



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CAMPUS SOBRAL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE
COMPUTAÇÃO (PPGEEC)

LUCAS TAYLAN PONTE MEDEIROS

INVERSOR FOTOVOLTAICO OPERANDO NOS MODOS ILHADO E CONECTADO
À REDE COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

SOBRAL

2023

LUCAS TAYLAN PONTE MEDEIROS

INVERSOR FOTOVOLTAICO OPERANDO NOS MODOS ILHADO E CONECTADO À
REDE COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação (PPGEEC) do Campus Sobral da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica e de Computação. Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Adson Bezerra
Moreira

SOBRAL

2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

M439i Medeiros, Lucas Taylan Ponte.
INVERSOR FOTOVOLTAICO OPERANDO NOS MODOS ILHADO E CONECTADO À
REDE COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA / Lucas Taylan Ponte Medeiros. – 2023.
80 f. : il. color.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Campus de Sobral, Programa
de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, Sobral, 2023.

Orientação: Prof. Me. Adson Bezerra Moreira.

1. Geração Fotovoltaica. 2. MPPT. 3. BESS. 4. FAP. I. Título.

CDD 621.3

LUCAS TAYLAN PONTE MEDEIROS

INVERSOR FOTOVOLTAICO OPERANDO NOS MODOS ILHADO E CONECTADO À
REDE COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação (PPGEEC) do Campus Sobral da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica e de Computação. Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Adson Bezerra Moreira (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Isaac Rocha Machado
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Vanessa Siqueira de Castro Teixeira
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. João Pedro Carvalho Silveira
Universidade de Estadual de Campinas (UNICAMP)

A Deus.

Ao meu pai José Waldeck.

À minha mãe Socorro Maria.

Aos meus irmãos Luann Wytor e Anna Layssa.

A minha esposa Tayla Maia.

“O sonho é que leva a gente para frente. Se a gente for seguir a razão, fica aquietado, acomodado.”

(Ariano Suassuna)

RESUMO

O avanço da inserção de fontes de energia renováveis, como a solar, está aumentando rapidamente no Brasil e no mundo. Estas fontes renováveis são uma alternativa para a redução das emissões de gases de efeito estufa, pois são fontes de energia limpa. Com o aumento da demanda por energia limpa, a integração com o armazenamento de energia contribui significativamente para aprimorar a estabilidade e a eficiência do sistema elétrico, promovendo uma gestão mais eficaz dos recursos energéticos disponíveis. Neste trabalho, foi proposta uma estratégia de gerenciamento de potência e controle de tensão do barramento CC baseada em geração fotovoltaica com sistema de armazenamento de energia *Battery Energy Storage System (BESS)*, operando nos modos conectados à rede elétrica trifásica e ilhado. Além disso, possui uma estratégia de filtro ativo de potência para mitigação de harmônica de corrente na rede elétrica. O modelo dinâmico dos módulos fotovoltaicos linearizados é implementado juntamente com o algoritmo de MPPT *Perturb and Observe (P&O)* numa topologia de duplo estágio em que o conversor *Boost* realiza a conexão com barramento CC. Um conversor bidirecional *Buck-Boost* foi usado para controlar o processo de carga e descarga do BESS através do controle de estado de carga *State of Charge (SOC)* por histerese. Além disso, o conversor CC-CA que utiliza a estratégia de seguidor de rede com o algoritmo PLL para rastrear a frequência da rede, foi usado para controlar as potências ativa e reativa no *Ponto de Acoplamento Comum (PAC)*, atuar como FAP, mitigando os harmônicos de corrente da rede, e regular a tensão do barramento CC. Os resultados alcançados pelo sistema proposto são fundamentados no comportamento da geração de energia fotovoltaica, a qual fornece potência ativa enquanto a tensão do barramento CC permanece regulada no modo ilhado. Na avaliação de desempenho do FAP que apresentou uma redução no TDH da corrente da rede de 17,86% para 3,83%, ficando abaixo dos 5% sugerido pela norma IEEE 519:2014. O conversor bidirecional com BESS atuou no modo conectado através da troca de potência quando os níveis de irradiância são reduzidos e no modo ilhado realizando o controle de tensão do barramento CC em 800V com variações menores que 10%, entregando potência as cargas CA resistivas e não-lineares. Cabe ressaltar que o fator de potência permaneceu unitário durante todos os modos de operação. O sistema proposto é uma alternativa viável para garantir o balanço energético e uma fonte de alimentação mais confiável, devido às oscilações da geração fotovoltaica causada pela intermitência da irradiância e nas desconexões da rede elétrica.

Palavras-chave: Geração Fotovoltaica. MPPT. BESS. FAP.

ABSTRACT

The advancement of renewable energy sources, such as solar power, is rapidly increasing in Brazil and worldwide. These renewable sources are an alternative for reducing greenhouse gas emissions as they represent clean energy options. With the growing demand for clean energy, the integration of energy storage significantly contributes to enhancing the stability and efficiency of the electrical system, promoting more effective management of available energy resources. This study proposes a power management strategy and DC bus voltage control based on photovoltaic generation with a Battery Energy Storage System (BESS), operating in both grid-connected and islanded modes. Additionally, the system includes an active power filter (APF) strategy for mitigating current harmonics in the electrical grid. The dynamic model of linearized photovoltaic modules is implemented alongside the Perturb and Observe (P&O) Maximum Power Point Tracking (MPPT) algorithm in a dual-stage topology, where the Boost converter connects the modules to the DC bus. A bidirectional Buck-Boost converter is used to manage the BESS charge and discharge processes via hysteresis-based State of Charge (SOC) control. Furthermore, a DC-AC converter employing a grid-following strategy with a Phase-Locked Loop (PLL) algorithm tracks the grid frequency, controls active and reactive power at the Point of Common Coupling (PCC), operates as an APF mitigating grid current harmonics, and regulates the DC bus voltage. The proposed system achieved significant results, such as maintaining the DC bus voltage regulated in islanded mode while the photovoltaic generation provides active power. The APF performance evaluation showed a reduction in Total Harmonic Distortion (THD) of grid current from 17.86% to 3.83%, meeting the IEEE 519:2014 standard recommendation of less than 5%. The bidirectional converter with BESS operated in grid-connected mode by exchanging power during reduced irradiance levels and in islanded mode by regulating the DC bus voltage at 800V with variations smaller than 10%, supplying power to resistive and non-linear AC loads. It is noteworthy that the power factor remained unity during all operation modes. The proposed system is a viable alternative to ensure energy balance and a more reliable power supply, addressing the intermittency of photovoltaic generation caused by irradiance fluctuations and grid disconnections.

Keywords: Photovoltaic Generation. MPPT. BESS. APF.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Matriz energética brasileira.	15
Figura 2 – Diagrama Completo do sistema proposto.	16
Figura 3 – Modelo de uma célula fotovoltaica.	24
Figura 4 – Curva característica I-V de uma célula fotovoltaica.	24
Figura 5 – Linearização em torno do PMP.	25
Figura 6 – Comportamento do sistema com o método P&O.	27
Figura 7 – Conversor CC/CC elevador do tipo Boost.	27
Figura 8 – Equivalente de Thévenin resultante da linearização do arranjo de módulos fotovoltaico.	28
Figura 9 – Controle de tensão do conversor boost.	30
Figura 10 – Resposta em frequência de malha aberta do controle de tensão do conversor boost.	32
Figura 11 – Diagrama esquemático do controle de potência do conversor CC-CA.	33
Figura 12 – Conversor CC-CA conectado à rede por meio de filtro L.	34
Figura 13 – Diagrama de blocos de controle do PLL.	36
Figura 14 – Diagrama esquemático do PLL.	36
Figura 15 – Sistema de controle de corrente do conversor CC-CA.	38
Figura 16 – Sistema de controle do barramento CC.	39
Figura 17 – Filtro RL na saída do conversor.	39
Figura 18 – Controle conversor modo ilhado.	40
Figura 19 – Diagrama de Blocos de Controlador de Corrente de Eixo Direto e Quadratura.	41
Figura 20 – Resposta em frequência de malha aberta do controle das correntes elétricas i_d e i_q do CLR.	43
Figura 21 – Diagrama de blocos simplificado do controle de tensão elétrica do barramento CC.	44
Figura 22 – Resposta em frequência de malha aberta do controlador de tensão elétrica do barramento CC do conversor CC-CA.	45
Figura 23 – Identificador de Harmônicos para compensação da corrente da rede elétrica.	46
Figura 24 – Controle do conversor com FAP.	47
Figura 25 – Diagrama de básico de baterias simulink.	49
Figura 26 – Curva de descarga de uma bateria Íon-Lítio.	50

Figura 27 – Conversor Bidirecional BuckBoost.	51
Figura 28 – Controle do Conversor Bidirecional.	54
Figura 29 – Fluxograma do bloco Condição de Operação.	55
Figura 30 – Sistema de geração fotovoltaico completo com armazenamento de energia.	56
Figura 31 – V_d , f , ângulo θ obtido do PLL e as tensões V_d e V_q	57
Figura 32 – Desempenho do controle do barramento CC.	58
Figura 33 – Resposta da malha de controle para o controlador de corrente elétrica i_d	59
Figura 34 – Resposta da malha de controle para o controlador de corrente elétrica i_q	59
Figura 35 – Análise do fator de potência na carga CA em modo conectado.	60
Figura 36 – Análise do fator de potência do sistema fotovoltaico conectado na rede.	61
Figura 37 – Análise do fator de potência na carga CA em modo ilhado.	61
Figura 38 – Curvas características $V - I$ e $P - V$ com temperatura constante e variação de irradiação.	63
Figura 39 – Teste de controle do conversor boost.	63
Figura 40 – Comportamento da tensão do barramento CC ao acoplar o conversor boost.	64
Figura 41 – Fluxo de potência ativa no PAC.	66
Figura 42 – SOC, Corrente e Tensão do BESS.	66
Figura 43 – Tensão do barramento CC no período transitório entre modos de operação com atuação do BESS.	67
Figura 44 – Fluxo de potência do sistema.	67
Figura 45 – Fluxo de potência do sistema sem a atuação do BESS no instante de 4,6s.	68
Figura 46 – SOC, Corrente e Tensão do BESS no sistema em ambos modos de operação.	69
Figura 47 – Corrente elétrica trifásica enviada à rede elétrica.	69
Figura 48 – Tensão do barramento CC com entrada da carga CC.	70
Figura 49 – Análise da variação de potência com conexão de carga CC em modo ilhado.	70
Figura 50 – Espectro da corrente da rede elétrica sem FAP.	71
Figura 51 – Espectro da corrente da carga não linear.	71
Figura 52 – Espectro da corrente da rede elétrica com FAP.	72

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetros do BESS	49
Tabela 2 – Equações utilizadas na modelagem do conversor CC-CC.	52
Tabela 3 – Parametrização do módulo.	62
Tabela 4 – Parametrização do conversor boost.	64
Tabela 5 – Parâmetros e valores do controle da bateria	65

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
FP	Fator de Potência
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PMP	Ponto de Máxima Potência
MG	Margem de Ganho
VSC	Voltage Source Converter
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
FAP	Filtro Ativo de Potência
SOC	<i>state of charge</i>
MCC	Método de carregamento constante de corrente
MCV	Método de carregamento constante de tensão

LISTA DE SÍMBOLOS

A_e	Área efetiva da antena
B	Largura de faixa em que o ruído é medido em Hertz
d	Distância em metros
E	Campo elétrico
FA	Fator da antena
Gr	Ganho de recepção
h	Altura efetiva ou comprimento efetivo de uma antena
I	Corrente elétrica
k	Constante de Boltzmann's
K	Eficiência de irradiação
M	Variação do patamar de ruído em função da RBW
N	Condutor de neutro
NF	Figura de ruído
N_i	Potência do ruído na entrada
N_o	Potência do ruído na saída
P	Potência
R	Resistência
S_i	Potência do sinal na entrada
S_o	Potência do sinal na saída
t	Tempo
V	Tensão
Z_L	Impedância da antena
Z_o	Impedância de referência (50Ω)
λ	Comprimento de onda
Γ	Coefficiente de reflexão

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Estado da Arte	17
1.2	Objetivos e contribuições	20
1.3	Metodologia	21
1.4	Estrutura do Trabalho	22
2	COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA	23
2.1	Geração Fotovoltaica	23
2.2	Equacionamento do Módulo Fotovoltaico	23
2.2.1	<i>Modelo de módulos linearizados</i>	25
2.3	Rastreamento do ponto de máxima potência	26
2.4	Conversor Boost	26
2.4.1	<i>Modelagem do conversor</i>	27
2.4.2	<i>Controle de tensão do conversor boost</i>	30
3	MODELAGEM E PROJETO DE CONTROLE DO CONVERSOR CC-CA	33
3.1	Modelagem do CC-CA com filtro L	33
3.1.1	<i>Circuito de Sincronismo Trifásico</i>	35
3.1.2	<i>Controle da Corrente do conversor CC-CA em Modo de Rede</i>	36
3.1.3	<i>Controle da Tensão do Barramento CC do conversor CC-CA em Modo de Rede</i>	38
3.1.4	<i>Filtro RL</i>	39
3.1.5	<i>Controle do conversor CC-CA em Modo de Ilhado</i>	40
3.2	Projeto do controladores do sistema de conversor CC-CA	41
3.2.1	<i>Projeto do controlador de Corrente</i>	41
3.2.2	<i>Projeto do controle da tensão do barramento CC do conversor CC-CA em Modo de Rede</i>	44
3.3	Filtro harmônico baseado no controle do conversor CC-CA em coordenadas dq0	45
4	SISTEMA DE ARMAZENAMENTO E GERENCIAMENTO	48

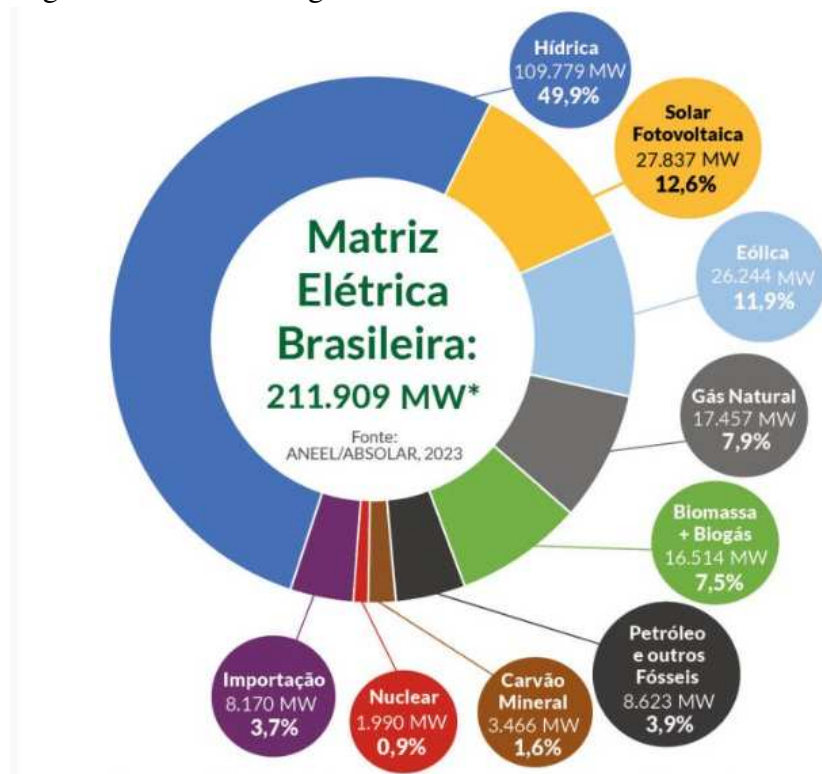
4.1	Modelo do circuito equivalente da baterias	48
4.2	Análise de Parâmetros do <i>Battery Energy Storage System</i> (BESS)	49
4.3	Conversor Bidirecional Buck-Boost	50
4.4	Controle do conversor bidirecional por estado de carga	52
4.4.1	<i>Estratégia de controle do SOC máximo e SOC mínimo</i>	53
5	RESULTADOS	56
5.1	Análise do sistema de controle do conversor CC-CA	57
5.2	Análise de Fator de Potência (FP)	60
5.3	Comportamento da geração de energia fotovoltaica e conversor <i>boost</i>	61
5.4	Análise de desempenho do BESS	65
5.5	Modo Ilhado	65
5.6	Análise de desempenho do FAP	70
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	73
6.1	Publicações	74
6.2	Sugestões para trabalhos futuros	74
	REFERÊNCIAS	75

1 INTRODUÇÃO

A energia solar tem um dos maiores potenciais de mitigar as mudanças climáticas, sendo importante reconhecer que seu uso tem a capacidade de reduzir significativamente as emissões de gases de efeito estufa Hernandez *et al.* (2014).

Ao longo dos últimos anos, o uso de energia solar tem se expandido rapidamente em todo o mundo, tornando-se uma das principais fontes de energia renovável. Segundo Irena (2023), a energia solar fotovoltaica representou quase todo o aumento entre os tipos de geração de energia solar em 2022, com um aumento de 191 GW. Estudos recentes mostram que o custo da energia solar diminuiu drasticamente nos últimos anos, com uma redução de 56% entre 2015 e 2020 (IPCC, 2022). Esse ambiente propício a energia solar, tem impulsionado a energia fotovoltaica que representa, na matriz energética brasileira, 12,6% da potência operacional como mostrado na Figura 1.

Figura 1 – Matriz energética brasileira.



