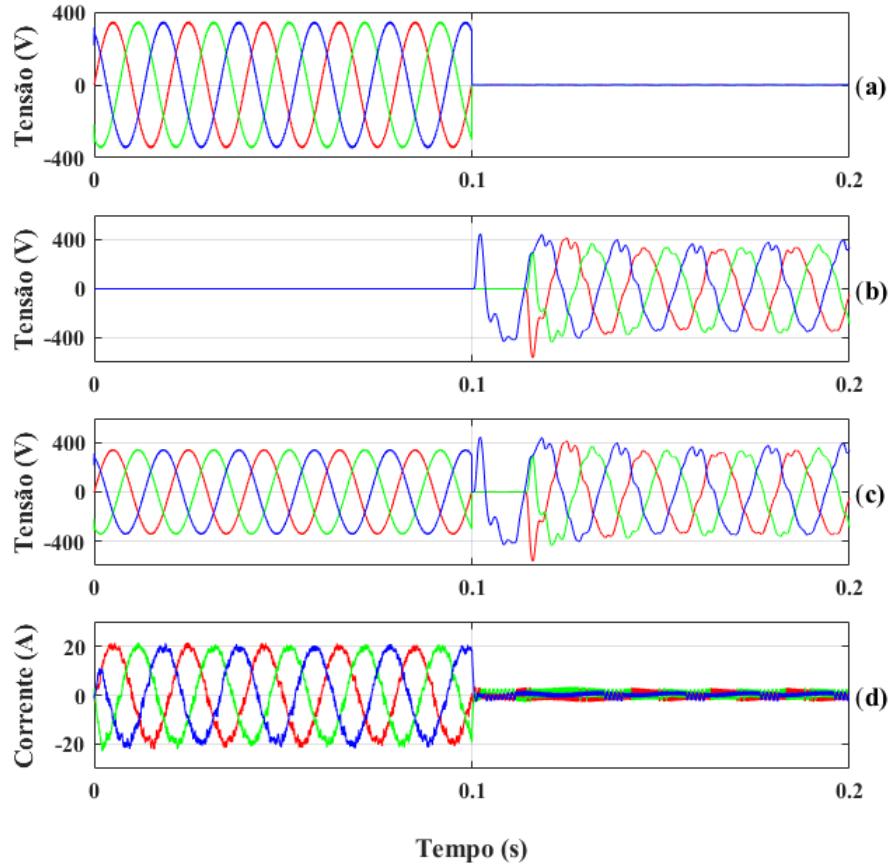
Fonte: Próprio autor.

Na figura 29, pode-se observar que o MPPT, leva praticamente todo o tempo de simulação para se estabilizar na tensão de 700 V e quase não consegue se estabilizar durante as variações das irradiancias nos instantes 0,05 s e 0,1 s. Apesar do tempo de estabilização não ter sido satisfatório, optou-se por não realizar ajustes, pois buscava-se reproduzir todo o ambiente previamente estudado no Simulink/MATLAB®.

5.2.2 MODO FALTA (MODO 2)

Figura 30 – Simulação do modo de operação 1:

(a) Tensão no PCC; (b) Tensão injetada; (c) Tensão na carga e (d) Corrente injetada.



Fonte: Próprio autor.

Neste modo, o fornecimento de energia para a carga foi interrompido, por algum problema externo. Quando ocorre a falta, o DVR direciona toda a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico para a carga, garantindo a continuidade do fornecimento. Nesta simulação, a falta simétrica foi projetada para ocorrer no instante 0,1 s. Na figura 30 pode ser observada todo o transitório, após a falta do sistema.

Ainda na figura 30, pode-se observar que no modo falta, o sistema funciona normalmente até o instante 0,1 s, quando de fato ocorre a interrupção no fornecimento de energia. Observa-se ainda, que a tensão na carga, figura 30 (c) se manteve praticamente constante após o evento, levando cerca de apenas 1 ciclo para reestabelecer a sua tensão nominal.

