

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA - FEELT

ÁBNER CÉZAR PERES PACHECO

**Proposição e Implementação de Arranjo Fotovoltaico em Escala Reduzida para Estudos
Laboratoriais de Qualidade da Energia Elétrica**

Uberlândia

2021

ÁBNER CÉZAR PERES PACHECO

**Proposição e Implementação de Arranjo Fotovoltaico em Escala Reduzida para Estudos
Laboratoriais de Qualidade da Energia Elétrica**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Engenharia Elétrica

Orientador: Dr. Ivan Nunes Santos

Uberlândia

2021

Ficha Catalográfica Online do Sistema de Bibliotecas da UFU
com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).

P116 2021	<p>Pacheco, Ábner César Peres, 1995- Proposição e implementação de arranjo fotovoltaico em escala reduzida para estudos laboratoriais de qualidade da energia elétrica [recurso eletrônico] / Ábner César Peres Pacheco. - 2021.</p> <p>Orientador: Ivan Nunes Santos. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Uberlândia, Pós-graduação em Engenharia Elétrica. Modo de acesso: Internet. Disponível em: http://doi.org/10.14393/ufu.di.2021.438 Inclui bibliografia. Inclui ilustrações.</p> <p>1. Engenharia elétrica. I. Santos, Ivan Nunes, 1979- (Orient.). II. Universidade Federal de Uberlândia. Pós- graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.</p> <p style="text-align: right;">CDU: 621.3</p>
--------------	---

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:

Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091

ÁBNER CÉZAR PERES PACHECO

**Proposição e Implementação de Arranjo Fotovoltaico em Escala Reduzida para Estudos
Laboratoriais de Qualidade da Energia Elétrica**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Engenharia Elétrica

Uberlândia, 09 de agosto de 2021

Banca Examinadora:

Ivan Nunes Santos – Prof. Dr. (Orientador - UFU)

Fabício Augusto Matheus Moura – Prof. Dr. (UFTM)

Arthur Costa de Souza – Prof. Dr. (UNIFEI)



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
 Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
 Av. João Naves de Ávila, 2121, Bloco 3N - Bairro Santa Mônica, Uberlândia-MG, CEP 38400-902
 Telefone: (34) 3239-4707 - www.posgrad.feelt.ufu.br - copel@ufu.br



ATA DE DEFESA - PÓS-GRADUAÇÃO

Programa de Pós-Graduação em:	Engenharia Elétrica				
Defesa de:	Dissertação de Mestrado Acadêmico, 760, PPGEELT				
Data:	Nove de agosto de dois mil e vinte e um	Hora de início:	09:00	Hora de encerramento:	12:00
Matrícula do Discente:	11912EEL001				
Nome do Discente:	Ábner César Peres Pacheco				
Título do Trabalho:	Proposição e implementação de arranjo fotovoltaico em escala reduzida para estudos laboratoriais de qualidade da energia elétrica.				
Área de concentração:	Sistemas de Energia Elétrica				
Linha de pesquisa:	Qualidade da Energia Elétrica				
Projeto de Pesquisa de vinculação:	Título: Grupo de Pesquisa em Qualidade da Energia Elétrica Agência Financiadora: CNPq, FAPEMIG, CAPES Início 01/04/2019 Término 31/07/2021 No. do Projeto na agência: não se aplica Professor Coordenador: Ivan Nunes Santos				

Reuniu-se por meio de videoconferência, a Banca Examinadora, designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, assim composta: Professores Doutores: Fabrício Augusto Matheus Moura - UFTM; Arthur Costa de Souza - UNIFEI; Ivan Nunes Santos - FEELT/UFU, orientador(a) do(a) candidato(a).

Iniciando os trabalhos o(a) presidente da mesa, Dr(a). Ivan Nunes Santos, apresentou a Comissão Examinadora e o candidato(a), agradeceu a presença do público, e concedeu ao Discente a palavra para a exposição do seu trabalho. A duração da apresentação do Discente e o tempo de arguição e resposta foram conforme as normas do Programa.

A seguir o senhor(a) presidente concedeu a palavra, pela ordem sucessivamente, aos(às) examinadores(as), que passaram a arguir o(a) candidato(a). Ultimada a arguição, que se desenvolveu dentro dos termos regimentais, a Banca, em sessão secreta, atribuiu o resultado final, considerando o(a) candidato(a):

Aprovado(a).

Esta defesa faz parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre.

O competente diploma será expedido após cumprimento dos demais requisitos, conforme as normas do Programa, a legislação pertinente e a regulamentação interna da UFU.

Nada mais havendo a tratar foram encerrados os trabalhos. Foi lavrada a presente ata que após lida e achada conforme foi assinada pela Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **Ivan Nunes Santos, Professor(a) do Magistério Superior**, em 09/08/2021, às 12:04, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Arthur Costa de Souza, Usuário Externo**, em 09/08/2021, às 12:05, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Fabício Augusto Matheus Moura, Usuário Externo**, em 09/08/2021, às 12:15, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://www.sei.ufu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **2910559** e o código CRC **9E88C354**.

À Ilara.

Aos meus amados pais.

À minha irmã querida.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu orientador, Professor Dr. Ivan Nunes Santos, pela orientação concedida durante a realização deste trabalho, sempre com dedicação e apoio, incentivando meu aprendizado e interesse pela pesquisa.

Aos meus pais, Alice e Júnior, por todo o amor, carinho, apoio e incentivo ao longo de toda a minha vida, que me motivaram e me guiaram ao caminho da educação. Vocês são a razão primordial e o propósito último de minha vida, obrigado por tudo, amo vocês! À minha irmã querida, Mara, pelo carinho e paciência, amo você! Agradecimentos especiais a minha avó Floripes que me ensinou a importância da educação em minha vida, e ao meu avô Sebastião (*in memoriam*) que infelizmente não está presente na conclusão dessa jornada, mas sempre me motivou e acreditou no meu sucesso.

A ela, minha amada, amiga e companheira, por todo o amor, carinho, incentivo e compreensão, tudo isso é por você, minha amada esposa, Ilara!

A todos os meus colegas e amigos do Núcleo de Qualidade da Energia Elétrica (NQEE) com quem vivenciei neste período, compartilhando aprendizados e desafios no ambiente de pesquisa, Adrian, Arthur, Bárbara, Camila, Celso, Fabrício, Giordanni, Humberto, Leonardo, Luciano, Luiz, Márcio, Michelly, Raquel e Vinícius. Aos Professores do NQEE com quem tive a oportunidade de aprender, José Carlos de Oliveira, Botu, Paulo Henrique, Helder, Isaque e José Wilson.

Ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica e a Universidade Federal de Uberlândia por me concederem a oportunidade e os meios para a realização deste trabalho. Aos técnicos do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica pelo auxílio e informações concedidas.

O presente trabalho foi realizado com o apoio da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG).

“A ciência é muito mais que um corpo de conhecimentos. É uma maneira de pensar. ”

(Carl Sagan)

RESUMO

O presente trabalho dissertativo está inserido no grande tema da Qualidade da Energia Elétrica no contexto da geração de energia fotovoltaica.

A geração de energia fotovoltaica se mostra, na atualidade, como uma das tecnologias mais promissoras para atender o crescimento das demandas energéticas mundiais ao mesmo tempo em que tem o compromisso com as questões ambientais, tais como: a redução de emissão de gases do efeito estufa e produção de energia limpa e renovável.

Em diversos países do mundo, assim como no Brasil, os sistemas de geração de energia fotovoltaica despontam como grandes atores do setor elétrico e já atingem elevados níveis de participação na geração de energia, apesar de seu recente surgimento em ampla escala em termos comerciais.

Devido a suas características intrínsecas, um sistema de geração fotovoltaica pode causar distúrbios vinculados à Qualidade da Energia Elétrica. A geração de energia fotovoltaica dá-se por meio de tensão em corrente contínua, necessitando, portanto, de um conversor eletrônico para seu devido acoplamento à rede elétrica, o que está intimamente relacionado com a geração de correntes harmônicas. Além disso, a intermitência de geração, aliado ao alto grau de inserção na rede, começa a originar outros distúrbios antes negligenciados, tal como a sobretensão.

Diante disso, a presente dissertação de mestrado tem por objetivo a proposição e implementação de um arranjo fotovoltaico em escala reduzida em laboratório com conexão à rede elétrica, a fim de servir como plataforma de estudos de fenômenos de Qualidade da Energia Elétrica no âmbito de sistemas de geração fotovoltaicos conectados à rede. Para tanto, tem-se a proposição de uma topologia, emprego de componentes, utilização de técnicas de controle e MPPT. Complementarmente, o arranjo proposto e montado em bancada laboratorial é testado, sendo seu funcionamento devidamente avaliado.

Palavras-chave: Sistemas de Geração Fotovoltaica, Qualidade da Energia Elétrica, Arranjo em Escala Reduzida, Testes Laboratoriais.

ABSTRACT

This work is part of the great theme of the Power Quality in the context of photovoltaic power generation.

The generation of photovoltaic energy shows, nowadays, as one of the most promising technologies to meet the growth of the world energy demands at the same time as the commitment to environmental issues, such as reducing greenhouse gas emissions and producing clean and renewable energy.

In several countries of the world, as well as in Brazil, photovoltaic power generation systems emerge as major actors in the electric sector and already reach high levels of participation in power generation, despite their recent emergence on a large scale.

Due to its intrinsic characteristics, a photovoltaic generation system can cause disturbances linked to the Power Quality. The generation of photovoltaic energy takes place by means of voltage in direct current, needing, therefore, an electronic converter for its due coupling to the electrical network, which is closely related to the generation of harmonic currents. In addition, generation intermittence, together with the high degree of insertion in the network, begins to cause other previously neglected disturbances, such as overvoltage.

Therefore, the present work aims to propose and implement a reduced scale photovoltaic arrangement in the laboratory with connection to the electrical network, in order to serve as a platform of studies of phenomena of Power Quality in the scope of photovoltaic generation systems connected to the network. For this, we have the proposition of a topology, use of components, use of control techniques and MPPT. In addition, the arrangement proposed and mounted on a laboratory bench is tested, and its functioning is duly evaluated.

Keywords: Photovoltaic Generation Systems, Power Quality, Reduced Scale Arrangement, Laboratory Tests.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Comparação histórica da geração de energia elétrica renovável (verde) e não renovável (marrom) no Brasil.....	20
Figura 2 - Divisão da oferta interna de energia elétrica no Brasil por fonte.	20
Figura 3 - Diagrama básico de um sistema fotovoltaico <i>grid-tie</i>	26
Figura 4 - Circuito equivalente de uma célula solar.	27
Figura 5 - Curva característica V-I de uma célula solar.	28
Figura 6 - Sistema de geração fotovoltaico: (a) com um estágio de conversão e (b) com dois estágios de conversão.....	30
Figura 7 - Inversor monofásico meia-ponte.....	32
Figura 8 - Geração do sinal PWM.	32
Figura 9 - Inversor trifásico de ponte completa.....	33
Figura 10 - Geração de PWM trifásico.....	33
Figura 11 - Filtro LCL.	34
Figura 12 - Curva V-P característica de um conjunto fotovoltaico.	35
Figura 13 - Fluxograma básico do método Perturba e Observa.	36
Figura 14 - Estrutura básica de um <i>PLL</i>	38
Figura 15 - Diagrama de blocos básico de um <i>PLL</i>	39
Figura 16 – Diagrama básico de um <i>SRF-PLL</i>	40
Figura 17 – Modelo de um inversor conectado à rede.....	42
Figura 18 – Diagrama do controle de corrente PI do inversor.	44
Figura 19 - Diagrama completo do arranjo fotovoltaico em escala reduzida.....	45
Figura 20 – Fonte de tensão FCC400-50i.....	47
Figura 21 – Interface computacional da fonte de tensão <i>FCC400-50i</i>	48
Figura 22 – Inversor de tensão trifásico <i>SPCIT 1000-80-15</i>	49
Figura 23 – Diagrama geral do inversor <i>SPCIT 1000-80-15 SUPPLIER</i>	50
Figura 24 – Microcontrolador <i>TMS320F28379D</i>	50
Figura 25 – Placa do circuito de aquisição.	51
Figura 26 – Transdutor de tensão <i>LV20-P</i>	52
Figura 27 – Transdutor de corrente <i>LA55-P</i>	52
Figura 28 – Filtro passa-baixa <i>anti-aliasing</i>	52
Figura 29 – Circuito somador.	53

Figura 30 – Diagrama simplificado do módulo de aquisição de sinais.	53
Figura 31 – Circuito de aquisição completo.	54
Figura 32 – Diagrama de um filtro LCL por fase.	54
Figura 33 – Filtro LCL montado em laboratório.	55
Figura 34 - Indutâncias representativas do transformador de acoplamento.	56
Figura 35 – Carga resistiva trifásica utilizada como carga isolada.	56
Figura 36 – Ponto de conexão à rede da distribuidora local disponível nas instalações físicas do NQEE.	57
Figura 37 – Circuito adaptador de tensão.	57
Figura 38 – Fontes de alimentação utilizadas.	58
Figura 39 – Circuito estabilizador de tensão.	58
Figura 40 – Arranjo fotovoltaico montado em laboratório – Vista 1.	59
Figura 41 - Arranjo fotovoltaico montado em laboratório – Vista 2.	60
Figura 42 - Arranjo fotovoltaico montado em laboratório – Vista 3.	60
Figura 43 – Acesso aos blocos de comando do microcontrolador na biblioteca do <i>Simulink</i>	62
Figura 44 – Bloco de comando “ADC” do microcontrolador.	63
Figura 45 – Bloco de comando “ePWM” do microcontrolador.	64
Figura 46 – Diagrama de blocos para leitura dos parâmetros de entrada.	65
Figura 47 – Diagrama de blocos para tratamento dos parâmetros de entrada.	65
Figura 48 – Fluxograma do algoritmo MPPT implementado.	66
Figura 49 – Diagrama de controle da tensão CC de referência.	67
Figura 50 – Diagrama do <i>Simulink</i> para cálculo das correntes de referência.	68
Figura 51 – Diagrama do controle de corrente PI utilizado como referência.	69
Figura 52 – Controle de corrente implementado no <i>Simulink</i>	69
Figura 53 – Blocos “ePWM” de saída.	70
Figura 54 – Interface computacional do emulador após parametrização.	72
Figura 55 – Analisador de energia <i>Fluke 435-II</i>	73
Figura 56 – Conexão dos medidores no arranjo fotovoltaico.	74
Figura 57 – Interface computacional do emulador para o Subcaso 1.1.	75
Figura 58 – Formas de onda das correntes CA para o Subcaso 1.1.	76
Figura 59 – Espectro harmônico das correntes CA para o Subcaso 1.1.	76
Figura 60 - Interface computacional do emulador para o Subcaso 1.2.	77

Figura 61 - Formas de onda das correntes CA para o Subcaso 1.2.	77
Figura 62 - Espectro harmônico das correntes CA para o Subcaso 1.2.....	78
Figura 63 - Interface computacional do emulador para o Subcaso 1.3.....	79
Figura 64 - Formas de onda das correntes CA para o Subcaso 1.3.	79
Figura 65 - Espectro harmônico das correntes CA para o Subcaso 1.3.....	80
Figura 66 - Interface computacional do emulador para o Subcaso 2.1.....	82
Figura 67 - Formas de onda das correntes CA para o Subcaso 2.1.	82
Figura 68 - Espectro harmônico das correntes CA para o Subcaso 2.1.....	83
Figura 69 - Interface computacional do emulador para o Subcaso 2.2.....	84
Figura 70 - Formas de onda das correntes CA para o Subcaso 2.2.	84
Figura 71 - Espectro harmônico das correntes CA para o Subcaso 2.2.....	85
Figura 72 - Interface computacional do emulador para o Subcaso 2.3.....	85
Figura 73 - Formas de onda das correntes CA para o Subcaso 2.3.	86
Figura 74 - Espectro harmônico das correntes CA para o Subcaso 2.3.....	86
Figura 75 - Interface computacional do emulador para o Subcaso 3.1.....	88
Figura 76 - Formas de onda das correntes CA para o Subcaso 3.1.	89
Figura 77 - Espectro harmônico das correntes CA para o Subcaso 3.1.....	89
Figura 78 - Interface computacional do emulador para o Subcaso 3.2.....	90
Figura 79 - Formas de onda das correntes CA para o Subcaso 3.2.	90
Figura 80 - Espectro harmônico das correntes CA para o Subcaso 3.2.....	91

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Dados nominais da fonte de tensão <i>FCC400-50i</i>	47
Tabela 2 - Dados nominais do inversor <i>SPCIT 1000-80-15 SUPPLIER</i>	49
Tabela 3 - Características técnicas do microcontrolador <i>TMS320F28379D</i>	51
Tabela 4 – Dados nominais em STC do módulo selecionado para parametrização do emulador.....	71
Tabela 5 – Tabela resumo do estudo de caso 1.	74
Tabela 6 – Tabela resumo do estudo de caso 2.	81
Tabela 7 – Tabela resumo do estudo de caso 3.	87

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ADC	Analog to Digital Converter
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
DSP	Digital Signal Processor
GD	Geração Distribuída
GFV	Geração Fotovoltaica
MPPT	Maximum Power Point Tracking
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
<i>PLL</i>	Phase-Locked Loop
PWM	Pulse Width Modulation
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
SGFV	Sistema de Geração Fotovoltaico
<i>SRF-PLL</i>	Synchronous Reference Frame – Phase-Locked Loop
TI	Texas Instruments

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	Considerações Iniciais e Contextualização	19
1.2	Justificativa da Escolha do Tema	23
1.3	Objetivos	24
1.4	Estrutura da dissertação	24
2	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	26
2.1	Módulo Fotovoltaico	27
2.2	Unidade de Condicionamento de Energia	29
2.2.1	Inversor Eletrônico de Tensão	31
2.3	Sistema de Filtragem	33
2.4	Transformador de Acoplamento	34
2.5	Estratégias de Controle para Acionamento da UCE	34
2.5.1	Rastreamento do Ponto de Máxima Potência – MPPT	35
2.5.2	Sincronismo com a Rede Elétrica	37
2.5.3	Controle do Inversor	41
3	PROPOSTA DE ARRANJO FOTOVOLTAICO EM ESCALA REDUZIDA PARA ESTUDOS LABORATORIAIS – ARRANJO FÍSICO IMPLEMENTADO	45
3.1	Emulador Fotovoltaico	46
3.2	Conversor CC/CA	48
3.3	Unidade de Controle	50
3.4	Circuito de Aquisição	51
3.5	Filtro LCL	54
3.6	Transformador de Acoplamento	55
3.7	Carga Local e Rede de Conexão	56
3.8	Circuitos Auxiliares	57
3.9	Montagem Laboratorial Completa	59
4	PROPOSTA DE ARRANJO FOTOVOLTAICO EM ESCALA REDUZIDA PARA ESTUDOS LABORATORIAIS – PROGRAMAÇÃO DO MICROCONTROLADOR	61
4.1	Introdução à Programação do Microcontrolador via <i>Simulink</i>	61
4.2	Programação do Microcontrolador – Leitura dos Parâmetros	64

4.3	Programação do Microcontrolador - MPPT.....	66
4.4	Programação do Microcontrolador - Controle de Corrente PI	67
5	AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DO ARRANJO FOTOVOLTAICO IMPLEMENTADO EM ESCALA REDUZIDA COM CONEXÃO À REDE LOCAL	71
5.1	Escolha do Módulo Fotovoltaico e Parametrização do Emulador	71
5.2	Estudo de Caso 1: Despacho de Potência Fixa	73
5.3	Estudo de Caso 2: Controle da Tensão CC	80
5.4	Estudo de Caso 3: Controle por MPPT	87
5.5	Avaliação Geral dos Resultados Encontrados	91
6	CONCLUSÕES.....	93
	REFERÊNCIAS	95
	APÊNDICE A – Código do algoritmo de MPPT	101

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais e Contextualização

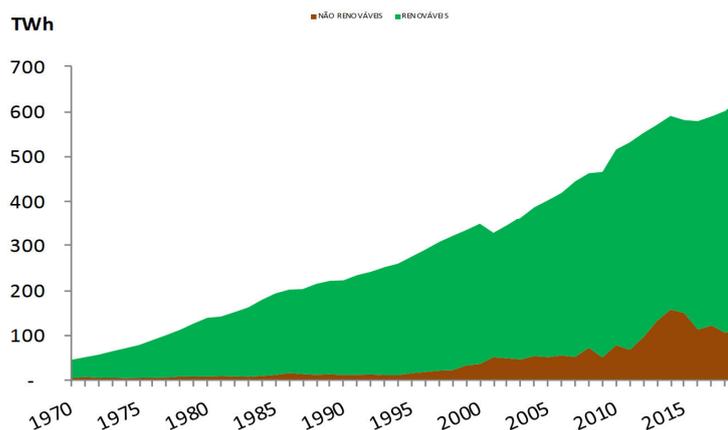
Em dezembro de 2019, a Comissão Europeia tornou público um plano de ação geral, destinado a todas as nações que compõem o bloco político-econômico, denominado Acordo Verde Europeu (*The European Green Deal*) (EUROPEAN PARLIAMENT, 2020). Esse acordo tem como objetivo tornar a Europa o primeiro continente neutro para os efeitos climáticos até 2050, e, para tanto, estabelece uma série de ações e diretrizes políticas, econômicas, sociais e tecnológicas (LOONELA; RIETDORF; PARRONDO, 2019). Dentre estas diretrizes, grande parcela é destinada a propor melhorias ao setor energético, melhorias estas que buscam fornecer uma energia limpa, financeiramente acessível e segura aos consumidores. Tamanha preocupação é justificada devido ao fato de que 75% das emissões de gases do efeito estufa do continente europeu advém da produção e consumo de energia nos mais diversos setores da economia. Neste cenário, o emprego massivo das fontes renováveis de energia se torna imperativo, e sua aplicação deve exercer um papel fundamental a fim de se cumprir os objetivos propostos no Acordo Verde Europeu (EUROPEAN COMMISSION, 2019).

A iniciativa apresentada pela Comissão Europeia reafirma, mais uma vez, a perspectiva futura de que as fontes renováveis de energia revelam-se ser a única solução viável para o desenvolvimento sustentável e livre de carbono do setor elétrico. Em sua definição mais básica, uma Fonte Renovável de Energia é aquela considerada fonte natural de energia, a qual é capaz de se reabastecer por conta própria em curtos períodos de tempo (TIWARI; MISHRA, 2012). Como principais exemplos de fontes renováveis podemos citar o Sol, o vento, os cursos de água, os resíduos de matéria orgânica (biomassa) e o calor proveniente do núcleo terrestre (geotérmica). Cada uma destas fontes pode ser aproveitada para a geração de eletricidade ou para fornecer energia diretamente para o consumo final, como por exemplo para sistemas de aquecimento e rodas d'água. As possibilidades de exploração são inúmeras, todavia, as fontes citadas oferecem diferentes desafios para seu devido aproveitamento e superá-los é essencial para o avanço na direção da conquista de uma matriz energética limpa.

Voltando-se ao contexto nacional, as fontes renováveis de energia constituem, mais que uma aposta para o futuro, uma realidade já bem estabelecida e relevante no âmbito do sistema elétrico brasileiro. Historicamente, a produção de energia elétrica no Brasil é predominantemente de origem renovável, como pode ser verificado no gráfico da Figura 1. No

ano de 2019, as fontes renováveis de energia corresponderam a 83% da oferta interna de eletricidade no país (EPE, 2020). Tal percentual é alavancado grandemente por mérito da geração hidrelétrica, a qual sempre constituiu a base da matriz elétrica do país.

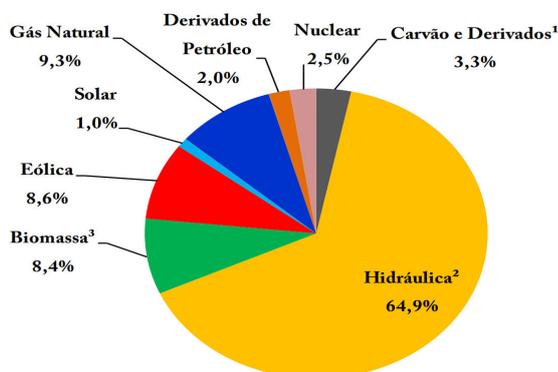
Figura 1 - Comparação histórica da geração de energia elétrica renovável (verde) e não renovável (marrom) no Brasil.



Fonte: (EPE, 2020)

Muito embora a fonte hídrica permaneça dominante, atualmente é possível destacar demais fontes renováveis que possuem parcela relevante na geração de eletricidade, como é o caso das fontes Eólica e Biomassa, as quais respondem, respectivamente, por 8,6% e 8,4% da oferta interna de eletricidade no Brasil, conforme exibido na Figura 2.

Figura 2 - Divisão da oferta interna de energia elétrica no Brasil por fonte.



Fonte: (EPE, 2020)

Apesar de sua baixa participação em termos percentuais (1%) quando comparada às demais fontes, a geração de energia Solar Fotovoltaica, a qual se enquadra como tema principal deste trabalho, encontra-se em franca expansão. Comparando-se a produção de energia solar fotovoltaica do ano de 2019 em relação ao ano anterior, tem-se uma geração de 6655 *GWh* contra 3461 *GWh*, o que representa um aumento de 92,3% (EPE, 2020). Se por um lado sua participação no total ainda é modesta, nas modalidades de micro e mini gerações distribuídas, a geração solar fotovoltaica desponta como principal protagonista, com um total de 474289 unidades geradoras instaladas o que representa 99,91% das unidades de geração distribuída instaladas no Brasil (ANEEL, 2021). Com este percentual expressivo, na geração distribuída, a fonte fotovoltaica supera enormemente a eólica, e, até mesmo, as fontes tradicionais da modalidade distribuída, como por exemplo as pequenas centrais hidrelétricas (PCH's).

O sucesso da geração solar fotovoltaica no Brasil, sobretudo nas modalidades de micro e mini gerações distribuídas (GD), pode ser explicado por diversos fatores, como por exemplo a disponibilidade natural de radiação solar por praticamente todo o território nacional, as tarifas de consumo de eletricidade elevadas, as quais podem, por sua vez, ser minimizadas por meio de incentivos a esta geração fotovoltaica distribuída, além de um modelo de compensação de créditos vantajoso que permite a instalação local ou remota de GD's. Diante deste cenário, a GD fotovoltaica tornou-se não somente atrativa para consumidores residenciais, mas também para comerciantes e pequenas indústrias, o que alavancou fortemente o setor. A expectativa atual é que a GD no país atinja a marca de 25 *GW* de potência instalada até 2030, sendo a geração fotovoltaica responsável por 93% desse valor (EPE, 2021).

Os sistemas de geração solar fotovoltaica (SGFV) conectados à rede elétrica, também conhecidos como *grid-tie*, são sistemas capazes de transformar diretamente a radiação solar em eletricidade por meio de materiais semicondutores e cuja estrutura básica é composta de módulos fotovoltaicos, um sistema de conversão eletrônico CC/CA e, caso necessário, um transformador de acoplamento para adequar o nível de tensão à rede de conexão (ELBASET; HASSAN, 2017).

O aproveitamento de SGFV's conectados à rede, principalmente na modalidade de geração distribuída, possui inúmeros benefícios como por exemplo (JENKINS et al., 2000; JENKINS; EKANAYAKE; STRBAC, 2010):

- Redução das emissões de gases de efeito estufa;
- Uso eficiente da energia e da capacidade do sistema elétrico;
- Diversificação das fontes de energia;

- Geração próxima às cargas, reduzindo custos de transmissão;
- Menor tempo de construção;
- Atendimento à demanda energética do país.

Por outro lado, a indispensabilidade da aplicação de um conversor eletrônico devido às características intrínsecas da geração fotovoltaica, faz com que sua instalação *grid-tie*, em larga escala, traga impactos diretos ao Sistema Interligado Nacional, dado que a elevada inserção de conversores eletrônicos na rede elétrica pode ser causadora de distúrbios vinculados à Qualidade da Energia Elétrica (QEE) (BAGGINI, 2008; DUGAN et al., 2004). Neste aspecto, tradicionalmente o principal fenômeno de QEE associado aos SGFV's são as distorções harmônicas de corrente e tensão causadas pela operação das chaves semicondutoras dos conversores eletrônicos. Todavia, atualmente, em razão do caráter intermitente da geração dos SGFV's e da alta característica resistiva dos sistemas de distribuição, outros potenciais impactos prejudiciais à QEE tornaram-se foco de estudo. A depender da modalidade de conexão, cada fenômeno de QEE, bem como outras perturbações elétricas, afetam a rede em maior ou menor grau. Em outras palavras, os efeitos causados pela inserção de SGFV's no sistema elétrico são distintos quando se trata de grandes fazendas fotovoltaicas, com potências atingindo dezenas de MW, conectadas à rede de transmissão em alta tensão, ou quando se trata de pequenas gerações distribuídas residenciais e comerciais, com potências na faixa de kW, conectadas à rede de distribuição em baixa ou média tensão. Assim sendo, é possível listar os principais distúrbios de ambas as modalidades da seguinte forma (BAJAJ; SINGH, 2019; ENSLIN, 2010; KARIMI et al., 2016; KATIRAEI; AGUERO, 2011; KUMAR; PANDEY; SINHA, 2016):

- Fazendas Fotovoltaicas conectadas à rede de transmissão:
 - Distorções Harmônicas;
 - Flutuações de Tensão;
 - Desbalanço de potência levando a variações de frequência;
 - Necessidade de Potência Reativa a fim de dar suporte à rede.
- Micro e mini SGFV distribuída conectados à rede de distribuição:
 - Distorções Harmônicas;
 - Sobretensão;
 - Flutuações de Frequência;
 - Desequilíbrio;
 - Fluxo de potência reverso nos alimentadores;

- Impactos aos sistemas de proteção;
- Variações do fator de potência dos alimentadores;
- Aumento das perdas elétricas devido ao fluxo reverso.