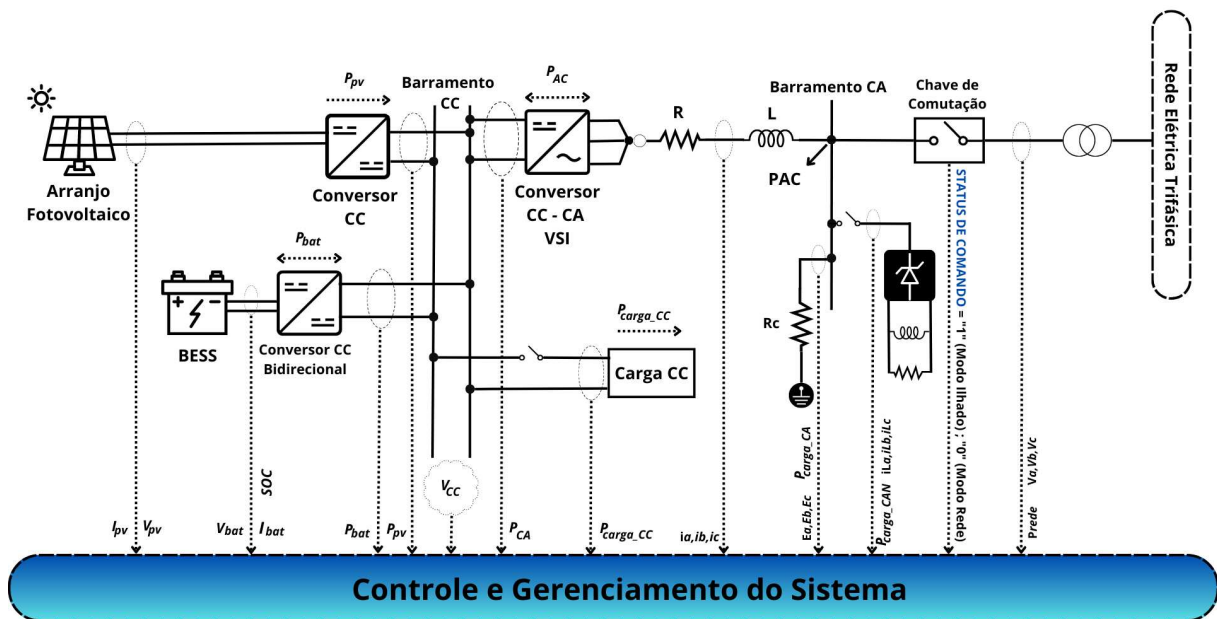
Fonte: ABSOLAR (2023)

No entanto, devido à natureza dinâmica da energia solar, a potência de saída de um sistema fotovoltaico é extremamente dependente de condições climáticas, como a irradiação solar e a temperatura, resultando em flutuações constantes na potência de saída (SHER *et al.*, 2015). Para garantir um fornecimento de energia confiável, os sistemas de armazenamento

energia BESS são geralmente integrados aos sistemas fotovoltaicos para compensar as diferenças na produção de energia.

Neste sentido, esse trabalho apresenta um sistema de geração fotovoltaico equipado com um banco de baterias para suavizar as variações de potência e aumentar a confiabilidade do sistema, como mostra a Figura 2.

Figura 2 – Diagrama Completo do sistema proposto.



Fonte: O autor.

Um sistema de geração de energia solar fotovoltaica é composto por um arranjo de módulos e um conversor CC-CC que atua como interface entre a geração e a carga, permitindo transferir a potência máxima gerada pelo arranjo fotovoltaico. Por isso, é importante projetar e analisar o conversor para um sistema de geração de energia solar fotovoltaica. A topologia de conversor Boost apresenta vantagens, pois permite alimentar a carga com uma tensão maior do que a fonte de alimentação. Além disso, este conversor oferece melhor eficiência, menor volume e maior facilidade de controle (SAHU *et al.*, 2016).

Para maximizar a potência instantânea dos módulos, utiliza-se a técnica de *Maximum Power Point Tracking* (MPPT). Esta técnica ajusta o ponto de operação do sistema de acordo com as condições de operação, possibilitando a maximização da extração de energia advinda da geração. Algumas técnicas de MPPT são mais conhecidas, como o método *Perturb and Observe* (P&O), *Incremental Conductance Method* (IC), Método de Lógica Fuzzy, entre outras (ASSIYA *et al.*, 2020).

Um conversor CC-CA faz a interface barramento CC com a rede elétrica. No modo de operação conectado, o conversor age como um seguidor de rede, usando um PLL para estimar o ângulo das tensões senoidais no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) e controlar as correntes no referencial síncrono $dq0$, que seguem as tensões dos seus terminais (MARTINS, 2017). No modo de operação ilhado, o ângulo é gerado localmente, através de um sinal periódico que varia de 0 a 2π com frequência de 60Hz (YI *et al.*, 2018). Esta abordagem é usada para decompor as tensões de referência da carga E_a , E_b e E_c .

O BESS possuem vantagens significativas para a regulação da rede elétrica, como a resposta às perturbações e a flexibilidade na operação. Porém, para garantir o seu funcionamento adequado, é necessário monitorar seus parâmetros internos, como o Estado de Carga (SOC). Além disso, o BESS é conectado à rede elétrica de várias formas, diretamente através de conversores CC-CC bidirecionais ou por meio de configurações híbridas com sistemas fotovoltaicos que incorpora transferência contínuas entre os modos ilhado e conectado (SRIVASTAVA *et al.*, 2023). Para esse estudo, adotou-se uma estratégia de controle de tensão do barramento CC através do conversor bidirecional Buck-boost no modo de operação ilhado.

1.1 Estado da Arte

Este tópico tem como objetivo oferecer uma visão geral do estado da arte, abordando os principais temas e destacando as contribuições e abordagens mais relevantes.

Perez (2015) apresenta aplicações de uma metodologia de estudo e análise da inserção de armazenadores de energia em conjunto com sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Foi proposta a modelagem e simulação computacional completa para minimizar as flutuações da potência gerada pelo sistema fotovoltaico, e o controle de fluxo de potência foi capaz de manter a geração em níveis desejados. O banco de baterias desempenha um papel crucial na eliminação de flutuações na potência gerada, funcionando como um roteador de energia. Este trabalho adota uma abordagem semelhante, mas se diferencia ao incorporar a gestão do controle de carga e descarga das baterias, além de controlar os modos de operação conectados e desconectados. Além disso, propõe uma estratégia de gerenciamento de potência e controle de tensão do barramento CC baseada no uso de sistemas de armazenamento de energia por baterias (BESS).

Sahoo *et al.* (2015) apresenta dois algoritmos de controle para manter uma tensão constante de barramento CC em uma microrrede CC com geração e carga variáveis. O primeiro

é o controle de tensão tradicional, enquanto o segundo é o controle de tensão e SOC. O sistema de microrrede CC é composto por vários dispositivos energéticos, incluindo sistema fotovoltaico, gerador síncrono de ímã permanente (PMSG), célula a combustível, bateria, eletrólise e cargas CC. Observa-se que o controle de tensão e SOC apresentou um desempenho superior ao controle de tensão tradicional. Esse trabalho foi utilizado como base para essa dissertação para no controle do SOC, entretanto, não aborda o sistema conectado com à rede, como também não aborda cargas CA e cargas não lineares.

Caldeira *et al.* (2019) utiliza um inversor trifásico operando como um filtro ativo de potência e um BESS de chumbo-ácido em um sistema de energia elétrica trifásica para executar serviços ancilares, como a mitigação das harmônicas na entrada do sistema e a injeção de potência ativa no sistema, melhorando a qualidade de energia entregue ao consumidor e reduzindo o uso de energia da rede elétrica. É proposto o uso do BESS para fornecer a potência necessária em períodos de variação de carga, impedindo que a fonte de alimentação forneça mais corrente do que o especificado inicialmente e, como consequência, leva ao aumento no consumo de energia elétrica. Também é usado um simulador em tempo real que emula o sistema proposto, o que o aproxima da operação real e sem nenhum risco. Contudo, não considera unidades híbridas com geração PV e baterias conectadas a um barramento CC em comum, como também não aborda situações de ilhamento e inclusão de cargas CC.

Em Gusev e Subbotin (2019) discute-se as limitações do sistema de distribuição de energia e propõe o uso de sistemas do (BESS) para equilibrar a carga e compensar a energia reativa. Verificou-se que o BESS pode substituir eficazmente os dispositivos convencionais de balanceamento, e oferecer inúmeras vantagens, como melhorar a qualidade da eletricidade. O artigo avalia os requisitos técnicos para a execução de funções primárias e secundárias e conclui que a solução proposta é aplicável e eficaz. No entanto, o controle desenvolvido neste trabalho não considera a estabilização da carga quando o nível de SOC e seus limites máximos e mínimos.

Em Fajardo *et al.* (2020) foi demonstrado como a instalação de uma bateria pode aumentar a confiabilidade de uma microrrede elétrica que usa energia solar e eólica como fontes de energia renovável. Foi simulada a inserção de uma falha trifásica e uma única falha de linha para aterramento para verificar sua estabilidade. Os resultados do teste T mostraram uma diferença significativa entre sistemas com bateria e sistemas sem bateria, indicando que a instalação de uma bateria pode contribuir para melhorar a confiabilidade do sistema. Esse trabalho não considerou a vida útil da bateria, bem como não foram apresentadas estratégias de

gerenciamento de controle do conversor bidirecional, dependendo apenas de uma chave para ativar seus modos, além de serem não serem apresentados análise de harmônicos de corrente.

Srujan *et al.* (2019) discutiu sobre como usar o controle por DROOP e um BESS para superar os desafios operacionais de uma microrrede isolada. Foi apresentado um controle para o BESS que pode regular a frequência do sistema e manter seu estado de carga em certo intervalo. O controle foi simulado em um sistema microrrede diesel-gerador-fotovoltaico-BESS para observar o impacto do controle proposto. Sob este controle, o BESS pode participar da regulação da frequência da microrrede e manter o nível de SOC dentro de certos limites. Embora aborde a mesma ideia de usar um BESS para superar os desafios operacionais de uma rede, não descreve uma estratégia de gerenciamento de potência e controle de tensão do barramento CC. Além disso, não discutiu a utilização de filtro ativo de potência para mitigar os harmônicos de corrente da rede elétrica.

Pinheiro *et al.* (2021) destaca a importância da instabilidade climática para a qualidade da energia na rede e a necessidade de se usar sistemas de armazenamento de energia para minimizar essas oscilações. Além disso, é revisado e comparado alguns algoritmos de suavização para melhorar a qualidade de energia na rede. Uma modificação feita na taxa de rampa proposta no artigo permite que o estado de carga da bateria volte ao seu nível ideal e se destaca positivamente em relação aos outros métodos. Assim, evidencia-se a necessidade de uso de sistemas de armazenamento de energia para minimizar os efeitos negativos da instabilidade climática e melhorar a qualidade de energia na rede. Porém, esse trabalho não considera técnicas de controle de barramento em modo ilhado, bem como as análises de distorções da corrente na rede, que fatores relevantes na qualidade da energia.

Kumar e Singh (2017) apresenta o conversor de fonte de tensão (VSC) sendo utilizado para controlar a microrrede trifásica, garantindo a injeção de energia solar extraída na rede de distribuição. Resultados de simulação e experimentais confirmam que a combinação de microrrede solar e BESS é promissora para melhorar a qualidade da energia e a eficiência energética. No entanto, o controle da bateria baseado no estado de carga (SOC) não é explorado nesse contexto.

Jean-Pierre *et al.* (2019) trás um proposta de topologia de conversor isolado LLC com multiporta para sistemas fotovoltaicos integrados com unidades de armazenamento de energia. Além de revisar o estado da arte dos conversores LLC e suas aplicações em sistemas fotovoltaicos, incluindo os principais desafios enfrentados. Além disso, são discutidos os principais métodos

de controle de MPPT e os controladores PI. Porém, não foram analisados o modo de operação isolado e o comportamento diante de cargas não lineares, tais como cargas CC e CA.

Jing *et al.* (2016) analisa o sistema de gerenciamento de energia para microrrede CC usando bateria / ultra-capacitor HESS para atender à demanda de carga / descarga e reduzir os danos causados pela corrente de carga / descarga frequente. Será examinado o estado da arte, abordando as principais contribuições teóricas e aplicadas deste sistema, com destaque para a estratégia de controle multi-histerésis baseada na tensão da bateria. Todavia, este trabalho examina os impactos das distorções harmônicas em diferentes tipos de cargas, como as não-lineares.

É nesse contexto que este estudo é proposto, com o objetivo de contribuir para o aprimoramento de sistemas fotovoltaicos integrados a BESS, abordando estratégias avançadas de gerenciamento de energia, controle de tensão e otimização da operação em diferentes modos, buscando superar lacunas identificadas em estudos anteriores.

1.2 Objetivos e contribuições

Este trabalho apresenta a implementação de um sistema fotovoltaico equipado com um banco de baterias para reduzir as variações de potência, com intuito de aumentar a confiabilidade do sistema. Além disso, um filtro ativo de potência é utilizado para realizar a filtragem no PAC a partir do conversor CC-CA, mitigando os harmônicos da rede elétrica.

Como objetivos específicos propõem-se:

- Avaliar desempenho dos conversores CC-CC e CC-CA;
- Avaliar atuação do BESS nos modos conectado e ilhado;
- Avaliar o sistema de filtragem ativa;
- Verificar o desempenho da técnica de MPPT com algoritmo PeO;
- Avaliar e discutir os resultados obtidos.

Esta dissertação também propõe uma estratégia de gerenciamento de potência por meio de um sistema de gerenciamento de baterias (BMS - Battery Management System). Essa abordagem regula a tensão do barramento CC, controla o carregamento e descarregamento das baterias e auxilia na injeção de potência, complementando a geração fotovoltaica de forma eficiente e integrada.

1.3 Metodologia

Inicialmente, realizou-se uma revisão bibliométrica relacionada aos principais tópicos e contextos de adição de sistema de armazenamento em sistemas de geração fotovoltaica. Verificou-se a possibilidade de reproduzir o sistema trazendo alguns aspectos para melhorar as estratégias de controle. Posteriormente, foi avaliada a possibilidade de analisar o sistema em modo ilhado.

A partir desses pontos, iniciou o processo de simulação na plataforma Matlab/simulink. Inicialmente, foi realizado a modelagem do sistema de sincronização PLL, para isso utilizou o modelo de (MARTINS, 2017) e (MOREIRA, 2017).

Em seguida, foi realizada a modelagem do conversor CC-CA trifásico de acordo com (YAZDANI; IRAVANI, 2013), bem como o dimensionamento dos controladores de corrente e tensão do conversor VSC a partir de (OGATA, 2011).

Em seguida foi realizada a modelagem do módulo fotovoltaico, tomando como base Villalva e Gazoli (2009) para uma conexão de único estágio do sistema de geração com barramento CC. Com isso, iniciou o processo de implementação do algoritmo MPPT perturba & observa. Após esse processo, foi projetado o conversor boost para um topologia de duplo estágio com linearização dos módulos fotovoltaicos baseado em Filho (2016). Em seguida, foi modelado o conversor bidirecional buck-boost de acordo com (HART; ABDO, 2011).

O sistema de controle BESS foi modelado a partir de Souza (2020), que utiliza a estratégia de controle por histerese de carga e descarga da bateria para o modo de conectado à rede elétrica. A partir dessa configuração e com o auxílio das estratégias apresentadas por (YI *et al.*, 2018) foi aplicada a estratégia para os modos conectado com à rede e ilhado.

Por fim, a implementação de uma estratégia de gerenciamento de potência do sistema fotovoltaico com armazenamento de energia foi realizada com o objetivo de equilibrar a geração de energia elétrica e a demanda de carga de forma autônoma e conectada à rede, bem como as intermitências da geração fotovoltaica. Para avaliar o desempenho, foram realizados testes com diferentes níveis de irradiância e análise de descarga e carga do BESS. Verifica-se a THD para análise de qualidade de energia; Observou-se o comportamento do barramento CC diante dos modos de operação ilhado e conectado à rede; Verificou-se o fluxo de potência para cargas CA, Cargas CC e Cargas não-linear.

1.4 Estrutura do Trabalho

O restante do estudo está organizado em quatro capítulos.

No capítulo dois, é realizada a descrição do sistema fotovoltaico, há ainda a representação do equacionamento do módulo fotovoltaico, obtenção dos módulos linearizados, bem como a apresentação do método de extração de máxima potência do sistema fotovoltaica através do algoritmo de MPPT. Ainda, é realizada a modelagem do conversor boost responsável por acoplar o arranjo fotovoltaico com o barramento CC e a estratégia de controle com o projeto dos controladores.

No capítulo três é realizada a modelagem do conversor CC-CA, que é um conversor eletrônico trifásico conectado à rede elétrica através de um filtro indutivo, com o sistema de sincronismo do conversor com a rede elétrica a partir do PLL e em modo ilhado, bem como o projeto dos controladores de corrente e de tensão. Por fim, os modos de operação do conversor CC-CA atuando como FAP para realizar mitigação de correntes harmônicas.

No capítulo quatro, é definido o modelo equivalente das baterias, bem como seu equacionamento, a modelagem do conversor bidirecional buck-boost utilizado para controlar o fluxo de potência do banco de baterias que em modo ilhado controla a tensão do barramento CC.

No capítulo cinco, são discutidos os resultados obtidos na simulação computacional do sistema fotovoltaico com armazenamento de energia, analisando o comportamento dos conversores CC-CA, conversor Boost e conversor bidirecional, análise de fator de potência, atuação do BESS diante de variações de irradiância e nos modos de operação conectado e ilhado.

No capítulo seis, as conclusões referentes ao trabalho são apresentadas, bem como as publicações produzidas e sugestões para trabalhos futuros.

2 COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA

A geração fotovoltaica é uma tecnologia emergente que vem ganhando destaque na atualidade. Para que seja possível aproveitar sua energia, é necessário que seja realizada a adequada modelagem e dimensionamento dos componentes envolvidos. Nesse contexto, este capítulo visa abordar os seguintes pontos: equacionamento do módulo fotovoltaico, modelo de módulos linearizados, rastreamento do ponto de máxima potência e a modelagem do conversor boost. Desenvolveremos os conceitos básicos de cada um destes tópicos, bem como as suas aplicações para a geração fotovoltaica.

2.1 Geração Fotovoltaica

O avanço da tecnologia e o aumento da consciência ambiental têm motivado muitos países a buscarem fontes alternativas de energia. Uma das principais fontes alternativas é a energia solar, que pode ser utilizada por meio de sistemas fotovoltaicos para gerar energia elétrica em larga escala.

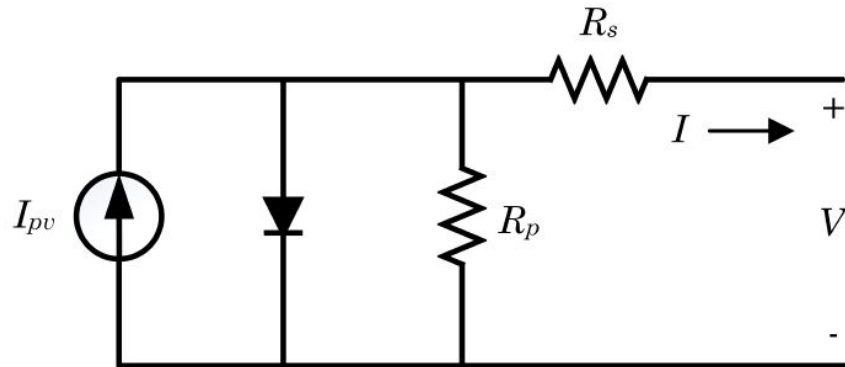
A base da conversão de energia solar são as células fotovoltaicas, que podem ser agrupadas para formar módulos. Estes módulos, quando agrupados, formam um arranjo que em algumas aplicações podem atender diretamente às cargas (iluminação, motores CC). Para outras aplicações, a energia gerada pelos módulos é processada por conversores eletrônicos, permitindo a diversificação de cargas que exigem tensão contínua ou alternada, controle do fluxo de potência e rastreamento do Ponto de Máxima Potência (PMP) (VILLALVA; GAZOLI, 2009).