Neste modo de operação, é relevante lembrar que, no momento em que a falta ocorre, a planta PV cessa a injeção de potência na rede e toda alimentação da carga se dá apenas pelo DVR, portanto no modo falta não há influência do MPPT

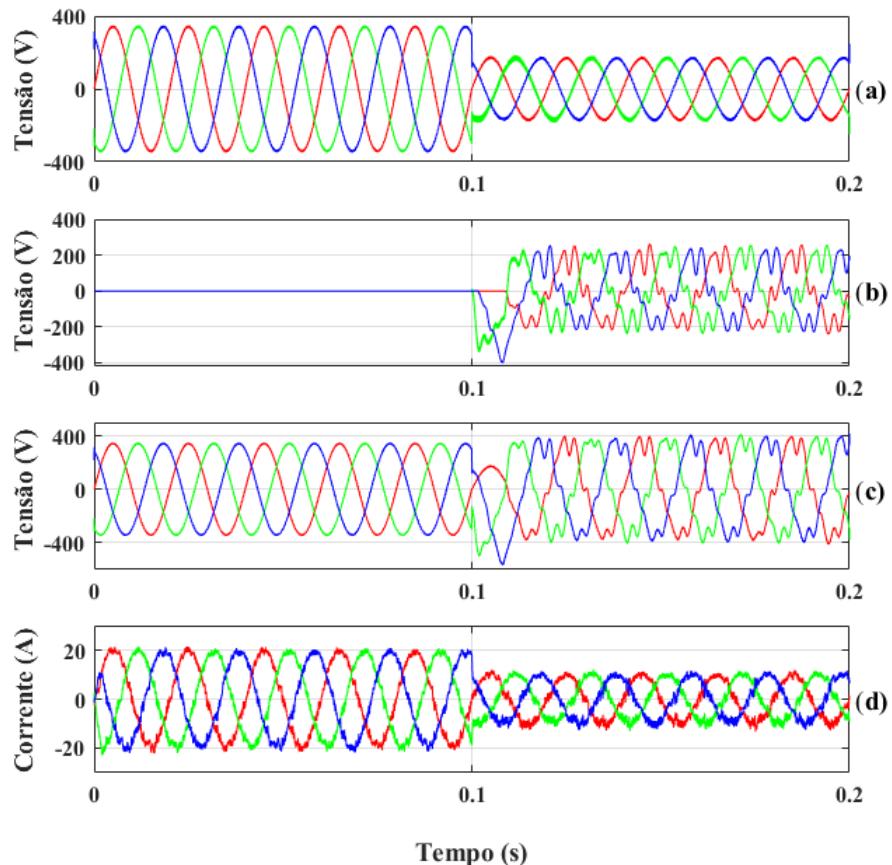
5.2.3 MODO AFUNDAMENTO (MODO 3)

Neste modo de operação, foi programado uma redução de 50% na magnitude das tensões a, b e c, gerando um afundamento simétrico na rede. O evento ocorre no instante 0,1 s, conforme pode ser visto na Figura 31. Assim que o evento é detectado, o DVR inicia a injeção, proporcional, de tensão em cada fase, que pode ser observado na Figura 31 (b).

Logo após o afundamento de tensão, o sistema de controle reduziu a magnitude da injeção de corrente na rede. A Figura 31, mostra o resultado da simulação do modo de operação afundamento simétrico, com uma redução de 50% na magnitude de cada fase.

Figura 31 – Simulação do modo de operação 1:

(a) Tensão no PCC; (b) Tensão injetada; (c) Tensão na carga e (d) Corrente injetada.



Fonte: Próprio autor.

O Simulador OPAL limita o passo de cálculo a $35 \mu s$ que é o menor passo de tempo possível em suas CPU's. Os resultados do simulink apresentaram-se com aspectos mais próximos a senoides, pelo fato de ser utilizado um passo de cálculo de $1 \mu s$.

6 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

6.1 CONCLUSÃO

No trabalho desenvolvido, foi apresentado a aplicação de um algoritmo de MPPT do tipo P&O para atuar em um NSI no modo de operação Normal, quando não existem variações de tensão na carga, nem faltas. O arranjo fotovoltaico injeta energia ativa diretamente na rede elétrica, e compensa variações de tensão na carga por meio de um DVR. Os resultados de tensão gerados pelo sistema PV se apresentaram conforme o esperado, onde após um pequeno transitório a tensão se estabilizou em torno dos 700 V com uma corrente em torno dos 20 A e sem comprometer o funcionamento das cargas. O controle da tensão se dá por um compensador PI. Nos três modos de operação, a tensão gerada no PCC se mantém em 380 V e com uma corrente em torno de 20 A, mostrando o bom desempenho do arranjo.