Em (BAJAJ; SINGH, 2019; KARIMI et al., 2016) são realizadas extensas e completas revisões bibliográficas acerca do tema, abordando os desafios para a implementação em larga escala dos SGFV's, os impactos para a rede elétrica tradicional, os principais distúrbios de QEE correlatos, bem como os métodos atuais de mitigação de tais distúrbios.

1.2 Justificativa da Escolha do Tema

Diante das considerações já expostas anteriormente, fica evidente a dimensão do desafio para a integração segura e confiável dos SGFV's em larga escala na rede elétrica, seja na categoria de usinas centralizadas, seja nas modalidades da geração distribuída, instituindo-se, assim, uma necessidade evidente de estudos e análises aprofundadas para com essa temática (KATIRAEI; AGUERO, 2011).

A geração solar fotovoltaica se apresenta como uma das alternativas mais promissoras para o cumprimento da almejada transformação energética do setor elétrico, a qual já está em andamento e tem como base os conceitos: descarbonização, descentralização e digitalização de toda a cadeia do setor, desde a geração até o consumidor final (BENTO, 2020; FLYTKJAER; EMIN, 2020). A geração solar fotovoltaica já se encontra, conforme supra afirmado, em desenvolvimento acelerado, registrando crescimento ano após ano, com excelente participação na modalidade de GD e vislumbrando uma evolução ainda maior para a próxima década (EPE, 2020, 2021).

Distúrbios de QEE são frequentemente associados aos SGFV's, sendo as distorções harmônicas de corrente e tensão os temas de maior destaque quando da análise de conexões diretas na rede de transmissão, contando com inúmeros trabalhos na literatura (BAJAJ; SINGH, 2019; ENSLIN, 2010; NWAIGWE; MUTABILWA; DINTWA, 2019; VARMA; SALAMA, 2011). No que se refere à conexão de GD, a temática das sobretensões prevalece (BENHABIB; MYRZIK; DUARTE, 2007; ENSLIN; HESKES, 2004; FEKETE; KLAIC; MAJDANDZIC, 2012; KARIMI et al., 2016; VARMA et al., 2016). Destaca-se que outros problemas de QEE vinculados aos SGFV's vem sendo alvo de preocupações devido ao alto grau de penetração na rede elétrica deste tipo de sistema (KATIRAEI; AGUERO, 2011; LIANG, 2017).

Considerando todos os tópicos anteriormente elencados, torna-se imprescindível a realização de trabalhos e estudos voltados à temática da Qualidade da Energia Elétrica no âmbito dos sistemas de geração fotovoltaicos. E juntamente com a necessidade de melhores estudos, vem a carência por metodologias e ferramentas que permitam a realização dos mesmos de forma eficiente e confiável. Ferramentas estas, que devem propiciar a pesquisadores e profissionais da área condições de analisar os sistemas de maneira integrada com os demais equipamentos da rede elétrica, uma vez que o imenso número de distúrbios de QEE associados aos SGFV's manifestam-se concomitantemente na rede e de modo interdependente, sendo, portanto, fundamental conduzir análises conjuntas dos fenômenos de QEE, ao contrário da avaliação individual que é tradicionalmente realizada (DUGAN et al., 2004).

1.3 Objetivos

Em consonância com a contextualização e problematização ora abordadas, o presente trabalho visa contribuir ao grande tema dos estudos de QEE no contexto dos sistemas de geração fotovoltaicos no sentido em que possui os seguintes objetivos:

- Levantar as principais características da composição de um sistema de geração fotovoltaica real.
- Propor uma topologia de arranjo em escala reduzida de um sistema de geração fotovoltaico trifásico, em conformidade com um sistema real, para implementação em laboratório, objetivando estudos vinculados a QEE, além de elencar os principais componentes do arranjo.
- Analisar e apresentar de forma detalhada cada componente do arranjo proposto, avaliando sua funcionalidade e operação.
- Inspeccionar e avaliar a operação geral do arranjo conectado à rede elétrica local.

1.4 Estrutura da dissertação

Com o intuito de alcançar tais objetivos, esta dissertação de mestrado encontra-se estruturada, além deste capítulo introdutório, em consonância com a divisão de capítulos enumerada a seguir:

Capítulo 2 – Sistemas Fotovoltaicos

Neste Capítulo 2 são introduzidos os principais componentes de um típico sistema fotovoltaico, abordando aspectos de funcionamento e técnicas de controle. É conduzida uma elucidação acerca de cada parte do sistema considerando o estado da arte e principais topologias de sistema empregadas na atualidade.

Capítulo 3 – Proposta de Arranjo Fotovoltaico em Escala Reduzida para Estudos Laboratoriais – Arranjo Físico Implementado

O Capítulo 3 apresenta a proposta do arranjo em escala reduzida para implementação em laboratório. São apontados os dispositivos selecionados para fins de montagem, explorando suas principais características, parâmetros de ajuste e justificativas para cada escolha feita.

Capítulo 4 – Proposta de Arranjo Fotovoltaico em Escala Reduzida para Estudos Laboratoriais – Programação do Microcontrolador

Este Capítulo 4 dá continuidade à apresentação do arranjo em escala reduzida no sentido em que aborda a programação do microcontrolador escolhido. É feita uma introdução à integração do microcontrolador com o ambiente de simulação *Simulink*, bem como as possibilidades de programação do microcontrolador por meio desta plataforma. Em seguida, são apresentados os diagramas de comando implementados para programação do microcontrolador.

Capítulo 5 – Avaliação de Desempenho do Arranjo Fotovoltaico Implementado em Escala Reduzida com Conexão à Rede Local

Neste Capítulo 5 são iniciados os testes do arranjo em escala reduzida montado em laboratório e conectado à rede local. As condições de teste são apresentadas, define-se os instrumentos de medição empregados e é constituída uma relação de ensaios a serem efetuados. Os resultados obtidos são devidamente exibidos e comentados.

Capítulo 6 – Conclusões

No Capítulo 6, tem-se a finalização deste trabalho dissertativo, reunindo as principais questões abordadas e discutindo as contribuições alcançadas. Os resultados mais relevantes são revisitados e indica-se sugestões de trabalhos futuros.

2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Um Sistema de Geração Fotovoltaico (SGFV) consiste em um arranjo capaz de converter a radiação solar em energia elétrica. Os SGFV's podem ser classificados segundo sua conexão em relação à carga elétrica e à rede elétrica, sendo definidos comumente em três categorias: sistema isolado (off-grid), sistema híbrido e sistema conectado à rede (ou *grid-tie*).

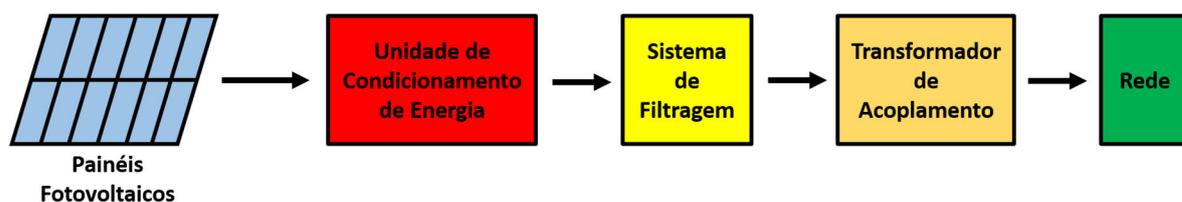
O sistema de geração fotovoltaico isolado é normalmente utilizado para a alimentação direta de cargas em locais remotos onde não se tem acesso ao fornecimento de energia elétrica por meio de uma rede elétrica convencional. As cargas alimentadas podem ser em tensão CC ou CA e, geralmente, emprega-se, neste tipo de tecnologia, um sistema de armazenamento de energia a fim de estocar o excedente de energia e garantir o suprimento em horários em que não há geração.

O sistema híbrido, por sua vez, mantém as características principais do sistema isolado no sentido em que alimenta as cargas diretamente e necessita do auxílio de um sistema de armazenamento de energia, porém se tem a inclusão de um sistema de geração auxiliar, que não necessariamente seja advindo de fonte renovável de energia, tal como um gerador a diesel. Este sistema auxiliar tem o intuito de aumentar a confiabilidade e eficiência do fornecimento.

Finalmente, tem-se o sistema conectado à rede (*grid-tie*), o qual se utiliza de uma rede elétrica de conexão como uma espécie de sistema de armazenamento de energia, já que o excedente de energia gerado pode ser despachado para a rede, e, nos períodos de baixa irradiação, as cargas locais (caso haja) são alimentadas via rede elétrica.

O presente trabalho dissertativo tem como foco os sistemas conectados à rede, sendo assim, o arranjo fotovoltaico aqui proposto será baseado na topologia padrão de um sistema *grid-tie* trifásico com transformador de acoplamento, cujo diagrama básico é exibido na Figura 3.

Figura 3 - Diagrama básico de um sistema fotovoltaico *grid-tie*.



Fonte: Própria.

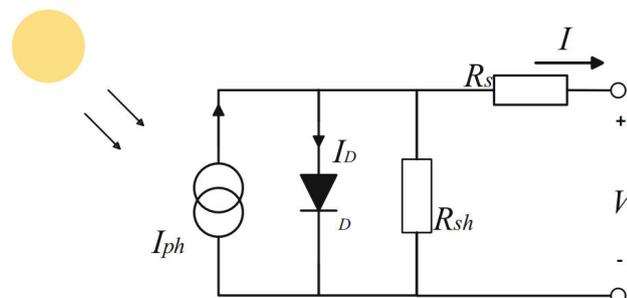
A composição básica de um SGFV *grid-tie*, conforme mostrado na Figura 3, é formada pelo conjunto de módulos fotovoltaicos, uma unidade de condicionamento de energia (UCE), a qual consiste basicamente de um inversor de tensão, um sistema de filtragem e um transformador de acoplamento com a rede elétrica. As seções seguintes abordam cada componente do sistema de forma mais detalhada.

2.1 Módulo Fotovoltaico

O módulo fotovoltaico é o primeiro dos principais componentes de um SGFV *grid-tie*. Um módulo padrão é formado por inúmeras células fotovoltaicas, as quais representam os elementos mais básicos do processo de conversão de energia solar em eletricidade, e, para tanto, utilizam-se do efeito fotovoltaico. O efeito fotovoltaico foi primeiramente descoberto por Edmund Becquerel em 1839, no entanto, foi somente a partir da década de 1950, com os trabalhos de Chapin com células de silício monocristalino, que o tema ganhou destaque como uma possibilidade viável de geração de energia (SZE; NG, 2007). O efeito fotovoltaico acontece quando uma junção P-N de material semicondutor é incidida por determinados comprimentos de onda do espectro de luz solar fazendo com que os elétrons do material sejam excitados e se desprendam de seus respectivos átomos. Tais elétrons livres são, então, direcionados, por ação do campo elétrico da junção P-N, aos terminais da célula solar, onde poderão ser aproveitados para a alimentação de uma carga elétrica externa (MESSENGER; ABTAHI, 2017).

O circuito equivalente de uma célula fotovoltaica pode ser representado conforme ilustrado na Figura 4.

Figura 4 - Circuito equivalente de uma célula solar.



Fonte: (ELBASET; HASSAN, 2017)

Neste circuito equivalente, tem-se a representação do efeito fotovoltaico por uma fonte de corrente dependente da irradiância solar, além de um diodo representativo da junção P-N e resistores em paralelo e série para simular as perdas da célula solar (RAUSCHENBACH, 1976). A partir do circuito equivalente apresentado é possível definir o comportamento de tensão e corrente da célula solar de acordo com a seguinte equação (ELBASET; HASSAN, 2017; RAUSCHENBACH, 1976):

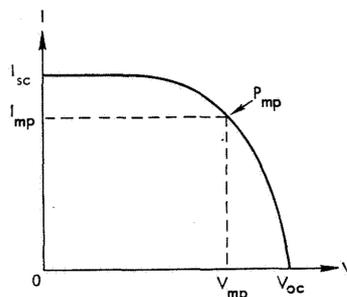
$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V + I \cdot R_S)}{AkT} \right) - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_S}{R_{SH}} \quad (2.1)$$

Onde:

- I : corrente de saída da célula.
- I_L : corrente gerada pela luz.
- I_0 : corrente de saturação do diodo.
- q : carga do elétron.
- V : tensão de saída da célula.
- R_S : resistência série da célula solar.
- R_{SH} : resistência shunt.
- k : Constante de Boltzmann.
- T : Temperatura absoluta.
- A : Constante arbitrária para adequação da curva (entre 1 e 5).

Tal equação, por sua vez, estabelece uma curva característica de tensão *versus* corrente (V-I) da célula solar, a qual é ilustrada na Figura 5.

Figura 5 - Curva característica V-I de uma célula solar.



Fonte: (RAUSCHENBACH, 1976).

O formato característico da curva V-I retratado na Figura 5 encontra-se bem consolidado na literatura e é tido como modelo usual no que diz respeito ao comportamento elétrico de uma célula fotovoltaica (MESSENGER; ABTAHI, 2017; RAUSCHENBACH, 1976; SZE; NG, 2007). A curva V-I pode ser dividida em três regiões distintas, uma região com desempenho de fonte de corrente (corrente constante), outra região com funcionamento similar a uma fonte de tensão (tensão constante), e uma região intermediária de transição com um ponto de inflexão. Além das distintas regiões, é interessante destacar, na curva V-I, três pontos de funcionamento principais, o ponto de circuito aberto V_{OC} (corrente zero), o ponto de curto-circuito I_{SC} (tensão zero) e o ponto de máxima potência P_{MP} , o qual se encontra na região de transição e trata-se de um equilíbrio entre corrente e tensão que maximiza a potência de saída.

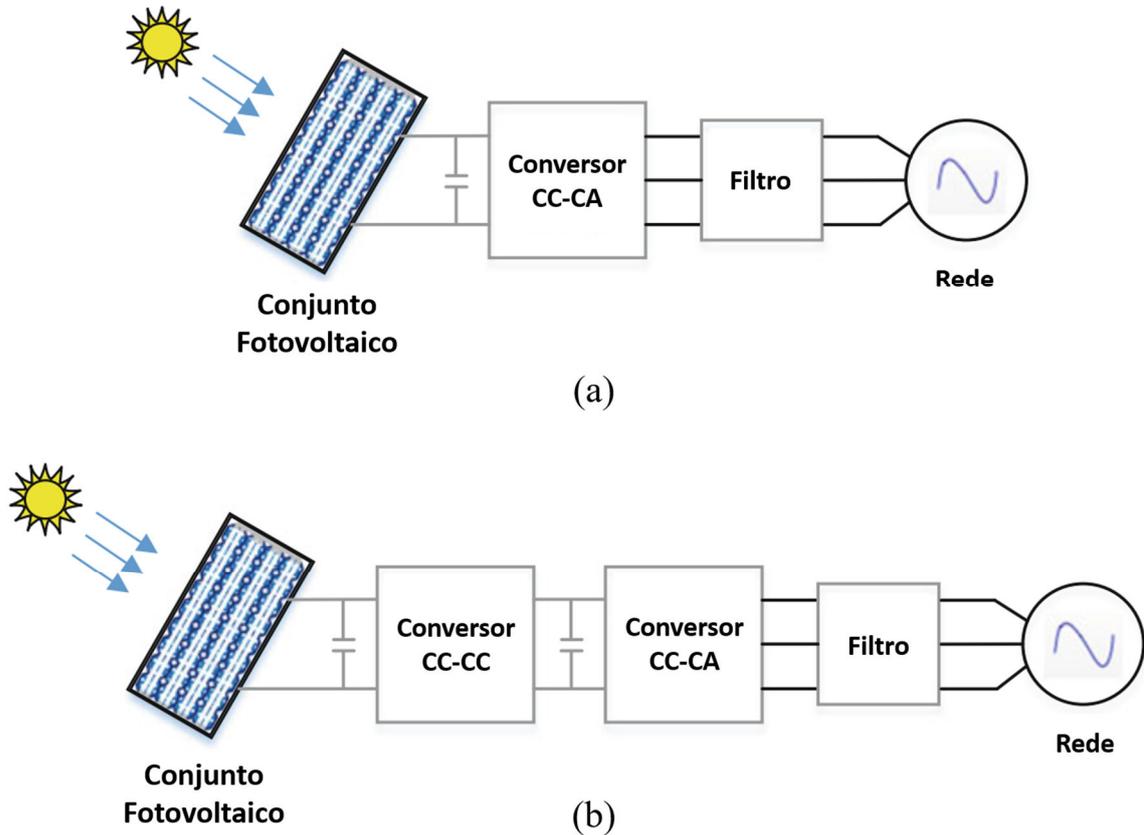
Uma célula solar de silício típica atinge, na atualidade, uma tensão de circuito aberto de no máximo 0,6 V e uma potência de até 5 W em seu ponto de máxima potência (MESSENGER; ABTAHI, 2017). Portanto, faz-se necessária a associação de várias células, conectadas em série e paralelo, para se alcançar níveis de tensão e potência praticáveis em cargas reais. Esta associação de células dá origem aos módulos fotovoltaicos, que, por sua vez, podem ser agrupados entre si a fim de se formar conjuntos (*arrays*) fotovoltaicos. Atualmente, é possível encontrar facilmente módulos na faixa dos 500W disponíveis no mercado, com eficiências que chegam aos 20%. Valor este bem considerável, haja vista a eficiência teórica máxima de células solares de silício que no presente momento é de 29,47% (VEITH-WOLF et al., 2018).

2.2 Unidade de Condicionamento de Energia

O segundo componente básico de um SGFV é a unidade de condicionamento de energia (UCE), cuja função primordial é realizar a conversão da tensão CC gerada pelos módulos fotovoltaicos em tensão CA compatível e sincronizada com a rede elétrica de conexão, e, para tanto, se utiliza de conversores eletrônicos (ELBASET; HASSAN, 2017). Os conversores eletrônicos empregados devem ser programados para executar o rastreamento do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracking* - MPPT) e sincronizar a tensão de saída com a rede de conexão, isto é, devem ser capazes de estabelecer uma operação que se mantenha no ponto de máxima potência da curva V-I dos módulos, ao mesmo tempo em que monitoram os parâmetros de amplitude e fase instantâneas da tensão da rede a fim de efetuar um despacho de potência apropriado (SUMATHI; ASHOK KUMAR; SUREKHA, 2015).

A UCE pode ser disposta em uma configuração com um ou dois estágios como ilustrado na Figura 6.

Figura 6 - Sistema de geração fotovoltaico: (a) com um estágio de conversão e (b) com dois estágios de conversão.



Fonte: Adaptado de (ELBASET; HASSAN, 2017)

Pode-se observar que na configuração com um estágio somente, o conjunto de módulos fotovoltaicos são conectados diretamente à entrada de um inversor CC/CA que acumula as funções de MPPT e sincronização. Já na configuração em dois estágios, tem-se um primeiro conversor CC/CC, o qual tem como tarefa adequar o nível de tensão CC do conjunto fotovoltaico à entrada do inversor CC/CA e executar o MPPT, e, na sequência, encontra-se um segundo estágio com um inversor CC/CA responsável pela sincronização com a rede elétrica. A configuração com dois estágios permite uma maior flexibilidade no controle, em contrapartida, possui um maior número de chaves eletrônicas empregadas, o que diminui a eficiência e a confiabilidade do sistema (ELBASET; HASSAN, 2017). No presente trabalho será abordada unicamente a configuração com um estágio. Optou-se por esta topologia devido

a sua maior praticidade e menor custo financeiro de implementação, os quais são fatores determinantes quando se trata de uma montagem laboratorial. Sendo assim, a UCE do arranjo aqui proposto resume-se ao conversor CC/CA que será melhor explicado na sequência.

2.2.1 Inversor Eletrônico de Tensão

Na configuração de UCE com apenas um estágio, o inversor eletrônico de tensão CC/CA exerce papel fundamental e acumula as funções de MPPT e sincronismo, sendo assim, é essencial compreender seu funcionamento e principais características.

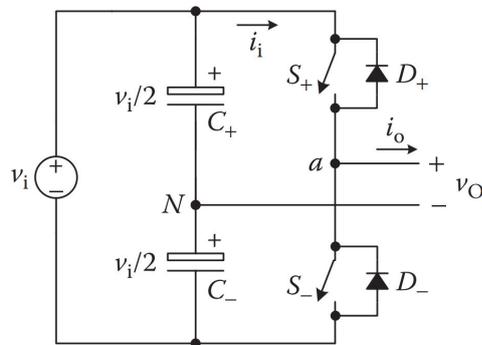
Um inversor de tensão pode ser definido como um dispositivo baseado em eletrônica de potência capaz de converter uma tensão CC de entrada em uma tensão CA de saída, que seja simétrica e com magnitude e frequência controladas (RASHID, 2011).

De maneira geral, um inversor de tensão gera, em sua saída, uma forma de onda específica a partir de uma tensão contínua em sua entrada, se valendo, para isso, de chaves semicondutoras controláveis comutadas em alta frequência. Os primeiros inversores criados em 1970 funcionavam a base de tiristores e eram, sobretudo, aplicados para o acionamento de motores de indução industriais. A partir da década de 1990, com o advento de IGBT's e MOSFET's, novas aplicações para os inversores foram desenvolvidas, uma vez que ambas as recém-criadas chaves eletrônicas suportavam potências mais elevadas e altas frequências de chaveamento (RASHID, 2011; TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011).

A estrutura mais básica de um inversor de tensão monofásico pode ser observada na Figura 7. Trata-se de uma estrutura denominada meia-ponte, a qual foi primeiramente proposta por McMurray em 1965 (MCMURRAY, 1965), que conta com duas chaves dispostas em série formando um ramo (ou braço) de inversor. A tensão de saída é obtida do ponto central entre as chaves (ponto *a*) e a referência é o ponto neutro entre os capacitores (ponto *N*). As duas chaves são comutadas alternadamente de forma a se produzir na saída uma tensão positiva ($+\frac{V_c}{2}$) ou negativa ($-\frac{V_c}{2}$), sendo que um acionamento apropriado possibilita a geração da forma de onda desejada. Diversas estratégias de acionamento das chaves podem ser utilizadas, a mais comumente empregada na atualidade é a Modulação por Largura de Pulso (*Pulse Width Modulation* - PWM), a qual controla a largura do pulso de acionamento de cada chave, ou seja, controla o tempo em que cada chave permanece em condução, deste modo, o valor da tensão

na saída em um dado instante é dado pela média de tempo em que a tensão fica com valor positivo ou negativo (LUO; YE, 2013; RASHID, 2011).

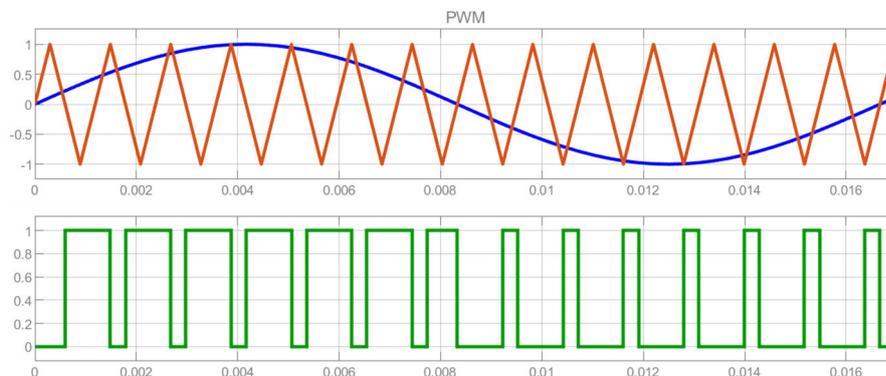
Figura 7 - Inversor monofásico meia-ponte.



Fonte: (LUO; YE, 2018).

O sinal PWM para acionamento das chaves é gerado ao se comparar um sinal de referência com um sinal triangular, assim como exibido na Figura 8. No momento em que o sinal de referência é superior ao triangular, o sinal PWM gerado para acionamento tem nível lógico ALTO, caso contrário, tem nível lógico BAIXO, os sinais são então enviados a cada chave com nível lógico invertido entre si, de forma a evitar acionamento simultâneo. No caso específico em que o sinal de referência é uma senoide, a modulação é denominada SPWM (*Sinusoidal Pulse Width Modulation*). A frequência de chaveamento é definida pela frequência do sinal triangular. O nível de tensão a ser gerado a cada instante corresponde à magnitude do sinal de referência (LUO; YE, 2013; RASHID, 2011).

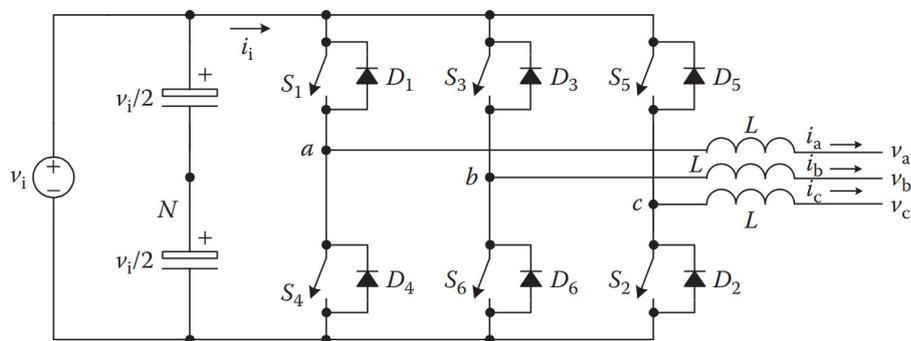
Figura 8 - Geração do sinal PWM.



Fonte: Própria.

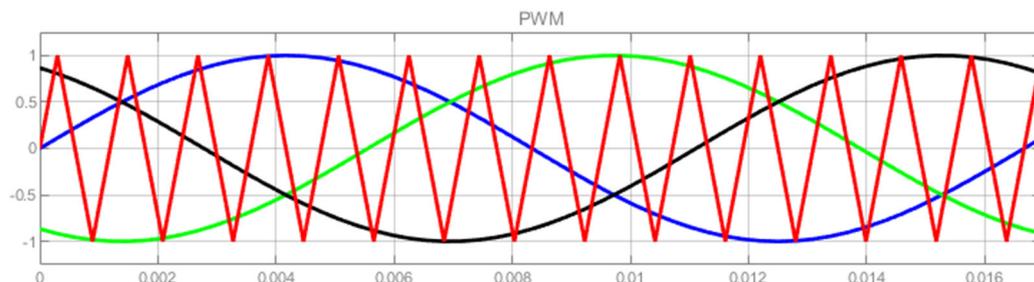
No que se refere à topologia de um inversor trifásico, tem-se a combinação de três estruturas de meia-ponte, resultando em uma ponte-completa trifásica com três ramos de chaves semicondutoras. As tensões fase-fase de saída são retiradas dos pontos centrais de cada ramo, enquanto o ponto central dos capacitores ainda permanece disponível caso haja necessidade de uma tensão fase-neutro. A geração do sinal PWM é efetuada, agora, por meio de um conjunto trifásico de sinais de referência, ainda comparados a um sinal triangular (LUO; YE, 2013; RASHID, 2011).

Figura 9 - Inversor trifásico de ponte completa.



Fonte: (LUO; YE, 2018).

Figura 10 - Geração de PWM trifásico.



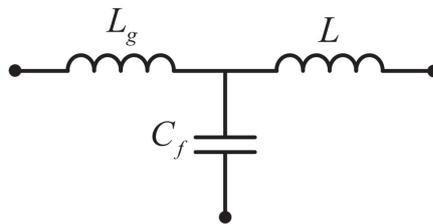
Fonte: Própria.

2.3 Sistema de Filtragem

O acionamento do inversor de tensão através de PWM provoca em sua saída o surgimento de harmônicas de alta frequência, as quais devem ser eliminadas a fim de respeitar as normas vigentes de acesso à rede elétrica (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011). Diante disso, o filtro LCL (Figura 11) é largamente utilizado para esse propósito,

especialmente em sistemas de maior potência, devido a sua eficiência de filtragem, custo reduzido e menor dimensão física quando comparado a um filtro L simples ou mesmo um LC (SAÏD-ROMDHANE et al., 2015). Apesar de tais benefícios, o filtro LCL possui uma maior complexidade de cálculo para seu dimensionamento, o qual deve levar em consideração eventuais problemas de ressonância (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011). Neste trabalho, será aplicado o filtro LCL para efeito de mitigação de harmônicos.

Figura 11 - Filtro LCL.



Fonte: (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011).

2.4 Transformador de Acoplamento

Refere-se ao transformador responsável por ajustar o nível de tensão da saída do SGFV para o nível nominal da rede elétrica de conexão. Normalmente, o transformador de acoplamento se faz necessário em sistemas de geração de maior porte, ou seja, usinas fotovoltaicas concentradas que possuem conexão direta à rede básica em alta tensão, ou sistemas de geração distribuída conectados à rede de distribuição em média tensão. Nestes casos, a tensão de saída nominal do inversor não é compatível com a rede de conexão e necessita-se, portanto, de uma elevação de tensão por meio do transformador de acoplamento.