2.2 Equacionamento do Módulo Fotovoltaico

A Figura 3 apresenta um modelo elétrico simplificado da célula fotovoltaica que desconsidera as indutâncias e capacitâncias intrínsecas. Este modelo foi utilizado por Huang *et al.* (2016) e Villalva e Gazoli (2009) e será também empregado nas simulações e análises deste trabalho, pois seus resultados são semelhantes aos modelos teóricos mais complexos.

O circuito equivalente da célula fotovoltaica apresenta uma resistência série, R_s , que representa a soma de várias resistências estruturais, especialmente dos contatos elétricos e ôhmicos do semicondutor. A resistência paralela, R_p , é resultante principalmente das resistências que surgem da junção p-n e da corrente de fuga, dependendo do método de fabricação das células

Figura 3 – Modelo de uma célula fotovoltaica.



Fonte: O autor.

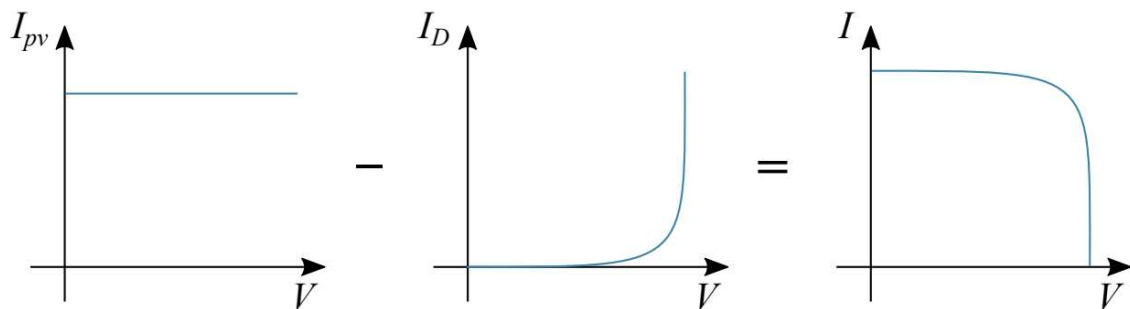
fotovoltaicas (VILLALVA; GAZOLI, 2009).

A corrente I_{pv} é a corrente fotogerada decorrente da incidência da luz. A corrente I_d é a corrente no diodo característico (intrínseco) da célula fotovoltaica. Assim, a equação (2.1) representa a equação característica, não-linear, da célula fotovoltaica.

$$I = I_{pv} - I_o \left[\exp\left(\frac{V + R_s \cdot I}{V_t \cdot a}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_s \cdot I}{R_p} \quad (2.1)$$

Em que I_o é a corrente de saturação, V e I são a tensão e a corrente de saída nos terminais do módulo, respectivamente, V_t é a tensão térmica da junção p-n e a o fator de idealidade. A Figura 4 apresenta a curva característica I-V de um painel fotovoltaico gerada a partir de (2.1).

Figura 4 – Curva característica I-V de uma célula fotovoltaica.



Fonte: Adaptada de Villalva e Gazoli (2009).

De acordo com Huang *et al.* (2016), a resistência R_s influencia na inclinação da curva I-V nos níveis de tensão de circuito aberto e na qualidade da célula. Quanto maior o valor de R_s , menor é a inclinação da curva, o que, conseqüentemente, diminui a qualidade da célula. Por outro lado, a resistência R_p atua na inclinação da curva I-V nos níveis de curto-circuito. Quanto menor o valor de R_p , maior é a corrente que circula pela resistência paralela, o que reduz

a corrente efetiva produzida pela célula. Os valores de R_s e R_p podem ser aproximados pelas equações (2.2) e (2.3), respectivamente.

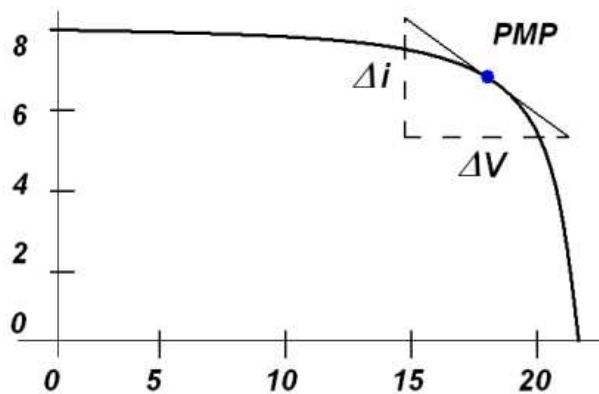
$$R_s \approx -\left.\frac{dV}{dI}\right|_{V=V_{OC}} \quad (2.2)$$

$$R_p \approx -\left.\frac{dV}{dI}\right|_{I=I_{SC}} \quad (2.3)$$

2.2.1 Modelo de módulos linearizados

O sistema fotovoltaico é variável no tempo devido às suas características intrínsecas como representado pela equação (2.1). No entanto, pode-se realizar a linearização em torno do PMP, como mostrado na Figura 5 (MOCAMBIQUE, 2012).

Figura 5 – Linearização em torno do PMP.



Fonte: Adaptada de Villalva e Gazoli (2009).

Considerando que o arranjo fotovoltaico tenha N_{par} módulos em paralelo e N_{ser} módulos em série e que sejam desconsiderados os efeitos de sombreamento e fabricação. Podemos a partir da modelagem matemática, representar as resistências por $R_{parranjo} = (N_{ser}/N_{par})R_p$ e $R_{sarranjo} = (N_{ser}/N_{par})R_s$. O modelo linear definido segundo (FILHO, 2016) pela equação (2.4) por uma condutância g que é o resultado da linearização do arranjo fotovoltaico representado pela equação (2.1):

$$g = -\frac{N_{par} \cdot I_o}{N_{ser} \cdot V_t \cdot a} \exp\left(\frac{V + I \cdot R_{sarranjo}}{N_{ser} \cdot V_t \cdot a}\right) - \frac{1}{R_{parranjo}} \quad (2.4)$$

2.3 Rastreamento do ponto de máxima potência

A potência gerada pelo módulo fotovoltaico varia de acordo com as condições climáticas, as variações de radiação solar incidente e de temperatura ambiente durante o dia. Por isso, é desejável extrair a máxima potência instantânea dos módulos por meio do algoritmo de MPPT. Este algoritmo ajusta o ponto de operação do sistema às diversas condições de operação, maximizando o seu rendimento. Existem várias técnicas de MPPT aplicáveis em sistemas fotovoltaicos, como o método P&O (Perturba e Observa), que utiliza a variação de um parâmetro do sistema fotovoltaico, como corrente ou tensão, para rastrear o PMP (ABID *et al.*, 2019); o método de tensão do circuito aberto, que faz a medição da tensão de circuito aberto e estima o PMP (HADJI *et al.*, 2013); o método de controle por lógica fuzzy, que utiliza um controlador fuzzy adaptativo para aprimorar a precisão (ALGAZAR *et al.*, 2012); e o método de redes neurais, que usa dados reais referentes à tensão e corrente em diferentes condições para localizar o PMP (FATHABADI, 2015).

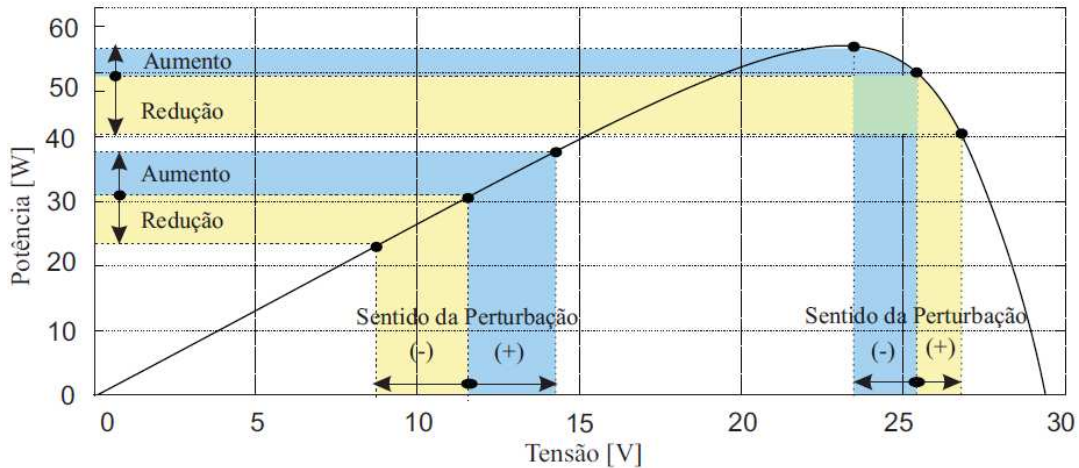
Estas técnicas são diferentes quanto à necessidade de sensores, custos, complexidade e eficácia (HUANG *et al.*, 2016). Entretanto, os algoritmos de busca têm dificuldade em lidar com a presença de múltiplos PMP, gerados por diferenças físicas de módulos, falhas de módulos, presença de sombreamento, etc.

O algoritmo P&O é uma das técnicas mais utilizadas devido à sua facilidade de implementação. A Figura 6 ilustra a resposta do sistema com a variação de potência a partir da perturbação na tensão para dois pontos de operação distintos. Segundo Tapakis e Charalambides (2014), este método compara a potência fornecida anteriormente com a potência obtida após a perturbação, injetando uma variação de forma periódica na tensão do módulo fotovoltaico em torno do PMP. Se a potência aumentar, a perturbação é aplicada no mesmo sentido para o próximo passo do algoritmo. Se a potência diminuir, então o próximo passo é aplicar a perturbação no sentido oposto. A desvantagem desta técnica é a presença de oscilações de regime permanente e da resposta dinâmica do sistema.

2.4 Conversor Boost

O conversor *boost* tem a função de aumentar a tensão de saída da fonte de energia, melhorando assim a eficiência do sistema. O conversor boost é responsável por tornar a tensão gerada pelas células fotovoltaicas mais estável, para que as cargas sejam bem supridas.

Figura 6 – Comportamento do sistema com o método P&O.

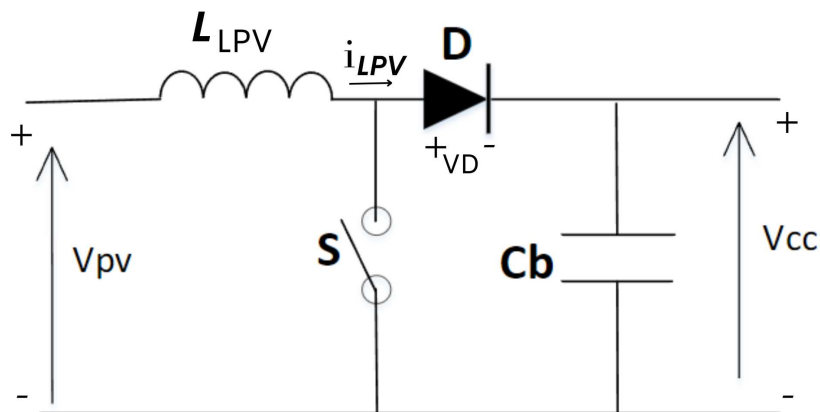


Fonte: Barreto (2014).

Além disso, o conversor *boost* também ajuda a regular a corrente que é gerada pelas células fotovoltaicas, o que impede o sistema de sobrecarregar ou sobreaquecer.

A topologia do conversor é ilustrada na Figura 7. O indutor L_{LPV} tem a função de armazenar energia, que é transmitida ao barramento CC, além de filtrar a corrente de entrada I_{LPV} , reduzindo assim a ondulação (*ripple*). A corrente de saída I_{D1} é pulsada devido o diodo D que tem a função de proteger os módulos fotovoltaicos das correntes negativas que podem danificá-los (REZK; ELTAMALY, 2015).

Figura 7 – Conversor CC/CC elevador do tipo Boost.



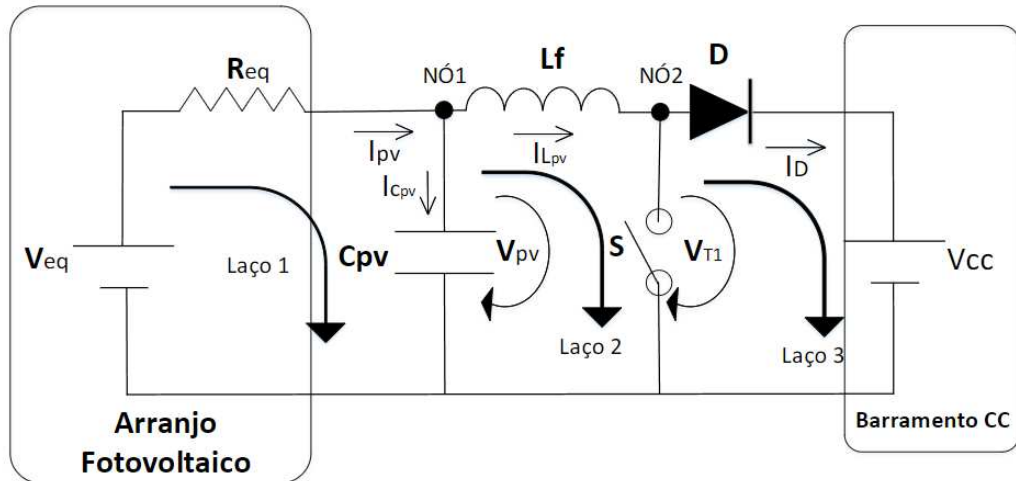
Fonte: O autor.

2.4.1 Modelagem do conversor

Uma vez que o modelo fotovoltaico foi linearizado em (2.1), é necessário obter o modelo completo do sistema fotovoltaico acoplado ao conversor boost, que foi analisado em

diferentes modelagens por Villalva e F. (2008). Esta modelagem será utilizada para o controle do conversor quando alimentado por uma tensão de entrada variável proveniente de um arranjo fotovoltaico. A Figura 8 ilustra o modelo validado em Villalva e F. (2009) utilizado para se obter a função transferência do conversor boost acoplado ao arranjo fotovoltaico.

Figura 8 – Equivalente de Thévenin resultante da linearização do arranjo de módulos fotovoltaico.



Fonte: Adaptado de Reis (2016)

Aplicando a lei das tensões de Kirchhoff ao Laço 1 do modelo linear do dispositivo fotovoltaico e isolando a corrente fotovoltaico I_{pv} , podemos obter a equação 2.5:

$$I_{pv} = \frac{V_{eq} - V_{pv}}{R_{eq}} \quad (2.5)$$

Aplicando a lei das tensões de Kirchhoff ao Laço 2, obtém-se:

$$V_{pv} + V_{Lpv} + V_{T1} = 0 \quad (2.6)$$

A relação estática pode ser descrita como (OLIVEIRA, 2016):

$$\frac{V_{cc}}{V_{pv}} = \frac{1}{1 - \delta} \quad (2.7)$$

A equação referente à tensão no indutor L_f é:

$$V_{L_f} = L_f \frac{di}{dt} \quad (2.8)$$

Sabendo que a tensão no indutor V_{L_f} é igual a L_f vezes a derivada da corrente instantânea i com relação ao tempo t , substituindo $(1 - \delta)$ por D e a equação (2.7) em (2.6), temos:

$$L_{pv} \frac{dI_{L_{pv}}(t)}{dt} + V_{cc}D - V_{pv} = 0 \quad (2.9)$$

Aplicando a lei das correntes de Kirchhoff ao Laço 1, encontra-se:

$$I_{pv} = I_{L_{pv}} + I_{C_{pv}} \quad (2.10)$$

A equação referente à corrente no capacitor C_{pv} é:

$$I_{C_{pv}} = C_{pv} \frac{dV}{dt} \quad (2.11)$$

Substituindo C_{pv} e consequentemente a equação (2.5) em (2.10), obtém-se:

$$I_{L_{pv}} = \frac{V_{eq} - V_{pv}}{R_{eq}} - C_{pv} \frac{dV_{pv}(t)}{dt} \quad (2.12)$$

Considerando o método de pequenas perturbações, a tensão V_{eq} pode ser desprezada (OLIVEIRA, 2016). Logo, simplificando a equação 2.12 em 2.13:

$$-\frac{L_{pv}}{R_{eq}} \frac{dV_{pv}}{dt} - L_{pv}C_{pv} \frac{d^2V_{pv}}{dt^2} + V_{cc}D - V_{pv} = 0 \quad (2.13)$$

Aplicando a transformada de Laplace em (2.13) obtém-se:

$$\frac{L_{pv}s}{R_{eq}} V_{pv}(s) - L_{pv}C_{pv}s^2 V_{pv}(s) + V_{cc}D(s) - V_{pv}(s) = 0 \quad (2.14)$$

Sabendo que o ciclo de trabalho é a entrada da função transferência e que a tensão fotovoltaica V_{pv} do conversor é a saída, temos:

$$\frac{V_{pv}(s)}{D(s)} = -\frac{V_{cc}}{s^2 + s \cdot \frac{1}{R_{eq}C_{pv}} + \frac{1}{L_{pv}C_{pv}}} \quad (2.15)$$

O conversor *boost* pode ser representado pelo modelo de espaços de estados. Considerando V_{pv} e $I_{L_{pv}}$ como variáveis de estado, temos seu equacionamento descrito a partir das equações (2.16), (2.17) e (2.18).

$$\frac{dV_{pv}(t)}{dt} = \frac{V_{eq}}{R_{eq}C_{pv}} - \frac{V_{pv}}{R_{eq}C_{pv}} - \frac{I_{L_{pv}}}{C_{pv}} \quad (2.16)$$

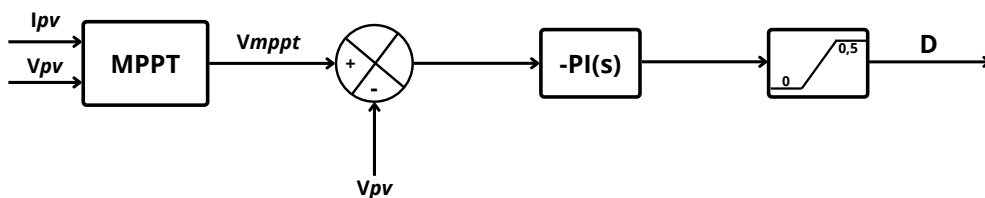
$$\frac{dI_{L_{pv}}(t)}{dt} = \frac{V_{cc}}{L_{pv}}D + \frac{V_{pv}}{L_{pv}} \quad (2.17)$$

$$\begin{bmatrix} \frac{dV_{pv}(t)}{dt} \\ \frac{dI_{L_{pv}}(t)}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{R_{eq}C_{pv}} & \frac{1}{C_{pv}} \\ \frac{1}{L_{pv}} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{pv} \\ I_{L_{pv}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ V_{cc} \end{bmatrix} [D] \quad (2.18)$$

2.4.2 Controle de tensão do conversor boost

A Figura 9 apresenta o controle do conversor boost. O controlador ajusta o nível de tensão de entrada para o conversor boost, permitindo que ele obtenha o nível de saída desejado. Esse é baseado no controlador PI, multiplicado por -1, e é conectado em cascata com um limitador de sinal de controle para regular a variação do ciclo de trabalho “D” dentro dos valores aceitáveis para o funcionamento do conversor. A multiplicação por -1 foi implementada para compensar o sinal negativo da função de transferência.