Nas simulações realizadas no OPAL, observa-se uma não linearidade nas senoides de tensão e corrente o que não foi observado nos resultados do Simulink/MATLAB®. Isso se deve ao passo de cálculo que no *software* Simulink/MATLAB® foi de $1 \mu s$ e de $35 \mu s$ no OPAL. Como informado anteriormente, devido ao uso de suas CPU's, o menor passo de cálculo permitido é de $20 \mu s$, porém, diante desta limitação, foi realizado um mapeamento em diversos passos de cálculo, sendo que o melhor resultado foi obtido em um passo de $35 \mu s$.

No modo de operação normal, observou-se o sistema sendo alimentado apenas pela planta fotovoltaica, sem a necessidade de correções do DVR. Nota-se que a corrente leva 0,1 *segundos* para atingir a amplitude nominal de 20 A. Neste modo de operação foram realizadas duas análises, inicialmente a irradiação foi mantida em $1000 W/m^2$, sem nenhuma alteração, na intenção de mostrar que o MPPT buscaria o valor de tensão em 700 V e permaneceria nela até o fim da simulação. Na segunda análise, foram programadas duas modificações na irradiação, uma de 75% e outra de 50%, no tempo de 0,1 *segundos* e 0,15 *segundos*, respectivamente. Nota-se aqui que o MPPT busca a máxima potência do sistema, mas acaba não respondendo tão rapidamente a ponto de acompanhar a próxima mudança.

No modo de operação falta, notou-se uma boa resposta do DVR, reestabelecendo a tensão nominal da carga próximo dos 380 V e corrente em torno de 20 A em cerca de 0,1 *segundos*. Percebe-se aqui que o restaurador leva menos de 0,15 *segundos* para responder a falta sofrida no circuito. O sistema integrado exerceu sua funcionalidade conforme o esperado. Neste modo de operação o MPPT não atua, pois quando a rede cessa o fornecimento de energia, a geração fotovoltaica também é interrompida, onde os inversores desligam por motivo de segurança.

No modo afundamento, programou-se um afundamento de 50%, no instante 0,1 *segundo*, onde a tensão do PCC reduziu para cerca de 200 V e a corrente injetada para 10 A. Nota-se que automaticamente a plataforma responde a esse distúrbio e corrige a tensão na carga, para a tensão nominal de 380 V. Por apresentar um ganho muito pequeno na potência, em relação ao esforço aplicado para desenvolver a aplicação, o MPPT não foi testado no modo afundamento.

Os valores obtidos, representam uma resposta do MPPT com a utilização do controlador PI. Todo o sistema foi validado em simulador de tempo real, o OPAL-RT®, modelo OP5700.

6.2 TRABALHOS FUTUROS

1. Aperfeiçoar o subsistema do controle MPPT para reduzir o tempo de resposta do algoritmo;
2. Estudar o controle do MPPT em diferentes condições de sombreamento nos painéis fotovoltaicos;
3. Configurar o simulador em tempo real para utilização do seu FPGA interno do próprio OPAL, ao invés de suas CPUs.

REFERÊNCIAS

- AHMED, J.; SALAM, Z. An improved perturb and observe (p&o) maximum power point tracking (mppt) algorithm for higher efficiency. *Applied Energy*, v. 150, p. 97–108, 2015. ISSN 0306-2619.
- ASSIS, J. R. P. d. *Sistemas Para Inserção De Potência Ativa E Compensação De Tensão Integrados Via Inversor De Nove Chaves*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Centro De Energias Alternativas E Renováveis – Cear. Universidade Federal da Paraíba, Santa Maria, 2021.
- BARBOSA, G. Recursos naturais renováveis e produção de energia. *Revista Política Hoje*, v. 23, n. 1, p. 193–215, 2015. ISSN 0104-7094. Disponível em: <<https://periodicos.ufpe.br/revistas/politicahoje/article/view/3760>>.
- BOLLIPO, R. B.; MIKKILI, S.; BONTHAGORLA, P. K. Critical review on pv mppt techniques: Classical, intelligent and optimisation. *IET Renewable Power Generation*, v. 14, n. 9, p. 1433–1452, 2020.
- Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL)/Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE). *Panorama dos investimentos em inovação em energia no Brasil: dados para um grande impulso energético*. 2020. Disponível em: <https://www.cepal.org/sites/default/files/publication/files/45908/S2000343_pt.pdf>. Acesso em: 28 de agosto 2022.
- DOMMEL, H. Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single-and Multiphase Networks. *IEEE Transactions on Power Apparatus Systems*, v. 88, n. 4, p. 388–399, abr. 1969.
- DUPONT, F. H.; GRASSI, F.; ROMITTI, L. Renewable energies: seeking for a sustainable energy matrix. *Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental*, v. 19, p. 70–81, Aug. 2015.
- Empresa de Pesquisa Energética. *Balanço Energético Nacional 2021: Ano base 2020*. 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-596/BEN2021.pdf>>. Acesso em: 28 de agosto 2022.
- FARANDA, R.; LEVA, S.; MAUGERI, V. Mppt techniques for pv systems: Energetic and cost comparison. In: *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–6.
- FERNANDES, D. A. *Um Restaurador Dinâmico de Tensão para Correções de Variações de Tensão de Curta Duração em Redes Elétricas Trifásicas*. Dissertação (Tese de doutorado) — Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2008.
- GULBUDAK, O.; GÖKDAG, M. Asymmetrical multi-step direct model predictive control of nine-switch inverter for dual-output mode operation. *IEEE Access*, PP, p. 1–1, 11 2019.
- HAO, D. et al. Solar energy harvesting technologies for pv self-powered applications: A comprehensive review. *Renewable Energy*, v. 188, 02 2022.