2.5 Estratégias de Controle para Acionamento da UCE

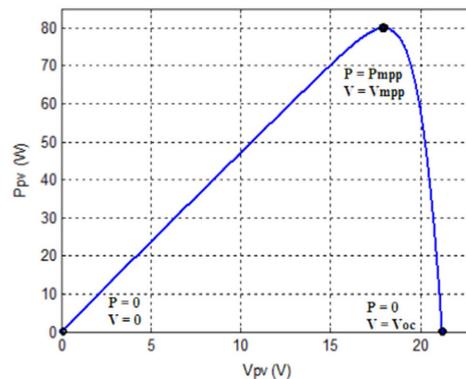
Uma questão fundamental quando se trata de sistemas de geração fotovoltaicos é o controle do sistema e a estratégia de acionamento. Independentemente da topologia empregada para a UCE (unidade de condicionamento de energia), quer seja com um ou dois estágios/conversores, a UCE deve ser capaz de desempenhar suas funcionalidades de forma correta, isto é, executar um algoritmo de MPPT eficiente e assegurar um método confiável de

sincronismo com a rede. Portanto, é indispensável compreender o princípio de funcionamento de cada uma dessas funcionalidades.

2.5.1 Rastreamento do Ponto de Máxima Potência – MPPT

Tendo como referência a curva V-P padrão de um conjunto de módulos fotovoltaicos ilustrado na Figura 12, é possível distinguir um ponto no qual a potência de saída do conjunto será máxima. A tensão e corrente de saída do conjunto são fortemente interdependentes, de modo que a variação de um desses parâmetros impacta na alteração do outro. O rastreamento do ponto de máxima potência busca justamente alcançar o ponto intermediário no qual os níveis de tensão e corrente estejam balanceados de maneira a maximizar a potência de saída, garantindo que toda a potência gerada pelos módulos, dadas as condições de funcionamento daquele instante específico, seja despachada para o sistema externo.

Figura 12 - Curva V-P característica de um conjunto fotovoltaico.



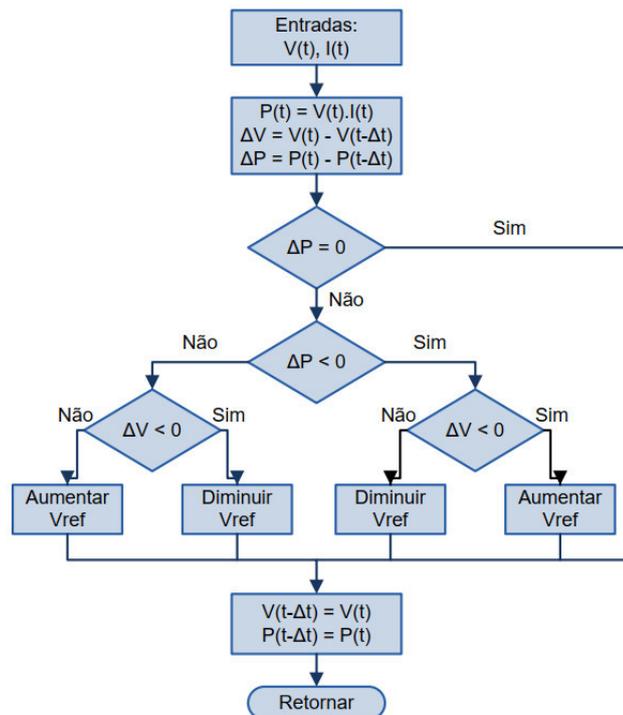
Fonte: (RAM; BABU; RAJASEKAR, 2017).

Com isto em mente, diversos algoritmos de MPPT foram propostos ao longo dos anos para cumprir tal objetivo. Pode-se citar os métodos tradicionais já bem consagrados como Razão de Chaveamento Constante, Tensão Constante, Perturba e Observa, Condutância Incremental, Oscilação do Sistema, Correlação de *Ripple*, Método β , Método ΔT , dentre outros, os quais são melhor abordados em (DE BRITO et al., 2010; ESRAM; CHAPMAN, 2007; SALAS et al., 2006; SILVA et al., 2017; SUBUDHI; PRADHAN, 2013), e até mesmo técnicas modernas aplicando lógica *Fuzzy* e redes neurais (KARAMI; MOUBAYED; OUTBIB, 2017; RAM; BABU; RAJASEKAR, 2017). No presente trabalho, será abordado exclusivamente o

algoritmo Perturba e Observa, devido a sua eficiência já bem comprovada e por apresentar uma boa relação entre complexidade de implementação e desempenho. Levando-se em conta tais características, considerou-se uma alternativa segura para uma primeira instalação do arranjo fotovoltaico em laboratório.

O método Perturba e Observa consiste basicamente em se provocar uma perturbação em um dos parâmetros de saída do conjunto fotovoltaico, normalmente na tensão, com o intuito de se observar a resposta da potência de saída do sistema, e, em seguida, determinar o ponto de operação da curva V-P em que o sistema se encontra no instante atual de acordo com a variação da potência observada. Essa determinação do ponto de operação a partir da variação da potência é possível devido a divisão da curva V-P em duas regiões bem distintas, uma primeira região onde a elevação da tensão provoca um aumento da potência de saída, e uma segunda região em que uma tensão maior resulta em uma redução da potência. Uma vez estabelecido o ponto de operação, atua-se sobre um dos parâmetros de saída, tensão ou corrente, de modo que o outro parâmetro se altera também por consequência, e, assim, é possível excursionar sobre a curva V-P até o ponto de máxima potência. À vista disso, pode-se conceber um fluxograma básico do método Perturba e Observa assim como apresentado na Figura 13.

Figura 13 - Fluxograma básico do método Perturba e Observa.



Fonte: (DE BRITO et al., 2010).

As principais vantagens do Perturba e Observa são a sua facilidade de implementação, o fato de não necessitar dos parâmetros do módulo e sua compatibilidade com todos os modelos de módulo. Por outro lado, tem-se a desvantagem da presença de oscilações em regime permanente quando o sistema se encontra próximo ao ponto de máxima potência. As oscilações são diretamente proporcionais ao tamanho do passo da perturbação. Um passo menor evita grandes oscilações, todavia, reduz o tempo de resposta do algoritmo. Portanto, deve-se buscar um balanço entre os dois a fim de se obter um controle rápido e com menores oscilações em regime permanente (KARAMI; MOUBAYED; OUTBIB, 2017).

2.5.2 Sincronismo com a Rede Elétrica

A funcionalidade de sincronismo com a rede elétrica pode ser definida como o estabelecimento, por parte do inversor, de uma tensão de saída que acompanhe a tensão da rede em termos de frequência e fase. Sabe-se que a rede elétrica é um sistema altamente dinâmico que sofre alteração em seus parâmetros continuamente (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011), assim sendo, o controle da UCE deve ser capaz de verificar em tempo real tais parâmetros a fim de fornecer ao inversor uma referência de tensão condizente com a encontrada na rede, propiciando um sincronismo eficiente e confiável.

Os primeiros inversores utilizados em sistemas de conexão à rede elétrica recorriam a uma lógica de detecção de passagem por zero para efetuar seu sincronismo. Estratégias desta natureza resultavam em problemas vinculados a múltiplas detecções, especialmente em redes possuindo baixo nível de curto-circuito ou alto grau de distorção harmônica (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011). Diante disso, melhoramentos foram feitos e outras alternativas foram buscadas com o intuito de otimizar o sincronismo. Atualmente, as aplicações envolvendo conexão à rede elétrica nos mais diversos segmentos são fundamentadas na técnica de Ciclo de Fase Travada, mais conhecida por sua sigla em inglês *PLL (Phase-Locked Loop)* (ARRUDA; SILVA; FILHO, 2001).

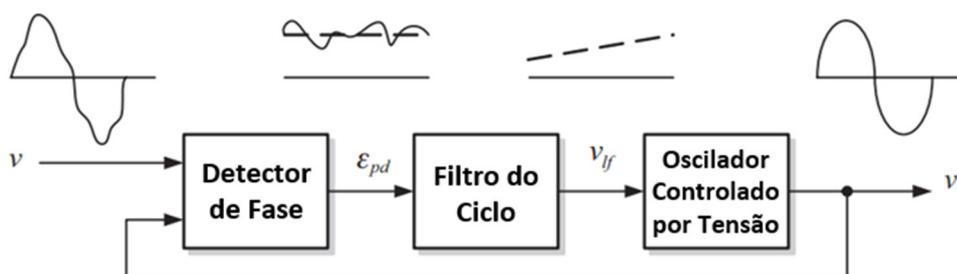
Um *PLL* em sua definição mais primordial trata-se de um dispositivo capaz de rastrear um sinal de entrada, isto é, gerar em sua saída um sinal sincronizado em frequência e fase em relação a um sinal de referência (BEST, 2007). A invenção do *PLL* é atribuída ao engenheiro francês Henri de Bellescize em 1932, sendo sua primeira implementação apresentada em um circuito utilizando tubos a vácuo (BEST, 2007). Desde então, as aplicações do *PLL* vêm sendo aprimoradas até alcançar sua maior notoriedade com o desenvolvimento dos circuitos

integrados e microcontroladores, os quais permitiram a implementação de *PLL*'s de forma totalmente digital (HSIEH; HUNG, 1996). Hoje em dia, o *PLL* está presente nos mais diversos equipamentos eletrônicos de uso diário, incluindo aparelhos de TV, computadores pessoais e telefones celulares, sendo um dos fatores fundamentais para o desenvolvimento e confiabilidade de tais tecnologias (BEST, 2007; HSIEH; HUNG, 1996). Além destas aplicações, o *PLL* é igualmente essencial para a sincronização de inversores de tensão em sistemas com conexão à rede elétrica (ARRUDA et al., 2000; ARRUDA; SILVA; FILHO, 2001; SILVA et al., 2004), tema este que se caracteriza como foco deste trabalho, portanto, uma investigação mais pormenorizada sobre seu funcionamento se faz necessária.

Como citado anteriormente, a implementação moderna do *PLL*, em suas mais distintas variações, se dá por meio digital devido a versatilidade de estudos proporcionada por ambientes de programação digitais. Assim sendo, na forma digital, o *PLL* se torna uma malha de controle realimentada, cuja estrutura básica é apresentada na Figura 14 e é composta por três elementos principais (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011):

- **Detector de Fase (*Phase Detector - PD*):** elemento responsável pela comparação entre o sinal de saída do *PLL* e o sinal de entrada, fornecendo um sinal de erro proporcional à diferença de fase encontrada entre os sinais. Muitas vezes implementado como um multiplicador simples.
- **Filtro do Ciclo (*Loop Filter - LF*):** filtro passa-baixa para eliminar componentes de alta frequência residuais do sinal de erro calculado pelo PD. Normalmente, um controlador PI é utilizado como Filtro do Ciclo.
- **Oscilador Controlado por Tensão (*Voltage-Controlled Oscillator - VCO*):** oscilador responsável por gerar o sinal de saída com frequência proporcional ao sinal advindo do LF. É comum a utilização de uma frequência central ω_c para que o oscilador tenha uma frequência base inicial.

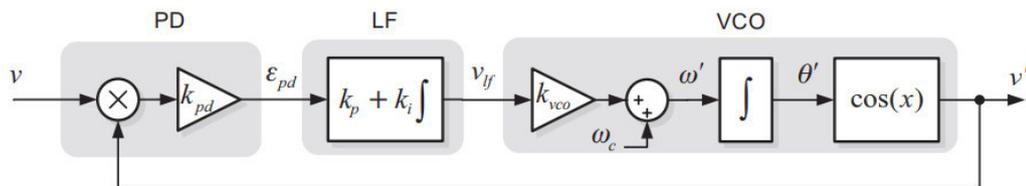
Figura 14 - Estrutura básica de um *PLL*.



Fonte: (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011).

Tendo como base o diagrama de blocos de um *PLL* exibido na Figura 15, pode-se compreender o funcionamento geral do ciclo completo partindo-se do sinal de saída gerado pelo VCO, o qual é realimentado para o PD, que por sua vez fornece um sinal de erro proporcional à diferença de fase, este erro é processado pelo controlador PI, ao mesmo tempo em que elimina a componente de alta frequência. O controlador PI atua no sentido de zerar o erro recebido, de modo que produz em sua saída um sinal que, somado à frequência central ω_c , serve como referência de frequência para o VCO gerar um sinal de saída que elimine a diferença de fase em relação ao sinal de entrada (BEST, 2007; TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011).

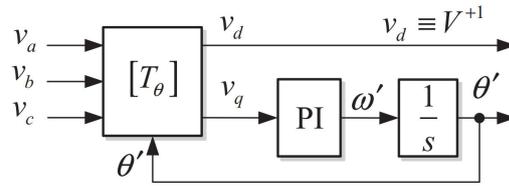
Figura 15 - Diagrama de blocos básico de um *PLL*.



Fonte: (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011).

A Figura 15 representa a configuração básica de um *PLL* monofásico. Quando se trata de aplicações trifásicas tem-se a utilização da Transformada de Park (KRAUSE et al., 2013) na função de Detector de Fase (PD). Isso se dá em razão de dois motivos principais. Primeiramente devido a compatibilidade direta da Transformada de Park com sistemas trifásicos, convertendo-os em duas grandezas lineares nas coordenadas girantes (*dq*) que são adequadas para implementação de controladores lineares, como é o caso do controlador PI. O segundo motivo para a utilização da Transformada de Park como detector de fase é a eliminação da componente de frequência dupla que surge ao se empregar um multiplicador simples como detector de fase, o que causa uma oscilação em regime permanente na frequência calculada pelo *PLL* (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011). Dito isso, a Figura 16 apresenta o diagrama de blocos usual de um *PLL* trifásico empregando a Transformada de Park como detector de fase, denotada no diagrama pelo bloco $[T_\theta]$. Nesta configuração, ou seja, quando se utiliza do sistema de coordenadas girantes, o *PLL* é normalmente denominado *SRF-PLL* (*Synchronous Reference Frame - PLL*).

Figura 16 – Diagrama básico de um *SRF-PLL*.



Fonte: (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011).

Percebe-se, na Figura 16, que, no *SRF-PLL*, a variável usada como erro de fase é a coordenada v_q da saída da Transformada de Park. A coordenada v_q é, então, processada pelo controlador PI, que fornecerá em sua saída uma velocidade angular de referência ω' , a qual será integrada resultando em um ângulo de fase estimado θ' , sendo este realimentado para a transformada de Park, completando o ciclo do *SRF-PLL*. Uma vez que o *SRF-PLL* esteja perfeitamente sintonizado com a frequência da rede, o valor de v_q tenderá a zero, o valor de v_d corresponderá a uma estimativa da magnitude da tensão fundamental da rede V^{+1} , e o ângulo de fase estimado θ' poderá ser utilizado como referência pelo controle do sistema.

As vantagens do uso do *PLL* em sistemas envolvendo conversores conectados à rede vão desde a facilidade atual de implementação em microcontroladores e circuitos digitais até a solução de problemas correlatos a dinamicidade dos parâmetros da rede elétrica. Quando bem projetado, os sinais internos do *PLL* são grandezas contínuas, logo, são perfeitamente adequados para tratamento por meio dos controladores lineares convencionais, propiciando um controle auto regulável robusto. Por fim, qualquer atraso gerado por sensores ou sistemas de geração de pulso para os inversores pode ser compensado simplesmente pela adição de um avanço de fase na malha do *PLL* (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011).

Nesta seção foi apresentado o funcionamento básico de um *SRF-PLL*, o qual foi a alternativa selecionada para a aplicação na estratégia de sincronização do arranjo fotovoltaico proposto neste trabalho. A escolha do *SRF-PLL* se deu devido à sua efetividade de sincronização já bem comprovada e sua simplicidade de aplicação. Todavia, o *SRF-PLL* apresenta limitações quando empregado em rede com tensões desequilibradas ou distorcidas. Em razão disso, inúmeras modificações foram propostas ao longo dos anos com o intuito de aprimorar o *SRF-PLL* e corrigir tais limitações. Dentre as principais modificações propostas pode-se citar o *DDSRF-PLL* (RODRÍGUEZ et al., 2007), o *PSF-PLL* (YUAN et al., 2002), o *SSI-PLL* (BOJOI et al., 2005), o *DSOGI-PLL* (RODRIGUEZ et al., 2007; RODRÍGUEZ et al.,

2006a), o DSOGI-FLL (RODRÍGUEZ et al., 2006b, 2011), dentre outras estratégias que podem ser encontradas em literatura especializada (FREIJEDO et al., 2009; YAZDANI; PAHLEVANINEZHAD; BAKHSHAI, 2009).

2.5.3 Controle do Inversor

O controle do inversor de tensão consiste no correto estabelecimento da lógica de acionamento das chaves semicondutoras, a fim de permitir ao inversor a realização de sua função alvo. No presente desenvolvimento, a lógica de chaveamento deverá contemplar alimentação de uma carga isolada e, ainda, o despacho de potência para a rede elétrica local.

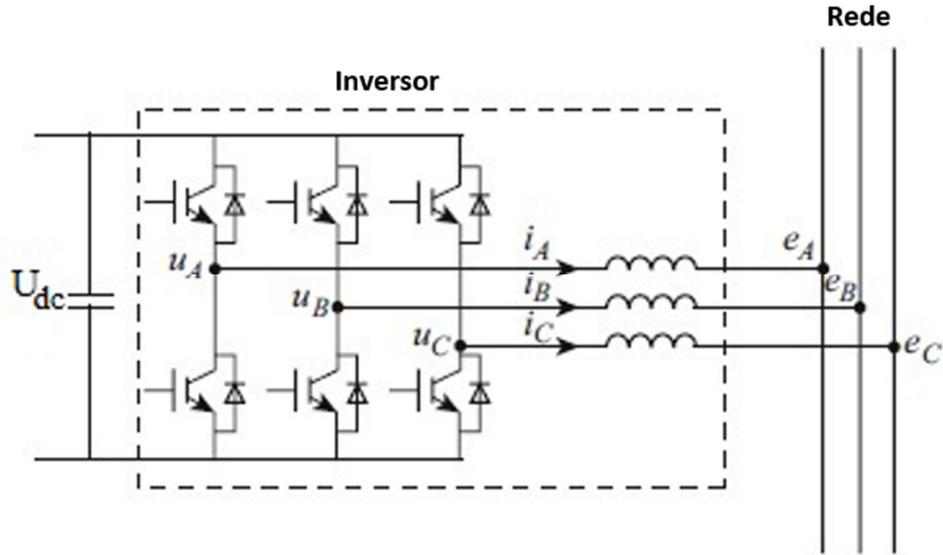
O controle do inversor poderá ser efetuado com orientação ao controle de corrente ou ao controle de tensão. No caso específico do despacho de potência para a rede, a estratégia comumente empregada é o controle orientado à corrente, devido à suas vantagens de menor sensibilidade a oscilações de fase e distorções harmônicas na rede, além de uma ótima velocidade de resposta (KO et al., 2006).

Dentre as alternativas possíveis de controle orientado à corrente, pode-se citar o controle por histerese, controle preditivo e proporcional-integral (PI) (QINGRONG ZENG; CHANG, 2005). Considerando tais alternativas, o controle de corrente PI se mostra uma estratégia atrativa em razão de seu baixo erro em regime permanente, reduzido *ripple* de corrente e geração de uma forma de onda puramente senoidal. Ademais, o controle de corrente PI é robusto a modificações dos parâmetros da rede e dispensa a utilização de uma modelagem da mesma (AHMED, 2013).

Diante disso, no presente trabalho, será abordado o controle do inversor de tensão por intermédio do controle de corrente PI, uma vez que tal estratégia se mostra adequada à aplicação no arranjo em escala reduzida aqui proposto, devido às vantagens supracitadas. Sendo assim, tratar-se-á, na sequência, de seu princípio de funcionamento de maneira mais detalhada.

A representação de um inversor de tensão conectado à rede pode ser sintetizada a partir do diagrama da Figura 17.

Figura 17 – Modelo de um inversor conectado à rede.



Fonte: (AHMED, 2013).

As três tensões de fase da rede são definidas como:

$$\begin{aligned}
 e_A &= E \cos \omega t \\
 e_B &= E \cos \left(\omega t - \frac{2\pi}{3} \right) \\
 e_C &= E \cos \left(\omega t + \frac{2\pi}{3} \right)
 \end{aligned} \tag{2.2}$$

Onde, E representa o valor de pico da tensão de fase e ω a frequência angular da rede. A equação que descreve o comportamento da corrente do sistema pode ser escrita como (AHMED, 2013):

$$\begin{bmatrix} \frac{di_A}{dt} \\ \frac{di_B}{dt} \\ \frac{di_C}{dt} \end{bmatrix} = -\frac{R}{L} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \end{bmatrix} + \frac{1}{L} \begin{bmatrix} u_A - e_A \\ u_B - e_B \\ u_C - e_C \end{bmatrix} \tag{2.3}$$

Em que, i_A, i_B, i_C são as correntes de saída e u_A, u_B, u_C , as tensões de saída do inversor, L e R são, respectivamente, a indutância e a resistência entre o inversor e a rede de conexão.

Aplicando a Transformada de Park (KRAUSE et al., 2013), é possível converter (2.3) para o conjunto de coordenadas girantes (dq), resultando em:

$$\begin{bmatrix} e_d \\ e_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_d \\ u_q \end{bmatrix} - L \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} - R \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \omega L \begin{bmatrix} i_q \\ -i_d \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

De onde conclui-se que as tensões de saída do inversor, referenciadas às coordenadas girantes (dq), são dadas por:

$$\begin{bmatrix} u_d \\ u_q \end{bmatrix} = L \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + R \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \omega L \begin{bmatrix} -i_q \\ i_d \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_d \\ e_q \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

O emprego do sistema de coordenadas girantes (dq) se justifica por duas razões principais. Primeiramente, ao se aplicar tal equacionamento, tem-se a separação entre a corrente ativa (eixo direto) e reativa (eixo em quadratura), permitindo, portanto, o controle independente de cada corrente e, conseqüentemente, uma maior flexibilidade em termos de despacho de potência. A segunda razão, consiste no fato de que a conversão para coordenadas girantes, torna as variáveis de controle (corrente e tensão) em grandezas lineares, as quais são adequadas ao controle via controladores lineares tradicionais, tal como o controlador PI. Sendo esta, a principal característica do controle de corrente PI do inversor.

O controlador PI calcula o valor de erro como sendo a diferença entre a corrente de saída do inversor (i_d ou i_q) e uma corrente de referência (i_d^* ou i_q^*), e, em seguida, busca minimizar o erro entre as duas. Para tanto, se utiliza de duas constantes de cálculo, uma proporcional e uma integral, representadas por k_p e k_i . Sendo assim, a saída dos controladores pode ser definida como:

$$\begin{aligned} \hat{u}_d &= k_p(i_d^* - i_d) + k_i \int (i_d^* - i_d) dt \\ \hat{u}_q &= k_p(i_q^* - i_q) + k_i \int (i_q^* - i_q) dt \end{aligned} \quad (2.6)$$

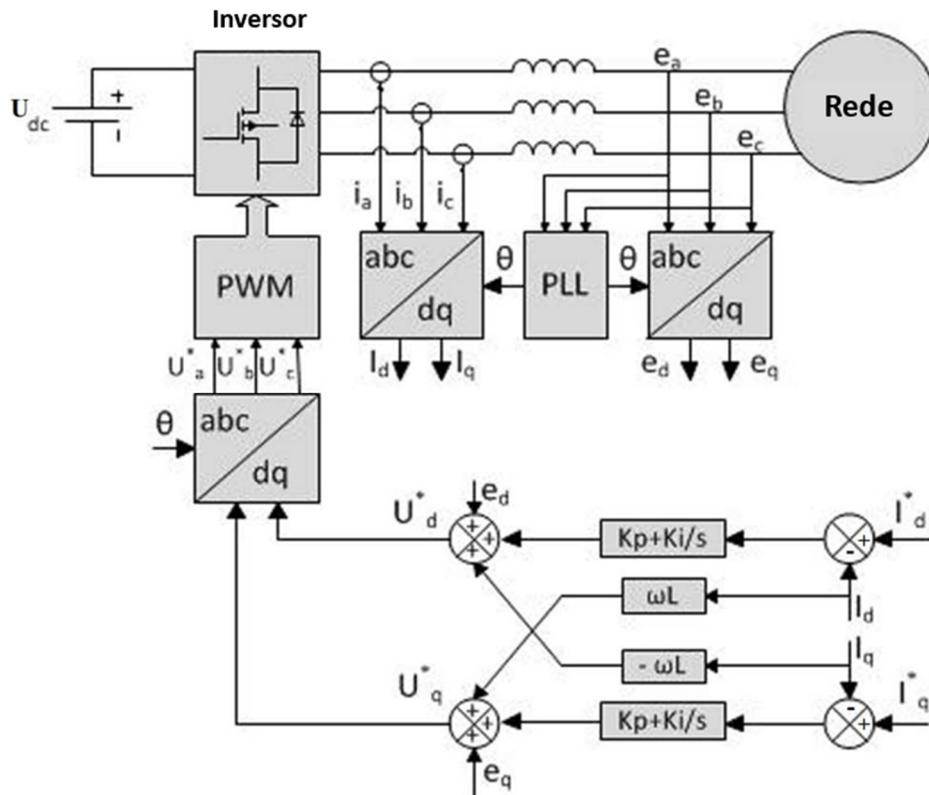
Estas saídas \hat{u}_d e \hat{u}_q dos controladores representam as tensões de referência da indutância L na saída do inversor (QINGRONG ZENG; CHANG, 2005). Portanto, substituindo-se os termos contendo L e R em (2.5) pelas equações de (2.6), obtém-se as

equações a seguir, as quais representam as tensões de referência na saída do inversor (AHMED, 2013):

$$\begin{aligned} u_d^* &= e_d - \omega L i_q + \hat{u}_d \\ u_q^* &= e_q + \omega L i_d + \hat{u}_q \end{aligned} \quad (2.7)$$

A partir de (2.7) é possível definir o diagrama de blocos do controle de corrente PI do inversor tal como exibido na Figura 18.

Figura 18 – Diagrama do controle de corrente PI do inversor.



Fonte: (AHMED, 2013).

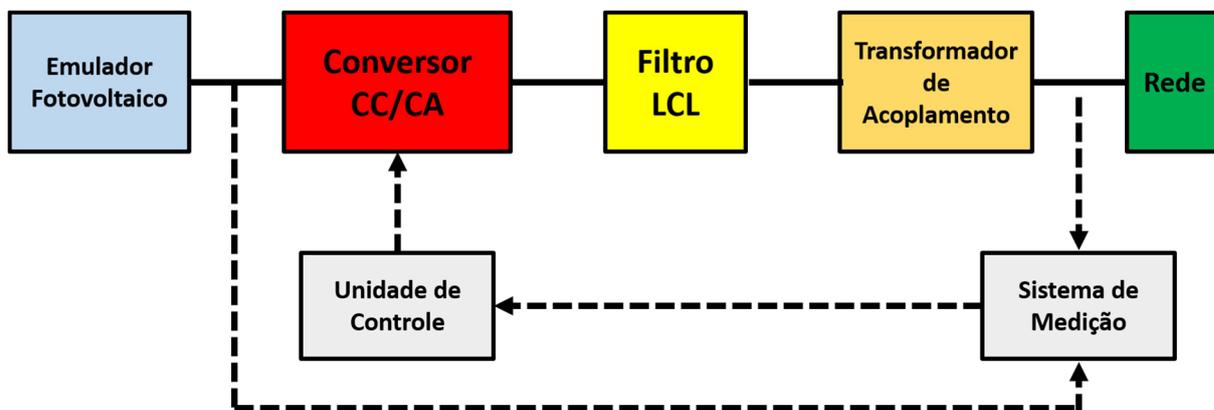
Conforme preconizado na Figura 18, após o cálculo das tensões de referência do inversor, u_d^* e u_q^* , aplica-se a transformada de Park inversa a fim de retornar às coordenadas ABC, as quais são enviadas ao gerador PWM, que por sua vez gerará os pulsos de acionamento das chaves do inversor. É importante ressaltar que o algoritmo de MPPT, o qual não está representado no diagrama da Figura 18, atuará, neste controle implementado, sobre a corrente de referência i_d^* a fim de controlar convenientemente a potência ativa despachada.

3 PROPOSTA DE ARRANJO FOTOVOLTAICO EM ESCALA REDUZIDA PARA ESTUDOS LABORATORIAIS – ARRANJO FÍSICO IMPLEMENTADO

Conforme já exibido na Figura 3, o esquema geral de um SGFV pode ser dividido nos seguintes componentes centrais: o conjunto de módulos fotovoltaicos, uma unidade de condicionamento de energia (UCE), um sistema de filtragem e um transformador de acoplamento. Tal repartição, é fundamentada na funcionalidade de cada componente, e se trata de uma abordagem que visa propiciar um melhor entendimento da operação geral do sistema. Todavia, quando se tem a montagem prática do circuito elétrico real, diversos outros subcomponentes auxiliares se fazem presentes, os quais são essenciais ao funcionamento correto do sistema. Assim sendo, no capítulo atual são abordadas as principais partes constituintes que foram empregadas na montagem laboratorial do arranjo fotovoltaico em escala reduzida, discorrendo sobre suas características físicas e funções básicas.

Dito isso, a Figura 19 apresenta o diagrama completo da montagem laboratorial executada no presente trabalho.

Figura 19 - Diagrama completo do arranjo fotovoltaico em escala reduzida.



Fonte: Própria.

Observa-se, na Figura 19, a presença de subcomponentes auxiliares e suas respectivas conexões aos demais componentes principais. Na sequência, cada elemento básico da montagem é brevemente descrito:

- Emulador Fotovoltaico: trata-se de uma fonte de tensão contínua com função de emulador de módulo fotovoltaico, ou ainda, do conjunto de módulos. Seu funcionamento é totalmente parametrizável possibilitando uma gama de estudos.