Figura 9 – Controle de tensão do conversor boost.



A função transferência do controlador PI é dada por:

$$PI(s) = k_p \left(1 + \frac{1}{T_i s} \right) \quad (2.19)$$

para $s = j\omega$, a função pode ser expressa como:

$$PI(j\omega) = k_p \left(1 + \frac{1}{T_i j\omega} \right) \quad (2.20)$$

$$\angle PI(j\omega) = -\arctan \frac{1}{T_i \omega} \quad (2.21)$$

A margem de fase desejada (MF_d) para o sistema controlado é calculada por:

$$MF_d = \pi + \angle G_i(j\omega_c) + \angle PI(j\omega_c) \quad (2.22)$$

em que ω_c é a frequência de cruzamento de ganho (OGATA, 2011).

Substituindo a equação (2.21) em (2.22), e isolando T_i , obtêm-se a primeira condição do projeto do controlador.

$$T_i = \frac{1}{\omega_c \cdot \tan(\pi + \angle G_i(j\omega_c) - MF_d)} \quad (2.23)$$

A magnitude da função transferência de malha aberta de um sistema controlado é dado por $\omega_c = 1$, como representado na equação (2.24), além disso, substituindo a equação (2.20) em (2.24) e ainda isolando o k_p , obtêm-se a segunda condição do projeto do controlador na equação (2.25).

$$|PI(j\omega_c)| \cdot |G_i(j\omega_c)| = 1 \quad (2.24)$$

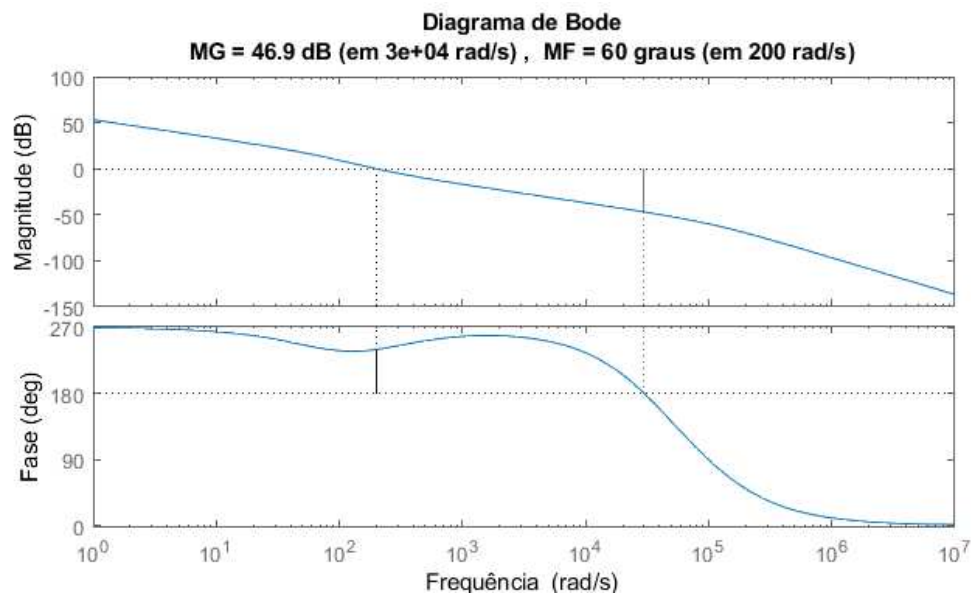
$$k_p = \frac{1}{|G_i(j\omega_c)| \cdot \left| 1 - \frac{j}{\omega_c T_i} \right|} \quad (2.25)$$

Para que o projeto de controle seja considerado satisfatório, deve-se obter uma Margem de Ganho (MG) superior à 6 dB e uma margem de fase entre 30° e 60° (OGATA,

2011). Assim, de acordo com as equações (2.23) e (2.25), e utilizando os valores de $\omega_c = 200$ e $MF_d = 60^\circ$ foram obtidos os valores de $k_{pv} = 0.0025$ e $T_{i_{pv}} = 0.004s$ do controlador de tensão do conversor boost. Vale ressaltar que a frequência de cruzamento para esse controle foi definida a partir de resultados obtidos em simulações.

A figura 10 mostra o diagrama de bode da resposta em frequência do sistema de controlador de tensão do conversor boost. O projeto atende as condições necessárias com valores de margem de fase igual a 60° e margem de ganho igual a 46.9 dB.

Figura 10 – Resposta em frequência de malha aberta do controle de tensão do conversor boost.

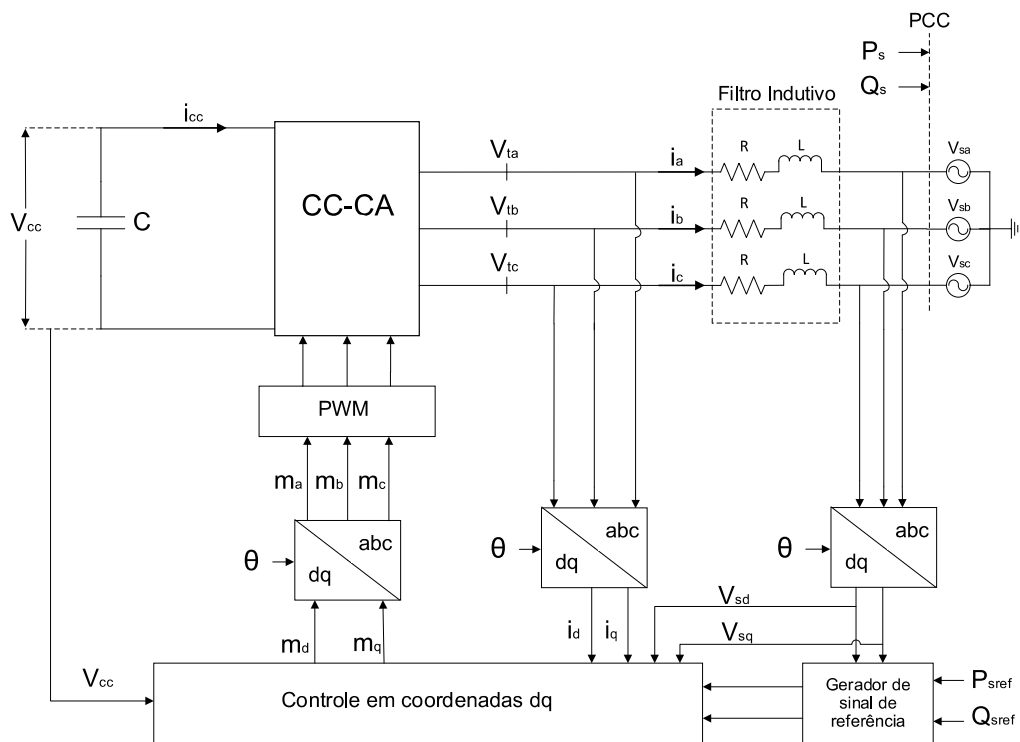


Fonte: O autor.

3 MODELAGEM E PROJETO DE CONTROLE DO CONVERSOR CC-CA

Este capítulo aborda as etapas da modelagem do conversor CC-CA, que possui duas modalidades de operação: conectado à rede e modo ilhado (também conhecido como Voltage Source Converter (VSC)). Como fonte de corrente, o conversor injeta corrente na rede elétrica com frequência imposta por ela, tornando-se indispensável para a implementação de sistemas fotovoltaicos. A Figura 11 mostra que o conversor tem diversas funções, entre as quais se destaca a de controlar o fluxo de potência ativa entregue à rede elétrica (MOREIRA, 2017).

Figura 11 – Diagrama esquemático do controle de potência do conversor CC-CA.



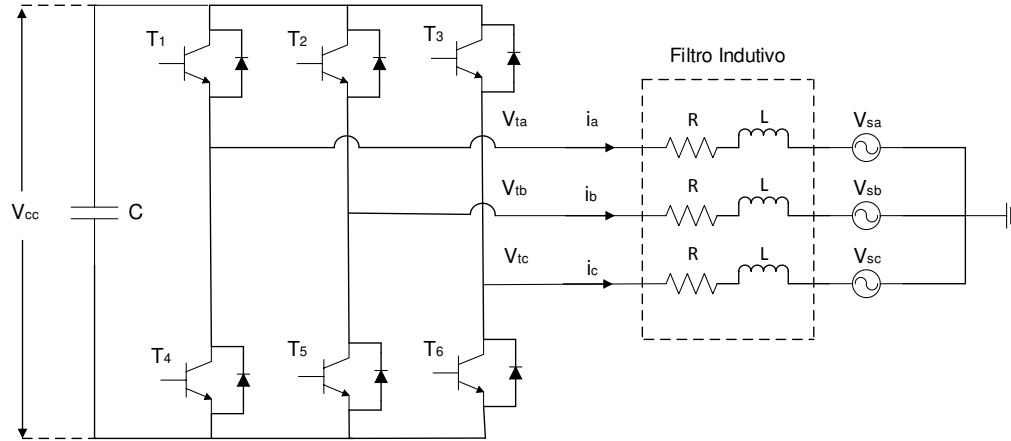
Fonte: O autor.

3.1 Modelagem do CC-CA com filtro L

O conversor eletrônico trifásico mostrado na Figura 12 tem como principal função controlar a tensão ou a corrente em elementos passivos do sistema, como capacitores ou indutores, dependendo de sua aplicação. O *ripple* de tensão no barramento CC está diretamente relacionado ao dimensionamento desses componentes e pode ser minimizado por meio de um projeto adequado ou pela aplicação de técnicas de controle. Adicionalmente, o conversor conta com um

filtro indutivo que atua como um passa-baixa, contribuindo para a redução dos harmônicos de corrente na saída e facilitando a conexão com a rede elétrica.

Figura 12 – Conversor CC-CA conectado à rede por meio de filtro L.



Fonte: O autor.

As tensões da rede elétrica são representadas por V_{sa} , V_{sb} e V_{sc} , e cada fase do conversor é conectada ao sistema por uma impedância em série, RL , que representa o filtro indutivo, com L sendo a indutância e R a resistência elétrica. Além disso, as tensões nos terminais do conversor são dadas por V_{ta} , V_{tb} e V_{tc} , enquanto que V_{cc} é a tensão nos terminais do capacitor.

Com base na figura 12, e aplicando a Segunda Lei de Kirchhoff, é possível calcular as tensões da rede trifásica, estas são dadas por:

$$V_{ta} = R \cdot I_a + L \frac{d}{dt} \cdot I_a + V_{sa} \quad (3.1)$$

$$V_{tb} = R \cdot I_b + L \frac{d}{dt} \cdot I_b + V_{sb} \quad (3.2)$$

$$V_{tc} = R \cdot I_c + L \frac{d}{dt} \cdot I_c + V_{sc} \quad (3.3)$$

O modelo matemático do sistema elétrico abc pode ser representado em coordenadas $dq0$, o que torna o projeto de controle menos complexo. Isso se deve à utilização de duas variáveis em quadratura e formas de ondas contínuas no estado estacionário. Assim, é possível controlar apenas duas variáveis contínuas ao invés de três alternadas, possibilitando o uso de compensadores com estruturas mais simples e de menor ordem (YAZDANI; IRAVANI, 2013).

A matriz de transformação direta de $abc \rightarrow dq0$ é definida pela equação (3.4), segundo Yazdani e Iravani (2013).

$$T_{abc \rightarrow dq} = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \text{sen}(\theta) & \text{sen}(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \text{sen}(\theta - \frac{4\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

em que ω é a frequência angular da rede elétrica, obtido através da equação (3.5), e θ é o ângulo entre o eixo de referência do sistema de coordenadas $dq0$ e o sistema de coordenadas abc . Têm-se (3.5) como a relação entre $\omega(t)$ e $\theta(t)$

$$\frac{d\theta}{dt} = \omega(t) \quad (3.5)$$

Aplicando 3.4 nas equações (3.1), (3.2) e (3.3), e substituindo-as pela equação (3.5), a dinâmica do sistema é representada em coordenadas $dq0$ na forma simplificada da equação (3.6).

$$V_{tdq} = R \cdot I_{dq} + L \frac{d}{dt} \cdot I_{dq} - jL\omega I_{dq} + V_{sdq} \quad (3.6)$$

A equação (3.6) é desmembrada em duas partes: em termos das coordenadas de eixo direto e de quadratura. A partir da equação (3.7) em coordenadas $dq0$:

$$L \frac{d}{dt} \cdot I_d = V_{td} - R \cdot I_d + L\omega I_q - V_{sd} \quad (3.7)$$

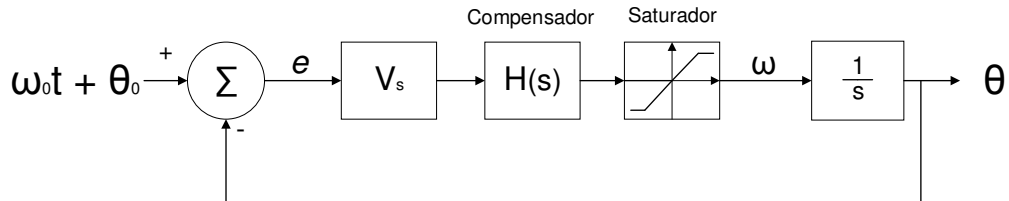
$$L \frac{d}{dt} \cdot I_q = V_{tq} - R \cdot I_q - L\omega I_d - V_{sq} \quad (3.8)$$

3.1.1 Circuito de Sincronismo Trifásico

Para realizar a conexão entre o sistema de geração fotovoltaico e a rede elétrica, é necessário o sincronismo entre as tensões geradas pelo inversor e as da rede elétrica. Para isso, o circuito de sincronismo trifásico PLL (*Phase Lock Loop*) é usado. Esta configuração eletrônica gera um ângulo θ utilizado para transformação do sistema de coordenadas $abc \rightarrow dq$ (GUAN-CHYUN; JAMES, 1996).

A equação (3.9) descreve o sistema de controle de realimentação clássico com entrada de referência $(\omega_0 t + \theta_0)$. Nesse sistema, $V_s H(s)$ é a função de transferência do compensador e θ é a saída, sendo ilustrada no diagrama de blocos da figura 13 (YAZDANI; IRAVANI, 2013).

Figura 13 – Diagrama de blocos de controle do PLL.

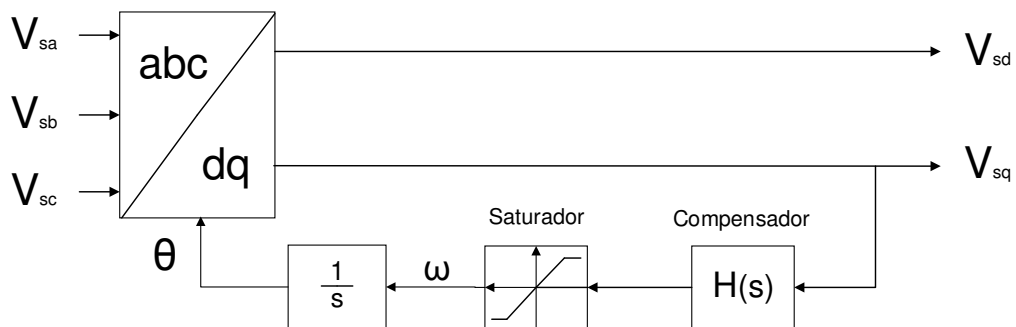


Fonte: Adaptado de Yazdani e Iravani (2013).

$$\frac{d\theta}{dt} = V_s H(s)(\omega_0 t + \theta_0 - \theta) \quad (3.9)$$

O esquemático do PLL mostrado na Figura 14 ilustra a transformação das tensões V_{sa} , V_{sb} e V_{sc} em V_{sq} e V_{sd} , representando o processo de ajuste da velocidade de rotação (ω) em coordenadas dq , ajustando V_{sq} a zero para garantir que $\theta(t) = \omega_0 t + \theta_0$ e $V_{sd} = V_s$.

Figura 14 – Diagrama esquemático do PLL.



Fonte: Adaptado de Yazdani e Iravani (2013).

3.1.2 Controle da Corrente do conversor CC-CA em Modo de Rede

O controle de corrente do conversor CC-CA possibilita a regulação tanto da potência ativa P_s quanto da potência reativa Q_s entregues ou absorvidas pela rede elétrica. Os valores de

referência das potências são determinados pelas equações (3.10) e (3.11):

$$P_s = \frac{3}{2} [V_{sd} i_d + V_{sq} i_q] \quad (3.10)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} [-V_{sd} i_q + V_{sq} i_d] \quad (3.11)$$

O controle é realizado em coordenadas dq com base nas equações (3.7) e (3.8), onde as tensões nos terminais V_{td} e V_{tq} são determinadas pela tensão do barramento CC (V_{cc}) e pelos índices de modulação m_d e m_q (YAZDANI; IRAVANI, 2013).

$$V_{td} = \frac{V_{cc}}{2} m_d, \quad (3.12)$$

$$V_{tq} = \frac{V_{cc}}{2} m_q \quad (3.13)$$

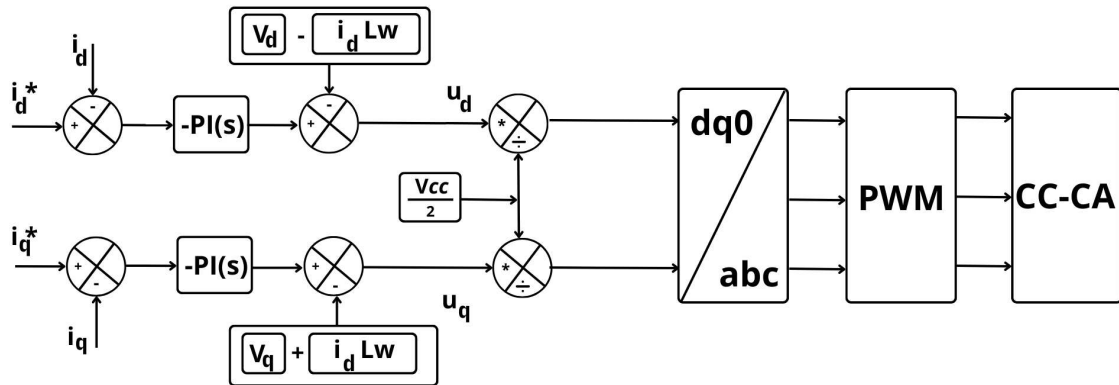
Substituindo e manipulando as equações (3.12) e (3.13) em (3.7) e (3.8), respectivamente, obtêm-se:

$$L \frac{d}{dt} I_d = -R I_d + u_d. \quad (3.14)$$

$$L \frac{d}{dt} I_q = -R I_q + u_q \quad (3.15)$$

As equações (3.14) e (3.15) são sistemas lineares desacoplados de primeira ordem, nas quais as correntes i_d e i_q podem ser controladas pelas entradas u_d e u_q , que são as tensões a serem sintetizadas pelo conversor CC-CA. Essa modelagem de controle de corrente do conversor CC-CA é representada no diagrama de blocos da figura 15.