- JARUTUS, N.; KUMSUWAN, Y. A carrier-based phase-shift space vector modulation strategy for a nine-switch inverter. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 32, n. 5, p. 3425–3441, 2017.
- KOMINAMI, T.; FUJIMOTO, Y. A novel nine-switch inverter for independent control of two three-phase loads. In: *2007 IEEE Industry Applications Annual Meeting*. [S.l.: s.n.], 2007. p. 2346–2350.
- LIU, C.; WU, B.; CHEUNG, R. Advanced algorithm for mppt control of photovoltaic systems. In: *Canadian Solar Buildings Conference, Montreal*. [S.l.: s.n.], 2004. v. 8, n. 2004.
- LIU, C. et al. A novel nine-switch pwm rectifier-inverter topology for three-phase ups applications. In: *2007 European Conference on Power Electronics and Applications*. [S.l.: s.n.], 2007. p. 1–10.
- _____. A novel three-phase three-leg ac/ac converter using nine igbts. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 24, n. 5, p. 1151–1160, 2009.
- LIU, F. et al. A variable step size inc mppt method for pv systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 55, n. 7, p. 2622–2628, 2008.
- MAUAD, F. F.; FERREIRA L. DA C. AND TRINDADE, T. C. G. *Energia renovável no Brasil: análise das principais fontes energéticas renováveis brasileiras*. [S.l.]: EESC/USP, 2017.
- MOISÉS, M. G. *Estudo e Implementação de Um Conversor cc-cc Boost Entrelaçado Para Um Sistema de Geração Fotovoltaico Conectado à Rede*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia, Belo Horizonte, 2020.
- OPAL-RT Technologies. *OPAL-RT Technologies. Hardware in the loop*. 2022. Disponível em: <<https://www.opal-rt.com/hardware-in-the-loop>>. Acesso em: 29 de agosto de 2022.
- _____. *OPAL-RT Technologies. Power Hardware in the loop*. 2022. Disponível em: <<https://www.opal-rt.com/power-hardware-in-the-loop>>. Acesso em: 29 de agosto de 2022.
- _____. *OPAL-RT Technologies. Rapid Control Prototyping*. 2022. Disponível em: <<https://www.opal-rt.com/rapid-control-prototyping>>. Acesso em: 29 de agosto de 2022.
- _____. *OPAL-RT Technologies. Software in the loop*. 2022. Disponível em: <<https://www.opal-rt.com/rapid-control-prototyping>>. Acesso em: 29 de agosto de 2022.
- PODDER, A. K.; ROY, N. K.; POTA, H. R. Mppt methods for solar pv systems: a critical review based on tracking nature. *IET Renewable Power Generation*, v. 13, n. 10, p. 1615–1632, 2019.
- RAUF, A. M.; KHADHIKAR, V. Integrated photovoltaic and dynamic voltage restorer system configuration. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 6, n. 2, p. 400–410, 2015.
- SANCHEZ-GASCA, J. et al. Variable time step, implicit integration for extended-term power system dynamic simulation. In: *Proceedings of Power Industry Computer Applications Conference*. [S.l.: s.n.], 1995. p. 183–189.