- Conversor CC/CA: inversor de tensão trifásico com potência e nível de tensão adequados para a operação conjunta ao emulador.
- Unidade de Controle: microcontrolador responsável pela leitura e tratamento dos parâmetros obtidos pelo sistema de medição, bem como pelo devido acionamento do conversor CC/CA.
- Sistema de Medição: sistema de aquisição responsável pela obtenção das leituras das grandezas elétricas do sistema necessárias à unidade de controle (tensões, correntes, etc.).
- Filtro LCL: filtro trifásico padrão dimensionado a fim de mitigar as altas frequências advindas do chaveamento do inversor.
- Transformador de acoplamento: no arranjo laboratorial, o transformador de conexão à rede foi implementado como um conjunto de indutâncias equivalentes com relação de transformação 1:1.
- Carga/Rede: ponto de conexão para despacho de potência. O arranjo é projetado para permitir ambos os modos de operação, conectado à rede ou alimentando uma carga isolada.

Nas seções, seguintes, cada componente será discutido de forma mais detalhada, expondo-se seus princípios de funcionamento, características físicas e sua finalidade no contexto do arranjo fotovoltaico.

3.1 Emulador Fotovoltaico

O primeiro elemento integrante do SGFV, ora apresentado, refere-se ao conjunto de módulos fotovoltaicos, o qual é responsável pela geração de eletricidade propriamente dita a partir da irradiação solar. No âmbito da montagem laboratorial aqui proposta, tal atribuição ficará a cargo de uma fonte de tensão contínua, a qual possui a funcionalidade de emulador fotovoltaico. Em sua operação como emulador fotovoltaico, a fonte de tensão CC é capaz de simular uma curva característica V-I de um conjunto de módulos fotovoltaicos, de forma que, em seus terminais de saída, sempre haverá um par tensão/corrente condizente com um ponto de operação de uma curva V-I pré-determinada. Tal emulador não necessita, evidentemente, da incidência solar para sua geração de potência, havendo tão somente a necessidade de se entrar com as informações de irradiância e temperatura instantâneas e também as características elétricas do módulo a ser emulado.

Isto posto, o modelo de emulador fotovoltaico selecionado para fins de utilização no arranjo fotovoltaico em escala reduzida, trata-se da fonte de tensão contínua modelo *FCC400-*

50i da fabricante *SUPPLIER*, a qual pode ser observada na Figura 20. As especificações nominais da referida fonte estão resumidas na Tabela 1.

Figura 20 – Fonte de tensão FCC400-50i.



Fonte: Própria.

Tabela 1 - Dados nominais da fonte de tensão *FCC400-50i*.

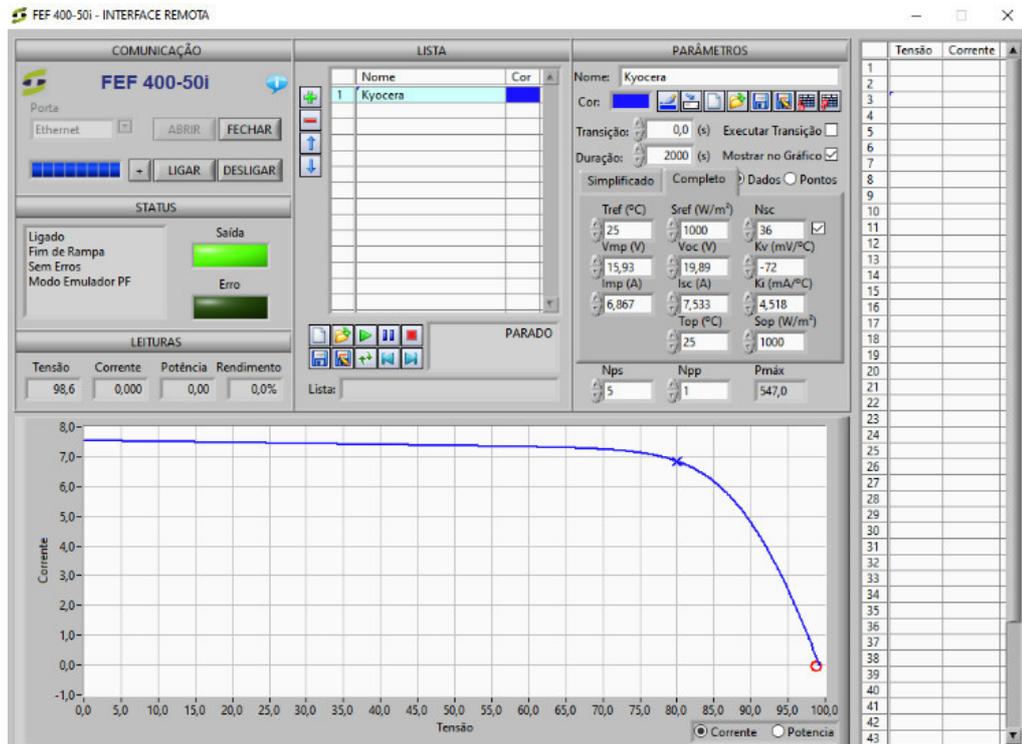
Potência Máxima de Saída:	4 kW
Tensão Máxima de Saída:	500 V
Corrente Máxima de Saída:	8 A

Fonte: Adaptado de (SUPPLIER, [s.d.]).

Além das características apresentadas na Tabela 1, este modelo de fonte de tensão CC possui uma interface computacional (Figura 21), que permite a parametrização de sua função de Emulador Fotovoltaico. A parametrização pode se dar de duas formas, a primeira opção é por meio da inserção dos parâmetros nominais retirados do catálogo do módulo fotovoltaico a ser emulado, nesta opção, é necessário, também, especificar o número de módulos em série e paralelo que formarão o conjunto fotovoltaico, bem como as condições de irradiância solar e temperatura dos módulos a serem considerados durante a emulação, conforme já anteriormente ressaltado.

Uma segunda forma possível de parametrização do emulador fotovoltaico, é através da inserção direta dos pares ordenados tensão/corrente da curva V-I a ser emulada, até um máximo de 50 pares. Desta forma, a saída da fonte de tensão obedece aos pares ordenados inseridos, não considerando número de módulos ou condições de operação. Em ambos os modos de parametrização, o emulador fotovoltaico recebe e trata os dados inseridos e, se os mesmos forem consistentes, calcula a curva V-I resultante e a apresenta de forma gráfica, destacando, também, o ponto da curva no qual se encontra sua operação atual.

Figura 21 – Interface computacional da fonte de tensão *FCC400-50i*.



Fonte: Própria.

É importante salientar a relevância do emulador fotovoltaico no contexto da montagem laboratorial do arranjo em escala reduzida. Além de prescindir da utilização de um módulo real, o que seria impraticável em ambiente laboratorial, fornece uma alimentação elétrica coerente com o dispositivo original, permitindo a realização de inúmeros casos de estudo, uma vez que seu funcionamento é totalmente parametrizável. No que se refere a pesquisas laboratoriais, um alto nível de autonomia para configuração é de grande valia, pois possibilita o estudo e replicação de condições de operação específicas, as quais só seriam possíveis por meio de medições em sistemas reais, onde tais condições podem ocorrer apenas em situações esporádicas.

3.2 Conversor CC/CA

O segundo componente do arranjo em escala reduzida a ser apresentado corresponde ao conversor eletrônico CC/CA, o qual exerce, também, papel central no funcionamento do sistema. A operação do conversor eletrônico, no tocante a um SGFV, está intimamente atrelada à operação do conjunto de módulos fotovoltaicos, e, no caso específico do arranjo aqui

proposto, ao emulador fotovoltaico. Assim sendo, o dimensionamento correto do conversor eletrônico passa pela verificação de compatibilidade junto ao emulador fotovoltaico, em termos de potência nominal e nível de tensão CC.

Com isto em mente, o conversor selecionado para a montagem laboratorial trata-se do inversor de tensão trifásico modelo *SPCIT 1000-80-15* da fabricante *SUPPLIER*, o qual é exibido na Figura 22. As principais especificações nominais deste modelo estão sintetizadas na Tabela 2.

Figura 22 – Inversor de tensão trifásico *SPCIT 1000-80-15*.



Fonte: Própria.

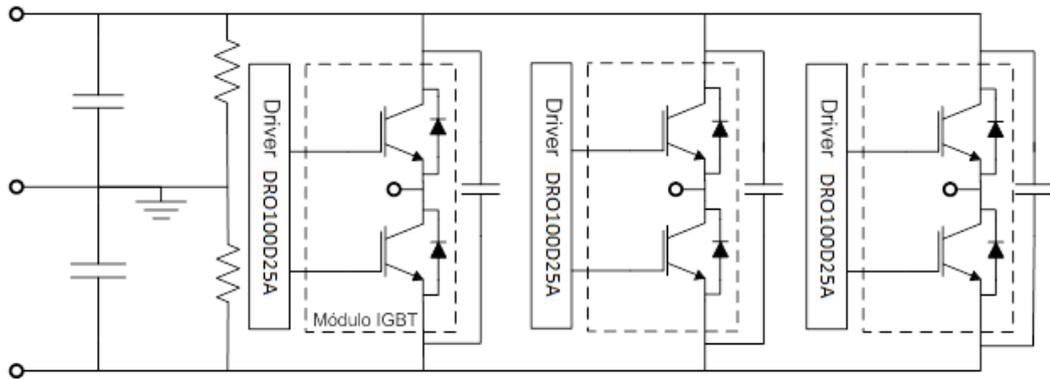
Tabela 2 - Dados nominais do inversor *SPCIT 1000-80-15 SUPPLIER*.

Potência:	10 kVA
Corrente nominal:	13,7 A _{rms}
Tensão CC máxima:	800 V
Frequência de chaveamento nominal:	15 kHz
Nível de tensão do pulso de acionamento:	15 V

Fonte: Adaptado de (SUPPLIER, 2014).

Tal modelo de inversor possui sua topologia composta por três braços de estrutura meia-ponte (Figura 23), cada um formado por duas chaves semicondutoras, totalizando no inversor trifásico completo seis chaves IGBT's modelo *LUH100G1204*, comandadas por três *drivers* de canal duplo modelo *DRO100D25A*. Ademais, o inversor conta com ponto central no elo CC, adequado para a obtenção de tensões de saída fase-neutro, além de dispor de proteções térmica e de sobrecorrente (SUPPLIER, 2014).

Figura 23 – Diagrama geral do inversor *SPCIT 1000-80-15 SUPPLIER*.



Fonte: (SUPPLIER, 2014).

3.3 Unidade de Controle

O próximo elemento do diagrama da Figura 19 a ser comentado, refere-se à unidade de controle do arranjo fotovoltaico em escala reduzida. A Unidade de Controle é responsável por toda a parte de processamento e comando, isto é, consiste em um circuito lógico capaz de processar os sinais de medição, realizar os cálculos exigidos para o controle do sistema e, por fim, enviar comandos de acionamento para o inversor de tensão.

Tendo isto em vista, foi selecionado, como unidade de controle, o microcontrolador modelo *TMS320F28379D* da *Texas Instruments*, o qual pode ser observado na Figura 24. Tal modelo é especificamente concebido para a aplicação em sistemas em tempo real, possuindo, portanto, bom nível de processamento, um grande número de portas de entrada e saída, compatibilidade com os principais *softwares* de engenharia, dentre outros recursos que o tornam uma opção adequada para os fins ora propostos. Um resumo de suas principais características é apresentado na Tabela 3.

Figura 24 – Microcontrolador *TMS320F28379D*.



Fonte: Própria.

Tabela 3 - Características técnicas do microcontrolador *TMS320F28379D*.

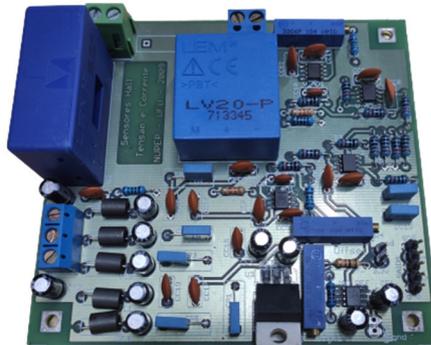
Frequência do Processador:	200 MHz
Memória Flash:	1024 kB
RAM:	204 kB
Processamento Total:	800 MIPS
Portas E/S:	176
PWM:	24 canais
Resolução ADC:	16-bit, 12-bit

Fonte: Adaptado de (TEXAS INSTRUMENTS, 2013).

3.4 Circuito de Aquisição

Em se tratando do controle de sistemas fotovoltaicos, um dos pontos de maior interesse é a aquisição de sinais. Os parâmetros de tensão e corrente do sistema devem ser medidos de forma correta e precisa a fim de possibilitar o controle e acionamento apropriados do sistema. Desta forma, foram designados circuitos de aquisição coerentes com as características do arranjo laboratorial aqui proposto, circuitos esses que estão instalados em uma placa de circuito impresso, a qual é exibida na Figura 25.

Figura 25 – Placa do circuito de aquisição.



Fonte: Própria.

Este módulo de aquisição realiza o tratamento dos sinais de entrada em três estágios.

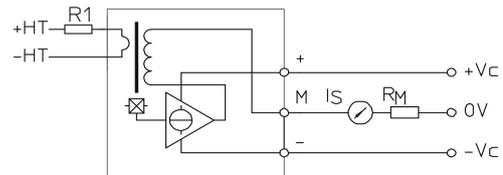
- 1) O primeiro estágio consiste na adaptação e isolação elétrica dos sinais de entrada. Isto é feito por meio de dois transdutores, sendo o modelo LV20-P (Figura 26) para o sinal de tensão, e o modelo LA55-P (Figura 27) para o sinal de corrente. A faixa de medição de tensão suportada pelo módulo é definida por um resistor conectado na entrada do transdutor, sendo assim, foram selecionados resistores de modo a se obter uma faixa de medição de -400V a 400V nos

módulos para medições CA, e de -600V a 600V no módulo para medição CC. Os sensores de corrente, por sua vez, possuem uma faixa de medição de -70A a 70A (LEM COMPONENTS, 1997).

Figura 26 – Transdutor de tensão *LV20-P*.



(a) *LV20-P*.



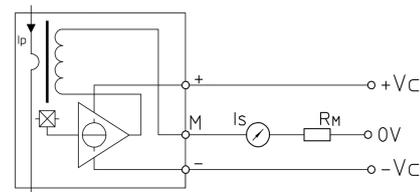
(b) Circuito Interno do transdutor.

Fonte: (LEM COMPONENTS, 2013; MOURA, 2017).

Figura 27 – Transdutor de corrente *LA55-P*.



(a) *LA55-P*.

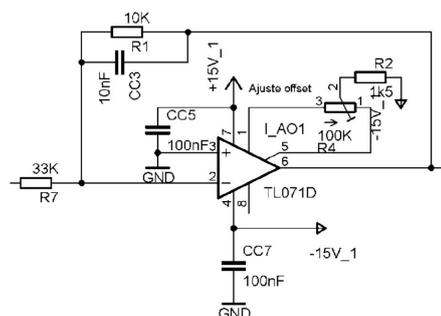


(b) Circuito Interno do transdutor.

Fonte: (LEM COMPONENTS, 1997; MOURA, 2017).

- 2) O segundo estágio do tratamento dos sinais no módulo de aquisição refere-se a um filtro passa-baixa *anti-aliasing* (Figura 28) responsável por limitar a frequência do sinal amostrado, evitando erros de medição devido a frequências indesejadas.

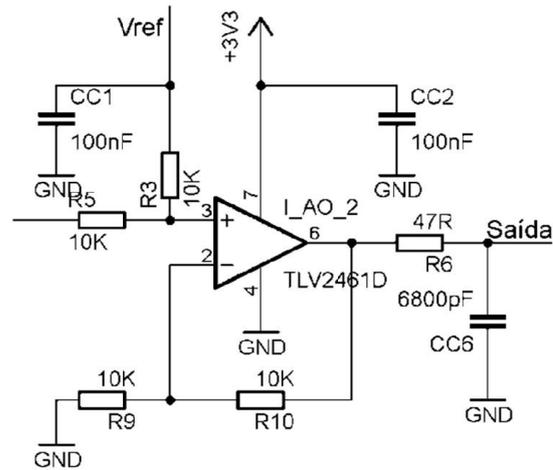
Figura 28 – Filtro passa-baixa *anti-aliasing*.



Fonte: (NUPEP-UFU, 2011).

- 3) O terceiro e último estágio é formado por um circuito somador (Figura 29), o qual aplica um *offset* de 1,5 V ao sinal advindo do estágio anterior com o intuito de estabelecer que este nível de tensão na saída corresponda a uma entrada de valor zero. Esta configuração, em específico, é compatível com o microcontrolador escolhido (*TMS320F28379D*), cujas entradas ADC recebem sinais de 0 a 3 V.

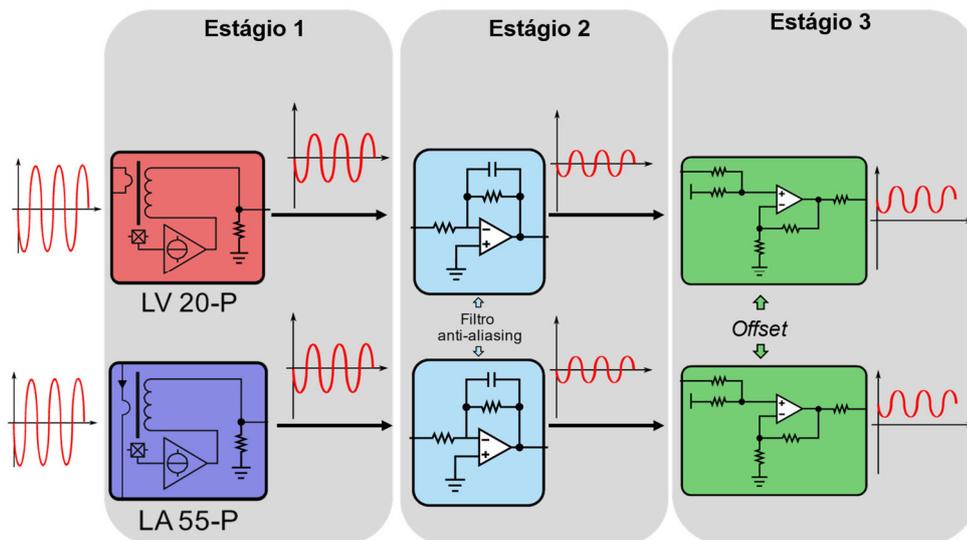
Figura 29 – Circuito somador.



Fonte: (NUPEP-UFU, 2011).

O esquema com os três estágios do módulo de aquisição de sinais encontra-se representado no diagrama da Figura 30.

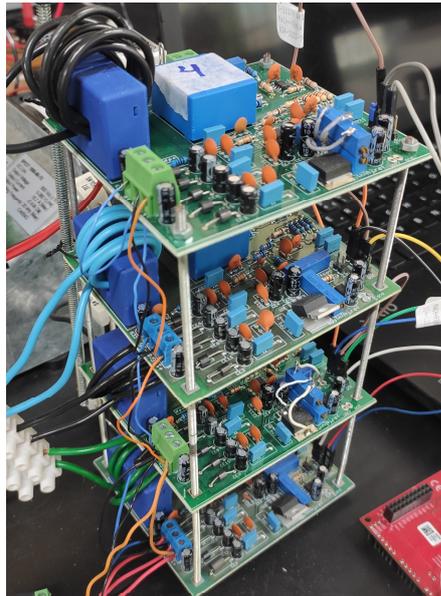
Figura 30 – Diagrama simplificado do módulo de aquisição de sinais.



Fonte: Adaptado de (MOURA, 2017).

Para a aplicação em questão foram empregados 04 (quatro) módulos individuais de aquisição de sinais, sendo: 03 unidades para a medição das tensões e correntes de cada fase, em corrente alternada, e 01 unidade para a medição da tensão e corrente do elo de corrente contínua. As quatro unidades utilizadas foram montadas conforme exibido na Figura 31 a seguir.

Figura 31 – Circuito de aquisição completo.

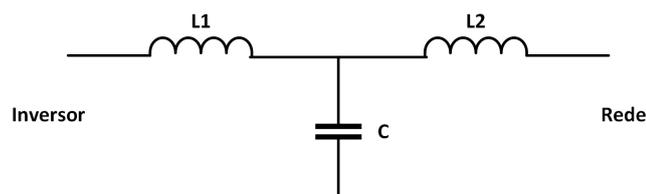


Fonte: Própria.

3.5 Filtro LCL

A fim de mitigar as harmônicas de alta frequência advindas do chaveamento do inversor de tensão, faz-se necessário a utilização de um filtro LCL, cujo diagrama básico pode ser encontrado na Figura 32. Este dispositivo é amplamente empregado em aplicações desta natureza (REZNIK et al., 2014).

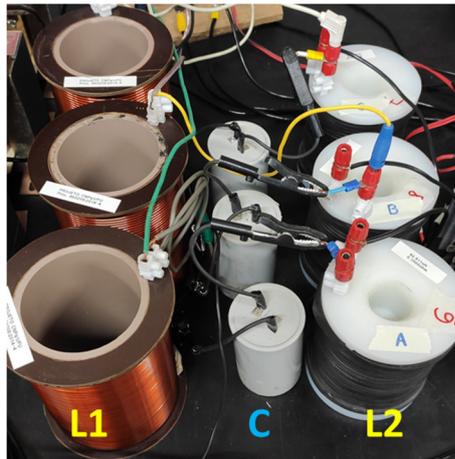
Figura 32 – Diagrama de um filtro LCL por fase.



Fonte: Própria.

Neste trabalho, foi projetado um filtro LCL trifásico a partir da metodologia proposta em (REZNIK et al., 2014), a qual leva em consideração diversos fatores como a potência nominal do sistema fotovoltaico, tensão e frequência da rede elétrica de conexão, nível de tensão CC e frequência de chaveamento. Feito isso, chegou-se aos valores práticos dos componentes de $L_1 = 2,3 \text{ mH}$, $C = 100 \text{ }\mu\text{F}$ e $L_2 = 100 \text{ }\mu\text{H}$, os quais foram conectados em laboratório conforme mostrado na Figura 33.

Figura 33 – Filtro LCL montado em laboratório.



Fonte: Própria.

3.6 Transformador de Acoplamento

Na montagem laboratorial do arranjo fotovoltaico, foi utilizado um conjunto trifásico de indutâncias à núcleo de ferro, a fim de representar o transformador de acoplamento de um sistema real. Foi considerado como referência um transformador laboratorial com relação de transformação 1:1 de 5kVA, 220V fase-fase e 10% de impedância percentual, resultando em uma indutância por fase de:

$$L = 0,1 \times \frac{220^2}{2\pi \times 60 \times 5000} = 2,57 \text{ mH} \quad (3.1)$$

O valor prático adotado foi de 3 mH . As indutâncias utilizadas podem ser conferidas na Figura 34.

Figura 34 - Indutâncias representativas do transformador de acoplamento.



Fonte: Própria.

3.7 Carga Local e Rede de Conexão

O último componente a ser apresentado consiste na destinação final da energia gerada. O arranjo fotovoltaico em escala reduzida é concebido para suportar tanto a alimentação de uma carga isolada quanto a conexão direta à rede. Em um primeiro momento, empregou-se o modo de operação de alimentação de uma carga isolada a fim de se conduzir os testes preliminares do arranjo e aprimorar o sistema de controle. Após estes primeiros testes, a carga foi desconectada do arranjo e foi realizada a conexão direta à rede, com o objetivo de se executar os ensaios principais propostos neste trabalho.

A respeito da carga local, foi utilizada uma carga resistiva trifásica (Figura 35) de 32Ω por fase, conectada em estrela isolada, a qual estabelece uma potência trifásica de 1500W a 127V fase-neutro.

Figura 35 – Carga resistiva trifásica utilizada como carga isolada.



Fonte: Própria.

Quanto à conexão à rede, o arranjo foi conectado ao ponto de conexão da rede elétrica da distribuidora local disponível no laboratório. Trata-se de uma rede em baixa tensão de 220

V fase-fase cujo ponto de conexão pode ser observado na Figura 36. Foi efetuada uma conexão trifásica a três fios, sendo o ponto neutro utilizado apenas como referência para o sistema de aquisição.

Figura 36 – Ponto de conexão à rede da distribuidora local disponível nas instalações físicas do NQEE.



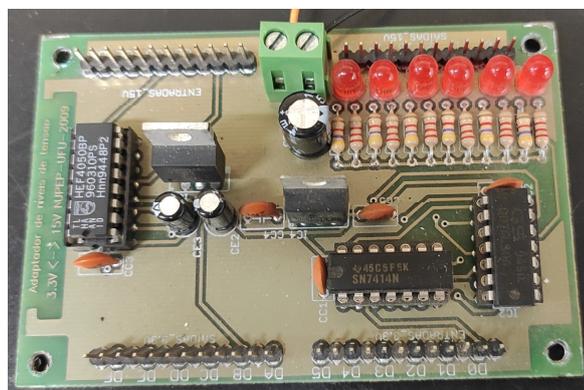
Fonte: Própria.

3.8 Circuitos Auxiliares

Além dos componentes principais ora apresentados, é importante citar alguns circuitos auxiliares que possibilitaram o funcionamento do arranjo.

Primeiramente, um circuito adaptador de tensão responsável pela adequação da tensão das saídas PWM do microcontrolador (3,3 V) ao nível de tensão exigido para o acionamento das chaves do inversor (15 V). O circuito adaptador de tensão é apresentado na Figura 37.

Figura 37 – Circuito adaptador de tensão.



Fonte: Própria.

Outros elementos auxiliares importantes são as fontes de alimentação utilizadas para energizar os componentes eletrônicos, isto é, os circuitos de aquisição, o adaptador de tensão e a parte de controle do inversor. As fontes de alimentação utilizadas podem ser conferidas na Figura 38.

Figura 38 – Fontes de alimentação utilizadas.



Fonte: Própria.

Além das fontes mostradas, foi necessário a aplicação de um circuito estabilizador de tensão para a alimentação do circuito de controle do inversor, cuja função era manter os níveis adequados para uma alimentação simétrica de -15V e +15V. O circuito estabilizador está exposto na Figura 39.

Figura 39 – Circuito estabilizador de tensão.

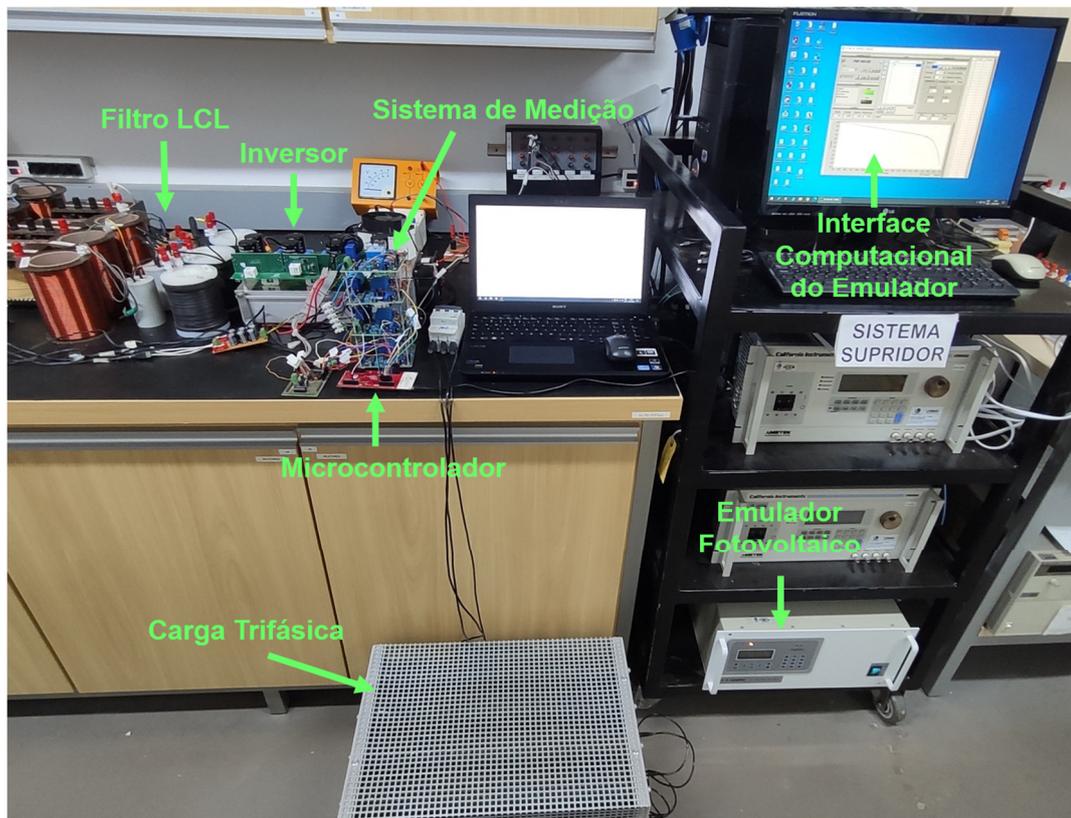


Fonte: Própria.