Figura 15 – Sistema de controle de corrente do conversor CC-CA.



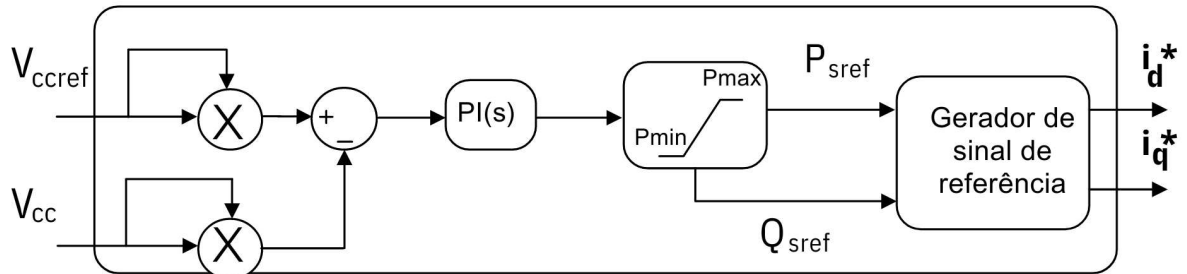
Fonte: Adaptada de Moreira (2017).

3.1.3 Controle da Tensão do Barramento CC do conversor CC-CA em Modo de Rede

A figura 16 apresenta o diagrama de blocos para o controle de tensão no barramento CC. O sistema de controle começa realizando o mecanismo de realimentação para comparar o quadrado da tensão elétrica medida no barramento CC (V_{cc}) com o quadrado da tensão CC de referência (V_{ccref}), com o objetivo de calcular o erro. Esse erro é processado por um controlador PI convencional. Para limitar a potência (P_{sref}) gerada, é inserido um bloco saturador no sinal de saída do controlador PI. Por fim, é inserido um gerador de sinal de referência para o cálculo das correntes de eixo em quadratura (I_d^*) e eixo direto (I_q^*), conforme descrito na literatura (MOREIRA, 2017).

O sistema de controle de potência reativa é projetado para garantir que a corrente de potência reativa seja regulada em zero para um fator de potência unitário. Para isso, é necessário controlar a potência reativa de maneira independente, garantindo a máxima transferência de potência entre os sistemas CC e CA. O conversor opera como retificador, quando a tensão do barramento CC está abaixo da tensão nominal e como inversor, quando a tensão do barramento CC está acima da tensão nominal (SUEBKINORN; NEAMMANEE, 2011). Assim, é possível alcançar o objetivo de maximizar a transferência de potência do lado CC para o lado CA do sistema.

Figura 16 – Sistema de controle do barramento CC.

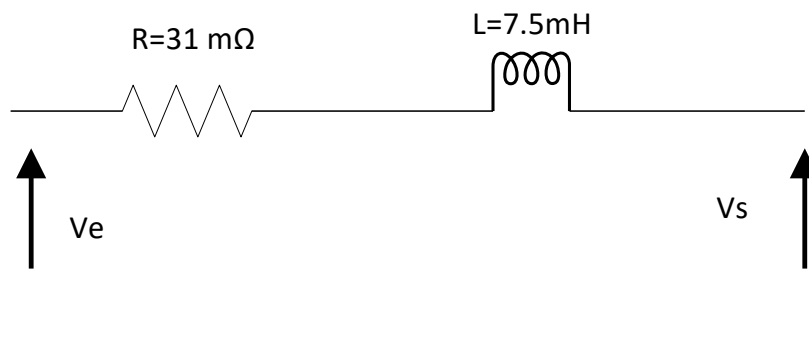


Fonte: Adaptada de Moreira (2017).

3.1.4 Filtro RL

O filtro de característica indutiva presente na saída do conversor é responsável por filtrar as altas frequências e reduzir o ruído do sinal de saída da corrente. Possui valores de indutância $L = 7,5 \text{ mH}$ e resistência elétrica $R = 31 \text{ m}\Omega$ para representar as perdas. É possível observar tal modelo na Figura 17.

Figura 17 – Filtro RL na saída do conversor.

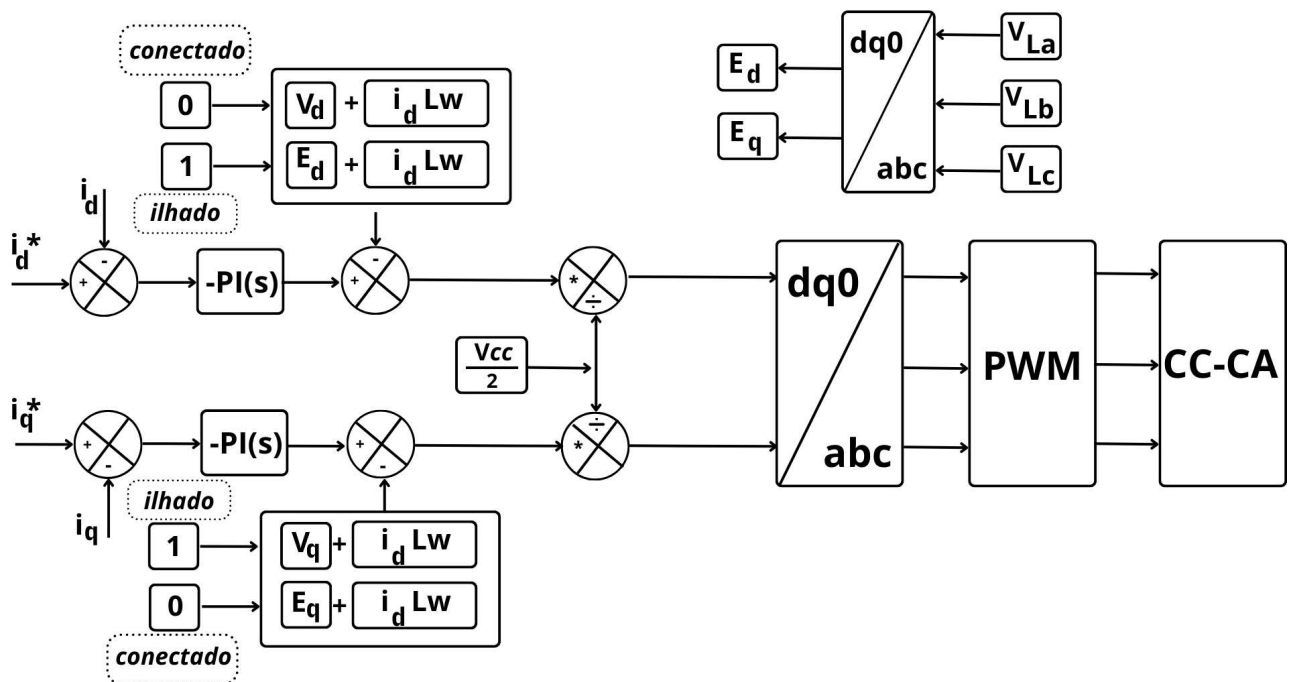


Fonte: O autor.

3.1.5 Controle do conversor CC-CA em Modo de Ilhado

Esta configuração possibilita que o sistema esteja disponível, mesmo em caso de queda de energia na rede convencional. Como ilustrado na Figura 14, o bloco PLL é atualizado para extrair o ângulo θ quando o sistema está conectado à rede. No modo ilhado, θ é gerado localmente, de acordo com a Figura 18, a partir de um sinal periódico que varia de 0 a 2π com frequência f_i . Esse ângulo é usado para decompor as tensões V_{La} , V_{Lb} e V_{Lc} , bem como as correntes de saída I_a , I_b e I_c em variáveis dq0, E_d e E_q para fins de controle (YI *et al.*, 2018). Dependendo do modo de operação, são selecionados os conjuntos de variáveis a serem controladas. Para o modelo ilhado, a chave de comutação é configurado como o valor "1", para que o conversor passe a regular as tensões em E_d e E_q .

Figura 18 – Controle conversor modo ilhado.



Fonte: O autor.

Ao ser desconectada a rede elétrica, é transmitido o status da chave de comutação para o bloco de operação. O conversor bidirecional passa a ser responsável por realizar o controle de tensão do barramento CC. Junto ao sistema de geração fotovoltaica, é injetada potência no barramento CC para suprir as demandas das cargas. A estratégia é apresentada no capítulo 4.

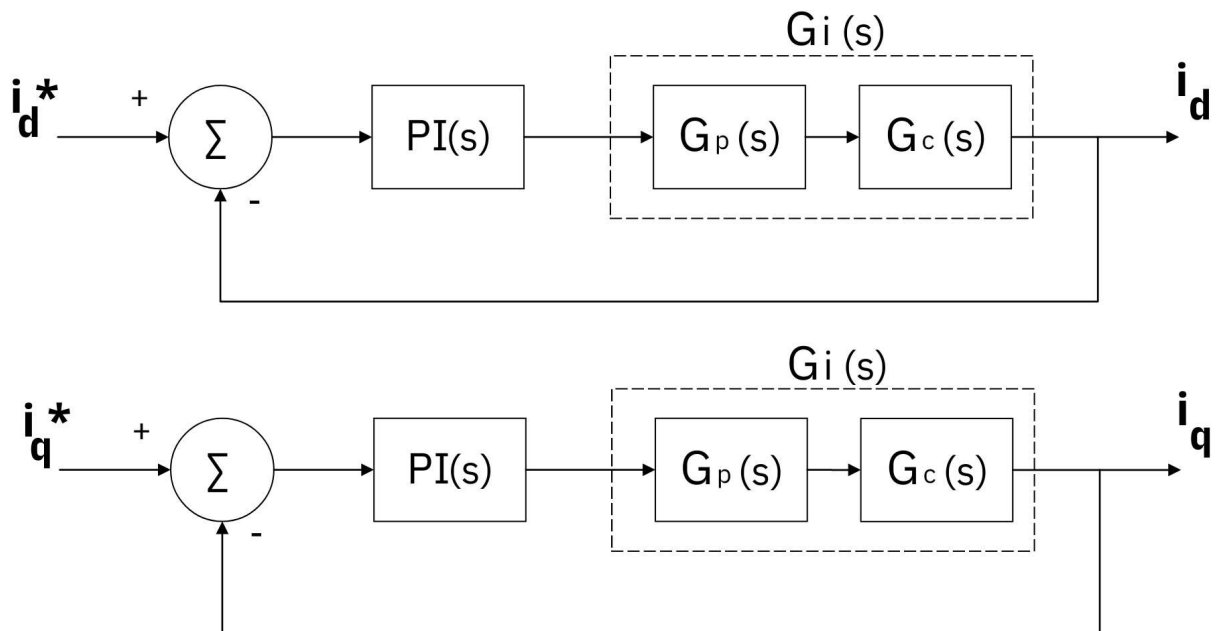
3.2 Projeto do controladores do sistema de conversor CC-CA

Nesta seção, apresentamos os projetos dos controladores do circuito de sincronismo, corrente e tensão, considerando a modelagem desenvolvida na Seção 3.1.

3.2.1 Projeto do controlador de Corrente

Análise e representação dos modelos de diagramas de blocos de malha de controle de corrente de eixo direto e eixo em quadratura apresentados por Martins (2017) são exibidos nas Figura 19.

Figura 19 – Diagrama de Blocos de Controlador de Corrente de Eixo Direto e Quadratura.



Fonte: Adaptado de Moreira (2017).

Este diagrama de blocos ilustra um controlador de corrente de eixo direto e em quadratura. O controlador é formado por três funções de transferência principais: o bloco $PI(s)$, o bloco $G_p(s)$ e o bloco $G_c(s)$. O primeiro é o controlador PI; o segundo, a planta do conversor eletrônico fonte de tensão trifásica com filtro L; e o terceiro, a dinâmica de *Pulse Width Modulation* (PWM) do conversor CC-CA. Por fim, o bloco $G_i(s)$ representa a conexão em cascata entre os circuitos $G_p(s)$ e $G_c(s)$.

É sabido que as funções de transferência da dinâmica do controle por realimentação de nível de referência conversor CC-CA e do PWM são determinadas por $G_c(s)$ e $G_p(s)$,

respectivamente, e são representadas pelas equações (3.16) e (3.17).

$$G_p(s) = \frac{1}{Ls + R} \quad (3.16)$$

$$G_c(s) = \frac{1 - s(\frac{T_s}{4})}{1 + s(\frac{T_s}{4})} \quad (3.17)$$

Em que T_s é o tempo de amostragem, L é a indutância e R a resistência elétrica do filtro, respectivamente.

Assim, a função de transferência do controlador PI pode ser expressa como:

$$PI(s) = k_p \left(1 + \frac{1}{T_i s} \right) \quad (3.18)$$

para $s = j\omega$, a função pode ser expressa como:

$$PI(j\omega) = k_p \left(1 + \frac{1}{T_i j\omega} \right) \quad (3.19)$$

$$\angle PI(j\omega) = - \arctan \frac{1}{T_i \omega} \quad (3.20)$$

A margem de fase desejada MF_d para o sistema controlado pode ser calculada através da equação 3.21:

$$MF_d = \pi + \angle G_i(j\omega_c) + \angle PI(j\omega_c) \quad (3.21)$$

em que ω_c é a frequência de cruzamento de ganho (OGATA, 2011).

Substituindo (3.20) em (3.21) e isolando T_i , a primeira condição do projeto do controlador é obtida.

$$T_i = \frac{1}{\omega_c \cdot \tan(\pi + \angle G_i(j\omega_c) - MF_d)} \quad (3.22)$$

A magnitude da função de transferência de malha aberta de um sistema controlado é dada por $\omega_c = 1$, conforme mostrado na equação (3.23). Substituindo (3.19) em (3.23) e isolando k_p , obtém-se a segunda condição do projeto do controlador, presente na equação (3.24).

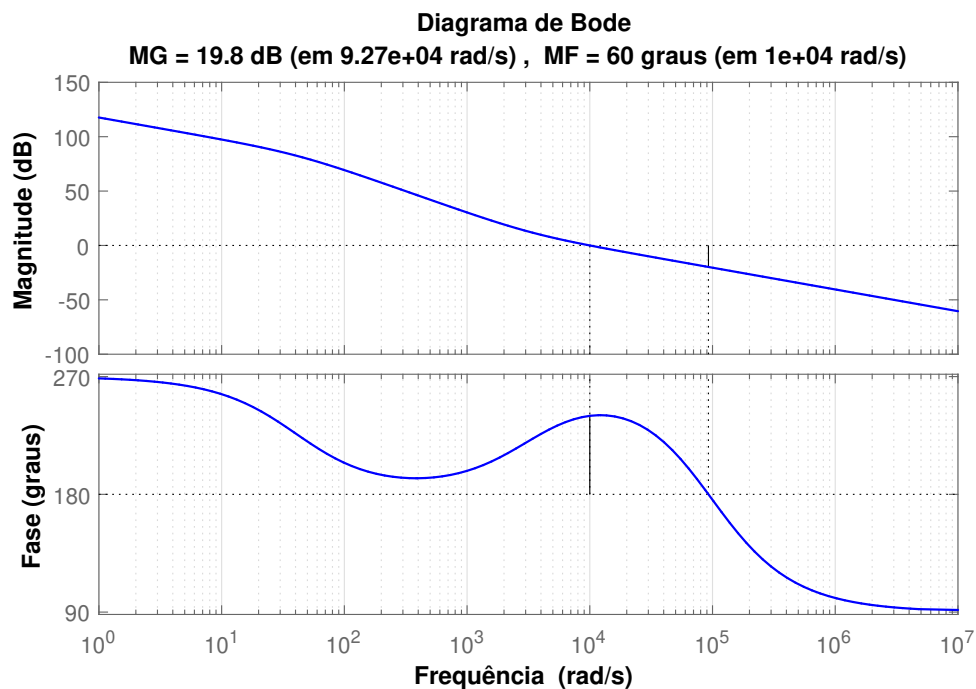
$$|PI(j\omega_c)| \cdot |G_i(j\omega_c)| = 1 \quad (3.23)$$

$$k_p = \frac{1}{|G_i(j\omega_c)| \cdot \left| 1 - \frac{j}{\omega_c T_i} \right|} \quad (3.24)$$

Para garantir que o projeto de controle possa ser considerado satisfatório, devem ser obtidos valores superiores a 6 dB na MG e Margem de Fase (MF) no intervalo $30^\circ < (MF) > 60^\circ$. (OGATA, 2011). Assim, usando $\omega_c = 1000$ e $MF_d = 60^\circ$, a partir das equações (3.22) e (3.24), foram obtidos valores de $k_p = 71.1898$ e $T_i = 0.0017s$ para o controlador de corrente do conversor CC-CA.

A Figura 20 apresenta o diagrama de Bode da resposta em frequência do sistema de controle de corrente do conversor CC-CA, que atende às condições necessárias com valores de margem de fase de 60° e margem de ganho de 19.8 dB.

Figura 20 – Resposta em frequência de malha aberta do controle das correntes elétricas i_d e i_q do CLR.