VILLALVA, M.; GAZOLI, J. *Energia solar fotovoltaica: Conceitos e aplicações*. [S.l.]: ERICA, 1983. ISBN 9788536509785.

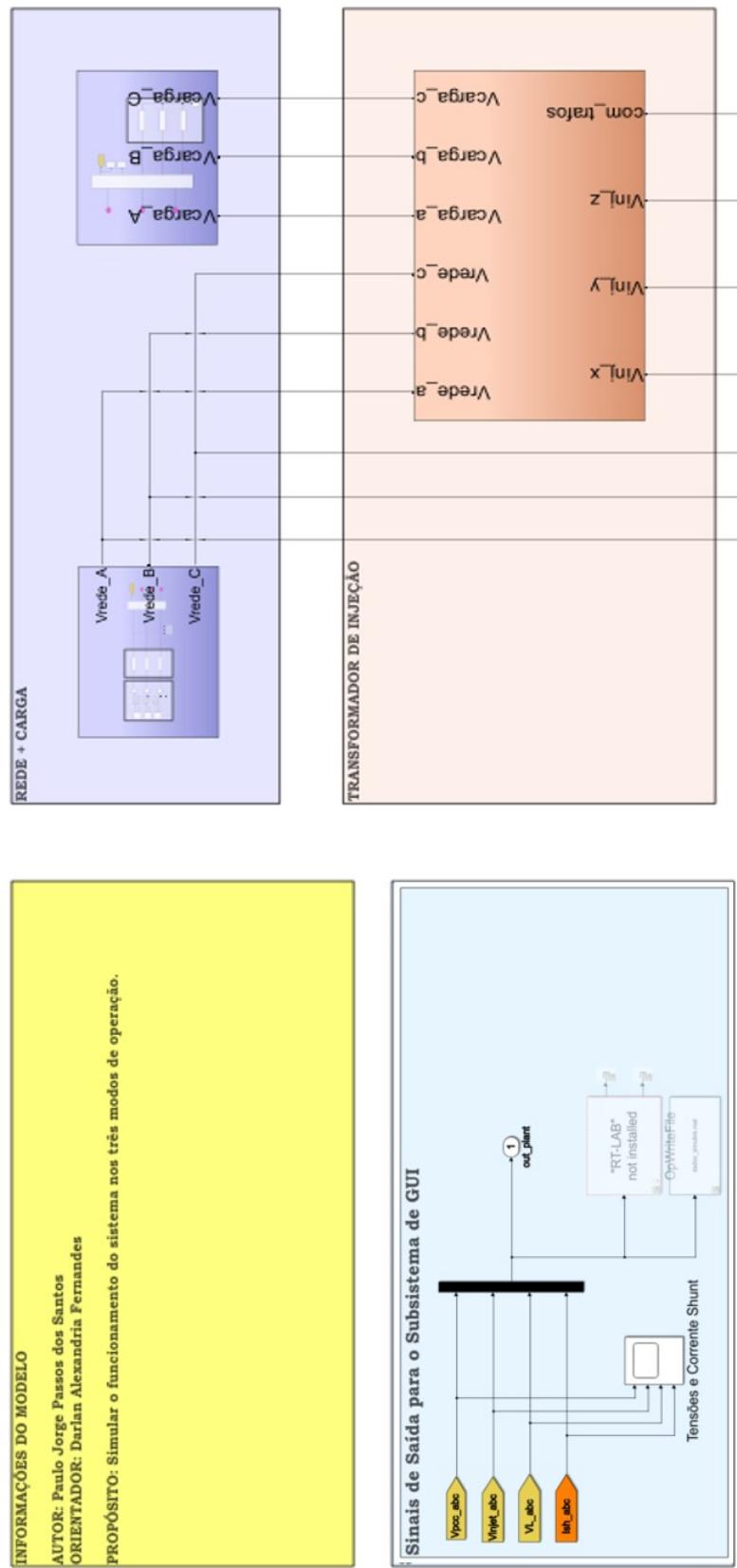
WALKER, G. Evaluating mppt converter topologies using a matlab pv model. *Journal of Electrical and Electronics Engineering, Australia*, v. 21, 01 2001.

APÊNDICES

APÊNDICE A – PLATAFORMA DE SIMULAÇÃO

Na figura 32 é mostrada os três primeiros blocos que compõem a plataforma, como o bloco dos sinais de saída, o bloco do transformador de injeção e o da rede e carga.