3.9 Montagem Laboratorial Completa

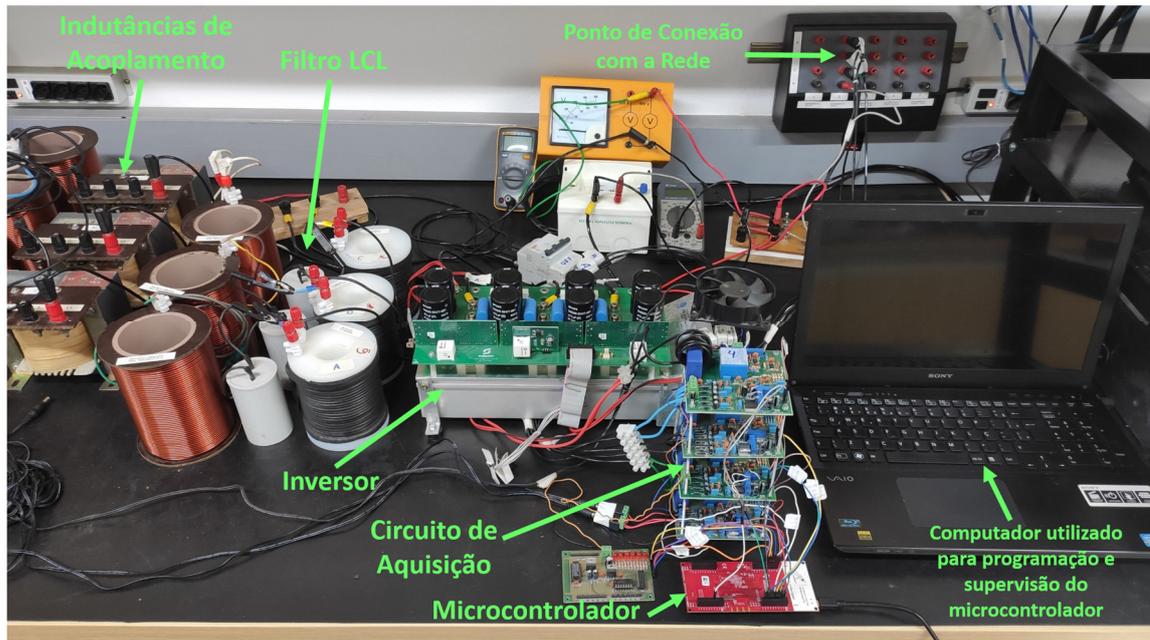
Uma vez definidos todos os componentes a serem empregados, seguiu-se à montagem do sistema completo. A figuras a seguir apresentam a montagem final em laboratório do arranjo fotovoltaico em escala reduzida.

Figura 40 – Arranjo fotovoltaico montado em laboratório – Vista 1.



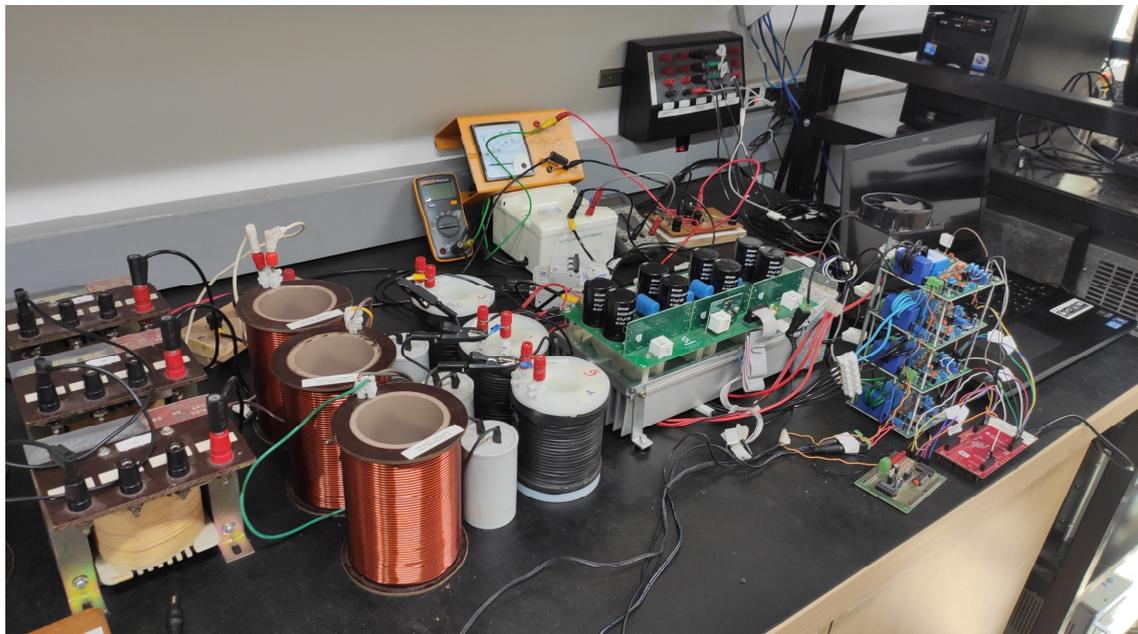
Fonte: Própria.

Figura 41 - Arranjo fotovoltaico montado em laboratório – Vista 2.



Fonte: Própria.

Figura 42 - Arranjo fotovoltaico montado em laboratório – Vista 3.



Fonte: Própria.

4 PROPOSTA DE ARRANJO FOTOVOLTAICO EM ESCALA REDUZIDA PARA ESTUDOS LABORATORIAIS – PROGRAMAÇÃO DO MICROCONTROLADOR

Uma vez que todos os componentes estavam devidamente selecionados e montados em ambiente laboratorial, seguiu-se com a programação do microcontrolador *TMS320F28379D* visando efetuar a implementação das estratégias relacionadas ao controle deste arranjo em escala reduzida.

Nesse trabalho, fez-se a opção por empregar uma nova abordagem no tocante à programação do microcontrolador, no sentido em que se buscou aproveitar sua compatibilidade com a plataforma *MatLab/Simulink* a fim de efetuar sua programação.

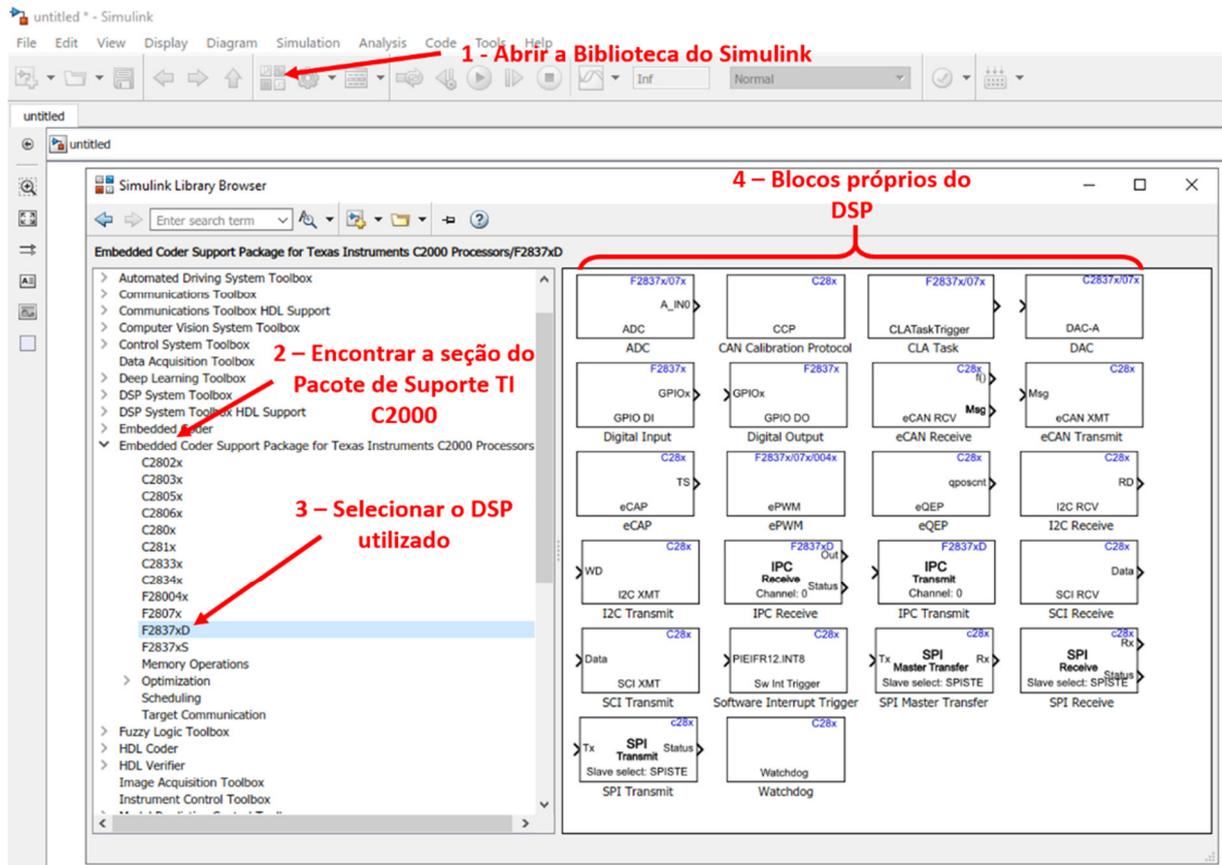
A programação tradicional dos DSP's da *Texas Instruments* é feita normalmente pelo ambiente de programação fornecido pela própria empresa, o *Code Composer Studio* (CCS). Assim, a programação é feita em linguagem *C*, compilada e enviada ao microcontrolador inteiramente através da interface do CCS. Fica evidente, pois, a quantidade de tempo e trabalho dispendido para se efetuar tal programação em linguagem *C*, principalmente quando se trata de sistemas de maior complexidade.

A integração *Simulink*-CCS vem, no presente trabalho, portanto, para facilitar e agilizar o processo, uma vez que permite a programação diretamente através dos blocos de comando do próprio *Simulink*, além de blocos específicos do microcontrolador neste ambiente de modelagem e programação. Apesar da utilização direta do *Simulink*, ainda será necessária a instalação do CCS, já que ele será responsável pela compilação do código propriamente dito e pelo seu envio ao microcontrolador.

4.1 Introdução à Programação do Microcontrolador via *Simulink*

A integração *Simulink*-CCS é possível por meio da instalação do pacote de suporte do *MatLab* denominado “*Embedded Coder Support Package for TI C2000 Processors*”. Neste pacote estão contidas todas as configurações e funções do *MatLab* e *Simulink* necessárias para a comunicação com o microcontrolador. Após a instalação, permanecem disponíveis na biblioteca *Simulink*, os blocos de comando específicos do DSP escolhido, conforme exibido na Figura 43.

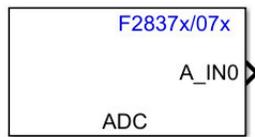
Figura 43 – Acesso aos blocos de comando do microcontrolador na biblioteca do *Simulink*.



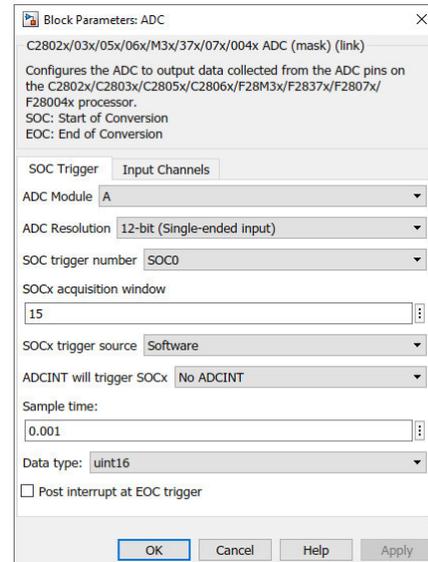
Fonte: Própria.

Dentre os blocos apresentados na Figura 43, pode-se destacar dois que estarão presentes na maioria dos projetos desta natureza. O bloco do conversor analógico-digital “ADC”, o qual permite a parametrização das entradas analógicas do microcontrolador, as quais serão responsáveis pela leitura dos sinais de circuitos e sensores externos, o qual está evidenciado na Figura 44.

Figura 44 – Bloco de comando “ADC” do microcontrolador.



(a) Bloco “ADC”.



(b) Janela de configurações do bloco “ADC”.

Fonte: Própria.

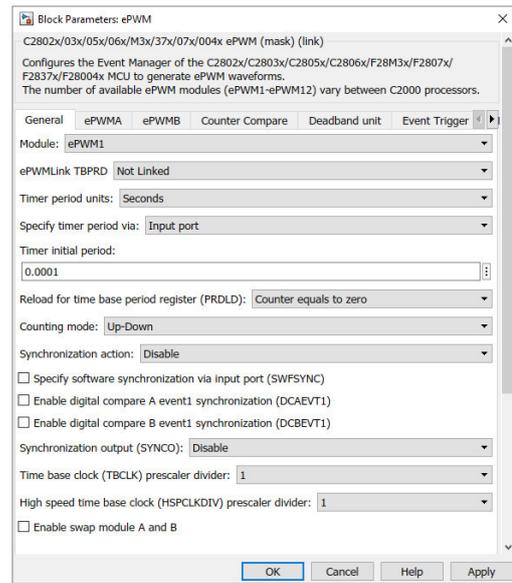
Ressalta-se que na janela de configuração do “ADC”, anteriormente apresentada, é possível definir o pino de entrada analógica que será lido, o período de amostragem e o tipo de dado da variável de saída, cujo valor é disponibilizado na porta de saída do bloco com uma resolução de 12 *bits*, ou seja, um valor de 0 a 4095.

O segundo bloco, também central nesta modelagem, trata-se do “*ePWM*” que tem por função configurar as saídas PWM do microcontrolador, as quais fornecerão os pulsos de acionamento, fundamentais em projetos de conversores eletrônicos, o qual está ilustrado na Figura 45. Um único bloco “*ePWM*” permite o controle simultâneo de até duas saídas PWM do microcontrolador e necessita apenas de dois parâmetros para gerar os pulsos: o período do pulso (porta de entrada “*T*”) e seu ciclo de trabalho (*duty-cycle*) (porta de entrada “*WA*”). Em sua janela de configuração, o “*ePWM*” possibilita selecionar os canais PWM a serem utilizados, bem como configurar tempo morto e intertravamento para os mesmos.

Figura 45 – Bloco de comando “*ePWM*” do microcontrolador.



(a) Bloco “*ePWM*”.



(b) Janela de configurações do bloco “*ePWM*”.

Fonte: Própria.

Outro bloco elementar que é interessante citar é o “*Digital Output – GPIO DO*”, que consiste em uma saída digital padrão, permitindo comandos de ligar ou desligar um pino de saída do microcontrolador. Com este bloco, também é possível comandar pulsos PWM, todavia, o “*ePWM*”, supramencionado, possui funcionalidades específicas que permitem uma implementação mais direta e precisa.

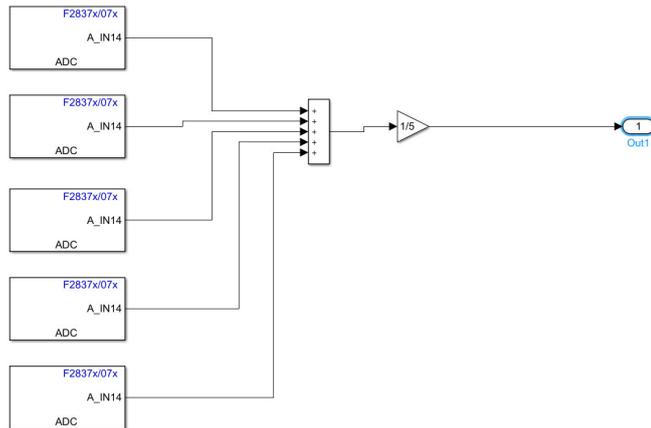
Portanto, estes são os blocos básicos utilizados na programação do microcontrolador, demais funcionalidades e configurações do pacote podem ser encontradas em (PACHECO; SANTOS, 2021) ou, ainda, no *prompt* de “*Help*” do próprio *MatLab*.

4.2 Programação do Microcontrolador – Leitura dos Parâmetros

A primeira etapa a ser implementada na programação do microcontrolador consiste na leitura dos parâmetros medidos pelo circuito de aquisição. Como já comentado anteriormente, o bloco de comando responsável pela leitura das entradas do microcontrolador trata-se do “*ADC*”. Assim sendo, foi adotada a estratégia de obtenção dos parâmetros por meio de uma redundância de leituras, em que cada parâmetro é lido cinco vezes consecutivas dentro de um período de amostragem de $50 \mu s$ e, em seguida, calcula-se a média dos valores obtidos. Tal

estratégia foi empregada em todas as grandezas medidas, ou seja, tensões e correntes, CA e CC, com o objetivo de reduzir possíveis ruídos de medição e leituras erradas. A Figura 46 ilustra um exemplo de diagrama implementado no *Simulink* com os blocos de comando “ADC” para a realização das leituras.

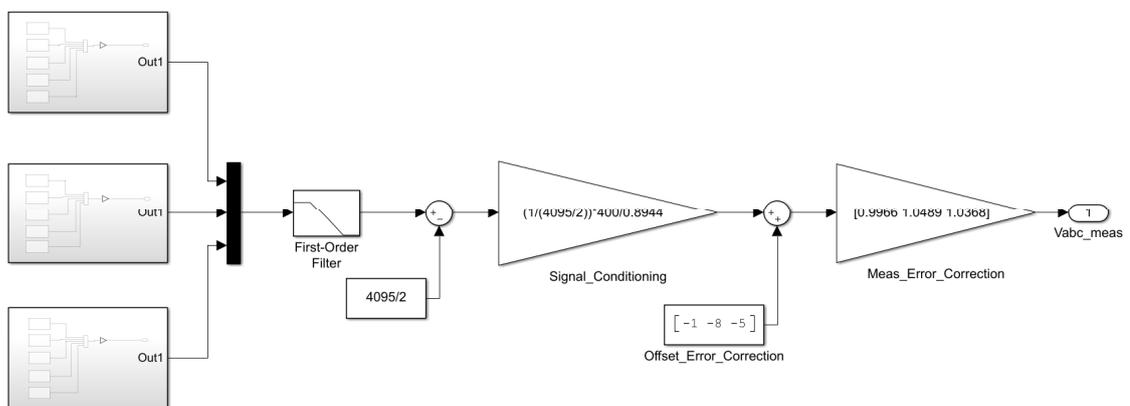
Figura 46 – Diagrama de blocos para leitura dos parâmetros de entrada.



Fonte: Própria.

Após essa primeira etapa, as grandezas medidas foram ainda tratadas por um filtro passa-baixa de primeira ordem (frequência de corte de 120Hz) e, na sequência, seus valores foram ajustados por meio da eliminação do *offset*, do tratamento do sinal considerando a resolução do ADC (0 a 4095) e a faixa de medição do transdutor (no caso da Figura 47 é de $\pm 400V$) e, por último, uma correção de amplitude. Estas etapas podem ser observadas no diagrama da Figura 47.

Figura 47 – Diagrama de blocos para tratamento dos parâmetros de entrada.



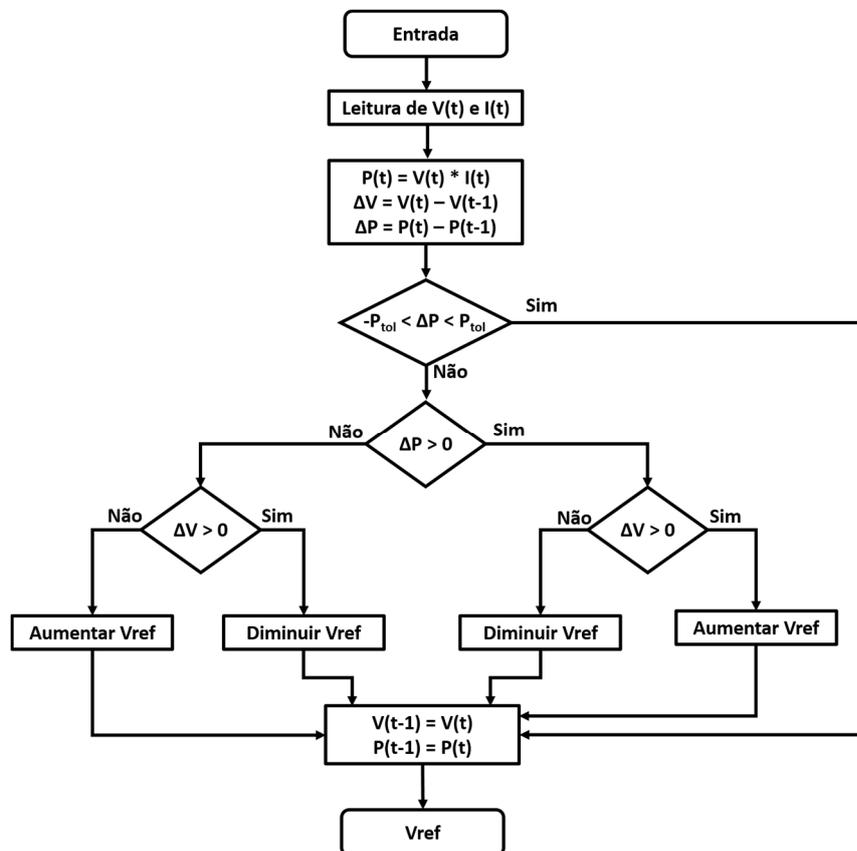
Fonte: Própria.

Todo o tratamento das leituras aqui exposto foi efetuado para todas as variáveis medidas, que foram, em seguida, direcionadas aos algoritmos de controle pertinentes que serão abordados nas seções seguintes.

4.3 Programação do Microcontrolador - MPPT

Para a programação do MPPT, vale lembrar que todas os blocos nativos do *Simulink* são compatíveis para a aplicação no microcontrolador, inclusive os blocos de chamada de função. Dito isso, o algoritmo de MPPT foi implementado por meio de uma função externa programada em “.m”. O método de MPPT escolhido foi o Perturba e Observa Moderno, definido em (SILVA et al., 2017), o qual se diferencia do Perturba e Observa Clássico no fato de aplicar um valor de tolerância P_{tol} para a variação de potência, reduzindo as oscilações quando o sistema se aproxima da potência máxima. O fluxograma básico do MPPT é apresentado na Figura 48.

Figura 48 – Fluxograma do algoritmo MPPT implementado.

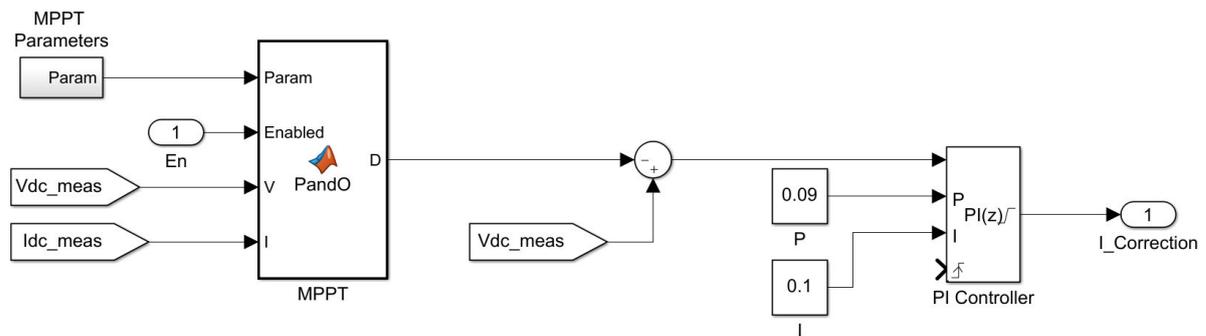


Fonte: Própria.

O código completo do algoritmo de MPPT, escrito em “.m”, pode ser conferido no Apêndice A deste documento dissertativo.

A variável de saída, da função MPPT implementada, trata-se da tensão de referência do elo CC do arranjo fotovoltaico (V_{CC}^*). Tal referência é, então, comparada ao valor real de medição, advindo do circuito de aquisição, obtendo-se, assim, um valor de erro, o qual é tratado por um controlador PI, resultando em um valor de correção de corrente que será adicionado à corrente de referência (i_d^*) do controle de corrente PI. Este controle será devidamente apresentado em seção subsequente. As etapas ora salientadas podem ser observadas no diagrama do *Simulink* da Figura 49.

Figura 49 – Diagrama de controle da tensão CC de referência.



Fonte: Própria.

Uma vez obtido o valor de correção da corrente de referência, a próxima etapa da programação do microcontrolador, refere-se à implementação do controle de corrente PI.

4.4 Programação do Microcontrolador - Controle de Corrente PI

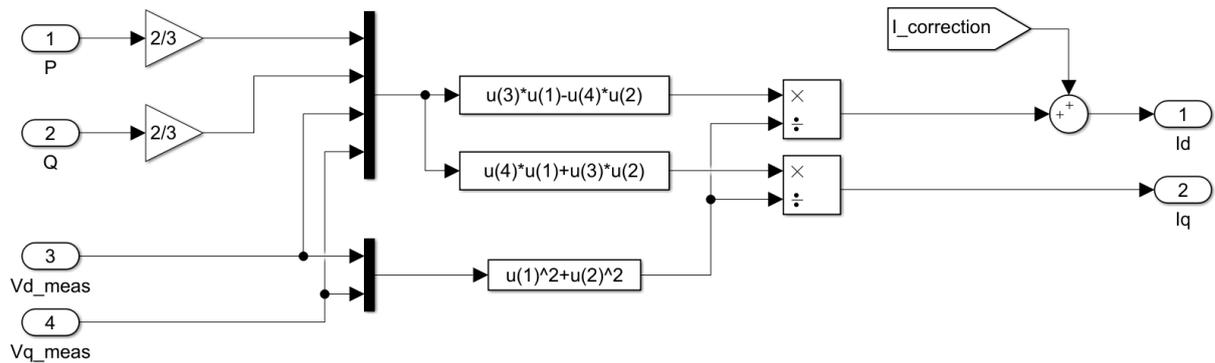
Conforme já elucidado no Capítulo 2, no controle de corrente PI tem-se uma dissociação das correntes de eixo direto e de quadratura. Sendo assim, é possível efetuar dois controles independentes e estabelecer valores específicos de corrente ativa e reativa separadamente. Para tanto, os controladores necessitam de valores de corrente de referência (i_d^* e i_q^*), os quais serão comparados aos valores de medição a fim de determinar o erro a ser corrigido. Os valores de corrente de referência são calculadas a partir das potências ativa e reativa de referência (P^* e Q^*) por meio da equação matricial a seguir (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011):

$$\begin{bmatrix} i_d^* \\ i_q^* \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \frac{1}{v_{gd}^2 + v_{gq}^2} \begin{bmatrix} v_{gd} & -v_{gq} \\ v_{gq} & v_{gd} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P^* \\ Q^* \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

A corrente ativa de referência (i_d^*) calculada por (4.1) é ainda somada à componente proveniente do controle MPPT, conforme já explanado na seção anterior. Desta forma, o sistema permite a execução, por dois modos de operação, a saber: imposição direta das potências ativa e reativa desejadas, ou operação automatizada do algoritmo de MPPT que define a potência a ser despachada.

Na Figura 50, encontra-se representado o diagrama elaborado no *Simulink* responsável pelo cálculo de (4.1). Ressalta-se, também, na mesma figura, o somatório da componente de (i_d^*) advinda do MPPT.

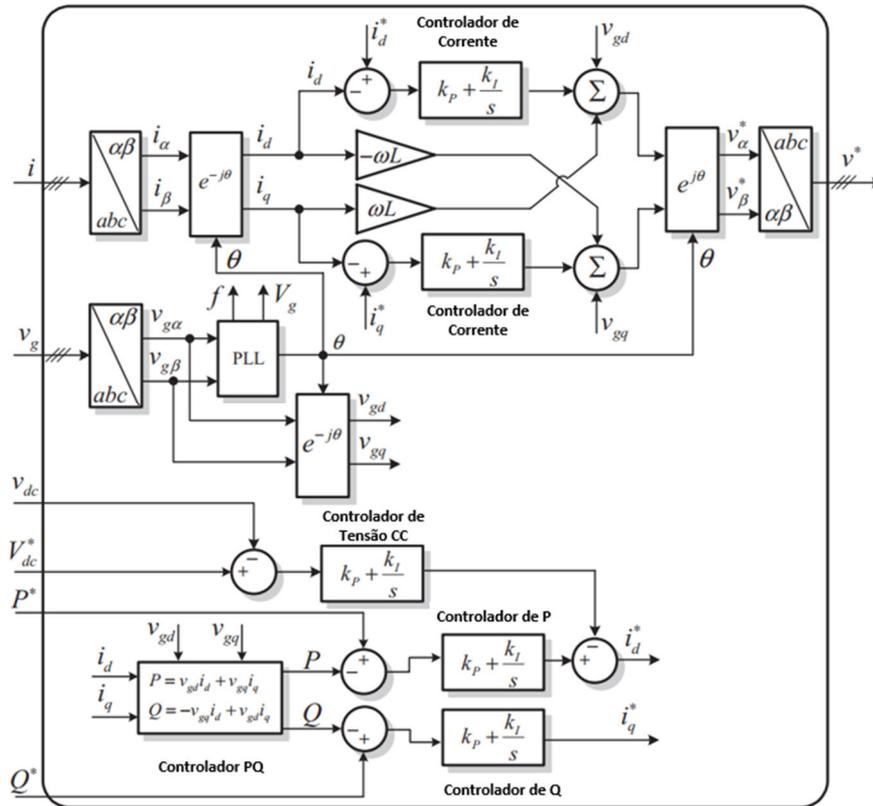
Figura 50 – Diagrama do *Simulink* para cálculo das correntes de referência.



Fonte: Própria.

Com as correntes de referência calculadas, a última etapa deste controle é a implementação do controle de corrente PI, conforme definido no Capítulo 2. Para tanto, foi empregado como referência o sistema de controle orientado a corrente, via coordenadas girantes, que foi descrito e apresentado em (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011), e cujo diagrama de blocos pode ser observado na Figura 51.