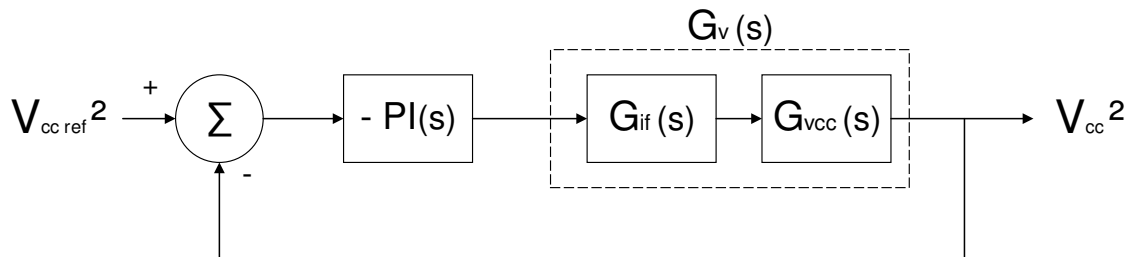


Fonte: O autor.

3.2.2 Projeto do controle da tensão do barramento CC do conversor CC-CA em Modo de Rede

O controle do barramento CC foi projetado para regular a tensão do barramento, garantindo sua constância durante a operação. A saída da malha de controle de tensão fornece a potência de referência, que é utilizada para gerar a referência da malha de corrente. Assim, esse controle não está diretamente relacionado à maximização da transferência de potência entre o conversor CC-CA e a rede elétrica. O controlador PI multiplicado por (-1) estabiliza o sistema, embora tenha uma dinâmica mais lenta em comparação ao controle de corrente. O diagrama de blocos do controle do barramento CC (Figura 21) é composto por três blocos principais. O diagrama de blocos do controle do barramento CC (Figura 21) é formado por três blocos. O bloco $PI(s)$ compensa o sinal negativo de $G_{vcc}(s)$, enquanto o bloco $G_{if}(s)$ é a malha fechada de controle de corrente do conversor CC-CA. Por fim, o bloco $G_v(s)$ representa a dinâmica da tensão do barramento CC em cascata com $G_{if}(s)$.

Figura 21 – Diagrama de blocos simplificado do controle de tensão elétrica do barramento CC.



Fonte: Adaptada de Moreira (2017).

De acordo com Martins (2017), a função de transferência do modelo simplificado $G_{vcc}(s)$ é definida como:

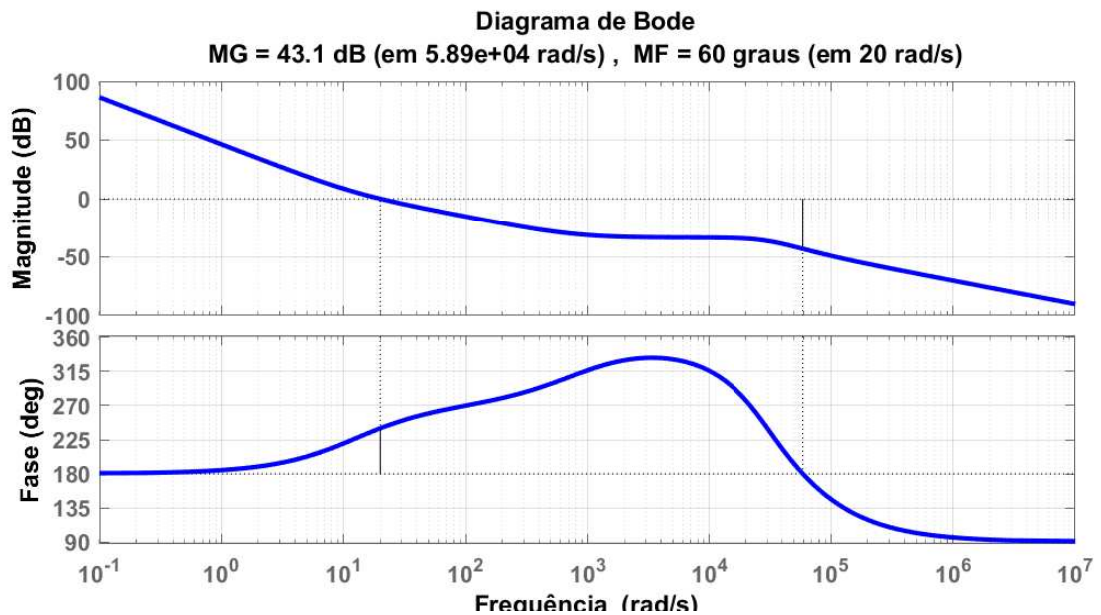
$$G_{vcc}(s) = \frac{V_{cc}^2(s)}{P_t(s)} = - \left(\frac{2}{C} \right) \frac{\tau s + 1}{s} \quad (3.25)$$

Considerando V_{cc} como variável de estado do sistema, a capacitância do barramento CC (C), a potência nos terminais do conversor (P_t) e a equação (3.26) que é proporcional ao fluxo de potência ativa entre a fonte e o conversor CC-CA, sendo dado por τ .

$$\tau = \frac{2L P_{ext}}{3V_{sd}^2} \quad (3.26)$$

A metodologia de projeto de controlador PI foi aplicada análoga à utilizada no controle de corrente. Com $\omega_c = 20 \text{ rad/s}$ e $MF = 60^\circ$, obtêm-se os valores de $k_p = 0.0939$ e $T_i = 0.0820s$ para o controlador de tensão do conversor CC-CA. A figura 22 mostra a resposta em frequência do sistema controlado projetado com um controlador de tensão do barramento CC. Este projeto atende às condições ideais com um ganho de margem superior a 6 dB e uma margem de fase de 60° , tendo como frequência de cruzamento 20 rad/s .

Figura 22 – Resposta em frequência de malha aberta do controlador de tensão elétrica do barramento CC do conversor CC-CA.



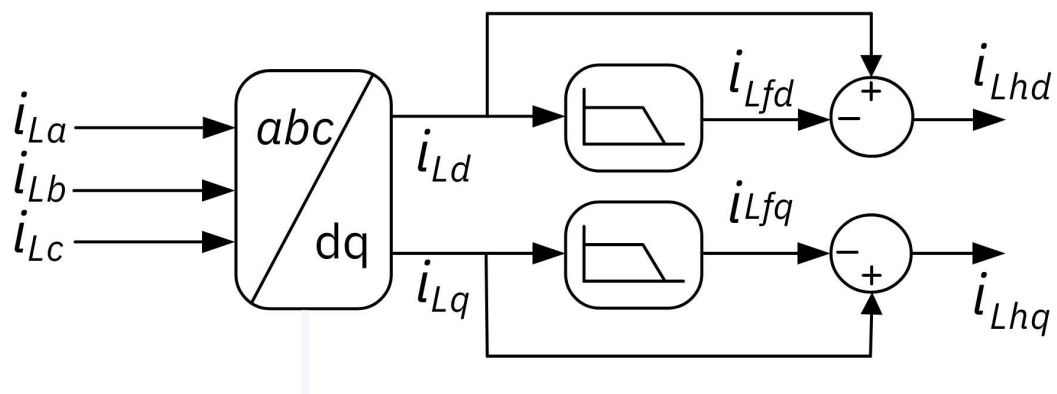
Fonte: O autor.

3.3 Filtro harmônico baseado no controle do conversor CC-CA em coordenadas dq0

O filtro harmônico tem o potencial de melhorar a qualidade de energia elétrica do sistema e oferecer desempenho robusto, pois ele permite identificar e compensar as componentes harmônicas da carga não-linear, produzindo correntes de compensação para serem inseridas no PAC. Além disso, ele oferece bons resultados na redução de harmônicos indesejados minimizando o THD (MOREIRA *et al.*, 2019).

A presença de cargas não lineares na rede elétrica pode provocar distorções nas correntes no PAC. Para mitigar essas harmônicas, a técnica Filtro Ativo de Potência (FAP) pode ser adicionada ao conversor CC-CA através da modificação da malha de controle de corrente. Essa alteração consiste na adição de correntes de referência das componentes harmônicas da carga não-linear na malha de correntes do conversor CC-CA. A Figura 23 apresenta o esquema do identificador de harmônicos descrito por (MOREIRA *et al.*, 2019). Os sinais de corrente da carga são convertidos de coordenadas abc para $dq0$. Um filtro passa-baixa de segunda ordem, com frequência $12Hz$, separa as correntes harmônicas (i_{Lhd}) e (i_{Lhq}) das correntes fundamentais (i_{Lfd}) e (i_{Lfq}). Assim, é possível extrair as componentes fundamentais da carga não linear.

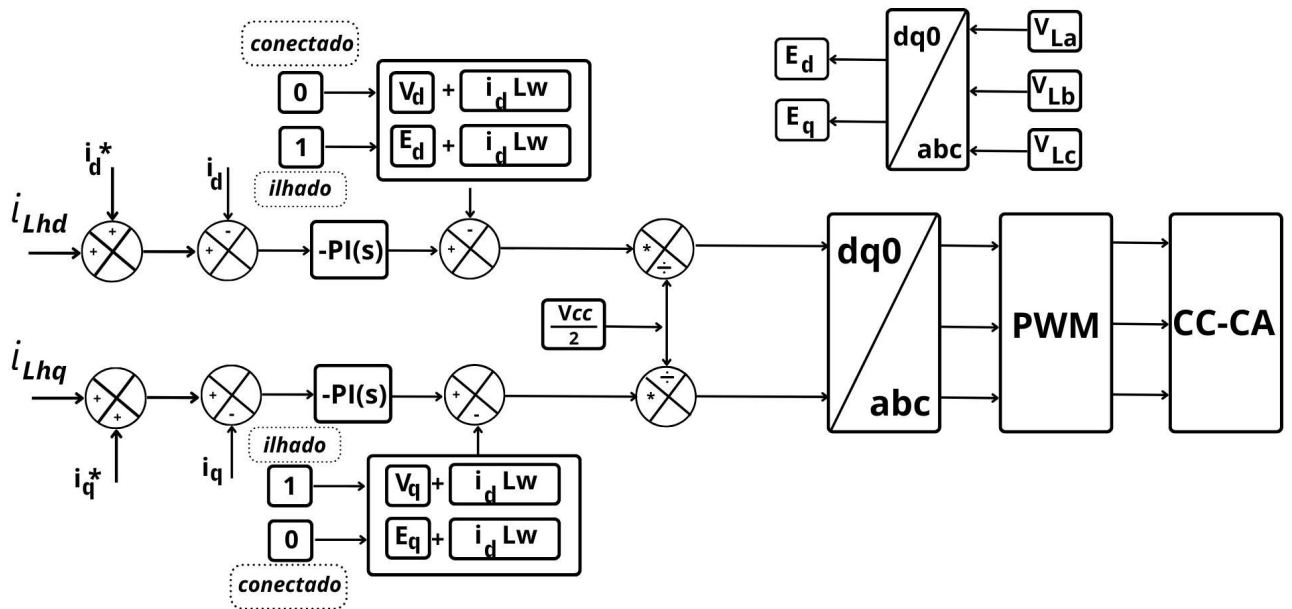
Figura 23 – Identificador de Harmônicos para compensação da corrente da rede elétrica.



Fonte: O autor.

A Figura 24 mostra a malha de controle de corrente com a adição de i_{Lhd} e i_{Lhq} para realizar a mitigação de harmônicos. A inclusão das novas referências não afeta o controle de tensão do barramento CC. O projeto de controle do conversor é desenvolvido em coordenadas $dq0$, somando as correntes i_{Lhd} e i_{Lhq} às correntes de referência obtidas pelo gerador de sinais com a função de atenuar as componentes harmônicas (YAZDANI; IRAVANI, 2013).

Figura 24 – Controle do conversor com FAP.



Fonte: O autor.

4 SISTEMA DE ARMAZENAMENTO E GERENCIAMENTO

Neste capítulo, abordamos o controle do conversor bidirecional Buck-Boost e o gerenciamento de potência durante os modos de operação do sistema fotovoltaico com armazenamento de energia, mostrado no diagrama da Figura 2.

4.1 Modelo do circuito equivalente da baterias

A fim de obter maior segurança energética e gerenciar as demandas de energia, sistemas de armazenamento se tornam fundamentais. Estes sistemas são essenciais para aqueles que buscam predominância na geração de energia ou até mesmo redução de custos. Devido à intermitência da energia solar, é importante adicionar um sistema de armazenamento para suprir a demanda e algumas falhas de ocorrências imprevisíveis no sistema. Além disso, os sistemas de armazenamento, mesmo conectados à rede elétrica, oferecem segurança e permitem o armazenamento de energia excedente gerada (WHITTINGHAM, 2012).

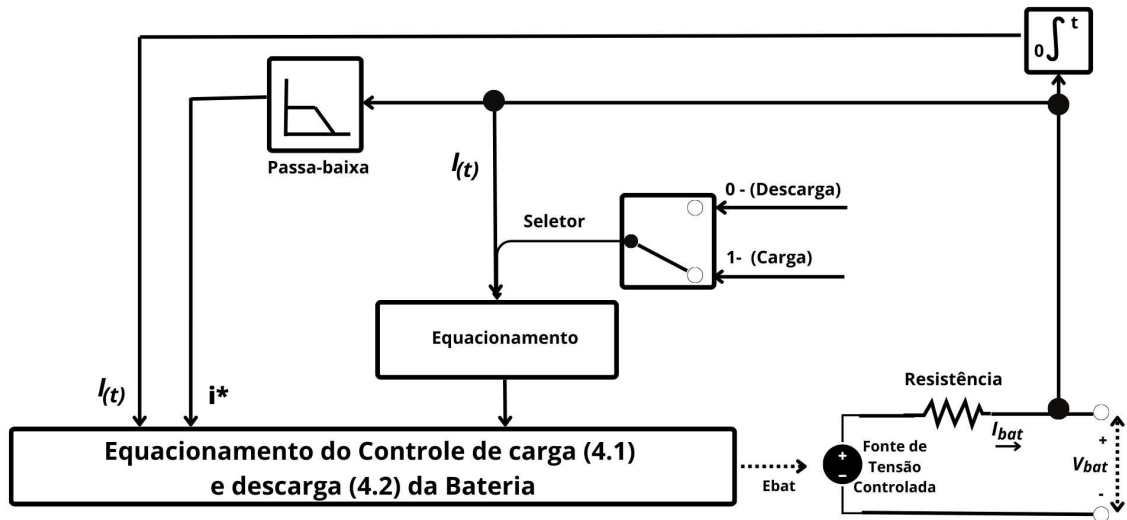
Existem diversos tipos de baterias disponíveis para uso em BESS, dentre essas estão as baterias de Chumbo-Ácido, Níquel-Cádmio e Íons de Lítio (REDDY T. B., 2011). As baterias Íon-Lítio têm se tornado cada vez mais populares, sendo amplamente utilizadas em sistemas de geração distribuída, como em Gaillac *et al.* (2012), foi avaliado o comportamento de um BESS com baterias Íon-Lítio de 8MW ao longo de 24 meses. Neste estudo, limitamos-nos ao uso de baterias de íon-lítio e utilizamos o modelo de bateria como em Bryantsev *et al.* (2019), apresentado na Figura 25.

Neste modelo, é possível introduzir dados reais de fabricantes, aproximando-o ao modelo real. Isto foi comprovado na investigação de Porciuncula (2012), que comparou suas curvas de carga e descarga com modelos reais. Para modelar a descarga e a carga de baterias de íons de lítio, foi desenvolvida a equação (4.1) para descarga e a equação (4.2) para carga (SAW K. SOMASUNDARAM; TAY, 2014).

$$f_v(i_t, i^*, i) = E_0 - K \cdot \frac{Q}{Q - i_t} \cdot i^* - K \cdot \frac{Q}{Q - i_t} \cdot i_t + A \cdot \exp(-B \cdot i_t) \quad (4.1)$$

$$f_s(i_t, i^*, i) = E_0 - K \cdot \frac{Q}{i_t} + 0.1 \cdot Q \cdot i^* - K \cdot \frac{Q}{Q - i_t} \cdot i_t + A \cdot \exp(-B \cdot i_t) \quad (4.2)$$

Figura 25 – Diagrama de básico de baterias simulink.



Fonte: O autor.

Onde E_0 é a tensão constante, em V; K é a constante de polarização, em Ah^{-1} ; Q é a capacidade máxima da bateria, em Ah; i_t é a capacidade extraída, em Ah; i^* é a corrente dinâmica de baixa frequência, em A; A é a tensão exponencial, em V; e B é a capacidade exponencial, em Ah^{-1} .

4.2 Análise de Parâmetros do BESS

Um BESS é constituído por uma série de baterias conectadas entre si, seja em série ou em paralelo (COLEMAN *et al.*, 2007). Para que atenda às demandas específicas de cada aplicação, os parâmetros elétricos do BESS devem ser dimensionados adequadamente. A figura 25 mostra as características elétricas do BESS, incluindo diversos parâmetros, conforme a tabela 1. Já a figura 26 mostra as características de descarga do BESS com diferentes correntes de saída para os parâmetros da tabela 1.

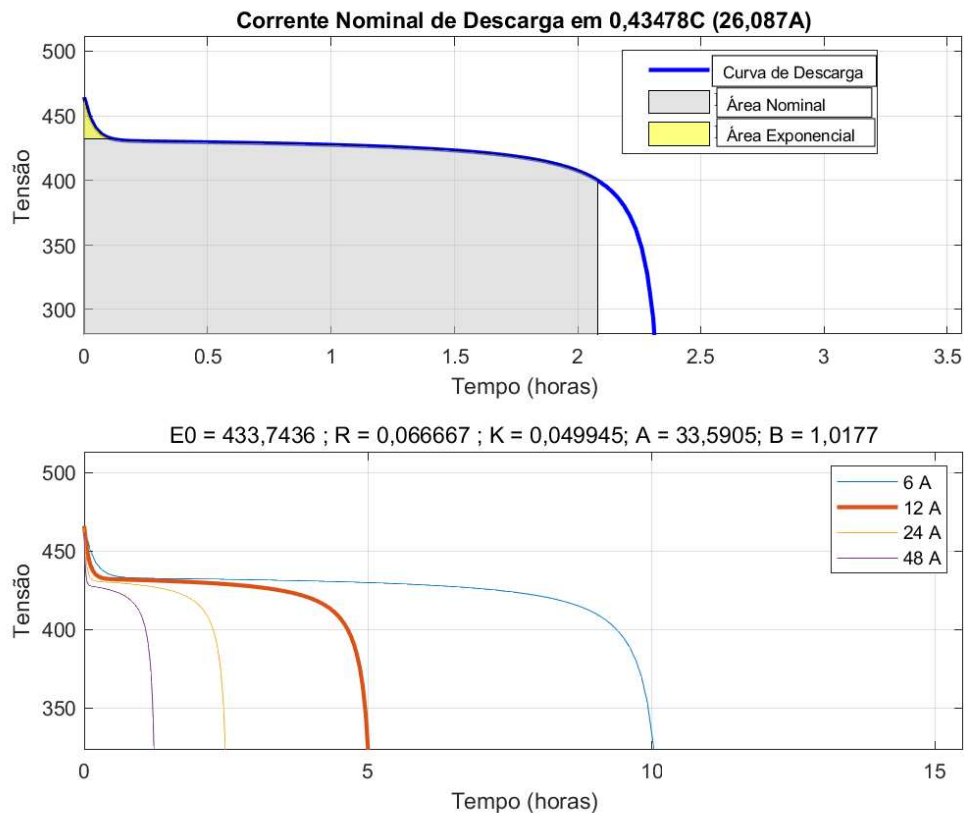
Tabela 1 – Parâmetros do BESS

Parâmetros do BESS	Valores
Tipo	Íon-Lítio
Tensão nominal V_{bat}	240 V
Capacidade nominal (Q)	60 Ah
(SOC – state of charge) inicial	100%
Ciclo de vida	2000
Eficiência de descarga	>90%

A cinética química das baterias limita a capacidade de fornecer altos níveis de

potência por longos períodos de tempo. Além disso, descargas rápidas e profundas resultam em aquecimento excessivo que pode reduzir significativamente a vida útil da bateria. Para evitar essas consequências, recomenda-se que sejam tomadas medidas para limitar a quantidade de potência liberada em cada descarga para garantir que ela permaneça dentro da faixa de operação adequada (RIBEIRO *et al.*, 2001). Ao longo do processo de descarga, a tensão se mantém estável, mas há uma mudança abrupta de tensão quando se entra nas regiões exponenciais, destacadas em amarelo e azul na curva de descarga. O uso da bateria nestas áreas não é recomendado, pois isso pode causar danos e diminuir a sua vida útil.