Figura 32 – Apêndice A: Plataforma de Simulação - Parte 1.

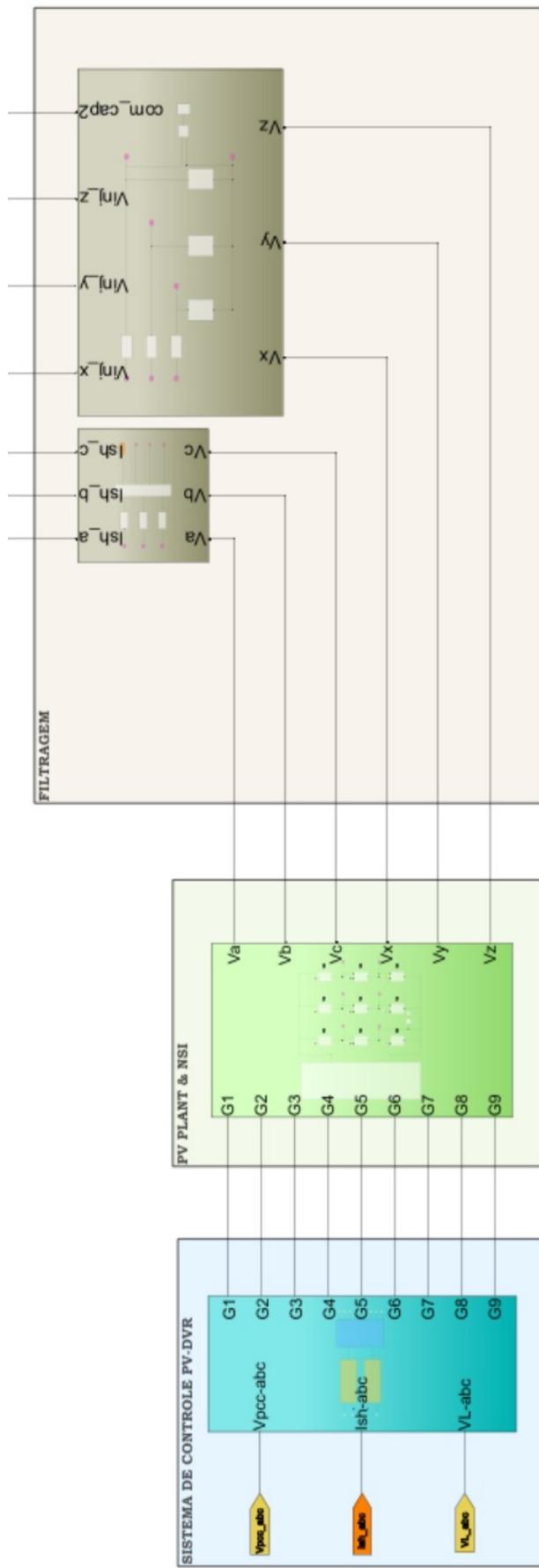


Fonte: Próprio Autor.

APÊNDICE B – PLATAFORMA DE SIMULAÇÃO

Já na figura 33, podem ser observados os blocos do sistema de controle PV-DVR do PV-VSI e o bloco de filtragem do sistema.

Figura 33 – Apêndice B: Plataforma de Simulação - Parte 2.