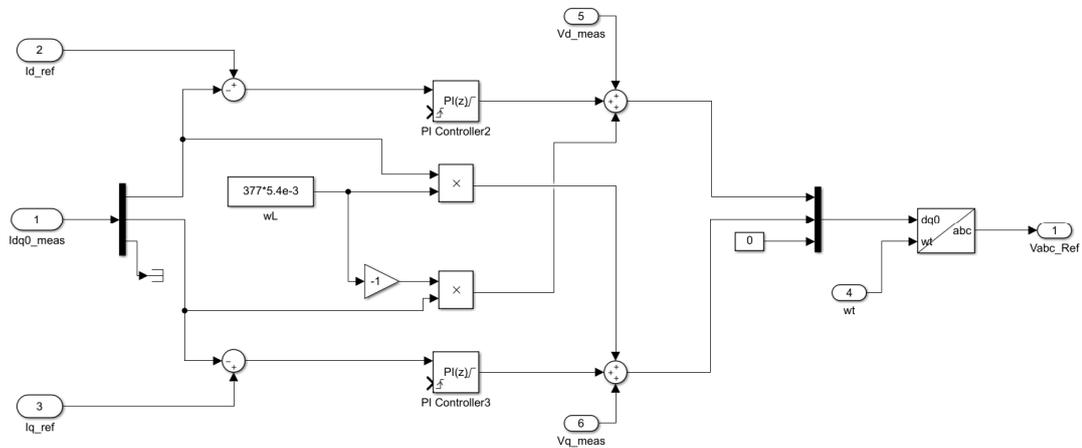
Figura 51 – Diagrama do controle de corrente PI utilizado como referência.



Fonte: (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011).

Assim sendo, a Figura 52, a seguir, apresenta o diagrama de blocos, baseado no diagrama de referência anterior, que foi implementado no *Simulink* para execução no microcontrolador.

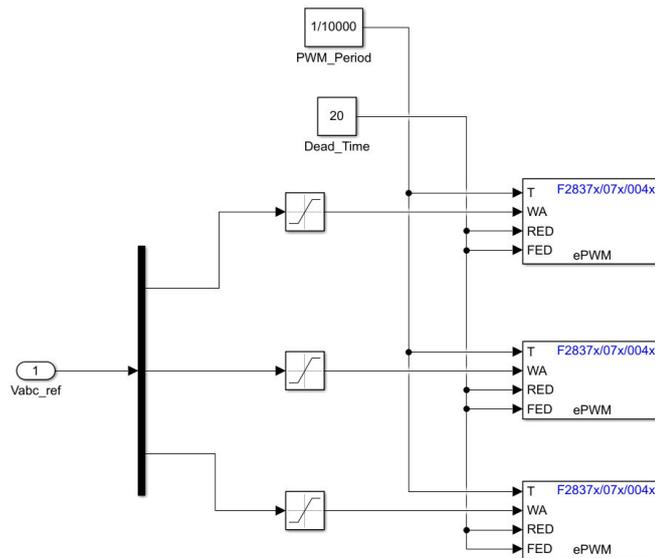
Figura 52 – Controle de corrente implementado no *Simulink*.



Fonte: Própria.

A saída do diagrama de controle, após a transformada de Park inversa, é um conjunto de tensões trifásicas de referência, as quais serão direcionadas a três blocos “*ePWM*”, conforme exibido na Figura 53.

Figura 53 – Blocos “*ePWM*” de saída.



Fonte: Própria.

Cada sinal de saída do “*ePWM*” comanda duas saídas do microcontrolador, que, por sua vez, gerarão os pulsos PWM para acionamento das chaves do inversor. O período do PWM foi configurado com o valor de $100\mu s$, definindo uma frequência de chaveamento de $10kHz$. Além disso, foi imposto, por segurança, um tempo morto de $200ns$, referente ao tempo de abertura das chaves *IGBT LUH100G1204* do inversor (LS INDUSTRIAL SYSTEMS, 2013).

Uma vez finalizada a programação do microcontrolador e montada a instalação elétrica em bancada laboratorial, passou-se à realização dos ensaios laboratoriais propriamente ditos a fim de avaliar o desempenho do arranjo em funcionamento, sendo este, portanto, o tema do capítulo seguinte.

5 AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DO ARRANJO FOTOVOLTAICO IMPLEMENTADO EM ESCALA REDUZIDA COM CONEXÃO À REDE LOCAL

Neste capítulo, serão abordados os ensaios laboratoriais conduzidos com o intuito de avaliar o desempenho do arranjo fotovoltaico em escala reduzida operando na condição de conexão à rede local.

Foram propostos três ensaios para o arranjo fotovoltaico, contemplando, assim, três modos de operação distintos. Primeiramente, tem-se a imposição direta das potências ativa e reativa a serem despachadas. No segundo ensaio, determina-se uma tensão de referência no elo CC com o controle ajustando a potência injetada na rede de maneira conveniente a manter a tensão CC pretendida. Por fim, o algoritmo de MPPT é ativado e assume o cálculo da tensão CC de referência de modo a despachar o máximo de potência disponível no conjunto de módulos emulados.

Cada um dos três ensaios propostos será tratado nas seções subsequentes. Todavia, antes de qualquer teste foi necessário a definição do módulo fotovoltaico a ser emulado, sendo o mesmo parametrizado no emulador.

5.1 Escolha do Módulo Fotovoltaico e Parametrização do Emulador

A parametrização do emulador fotovoltaico é realizada através da inserção dos dados nominais do módulo selecionado por meio da interface computacional do emulador.

Neste tocante, o módulo fotovoltaico selecionado para fins de aplicação no emulador trata-se do modelo *RSM-100P* da fabricante *RESUN*, cujos dados nominais encontram-se resumidos na Tabela 4.

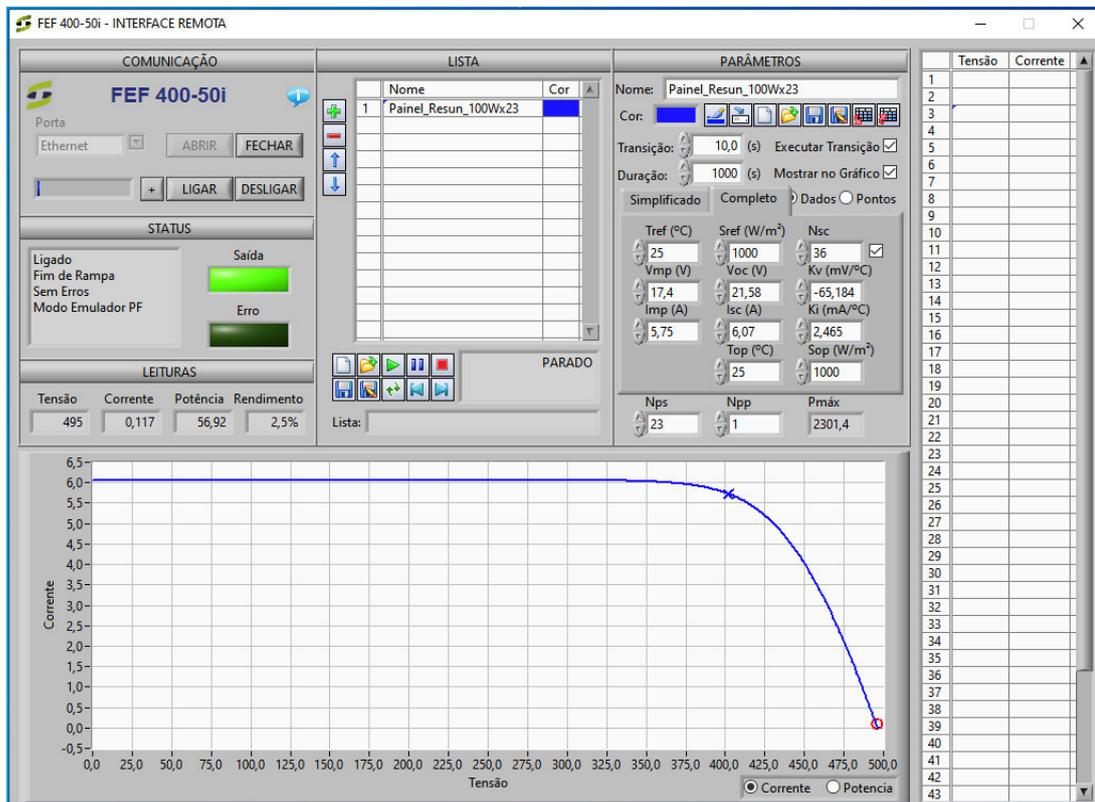
Tabela 4 – Dados nominais em STC do módulo selecionado para parametrização do emulador.

Potência Máxima:	100 W
Tensão de Circuito Aberto:	21,58 V
Corrente de Curto-Circuito:	6,04 A
Tensão de Máxima Potência:	17,40 V
Corrente de Máxima Potência:	5,75 A

Fonte: Adaptado de (RESUN, 2021).

Optou-se por um módulo de menor potência devido à limitação de corrente de 8A do próprio emulador, uma vez que a maioria dos módulos atualmente encontrados no mercado ultrapassam esse limite. Devido a isto, priorizou-se um módulo que atenda ao limite de corrente, podendo-se aumentar a potência do conjunto por meio da adição de módulos em série. Com isso, foram configurados 23 módulos em série no emulador, totalizando um conjunto de 2300 W, com tensão de circuito aberto de 496,34 V e tensão de máxima potência de 400,2 V. Além disso, foram definidas as condições de operação como sendo uma irradiância de 1000 W/m² e a temperatura de 25 °C, ou seja, as condições padrões de funcionamento. Após a inserção dos dados, o software do emulador calcula a curva V-I equivalente e apresenta o gráfico resultante e o ponto de operação atual (círculo vermelho), tal como exibido na Figura 54.

Figura 54 – Interface computacional do emulador após parametrização.



Fonte: Própria.

Os dados de entrada da interface computacional são:

- T_{ref} : Temperatura nominal;
- S_{ref} : Irradiância nominal;
- N_{sc} : Número de células do módulo;
- V_{mp} : Tensão de máxima potência do módulo;

- V_{oc} : Tensão de circuito aberto do módulo;
- K_v : Coeficiente de redução da tensão com a temperatura do módulo;
- I_{mp} : Corrente de máxima potência do módulo;
- I_{sc} : Corrente de curto-circuito do módulo;
- K_i : Coeficiente de aumento da corrente com a temperatura do módulo;
- T_{op} : Temperatura de operação a ser emulada;
- S_{op} : Irradiância de operação a ser emulada;
- N_{ps} : Número de módulos em série a ser emulado;
- N_{pp} : Número de módulos em paralelo a ser emulado.

Concluída a parametrização do emulador, o sistema encontra-se pronto para a realização dos ensaios propostos, os quais serão na sequência apresentados.

5.2 Estudo de Caso 1: Despacho de Potência Fixa

O primeiro ensaio a ser conduzido consiste na imposição direta das potências ativa e reativa trifásicas a serem injetadas na rede no lado CA. Tais potências servirão de referência para a atuação do controle. Deste modo, o controle do arranjo buscará sempre despachar os valores de potência fixados, não importando o nível de tensão CC ou se o conjunto fotovoltaico se encontra ou não no ponto de máxima potência. Assim, neste primeiro ensaio, o algoritmo de MPPT é mantido desativado.

Para a realização das medições dos parâmetros CC utilizou-se um voltímetro digital modelo *Fluke-106* e um amperímetro digital modelo *ET-2030A* da fabricante *Minipa*. Embora o emulador fotovoltaico conte com medições internas de tensão e corrente de saída, preferiu-se a utilização de instrumentos de medição externos em razão de sua maior confiabilidade. Já no lado de tensão CA, o equipamento de medição empregado foi um analisador de energia da *Fluke* modelo *435-II* (Figura 55), o qual efetuará as medições trifásicas e a análise das distorções harmônicas.

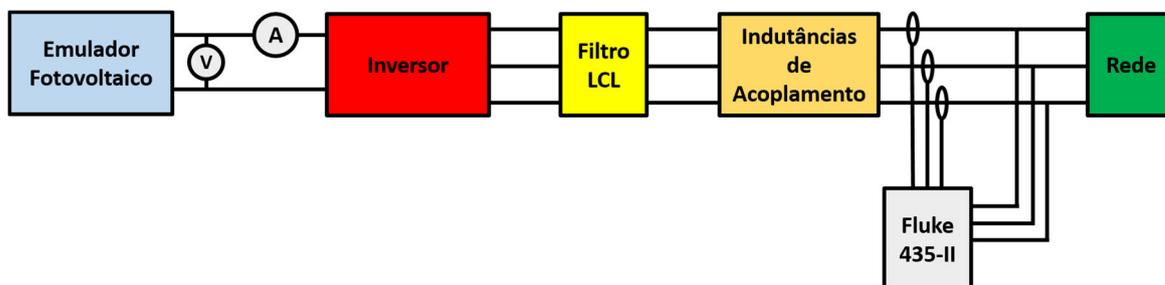
Figura 55 – Analisador de energia *Fluke 435-II*.



Fonte: Própria.

A Figura 56 ilustra a disposição geral dos instrumentos de medição no arranjo fotovoltaico em escala reduzida montado em ambiente laboratorial.

Figura 56 – Conexão dos medidores no arranjo fotovoltaico.



Fonte: Própria.

Com os medidores devidamente conectados ao circuito, iniciou-se a execução do primeiro estudo de caso. A Tabela 5 mostra uma síntese dos principais parâmetros de medição obtidos neste primeiro ensaio.

Tabela 5 – Tabela resumo do estudo de caso 1.

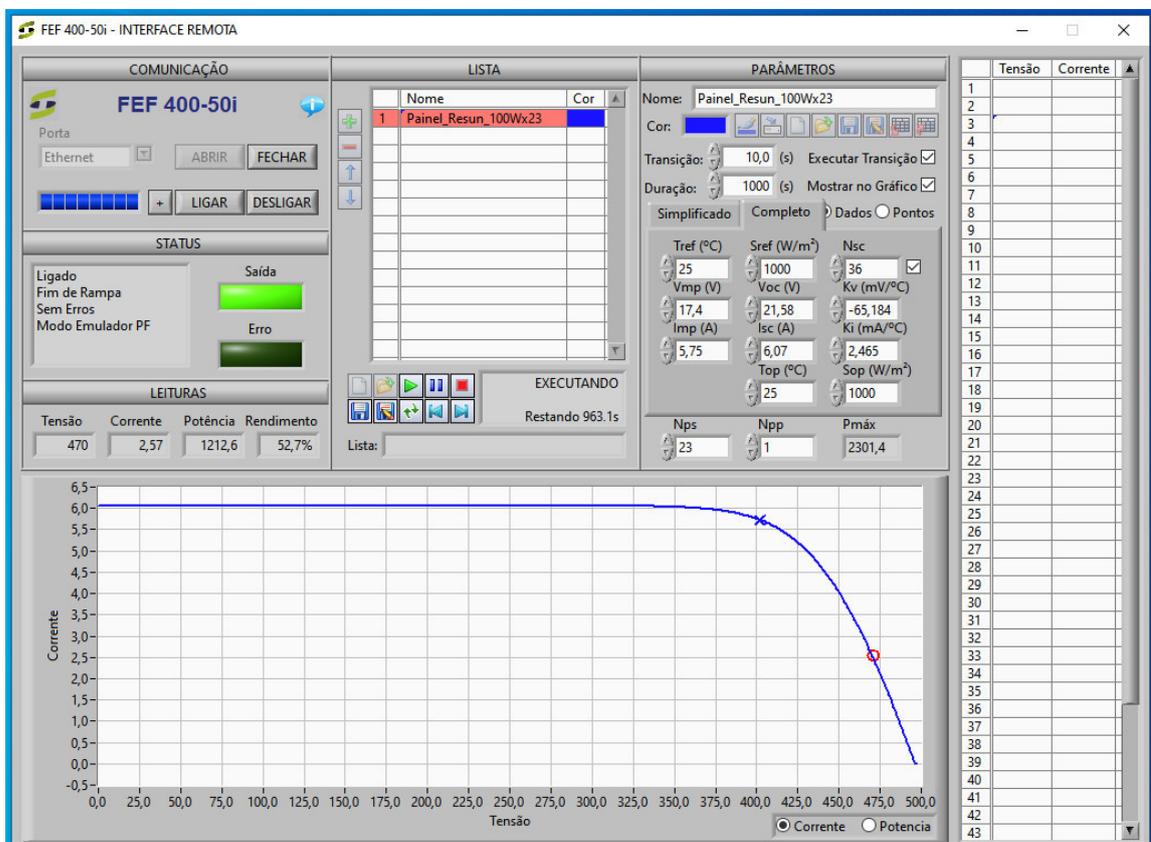
Estudo de Caso 1: Despacho de Potência Fixa										
Valores de Potência Fixados			Medições							Rendimento do Inversor
			CC			CA				
Subcaso	P_{ref} [W]	Q_{ref} [VAr]	V [V]	I [A]	P_{cc} [W]	P_{ca} [W]	Q [VAr]	FP	DHTi [%]	P_{ca} / P_{cc} [%]
1.1	1000	0	462,9	2,56	1185	1049	28	0,98	15,1	88,52
1.2	0	1000	491,4	0,43	211,3	43	1032	0,04	19	20,35
1.3	1000	500	462,2	2,64	1220	1063	490	0,89	14,5	87,13

Fonte: Própria.

Pode-se notar, a partir desta tabela, o estabelecimento de três Subcasos para implementação e estudo, sendo no Subcaso 1.1 imposta uma potência ativa despachada de 1000 W e reativa nula, enquanto no Subcaso 1.2 a potência reativa fica fixada em 1000 VAr e a potência ativa nula e, por fim, no Subcaso 1.3 tem-se 1000 W de potência ativa e 500 VAr de reativa.

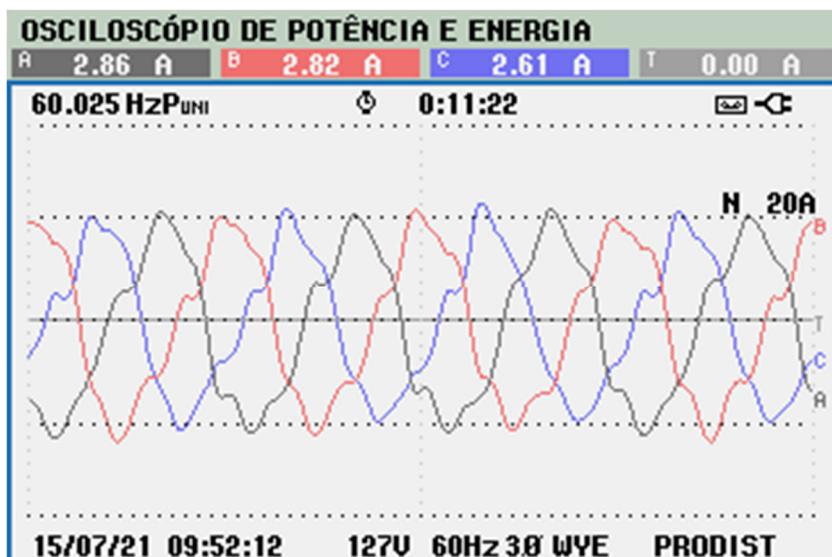
As figuras a seguir apresentam, de forma sequencial, para cada Subcaso, a imagem da interface computacional do emulador contendo as informações de parametrização, as formas de onda e espectro harmônico das correntes CA. Em cada imagem da interface computacional, pode-se visualizar a curva V-I do conjunto fotovoltaico, bem como o ponto de operação naquele instante, denotado por um círculo vermelho sobre a curva. Já as formas de onda e espectros harmônicos foram obtidos via analisador de energia para as correntes trifásicas CA injetadas na rede em cada um dos três Subcasos.

Figura 57 – Interface computacional do emulador para o Subcaso 1.1.



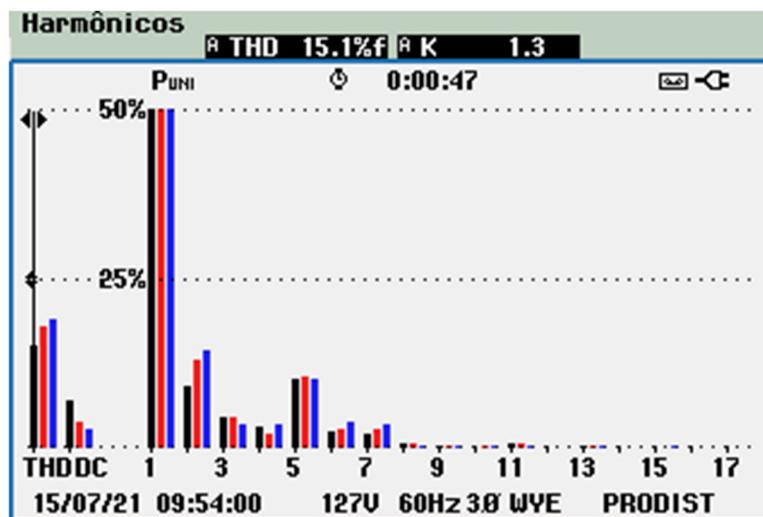
Fonte: Própria.

Figura 58 – Formas de onda das correntes CA para o Subcaso 1.1.



Fonte: Própria.

Figura 59 – Espectro harmônico das correntes CA para o Subcaso 1.1.

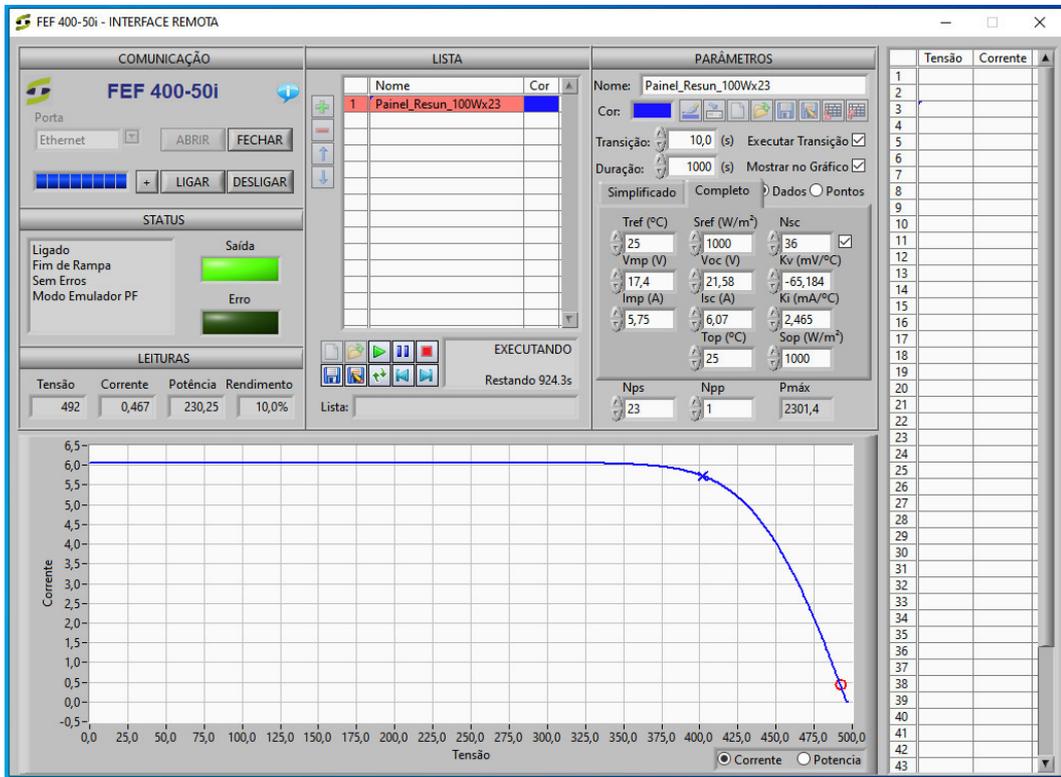


Fonte: Própria.

Neste primeiro Subcaso, analisando as figuras anteriores juntamente com a Tabela 5, verifica-se um funcionamento do arranjo bem condizente com a expectativa inicial. O controle foi capaz de despachar a potência imposta com precisão bastante aceitável, estabelecendo uma potência ativa despachada de 1049 W para uma referência de 1000 W. A respeito do emulador, o ponto de operação encontra-se ainda próximo ao ponto de circuito aberto, já que a potência entregue ainda está distante da máxima disponível. E quanto às correntes CA, as formas de

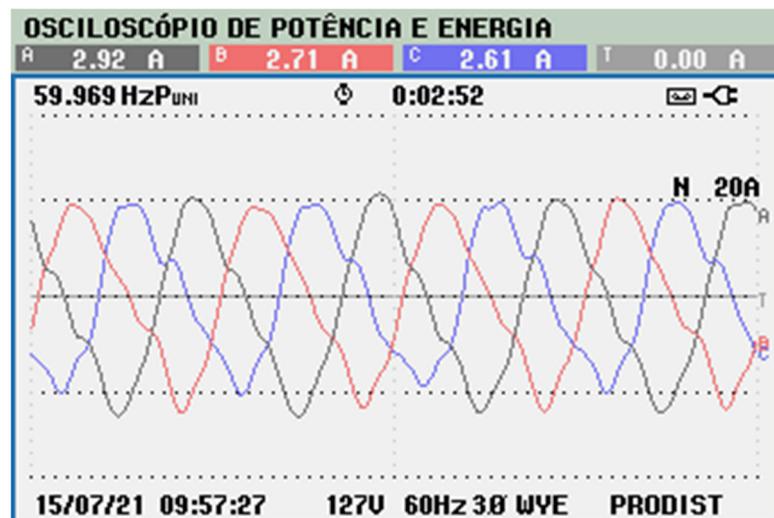
onda se mostraram conforme o esperado, com uma DHT de 15,1%, porém com uma 2ª harmônica bastante relevante, além das 5ª e 7ª harmônicas já esperadas.

Figura 60 - Interface computacional do emulador para o Subcaso 1.2.



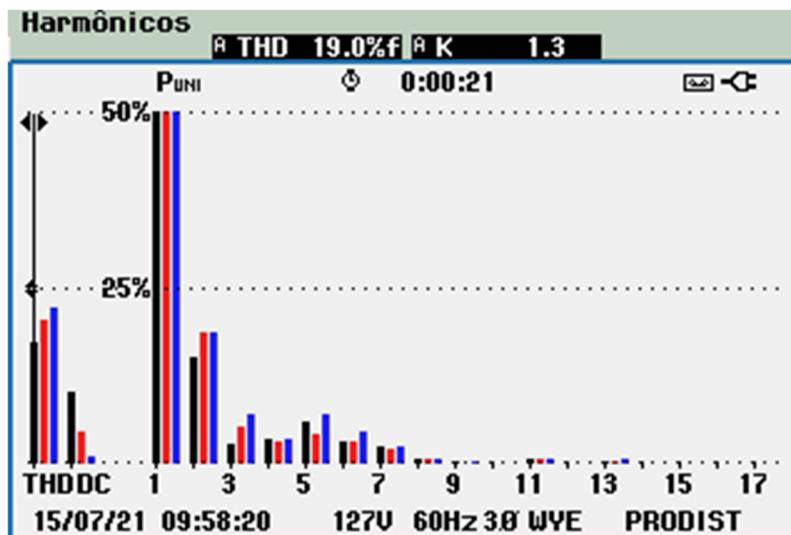
Fonte: Própria.

Figura 61 - Formas de onda das correntes CA para o Subcaso 1.2.



Fonte: Própria.

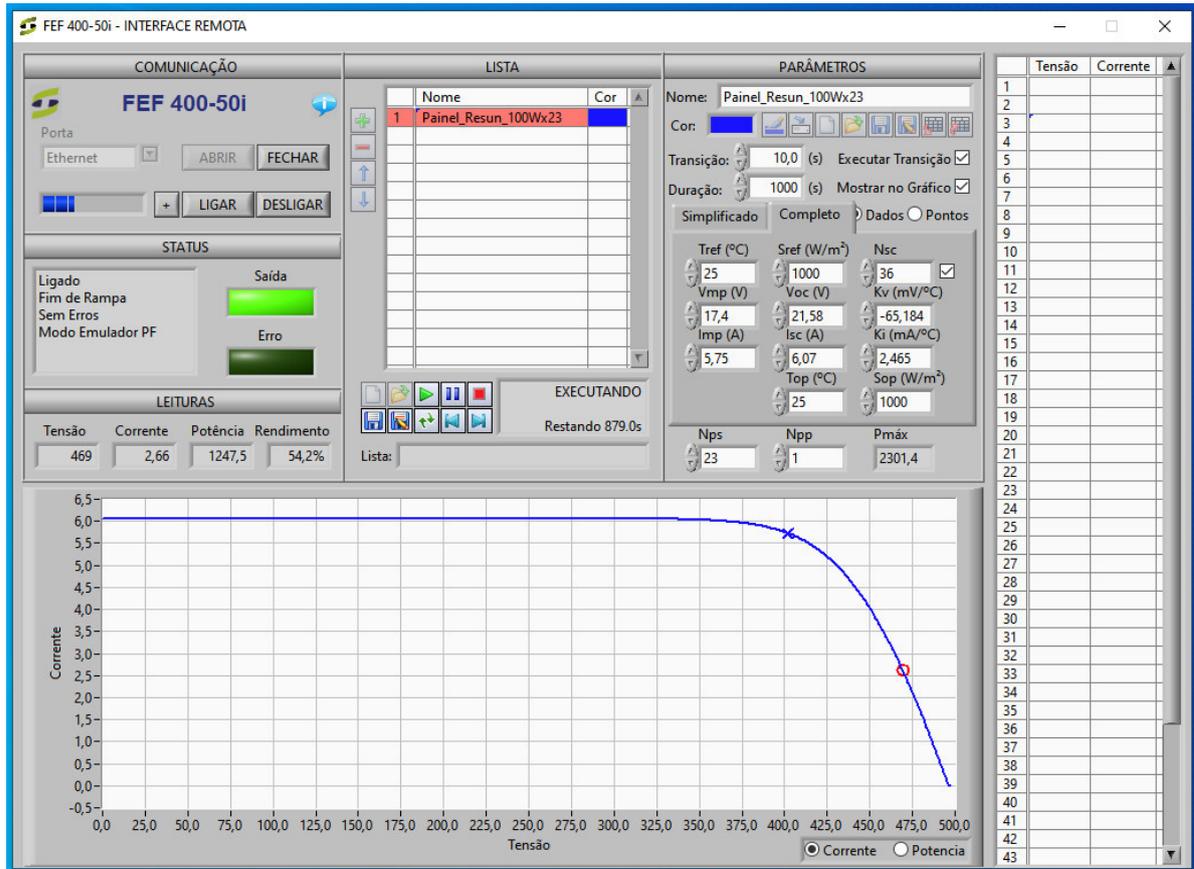
Figura 62 - Espectro harmônico das correntes CA para o Subcaso 1.2.