Figura 26 – Curva de descarga de uma bateria Íon-Lítio.



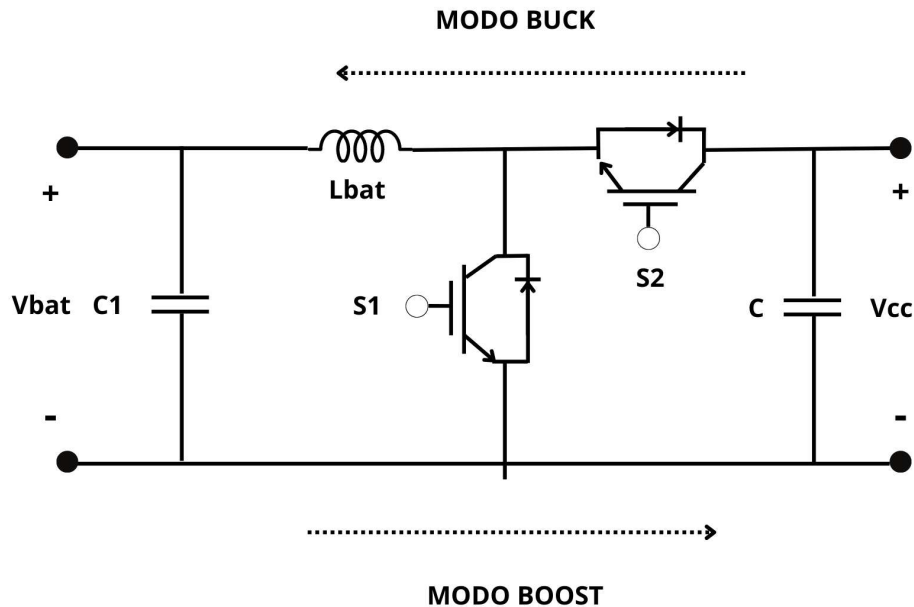
Fonte: O autor.

4.3 Conversor Bidirecional Buck-Boost

O gerenciamento de carga e descarga do BESS é realizado pelo conversor bidirecional *buck-boost*, ilustrado na figura 27 que pode controlar o fluxo de potência em ambas as direções e conectar o BESS ao barramento CC. Quando o conversor é usado para carregamento (modo *Buck*), a tensão é reduzida para as condições de carga. Por outro lado, quando o conversor

opera em modo de descarga (modo *Boost*), a tensão é elevada para as condições de descarga. O conversor bidirecional *buck-boost* tem como vantagem o fato de ser simples e de relativamente baixo custo.

Figura 27 – Conversor Bidirecional BuckBoost.



Fonte: Adaptado de Mirzaei Majid Forooghi e Riahi (2017).

O modelo do conversor *Boost* e seu modo de operação foram apresentados em 2.4.2. Com algumas substituições, como V_{pv} por V_{bat} , podemos determinar o seu funcionamento para esse modelo. Para o modo *Buck*, o fluxo de potência se dá do barramento CC para o BESS. A partir da Tabela 2 e sabendo que a tensão V_{in} é igual a V_{bat} e V_{out} é igual a V_{cc} , substituindo as variáveis em (4.3) obtém-se (4.5) :

$$\frac{V_{out}}{V_{in}} = \frac{1}{D} \quad (4.3)$$

$$\frac{V_{cc}}{V_{bat}} = \frac{1}{D} \quad (4.4)$$

Assim, temos que:

$$D = \frac{V_{bat}}{V_{cc}} \quad (4.5)$$

Além disso, sendo F_s a frequência de chaveamento, temos que L_{bat} e C são dados por:

$$L = \frac{(V_{bat} - V_{cc}) \cdot D}{\Delta i_{L_{bat}} \cdot F_s} \quad (4.6)$$

$$C = \frac{(V_{bat} - V_{cc}) \cdot D}{L_{bat} \cdot 8 \cdot \Delta V \cdot F_s^2} \quad (4.7)$$

Tabela 2 – Equações utilizadas na modelagem do conversor CC-CC.

Buck	Parâmetro
Razão cíclica (D)	$\frac{V_{out}}{V_{in}} = \frac{1}{D}$
Indutância (L)	$L = \frac{(V_{in} - V_{out}) \times D \Delta i_{avg}}{F_o}$
Indutância crítica (LC)	$L_c = \frac{R \times (1 - D) \Delta i_{avg}}{2 \times F_o}$
Capacitância (C)	$C = \frac{(V_{in} - V_{out}) \times D}{8 \times L \times \Delta V \times F_o}$

Fonte: Hart (2012).

4.4 Controle do conversor bidirecional por estado de carga

O controle de carga da bateria é essencial para sistemas de energia renovável com BESS para garantir a segurança, durabilidade e desempenho desejados (SHAQOUR HOO-MAN FARZANEH; HINOKUMA, 2020). O *state of charge* (SOC) da bateria indica quanto da capacidade da bateria ainda está disponível para uso. Existem vários modos de carregamento do sistema de BESS, como estudados em (BRANDL *et al.*, 2012) e (WANG JIAQIANG TIAN; CHEN, 2020), dentre eles existem dois modos principais de carregamento da bateria: Método de carregamento constante de corrente (MCC) e Método de carregamento constante de tensão (MCV). O MCC mantém uma corrente constante de carga para a bateria, já o MCV mantém uma tensão constante até que a bateria atinja uma determinada carga.

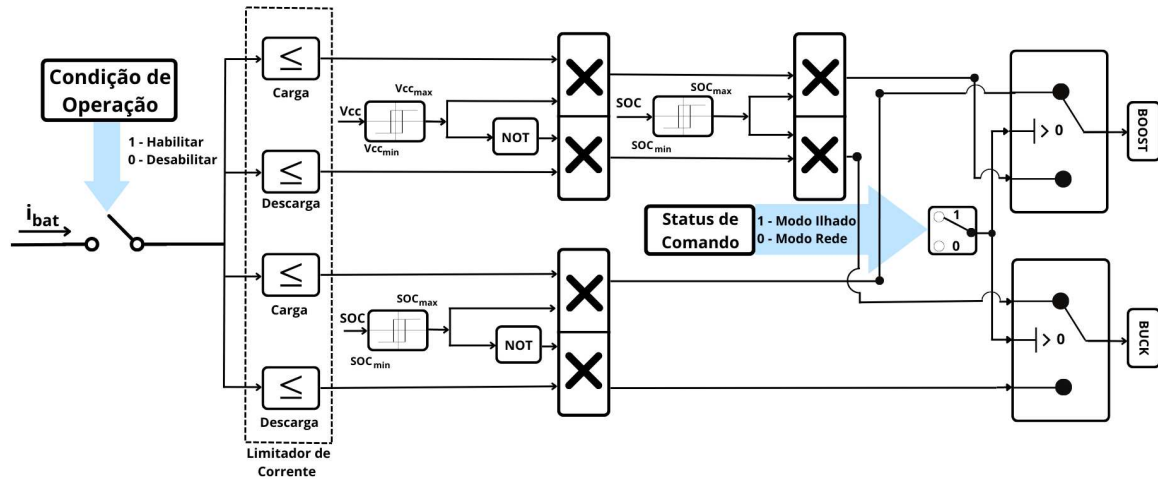
4.4.1 Estratégia de controle do SOC máximo e SOC mínimo

O VSC e o conversor bidirecional colaboram para uma operação adequada do sistema conectado à rede elétrica. O VSI desempenha papéis importantes na regulação do barramento CC, enquanto o conversor bidirecional é responsável pelo controle da potência do BESS e do barramento CC no modo isolado. A chave de comutação estabelece as condições de operação do sistema através de seu status de comando.

Este estudo utiliza o controle do BESS para gerir modos de carga e descarga através de um conversor bidirecional. A figura 28 mostra o processo de controle em detalhes. Quando o status de comando é "0", o conversor bidirecional controla o fluxo de potência injetado ou absorvido de acordo com o SOC. Se o SOC estiver acima do SOC_{min} , o BESS injeta potência no barramento. Se estiver abaixo do SOC_{min} , o BESS absorve potência. Se o status da chave for alterado para "1", o sistema se encontra desconectado da rede e o conversor muda para o modo ilhado e passa a realizar o controle da tensão no barramento CC. Este ajusta a corrente para os modos de carga e descarga, de acordo com a corrente de referência pré-definida para garantir qualidade no processo de troca de potência. Por fim, um bloco "Condição de Operação", realiza a comparação entre as potências envolvidas no sistema, por exemplo, quando a potência de geração fotovoltaica é menor que a sua potência nominal de máxima geração, o BESS é acionado no intuito de suprir a demanda de potência. Este bloco, gerencia o BESS para conexão ou desconexão ao barramento CC.

No modo de ilhado, é necessário que o SOC também seja supervisionado e, se estiver dentro dos limites predefinidos, o conversor bidirecional atua para manter a estabilidade da tensão do barramento CC a partir da referência de tensão. Caso o SOC seja menor ou igual ao SOC_{min} , é necessário desconectar as cargas dos barramentos CA e CC para que o sistema possa se manter estável, pois o BESS não injetará mais potência. Para garantir que o BESS mantenha o barramento CC estável, a supervisão do SOC deve ser realizada periodicamente e, se necessário, deve ser realizado o corte de cargas no barramento CC e/ou CA para manter o balanço entre geração e demanda dentro dos limites estabelecidos.

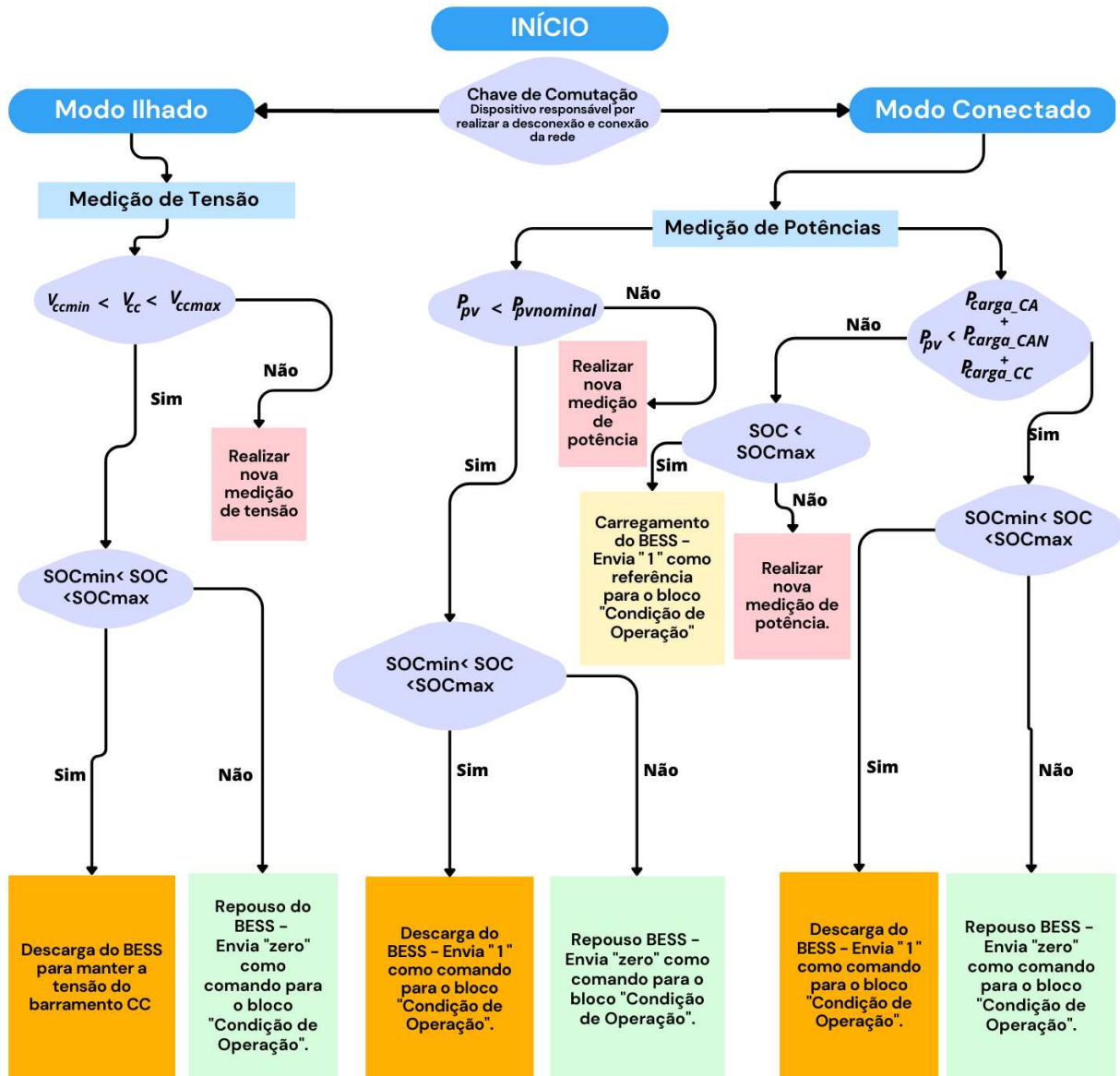
Figura 28 – Controle do Conversor Bidirecional.



Fonte: O autor.

O bloco Condição de Operação é composto por portas lógicas e comparadores que realizam análises entre a potência P_{pv} e sua potência nominal da geração (P_{pvnom}), bem como a soma das potências das cargas ($P_{carga_{CA}} + P_{carga_{CC}} + P_{carga_{CAN}}$). Todo o processo é monitorado pelo controle do SOC, que precisa estar dentro dos limites estabelecidos para ativar o modo de carga ou descarga. Quando o sistema se encontra no modo ilhado, a referência de corrente da bateria " I_{bat} " é sempre enviada. A figura 29 mostra o fluxograma que resume os estados do sistema.

Figura 29 – Fluxograma do bloco Condição de Operação.

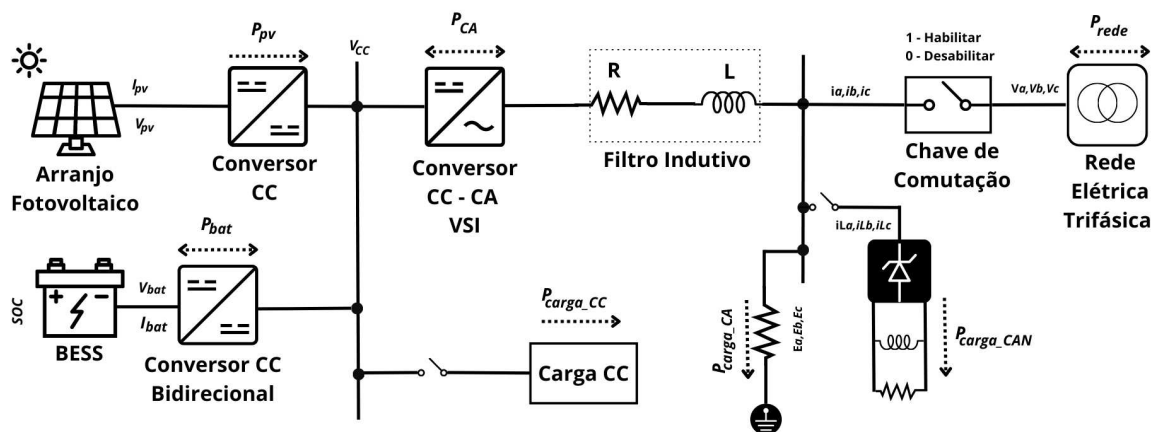


Fonte: O autor.

5 RESULTADOS

O sistema de geração de energia fotovoltaica foi modelado e analisado por meio de simulações computacionais realizadas na plataforma *Matlab/Simulink*. Este capítulo aborda a dinâmica do conversor CC-CA e a análise do fator de potência (FP), visando assegurar a qualidade da energia elétrica. Os resultados da geração fotovoltaica, do conversor boost e do sistema de armazenamento de energia por baterias (BESS) foram avaliados para verificar sua eficácia na compensação da intermitência do sistema fotovoltaico. Além disso, foram analisados os dois modos de operação (conectado e ilhado), destacando sua contribuição para a confiabilidade do sistema. O desempenho do filtro ativo de potência (FAP) na mitigação de harmônicos de corrente também foi examinado. Os resultados indicam que o FP durante a atuação do FAP e o BESS apresentam um desempenho satisfatório. No modo ilhado, o BESS demonstrou ser uma solução viável para garantir o balanço energético. O sistema foi implementado conforme o diagrama apresentado na Figura 30.

Figura 30 – Sistema de geração fotovoltaico completo com armazenamento de energia.