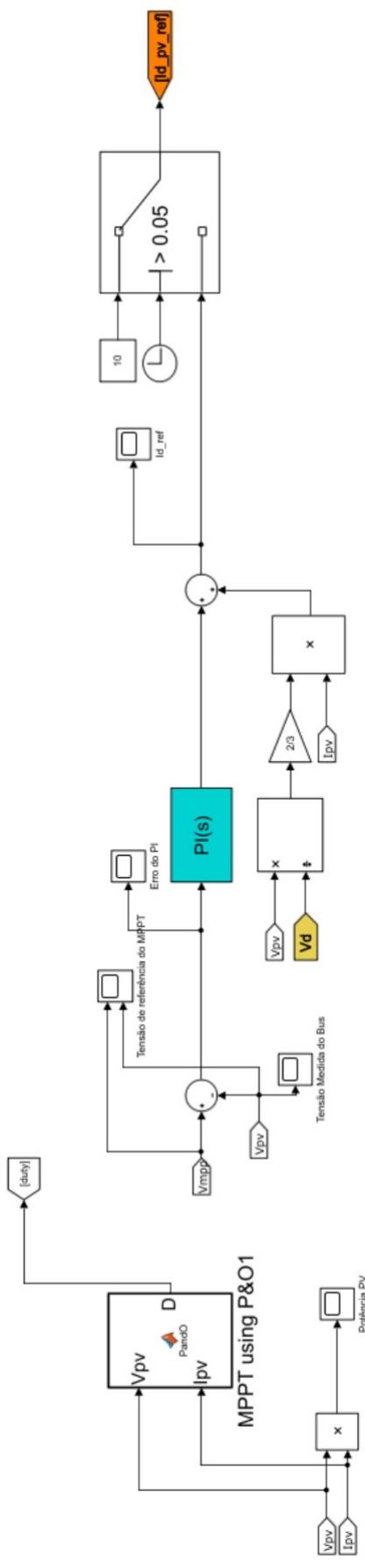


Fonte: Próprio Autor.

APÊNDICE C – PLATAFORMA DE SIMULAÇÃO - MPPT

Observa-se na figura 34, o modelo do sistema composto pelo MPPT e o controle PI, onde pode ser observado as entradas de tensão e corrente no MPPT, bem como as tensões do MPP e tensão do PV no controle do sistema.

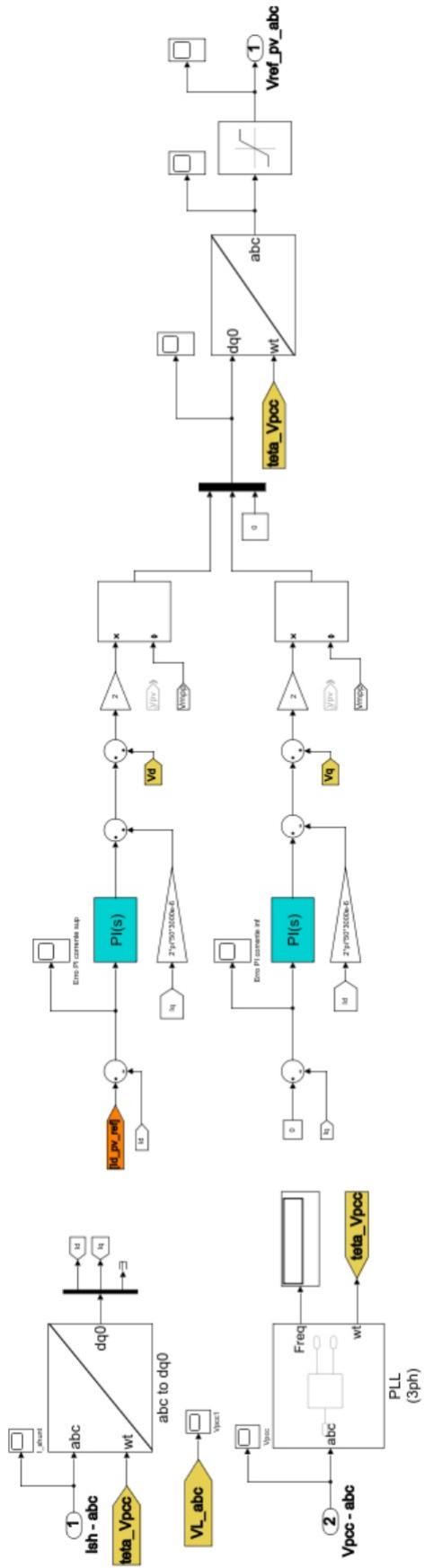
Figura 34 – Apêndice C: Modelo do sistema com o MPPT.



Fonte: Próprio Autor.

APÊNDICE D – PLATAFORMA DE SIMULAÇÃO - MPPT

Figura 35 – Apêndice D: Modelo do sistema com o MPPT.



Fonte: Próprio Autor.