Fonte: Própria.

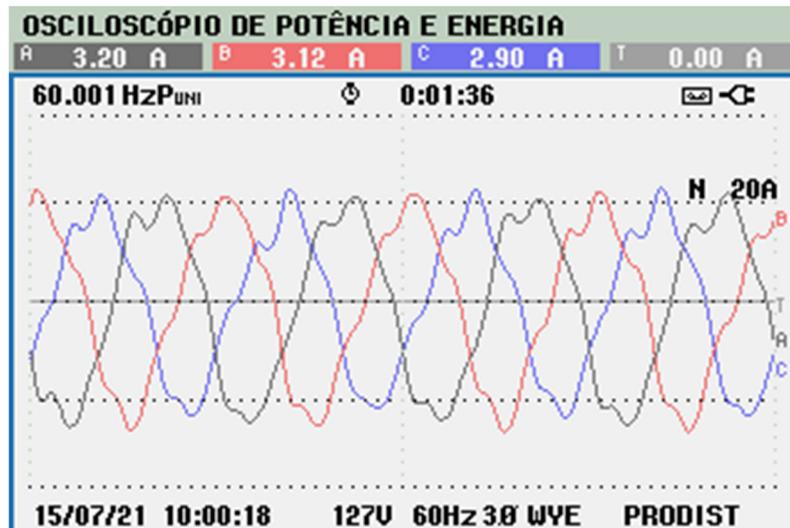
Para este Subcaso 1.2, tem-se novamente resultados bastante satisfatórios. O objetivo, desta vez era fornecer à rede potência reativa, simulando uma operação de suporte à rede elétrica. O controle estabeleceu uma potência de 1032 VAR para uma referência de 1000 VAR. O emulador teve seu ponto de operação levado quase ao circuito aberto, apresentando apenas uma pequena potência despachada, provavelmente para compensar as perdas elétricas nos demais componentes, uma vez que, neste Subcaso, a potência ativa despachada para a rede foi desprezível. E nas formas de onda de corrente CA, percebe-se de maneira mais evidente a presença da 2ª harmônica, além de uma DHT de 19%.

Figura 63 - Interface computacional do emulador para o Subcaso 1.3.



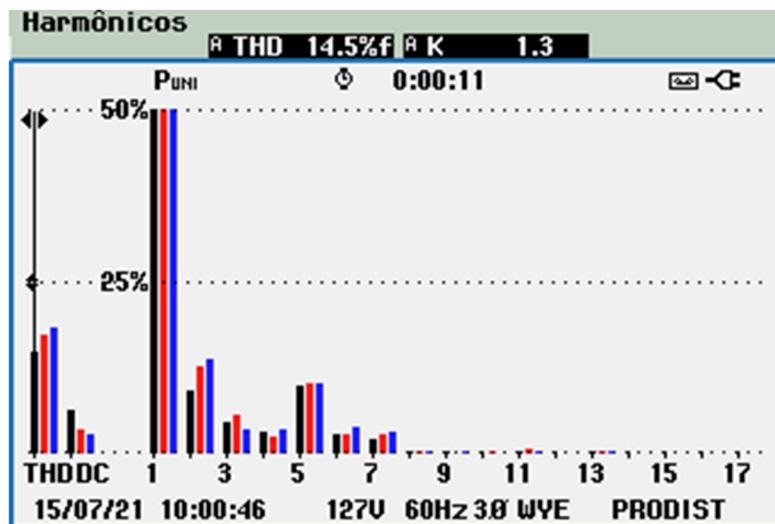
Fonte: Própria.

Figura 64 - Formas de onda das correntes CA para o Subcaso 1.3.



Fonte: Própria.

Figura 65 - Espectro harmônico das correntes CA para o Subcaso 1.3.



Fonte: Própria.

Finalizando o primeiro conjunto de ensaios, este Subcaso 1.3 revelou mais uma vez resultados condizentes com a expectativa prévia. O intuito, agora, era despachar tanto potência ativa quanto reativa para a rede. As potências de referência eram de 1000 W e 500 VAR, e foram obtidas nas medições CA os valores de 1063 W e 490 VAR, demonstrando o funcionamento correto do controle de corrente. O ponto de operação do emulador retornou praticamente ao mesmo estado do Subcaso 1.1, como era o esperado, já que a potência ativa despachada é a mesma. E, por fim, as formas de onda das correntes CA voltaram a apresentar componentes significativas de 5ª e 7ª harmônicas, a 2ª harmônica manteve-se mais uma vez, totalizando uma DHT de 14,5%.

5.3 Estudo de Caso 2: Controle da Tensão CC

O segundo conjunto de ensaios realizados teve como objetivo o controle dependente da tensão do elo CC. As potências de referência são, agora, postas em segundo plano no controle, o MPPT segue desativado e a prioridade passa a ser, neste caso, a tensão do elo CC, cujo valor de referência é mantido fixo. Sendo assim, o controle buscará atingir o valor de referência por meio do incremento ou redução da potência despachada, uma vez que o aumento da potência provoca, no conjunto fotovoltaico, uma diminuição da tensão CC.

Dito isso, a Tabela 6 apresenta os parâmetros de medição obtidos para este segundo estudo de caso.

Tabela 6 – Tabela resumo do estudo de caso 2.

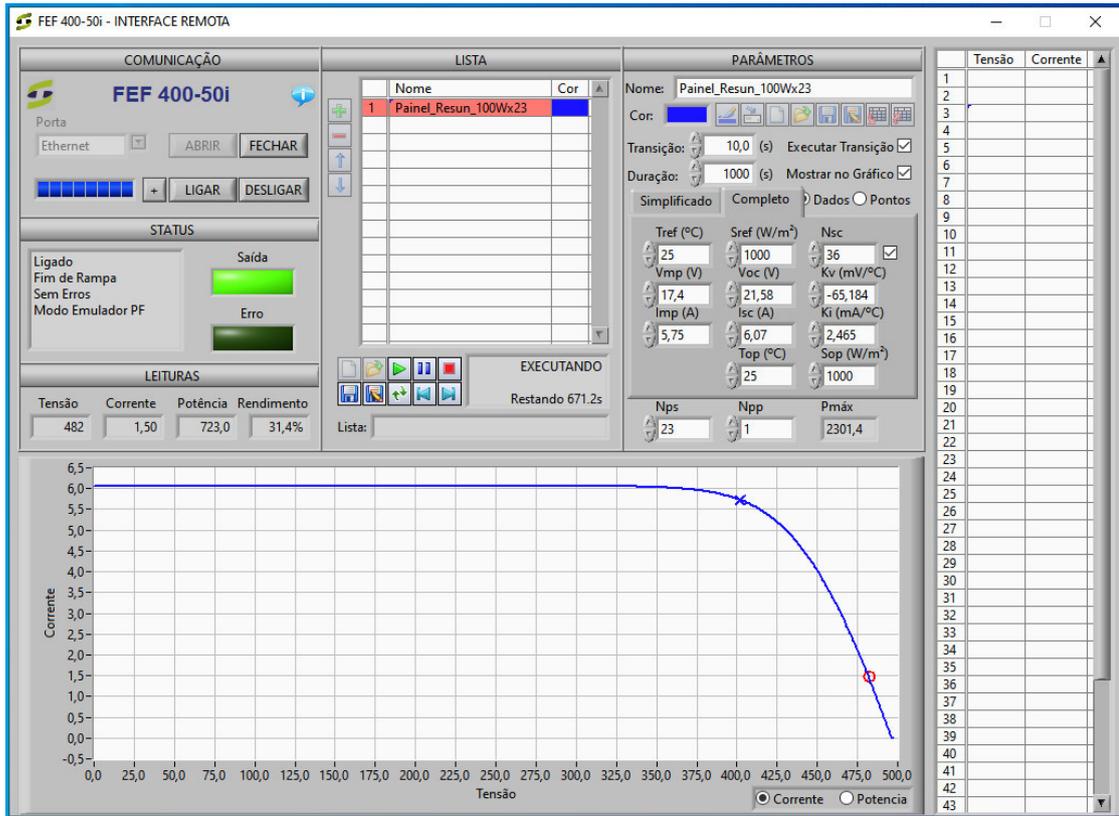
Estudo de Caso 2: Controle de Tensão Elo CC									
Valores de Tensão CC Fixados		Medições							
		CC			CA				Rendimento do Inversor
Subcaso	Vcc [V]	V [V]	I [A]	Pcc [W]	Pca [W]	Q [VAr]	FP	DHTi [%]	Pca / Pcc [%]
2.1	475	477,7	1,49	711,8	585	16	0,93	30,3	82,19
2.2	450	455,8	3,06	1395	1243	33	0,99	13,9	89,10
2.3	425	433,0	4,46	1931	1770	45	0,99	12,2	91,66

Fonte: Própria.

Percebe-se o estabelecimento de mais três Subcasos (2.1, 2.2 e 2.3), os quais estão relacionados, respectivamente, com a imposição das seguintes tensões de referência para o elo CC: 475V, 450V e 425V.

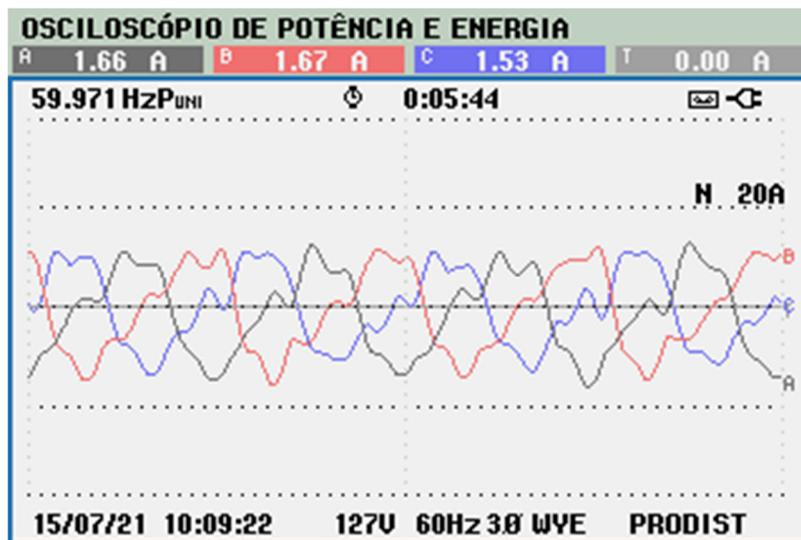
As figuras a seguir exibem a interface computacional do emulador, as formas de onda das correntes CA e seus respectivos espectros harmônicos, calculados pelo analisador de energia para cada Subcaso.

Figura 66 - Interface computacional do emulador para o Subcaso 2.1.



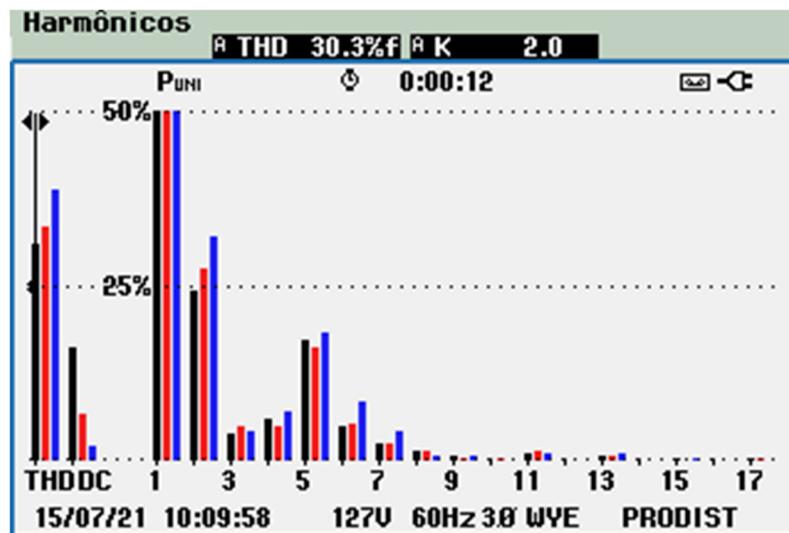
Fonte: Própria.

Figura 67 - Formas de onda das correntes CA para o Subcaso 2.1.



Fonte: Própria.

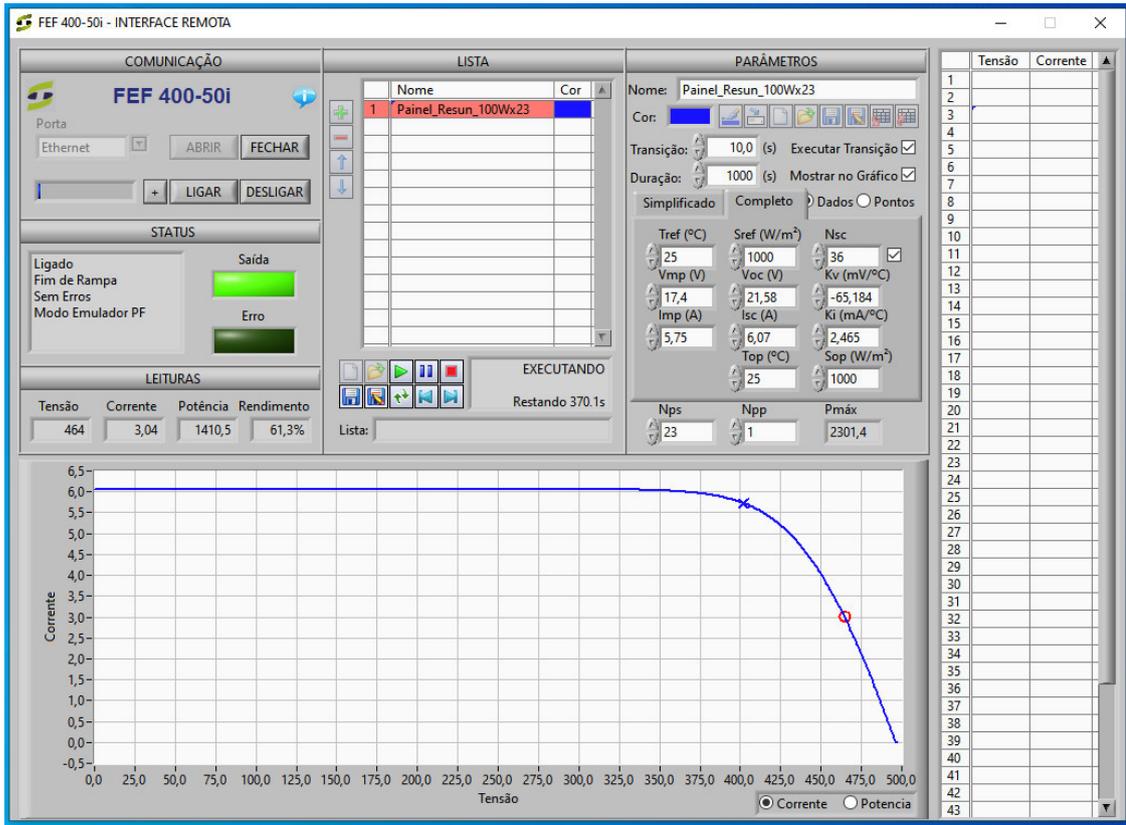
Figura 68 - Espectro harmônico das correntes CA para o Subcaso 2.1.



Fonte: Própria.

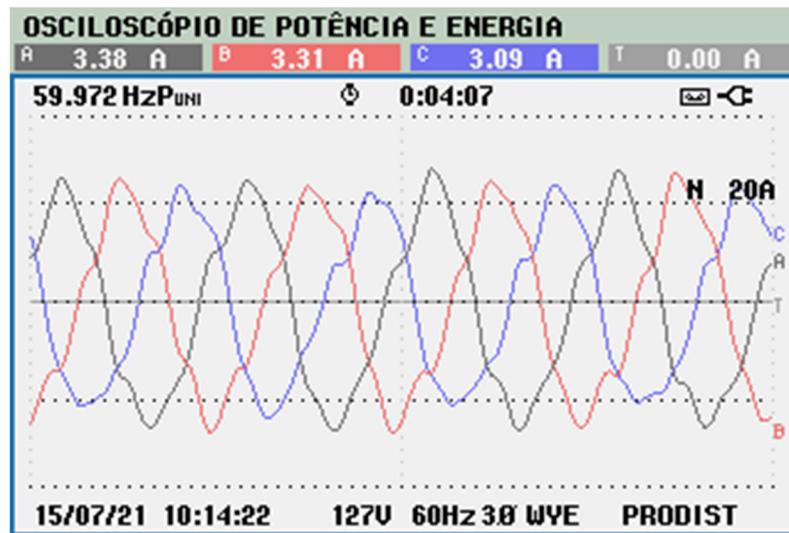
Neste primeiro Subcaso da segunda sessão de ensaios, foi imposta, para o controle, uma referência de 475V no elo CC, obtendo-se na medição do voltímetro um valor de 477,7 V, o que denota um funcionamento correto do controle. O ponto de operação do emulador encontra-se bem próximo ao circuito aberto. E as correntes CA, por sua vez, apresentaram o maior valor de DHT até o momento (30,3%), o que era esperado já que se trata de um menor nível de potência despachada o que contribui para maiores distorções harmônicas.

Figura 69 - Interface computacional do emulador para o Subcaso 2.2.



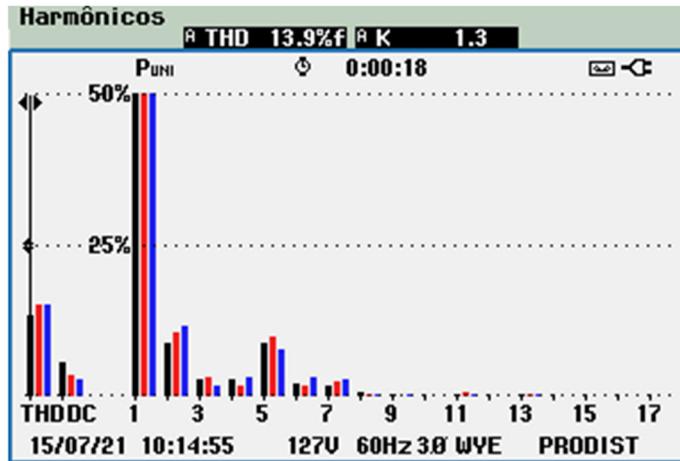
Fonte: Própria.

Figura 70 - Formas de onda das correntes CA para o Subcaso 2.2.



Fonte: Própria.

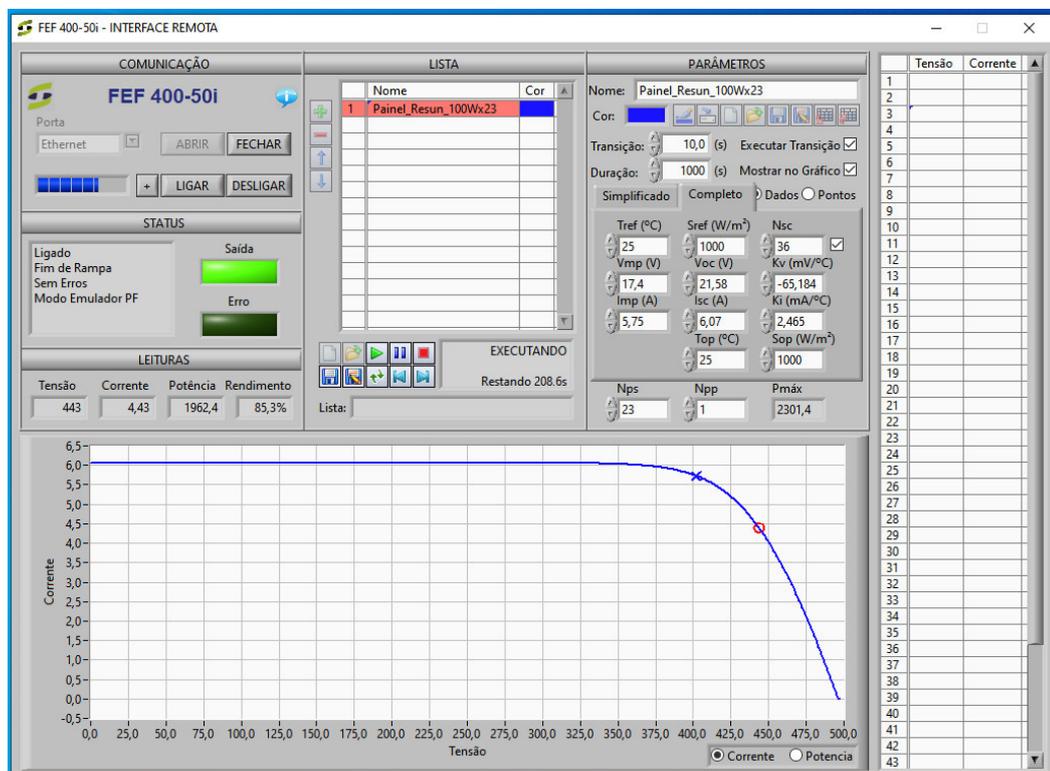
Figura 71 - Espectro harmônico das correntes CA para o Subcaso 2.2.



Fonte: Própria.

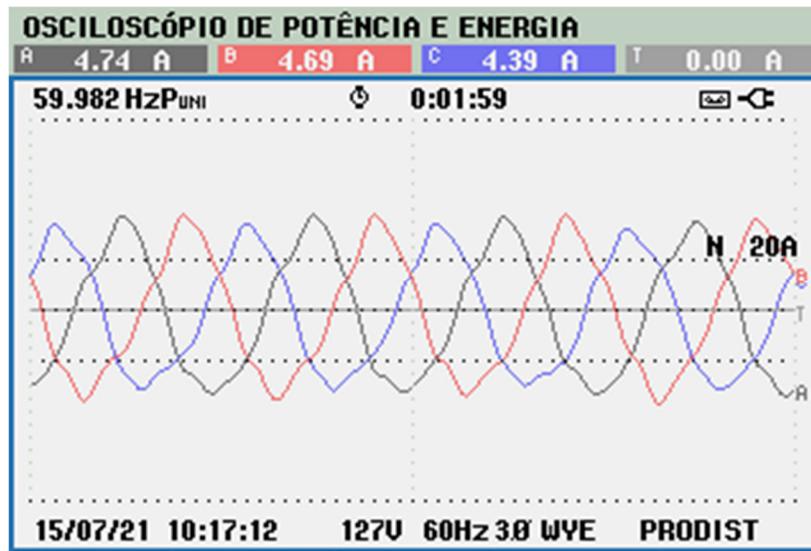
O Subcaso 2.2 demonstrou resultados bastante parecidos ao Subcaso 1.1, em razão do nível de potência despachada ser relativamente similar. Todavia, o intuito no presente Subcaso 2.2 é a avaliação do controle de tensão do elo CC, que apresentou um valor de 455,8 V para uma referência de 450 V, o que revela um controle correto.

Figura 72 - Interface computacional do emulador para o Subcaso 2.3.



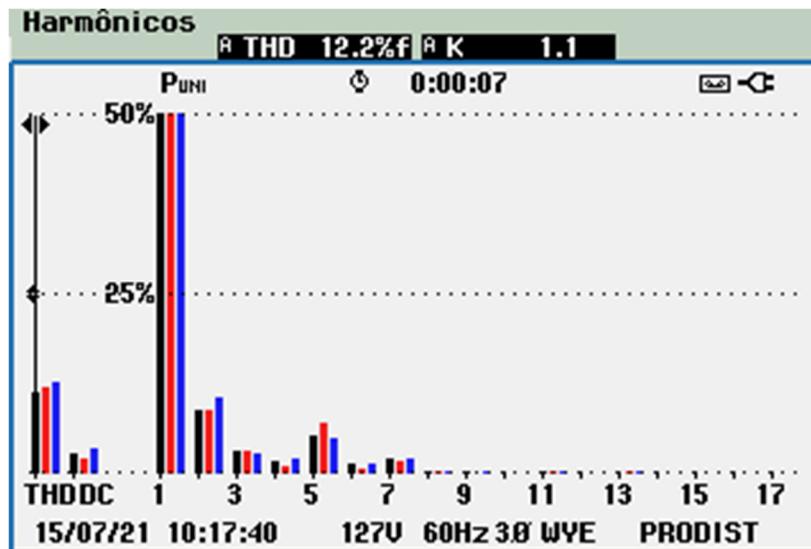
Fonte: Própria.

Figura 73 - Formas de onda das correntes CA para o Subcaso 2.3.



Fonte: Própria.

Figura 74 - Espectro harmônico das correntes CA para o Subcaso 2.3.



Fonte: Própria.

Para este Subcaso 2.3, foi estabelecida uma referência de 425 V para o elo CC, resultando em um valor medido de 433 V, que representa o maior erro encontrado até então, porém com um nível de precisão ainda aceitável. O emulador demonstrou um ponto de operação já bem próximo do ponto de máxima potência. As correntes CA apresentaram perfis novamente dentro do esperado, com a menor DHT até o momento, com um valor 12,2%.

5.4 Estudo de Caso 3: Controle por MPPT

O terceiro e último ensaio executa o controle por MPPT. Neste caso, o algoritmo de MPPT é ativado e assume o controle do cálculo do valor de tensão de referência do elo CC, de modo que visará manter-se sempre no ponto de maior potência disponível no conjunto fotovoltaico emulado.

Segundo os dados nominais do módulo escolhido, os quais foram inseridos na interface computacional do emulador, as tensões previstas para um conjunto fotovoltaico de 23 módulos em série são de 496,34 V em circuito aberto, e 400,2 V no ponto de máxima potência, que por sua vez é estimada em 2300 W. Estes são os dados para a irradiância nominal de 1000W/m². Neste estudo de caso 3, além da irradiância nominal, foi testada a condição de irradiância de 800W/m².

Com isto em mente, as medições obtidas neste terceiro estudo de caso podem ser conferidas na Tabela 7.

Tabela 7 – Tabela resumo do estudo de caso 3.

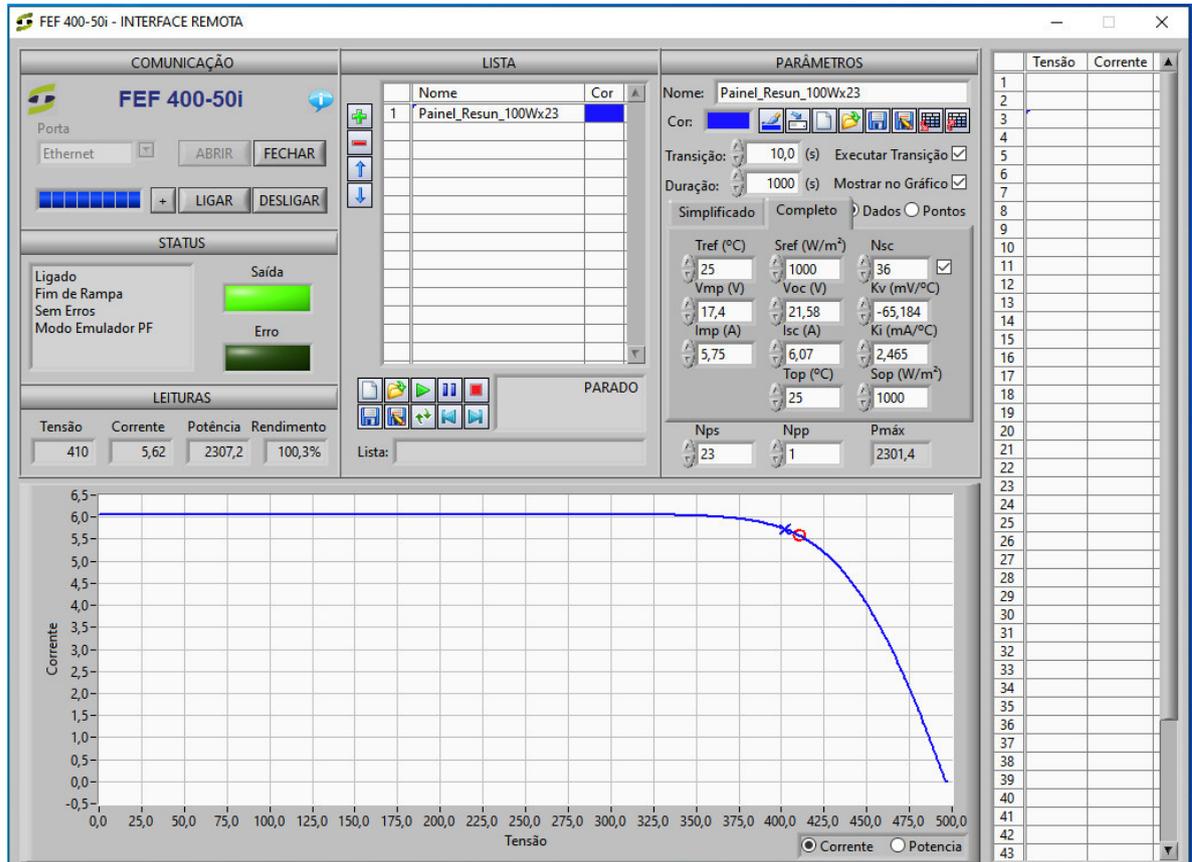
Estudo de Caso 3: Controle por MPPT									
Valores de Irradiância Fixados		Medições							Rendimento do Inversor
		CC			CA				
Subcaso	Sop [W/m²]	V [V]	I [A]	Pcc [W]	Pca [W]	Q [VAr]	FP	DHTi [%]	Pca / Pcc [%]
3.1	1000	392~408	5,58~5,9	2187~2407	2020~2104	50	0,99	13,7	87,41~92,36
3.2	800	380~404	4,48~4,75	1702~1919	1620~1710	42	0,99	12,9	89,11~95,18

Fonte: Própria.