APÊNDICE E – CÓDIGO DO MPPT P&O

Figura 36 – Apêndice E: Código do MPPT P&O.

```
%Código MPPT com o algoritmo P&O
% function D = PandO(V, I)

function D = PandO(Vpv,Ipv)

persistent Dprev Pprev Vprev

if isempty(Dprev)
    Dprev = 0.7;
    Vprev = 700;
    Pprev = 10000; |
end

deltaD = 125e-6

Ppv = Vpv*Ipv

if (Ppv-Pprev) ~= 0
    if (Ppv-Pprev) > 0
        if (Vpv-Vprev) > 0
            D = Dprev - deltaD;
        else
            D = Dprev + deltaD;
        end
    else
        if (Vpv-Vprev) > 0
            D = Dprev + deltaD;
        else
            D = Dprev - deltaD;
        end
    end
else
    D = Dprev;
end

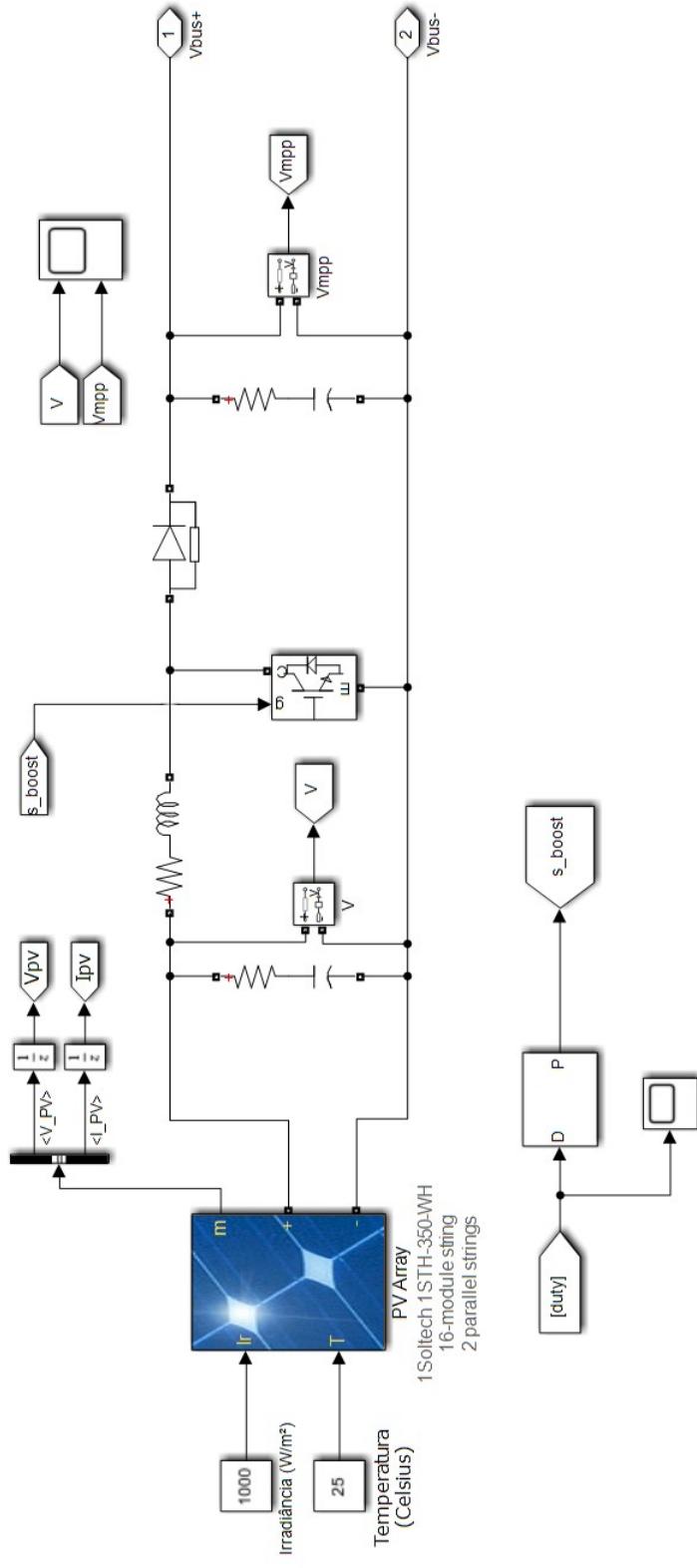
Dprev = D;
Vprev = Vpv;
Pprev = Ppv;
```

Fonte: Próprio Autor.

APÊNDICE F – PLATAFORMA DE SIMULAÇÃO - CONVERSOR BOOST

Na figura 37, apresenta os detalhes do arranjo fotovoltaicos, o modelo do painel e o tipo de ligação utilizado neste trabalho. Também é detalhado a temperatura e a irradiação utilizada nas simulações e a conexão do painel no conversor boost.

Figura 37 – Apêndice F: Plataforma de simulação com o conversor Boost.



Fonte: Próprio Autor.