A partir dos resultados mostrados na Tabela 7, percebe-se que os valores dos parâmetros medidos oscilam no entorno de um valor médio, como é o esperado devido ao próprio princípio de funcionamento do método de MPPT implementado, o Perturba e Observa Moderno.

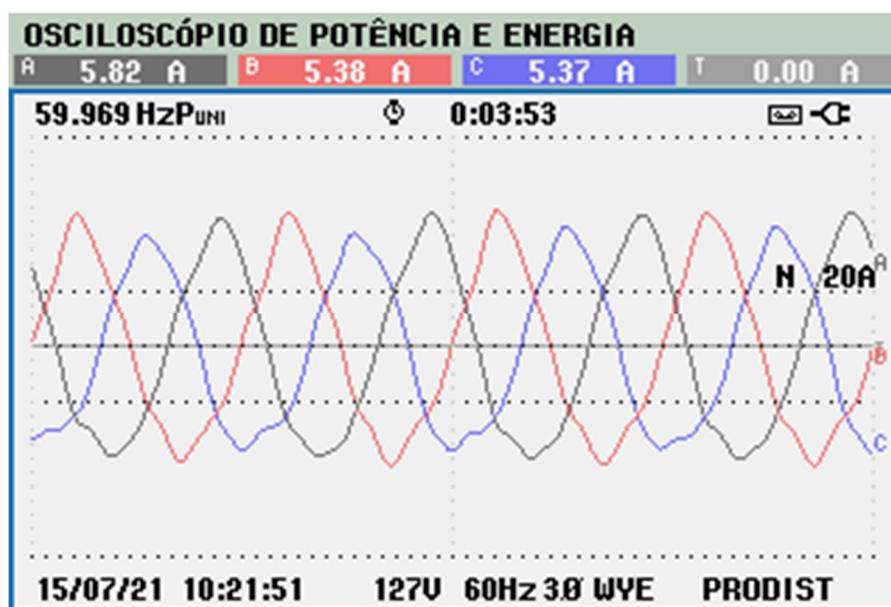
As figuras a seguir exibem a interface computacional do emulador no instante de realização do Subcaso 3.1, além das formas de onda das correntes CA e o espectro harmônico calculado pelo analisador de energia.

Figura 75 - Interface computacional do emulador para o Subcaso 3.1.



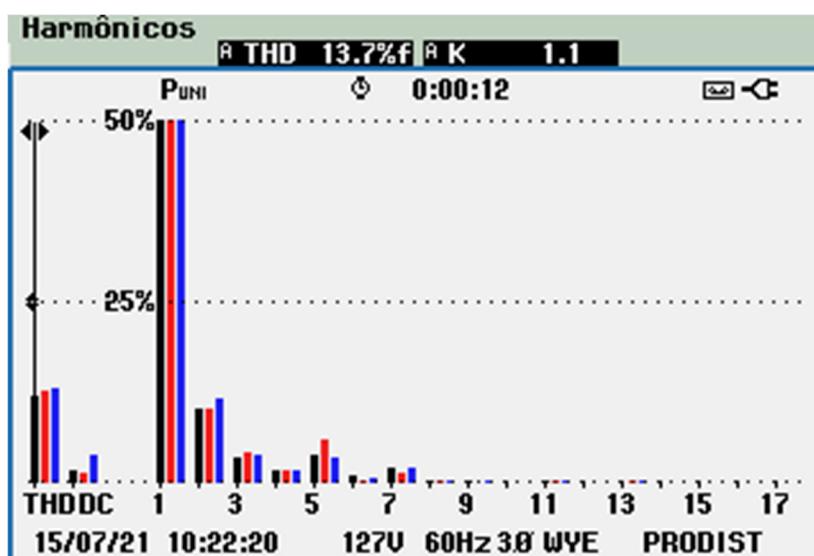
Fonte: Própria.

Figura 76 - Formas de onda das correntes CA para o Subcaso 3.1.



Fonte: Própria.

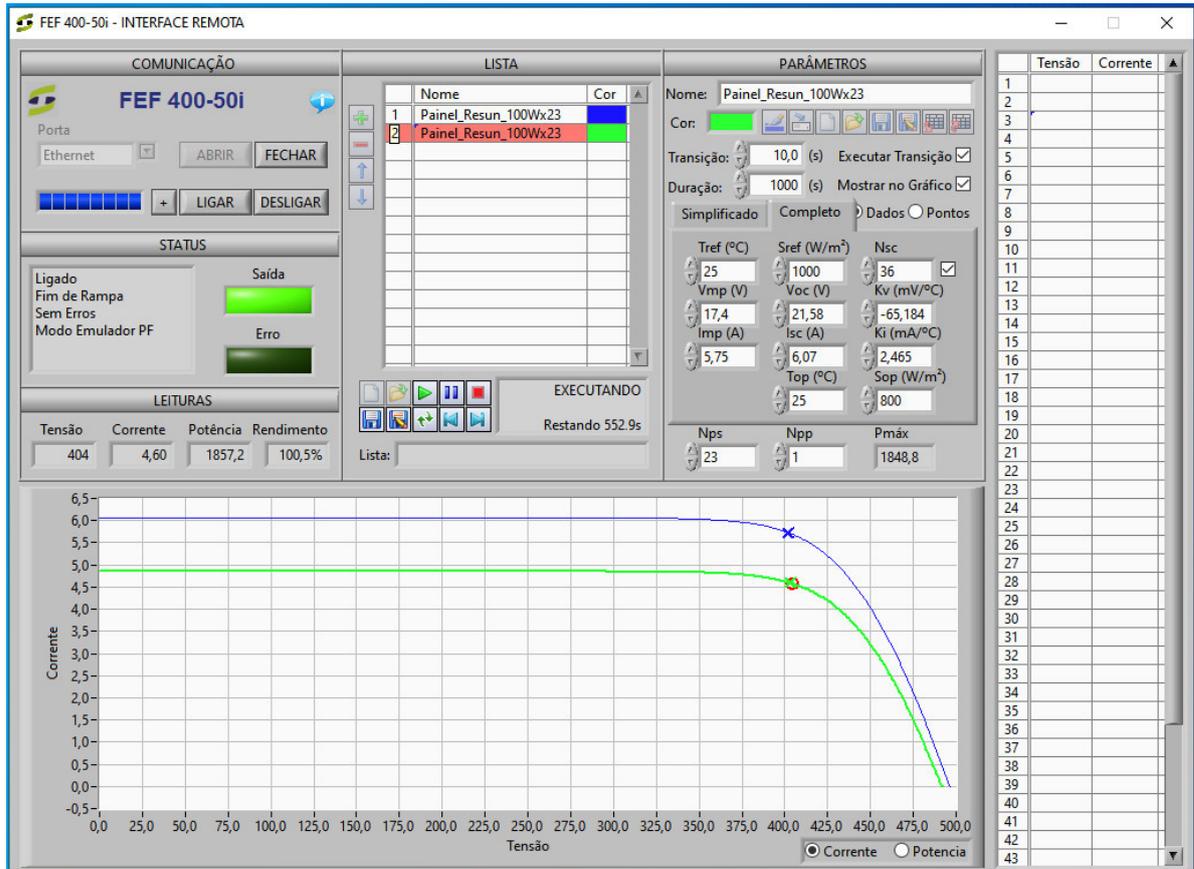
Figura 77 - Espectro harmônico das correntes CA para o Subcaso 3.1.



Fonte: Própria.

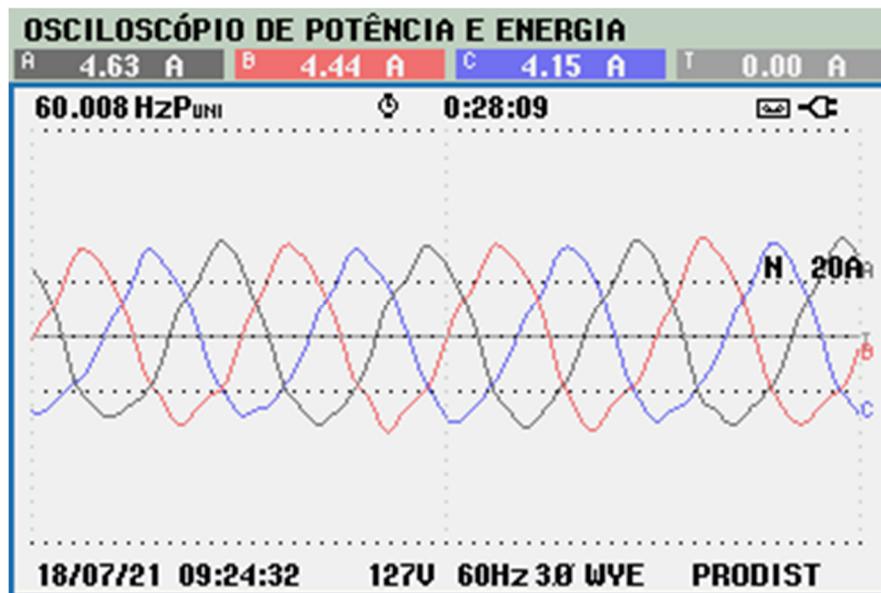
Por fim, tem-se as figuras a seguir que representam os resultados para o Subcaso 3.2.

Figura 78 - Interface computacional do emulador para o Subcaso 3.2.



Fonte: Própria.

Figura 79 - Formas de onda das correntes CA para o Subcaso 3.2.



Fonte: Própria.

Figura 80 - Espectro harmônico das correntes CA para o Subcaso 3.2.



Fonte: Própria.

Diante dos resultados deste último conjunto de ensaios (Subcasos 3.1 e 3.2), verifica-se que o controle de MPPT alcançou uma resposta satisfatória. Como era esperado, os valores de medição apresentaram uma oscilação em regime permanente, contudo, tal oscilação permaneceu no entorno dos valores esperados. Para o Subcaso 3.1, sob condições nominais, a expectativa era uma potência máxima de 2300W, que foi devidamente atingida. É importante salientar que tal potência máxima foi verificada na saída do emulador, de forma que a potência efetivamente injetada na rede é reduzida pelas perdas elétricas de todo o arranjo.

5.5 Avaliação Geral dos Resultados Encontrados

De maneira geral, os resultados obtidos ao longo dos três estudos de caso implementados se mostraram bastante razoáveis e coerentes com o comportamento esperado para um sistema de geração fotovoltaico padrão conectado à rede.

A estratégia de controle se mostrou eficiente na maioria dos casos estudados, tanto para o controle da potência despachada, como para o controle da tensão do elo CC.

No teste final, o MPPT apresentou desempenho particularmente competente, sendo capaz de alcançar e manter-se próximo ao nível de potência máxima em ambos os Subcasos

realizados. Observou-se, também, a necessidade, prevista para o algoritmo Perturba e Observa, de se encontrar um balanço entre oscilações em regime permanente e tempo de resposta.

No que concerne às distorções harmônicas, os níveis encontrados foram condizentes com o comportamento esperado de um sistema a base de inversor de tensão. Todavia, notou-se a presença elevada da componente de 2ª harmônica em praticamente todos os ensaios realizados, o que difere da expectativa teórica. A presença desta componente harmônica pode ter origem na lógica de controle, em algum desequilíbrio nos componentes do arranjo (filtro, indutâncias de acoplamento, etc.), ou então, e mais provavelmente, pela limitação da estratégia de sincronismo *SRF-PLL*, a qual pode estar sendo prejudicada por uma eventual distorção ou desequilíbrio prévio da rede de conexão. De todo modo, uma investigação adicional, sobre todas as possíveis causas, se faz necessária a fim de identificar a origem da componente de 2ª harmônica observada. Não obstante a este fato, salienta-se que as distorções totais de corrente permaneceram dentro de patamares típicos.

Em resumo, considera-se adequado o funcionamento do arranjo fotovoltaico em escala reduzida implementado em laboratório. Os principais componentes de um sistema de geração fotovoltaico foram contemplados na montagem laboratorial, testados, e, ao final, se mostraram coerentes com o sistema original, desempenhando suas funções de forma apropriada. Assim sendo, o arranjo proposto e implementado se mostrou um bom representante de um sistema fotovoltaico real, possibilitando, no futuro, a realização de demais estudos correlatos aos fenômenos de Qualidade da Energia Elétrica.

6 CONCLUSÕES

No decorrer do presente trabalho dissertativo, foi abordado o grande tema da Qualidade da Energia Elétrica inserido no contexto da geração de energia fotovoltaica.

Nos capítulos introdutórios foram realizadas uma contextualização ao tema seguida de uma descrição geral acerca de sistemas de geração fotovoltaica e seus principais componentes e características intrínsecas. Na sequência dos trabalhos foi apresentada uma proposta de arranjo fotovoltaico em escala reduzida para implementação laboratorial, a qual foi devidamente detalhada, implementada em ambiente laboratorial e testada. Ao fim, pode-se afirmar que foram obtidos resultados satisfatórios que validaram o arranjo montado em uma plataforma para estudos de Qualidade da Energia Elétrica.

Pode-se perceber que sistemas de geração fotovoltaica apresentam inúmeros benefícios e oportunidades de aproveitamento, todavia, são empreendimentos complexos, que envolvem diversos ramos do conhecimento e que necessitam uma perfeita integração entre suas partes constituintes a fim de se obter um melhor aproveitamento de seus benefícios.

Neste contexto de desafios para o desenvolvimento ainda maior da geração fotovoltaica, a temática da Qualidade da Energia Elétrica revela-se como sendo uma questão fundamental a ser considerada. As próprias características intrínsecas da geração fotovoltaica implicam em problemas vinculados à Qualidade da Energia Elétrica tal como a questão harmônica aqui abordada e outros que não foram neste trabalho dissertativo aprofundados. Não obstante a isto, o arranjo fotovoltaico em escala reduzida proposto e implementado, ao longo deste trabalho, visa fornecer uma ferramenta para estudos dos diversos tópicos relacionados à Qualidade da Energia Elétrica no âmbito de sistemas de geração fotovoltaica, caracterizando-se, assim, como a maior contribuição alcançada por este trabalho.

Muito embora tenha-se alcançado resultados satisfatórios, durante a realização dos estudos de casos, e o arranjo laboratorial tenha se portado com um desempenho coerente com um sistema real, o arranjo proposto é, ainda, passível de melhoramentos. Diante disso, propõe-se aqui os seguintes apontamentos de aprimoramentos:

- Identificar e/ou justificar a origem da componente de segunda harmônica acima da média verificada durante os ensaios;
- Realizar estudos em condições de alterações abruptas de irradiância no emulador;
- Implementar técnicas de MPPT mais eficientes;

- Aplicar estratégias de sincronismo mais modernas e robustas a distorção e desequilíbrio prévio da rede;
- Testar diferentes lógicas de controle do inversor para despacho de potência;
- Otimizar o dimensionamento do filtro LCL;
- Melhorar o transformador de acoplamento;
- Implementar o sistema em uma rede isolada da rede pública local.

Além desses possíveis melhoramentos, sugere-se aqui as seguintes vertentes para possíveis estudos futuros a partir dos desenvolvimentos já alcançados neste trabalho:

- Análise de demais fenômenos de Qualidade da Energia Elétrica;
- Investigação a respeito de possíveis interdependência entre os fenômenos;
- Interação com demais componentes do sistema elétrico;
- Implementação de sistema de direcionamento de carga para alternância entre carga local e rede elétrica;
- Integração de sistema de armazenamento de energia e desenvolvimento de controle de carga pertinente;
- Montagem de arranjos em paralelo para estudo de impacto entre sistemas adjacentes;
- Implementação de unidade de condicionamento de energia em dois estágios, com conversores CC-CC e CC-CA.

REFERÊNCIAS

AHMED, A. A. A. **Digital Control Techniques for Grid-Connected Inverters**. [s.l.] AIN SHAMS UNIVERSITY, 2013.

ANEEL. **Unidades Consumidoras com Geração Distribuída**. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_mJhnKli7q>. Acesso em: 7 maio. 2021.

ARRUDA, L. N. et al. Wide bandwidth single and three-phase PLL structures for grid-tied PV systems. **Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, v. 2000- Janua, p. 1660–1663, 2000.

ARRUDA, L. N.; SILVA, S. M.; FILHO, B. J. C. PLL structures for utility connected systems. **Conference Record - IAS Annual Meeting (IEEE Industry Applications Society)**, v. 4, n. C, p. 2655–2660, 2001.

BAGGINI, A. **Handbook of Power Quality**. Inglaterra: John Wiley and Sons, 2008.

BAJAJ, M.; SINGH, A. K. Grid integrated renewable DG systems: A review of power quality challenges and state-of-the-art mitigation techniques. **International Journal of Energy Research**, v. 1, n. 1, p. 1–44, 2019.

BENHABIB, M. C.; MYRZIK, J. M. A.; DUARTE, J. L. **Harmonic effects caused by large scale PV installations in LV network**. 2007 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, EPQU. **Anais...Espanha: IEEE**, 2007

BENTO, D. Os 3 Ds do Setor Elétrico. **O Setor Elétrico**, p. 30–34, maio 2020.

BEST, R. E. **Phase-Locked Loops: Design, Simulation, and Applications**. 6. ed. EUA: McGraw-Hill, 2007.

BOJOI, R. et al. Current control strategy for power conditioners using sinusoidal signal integrators in synchronous reference frame. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 20, n. 6, p. 1402–1412, 2005.

DE BRITO, M. A. G. et al. **Avaliação das principais técnicas para obtenção de MPPT de painéis fotovoltaicos**. 2010 9th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications, INDUSCON 2010. **Anais...2010**

DUGAN, R. C. et al. **Electrical Power Systems Quality**. EUA: McGraw-Hill, 2004.

ELBASET, A. A.; HASSAN, M. S. **Design and power quality improvement of**

photovoltaic power system. 1. ed. Suíça: Springer, 2017.

ENSLIN, J. H. R. Network impacts of high penetration of photovoltaic solar power systems. **IEEE PES General Meeting, PES 2010**, p. 1–5, 2010.

ENSLIN, J. H. R.; HESKES, P. J. M. Harmonic-interaction between a large number of distributed power inverters and the distribution network. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 19, n. 6, p. 1586–1593, 2004.

EPE. Balanço Energético Nacional 2020: Ano base 2019. **Rio de Janeiro : EPE**, p. 7–295, 2020.

EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. **Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética**, v. 1, p. 447, 2021.

ESRAM, T.; CHAPMAN, P. L. Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 22, n. 2, p. 439–449, 2007.

EUROPEAN COMMISSION. The European Green Deal. **European Commission**, v. 53, n. 9, p. 24, 2019.

EUROPEAN PARLIAMENT. **A European Green Deal**. Disponível em: <https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en>. Acesso em: 4 maio. 2021.

FEKETE, K.; KLAIC, Z.; MAJDANDZIC, L. Expansion of the residential photovoltaic systems and its harmonic impact on the distribution grid. **Renewable Energy**, v. 43, p. 140–148, 2012.

FLYTKJAER, C. F.; EMIN, Z. **Power quality trends in the transition to carbon-free electrical energy systems**. Disponível em: <https://www.cigre.org/article/GB/news/the_latest_news/power-quality-trends-in-the-transition-to-carbon-free-electrical-energy-systems-2>. Acesso em: 27 maio. 2021.

FREIJEDO, F. D. et al. Grid-synchronization methods for power converters. **IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)**, p. 522–529, 2009.

HSIEH, G.; HUNG, J. C. Phase-Locked Loop Techniques-A Survey. **IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS**, v. 43, n. 6, 1996.

JENKINS, N. et al. **Embedded Generation**. Reino Unido: IET, 2000.

JENKINS, N.; EKANAYAKE, J. B.; STRBAC, G. **Distributed generation**. Reino Unido: IET, 2010.

KARAMI, N.; MOUBAYED, N.; OUTBIB, R. General review and classification of

different MPPT Techniques. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 68, p. 1–18, 2017.

KARIMI, M. et al. Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network - A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 53, p. 594–605, 2016.

KATIRAEI, F.; AGUERO, J. R. Solar PV Integration Challenges. **Ieee Power And Energy Magazine**, v. 9, n. 3, p. 62–71, 2011.

KO, S. H. et al. Application of Voltage- and Current-Controlled Voltage Source Inverters for Distributed Generation Systems. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 21, n. 3, p. 782–792, 2006.

KRAUSE, P. C. et al. **Analysis of Electric Machinery and Drive Systems**. 3. ed. EUA: John Wiley and Sons, 2013.

KUMAR, V.; PANDEY, A. S.; SINHA, S. K. Grid integration and power quality issues of wind and solar energy system: A review. **International Conference on Emerging Trends in Electrical, Electronics and Sustainable Energy Systems**, p. 71–80, 2016.

LEM COMPONENTS. Current Transducer LA 55-P. **Data Sheet**, p. 1–3, 1997.

LEM COMPONENTS. Voltage Transducer LV 25-P. **Data Sheet**, p. 18–20, 2013.

LIANG, X. Emerging Power Quality Challenges Due to Integration of Renewable Energy Sources. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 53, n. 2, p. 855–866, 2017.

LOONELA, V.; RIETDORF, L.; PARRONDO, A. C. **The European Green Deal sets out how to make Europe the first climate-neutral continent by 2050, boosting the economy, improving people’s health and quality of life, caring for nature, and leaving no one behind**. Disponível em: <https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en>. Acesso em: 6 maio. 2021.

LS INDUSTRIAL SYSTEMS. **LUH100G1204**, 2013.

LUO, F. L.; YE, H. **Advanced DC/AC Inverters: Applications in Renewable Energy**. EUA: CRC Press, 2013.

LUO, F. L.; YE, H. **Power Electronics: Advanced Conversion Technologies**. EUA: CRC Press, 2018. <https://doi.org/10.1201/9781315186276>

MCMURRAY, W. **Inverter circuits**EUA, 1965. Disponível em: <<https://patents.google.com/patent/US3207974A/en#patentCitations>>

MESSENGER, R. A.; ABTAHI, A. **Photovoltaic Systems Engineering**. 4. ed. EUA: CRC Press, 2017.

MOURA, L. P. **Avaliação Experimental do Desempenho de Unidades Eólicas**

Quanto à Geração de Distorções Harmônicas. [s.l.] Universidade Federal de Uberlândia - UFU, 2017.

NUPEP-UFU. **Módulos de Aquisição e Condicionamento de sinais de Tensão e Corrente**UberlândiaNUPEP-UFU, , 2011.

NWAIGWE, K. N.; MUTABILWA, P.; DINTWA, E. An overview of solar power (PV systems) integration into electricity grids. **Materials Science for Energy Technologies**, v. 2, n. 3, p. 629–633, 2019.

PACHECO, Á. C. P.; SANTOS, I. N. **Programação do Microcontrolador TMS320F28379D via MatLab / Simulink para Aplicações em Estudos de Qualidade da Energia Elétrica.** Uberlândia: Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica - CBQEE 2021, 2021.

QINGRONG ZENG; CHANG, L. Study of Advanced Current Control Strategies for Three-Phase Grid-Connected PWM Inverters for Distributed Generation. p. 1311–1316, 2005.

RAM, J. P.; BABU, T. S.; RAJASEKAR, N. A comprehensive review on solar PV maximum power point tracking techniques. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 67, p. 826–847, 2017.

RASHID, M. H. **Power Electronics Handbook**. 3. ed. EUA: Elsevier, 2011.

RAUSCHENBACH, H. S. **Solar Cell Array Design Handbook**. 1. ed. EUA: Caltech, 1976. v. I

RESUN. **RSM-100P**, 2021.

REZNIK, A. et al. LCL Filter Design and Performance Analysis. **IEEE Transactions on Industry Applications**, 2014.

RODRIGUEZ, P. et al. Flexible active power control of distributed power generation systems during grid faults. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 54, n. 5, p. 2583–2592, 2007.

RODRÍGUEZ, P. et al. New positive-sequence voltage detector for grid synchronization of power converters under faulty grid conditions. **PESC Record - IEEE Annual Power Electronics Specialists Conference**, 2006a.

RODRÍGUEZ, P. et al. Advanced grid synchronization system for power converters under unbalanced and distorted operating conditions. **IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)**, n. 2, p. 5173–5178, 2006b.

RODRÍGUEZ, P. et al. Decoupled double synchronous reference frame PLL for power converters control. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 22, n. 2, p. 584–592, 2007.

RODRÍGUEZ, P. et al. Multiresonant frequency-locked loop for grid synchronization of power converters under distorted grid conditions. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 58, n. 1, p. 127–138, 2011.

SAÏD-ROMDHANE, M. BEN et al. Simple and systematic LCL filter design for three-phase grid-connected power converters. **Mathematics and Computers in Simulation**, v. 130, p. 181–193, 2015.

SALAS, V. et al. Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 90, p. 1555–1578, 2006.

SILVA, L. R. C. et al. Análise Computacional de Técnicas de Rastreamento de Máxima Potência (MPPT) para Aplicação em Arranjos Fotovoltaicos. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 8, n. 1, p. 26–33, 2017.

SILVA, S. M. et al. Performance evaluation of PLL algorithms for single-phase grid-connected systems. **Conference Record - IAS Annual Meeting (IEEE Industry Applications Society)**, v. 4, p. 2259–2263, 2004.

SUBUDHI, B.; PRADHAN, R. A Comparative Study on Maximum Power Point Tracking Techniques for Photovoltaic Power Systems. **IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY**, v. 4, n. 1, 2013.

SUMATHI, S.; ASHOK KUMAR, L.; SUREKHA, P. **Solar PV and Wind Energy Conversion Systems**. 1. ed. Suiça: Springer, 2015.

SUPPLIER. **Fontes CCSUPPLIER**, [s.d.].

SUPPLIER. **Conjuntos Inversores de Potência** Joinville SUPPLIER, , 2014.

SZE, S. M.; NG, K. K. **Physics of Semiconductor Devices**. 3. ed. EUA: John Wiley and Sons, 2007.

TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRÍGUEZ, P. **Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems**. Reino Unido: John Wiley and Sons, 2011.

TEXAS INSTRUMENTS. **TMS320F2837xD Dual-Core Microcontrollers - Technical Reference Manual** Texas Instruments, , 2013.

TIWARI, G. N.; MISHRA, R. K. **Advanced Renewable Energy Sources**. Cambridge: The Royal Society of Chemistry, 2012.

VARMA, R. K. et al. Harmonic Impact of a 20-MW PV Solar Farm on a Utility Distribution Network. **IEEE Power and Energy Technology Systems Journal**, v. 3, n. 3, p. 89–98, 2016.

VARMA, R. K.; SALAMA, M. Large-scale photovoltaic solar power integration in transmission and distribution networks. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, p. 1–4, 2011.

VEITH-WOLF, B. A. et al. Reassessment of intrinsic lifetime limit in n-type crystalline silicon and implication on maximum solar cell efficiency. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 186, p. 194–199, 2018.

YAZDANI, D.; PAHLEVANINEZHAD, M.; BAKHSHAI, A. Three-phase grid synchronization techniques for grid connected converters in distributed generation systems. **IEEE International Symposium on Industrial Electronics**, n. ISIE, p. 1105–1110, 2009.

YUAN, X. et al. Stationary-frame generalized integrators for current control of active power filters with zero steady-state error for current harmonics of concern under unbalanced and distorted operating conditions. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 38, n. 2, p. 523–532, 2002.

APÊNDICE A – CÓDIGO DO ALGORITMO DE MPPT

```
function D = PandO(Param, Enabled, V, I)
% MPPT controller based on the Perturb & Observe algorithm.
% D output = Reference for DC link voltage (Vdc_ref)
%
% Enabled input = 1 to enable the MPPT controller
% V input = PV array terminal voltage (V)
% I input = PV array current (A)
%
% Param input:
Dinit = Param(1); %Initial value for Vdc_ref
Dmax = Param(2); %Maximum value for Vdc_ref
Dmin = Param(3); %Minimum value for Vdc_ref
deltaD = Param(4); %Increment value used to increase/decrease Vdc_ref
dP_tolerance = Param(5);
%

persistent Vold Pold Dold;

dataType = 'double';

if isempty(Vold)
    Vold=0;
    Pold=0;
    Dold=Dinit;
end
P= V*I;
dV= V - Vold;
dP= P - Pold;

if (dP < -dP_tolerance | dP > dP_tolerance) & Enabled ~=0
    if dP < 0
        if dV < 0
            D = Dold + deltaD;
        else
            D = Dold - deltaD;
        end
    else
        if dV < 0
            D = Dold - deltaD;
        else
            D = Dold + deltaD;
        end
    end
else D=Dold;
    P=Pold;
end

if D >= Dmax | D<= Dmin
    D=Dold;
end

Dold=D;
Vold=V;
Pold=P;
```