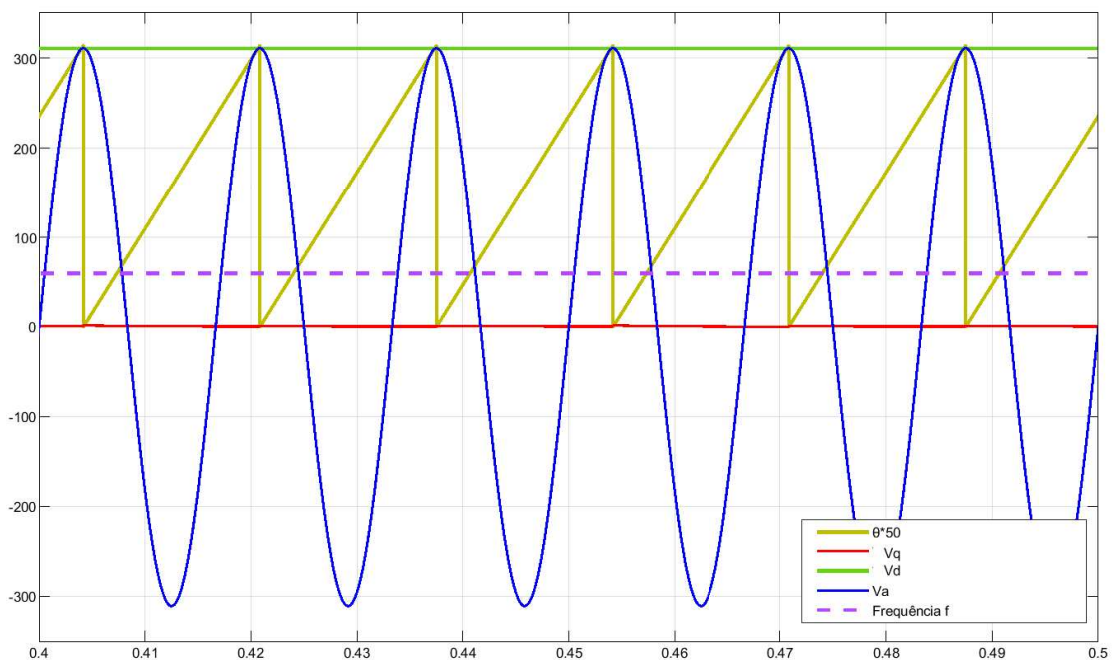


Fonte: O autor.

5.1 Análise do sistema de controle do conversor CC-CA

Para realizar a conexão do conversor CC-CA à rede elétrica, o algoritmo de sincronização PLL é executado e gera um ângulo θ . As respostas das tensões do eixo direto (V_d) e do eixo em quadratura (V_q) são calculadas em função de θ . A Figura 31 exibe a tensão na fase A (V_a), a frequência da rede elétrica f (em Hz) e o ângulo θ gerado pelo PLL. É possível observar que a frequência e o ângulo gerados pelo PLL estão sincronizados com V_a . Ao realizar a medição das tensões da rede em coordenadas $dq0$, V_d assume o valor de tensão de pico 311V e V_q assume o valor zero quando ambas estão em regime permanente, o que comprova que o PLL gera θ em sincronia.

Figura 31 – V_a , f , ângulo θ obtido do PLL e as tensões V_d e V_q .



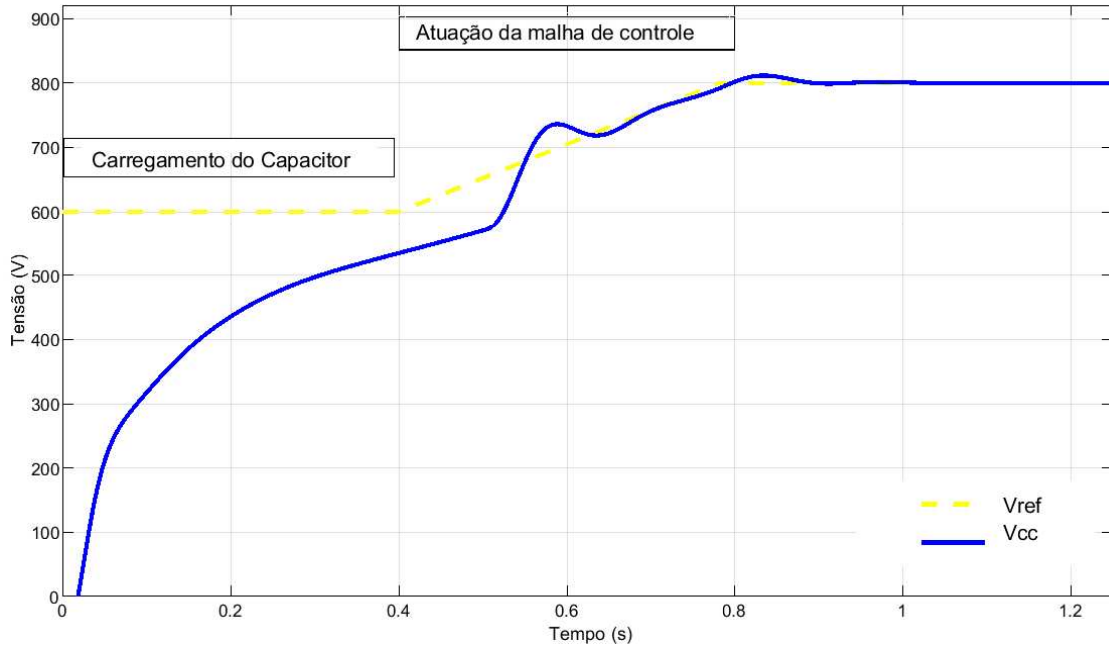
Fonte: O autor.

Ao iniciar o sistema no instante $t=0s$, a rede elétrica injeta potência iniciando o carregamento do capacitor do barramento CC. Durante esse período transitório, gera-se um pico de tensão, motivo pelo qual o controle de corrente permanece desativado até o instante $t=0,4s$ e é acionada a chave de pré-carga formada por uma resistência para limitar as correntes elétricas.

Na Figura 32, é possível avaliar o desempenho do conversor CC-CA observando a atuação dos controladores de corrente e tensão. Verifica-se que a tensão do barramento CC segue a tensão de referência V_{ref} aplicada no instante $t=0,4s$ em formato de rampa, no intuito de reduzir

os picos de corrente e tensão e possibilitar uma atuação de controle mais suave. O inversor finaliza sua inicialização elevando a tensão até 800V, estabilizando-se em regime permanente em aproximadamente 1,0s.

Figura 32 – Desempenho do controle do barramento CC.



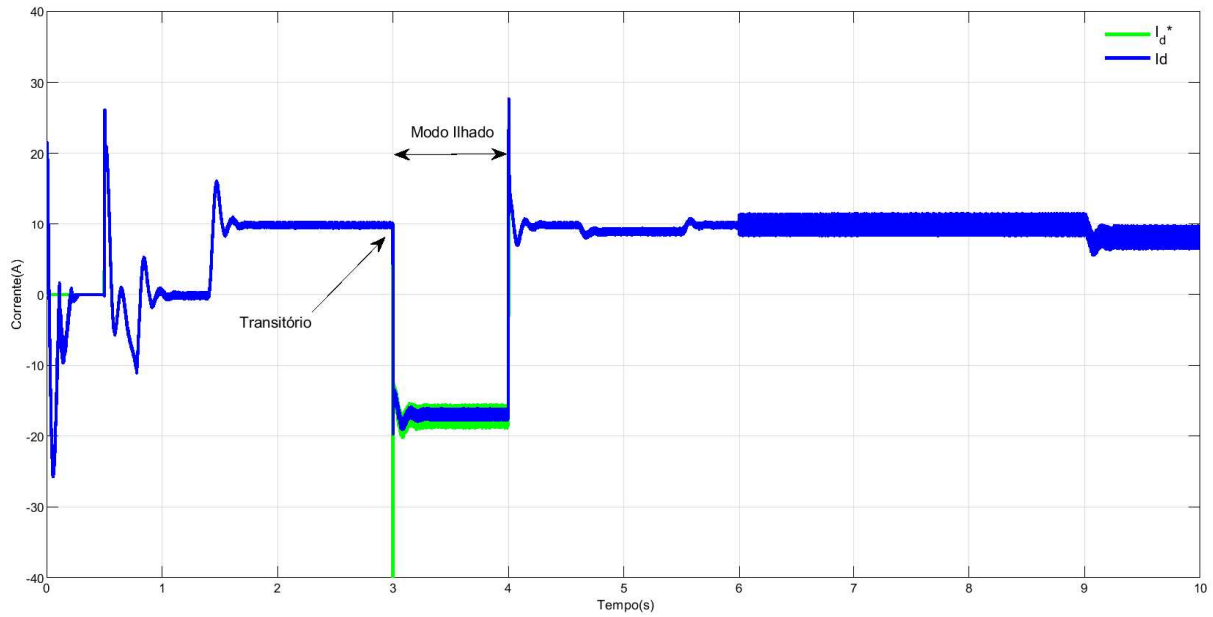
Fonte: O autor.

Com o objetivo de verificar o comportamento do sistema de controle implementado de acordo com o diagrama de blocos da Figura 24, foi analisado o desempenho do conversor CC-CA nos cenários de simulação, que englobam os modos de operação conectado e ilhado. A Figura 33 mostra o comportamento da corrente i_d medida seguindo a corrente de referência i_d^* , demonstrando a operação correta do controle. Sabendo que o sistema de controle é acionado apenas em 0,5s, quando o PLL já está em sincronia com a rede elétrica.

O comportamento do sistema durante a transição entre os modos de controle é detalhado a seguir. Até aproximadamente 1,2 segundos, o controle de tensão está em operação, garantindo a estabilização do barramento CC. Em 1,4 segundos, após o período transitório, ocorre a ativação do controle de corrente i_d , momento em que o conversor de acoplamento boost entra em funcionamento. Esse evento é essencial para regular a potência ativa fornecida ao sistema.

Outro aspecto é observado aos 3,0 segundos, quando ocorre a comutação dos modos de operação. Durante essa transição, i_d apresenta um pico de corrente, refletindo a adaptação do sistema. No entanto, o controle rapidamente estabiliza a corrente, demonstrando a eficácia da

Figura 33 – Resposta da malha de controle para o controlador de corrente elétrica i_d .

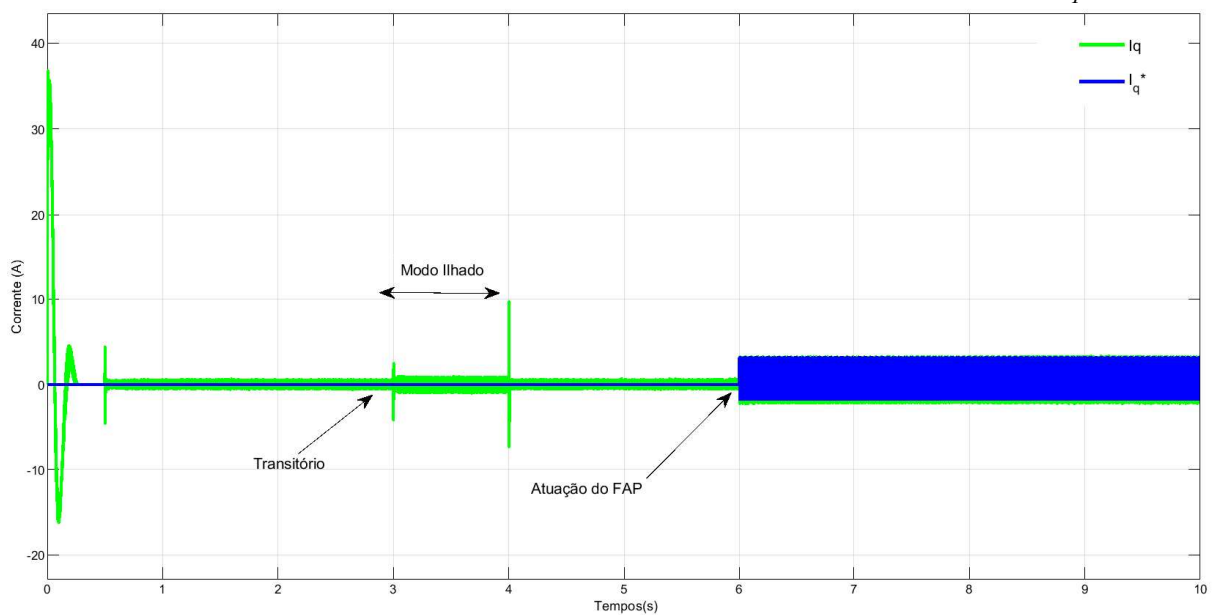


Fonte: O autor.

estratégia adotada.

Outro evento importante é observado aos 6,0 segundos, quando o controle da corrente i_q , associado à potência reativa, passa a ajustar-se em resposta às condições operacionais. A Figura 34 ilustra o comportamento da corrente i_q evidenciando que ela segue de forma precisa sua referência i_q^* . O desempenho demonstra a eficácia do sistema em estabilizar a potência reativa, mesmo em cenários de variação dinâmica.

Figura 34 – Resposta da malha de controle para o controlador de corrente elétrica i_q .

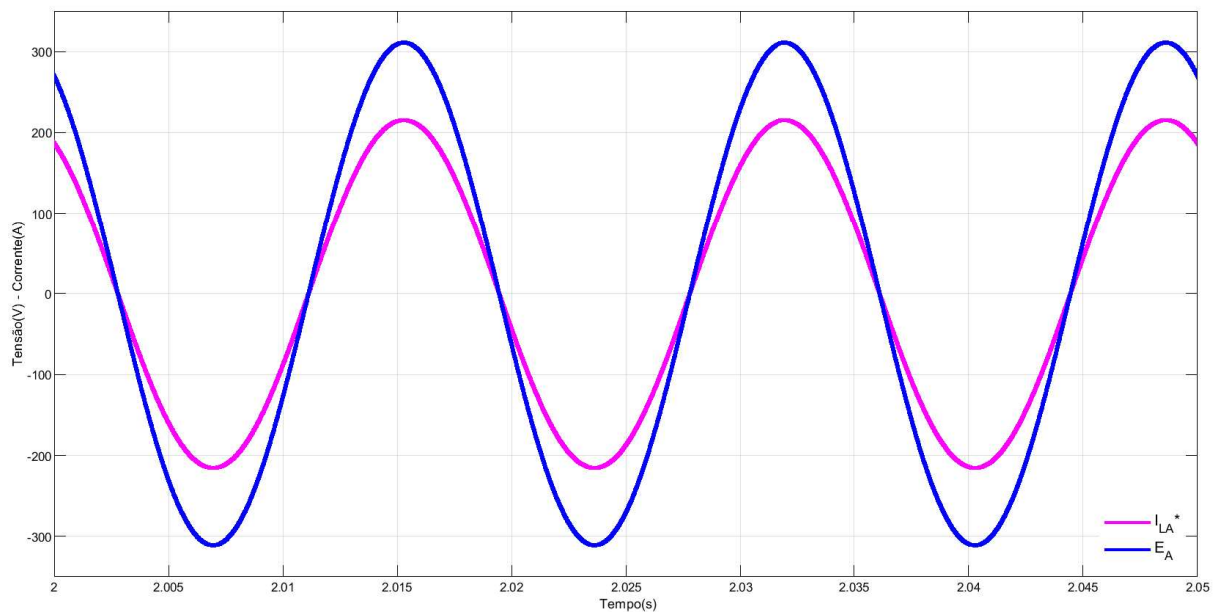


Fonte: O autor.

5.2 Análise de FP

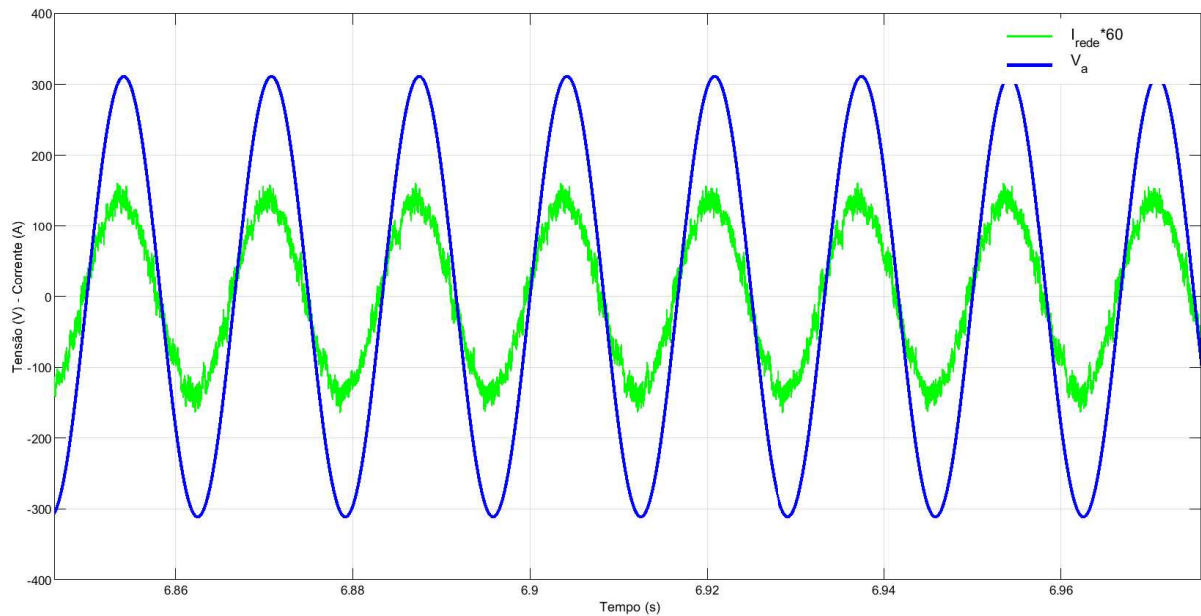
A análise do FP é essencial para verificar a qualidade da energia. Para o sistema proposto, o FP foi analisado nos modos de operação conectado à rede e ilhado. Por meio do bom funcionamento do conversor eletrônico, é possível regular a defasagem entre a corrente alternada gerada e a tensão da rede elétrica. Quando i_q é igual a zero, isso indica que o conversor não injeta nem absorve potência reativa. Contudo, isso não significa necessariamente que não há potência reativa sendo consumida ou injetada no PAC, uma vez que outros elementos do sistema podem estar envolvidos. Nesse cenário, o fator de potência do conversor é unitário, garantindo que toda a potência transferida seja ativa. Essa constatação pode ser verificada nas figuras 35 e 36, que mostram as correntes e a tensão nos terminais da carga CA e na rede, além disso se observa que as grandezas estão em fase para o modo de operação conectado e em torno de 0,97 para o modo ilhado de operação. Além disso sob variação de irradiância é também possível manter o fator unitário.

Figura 35 – Análise do fator de potência na carga CA em modo conectado.



Fonte: O autor.

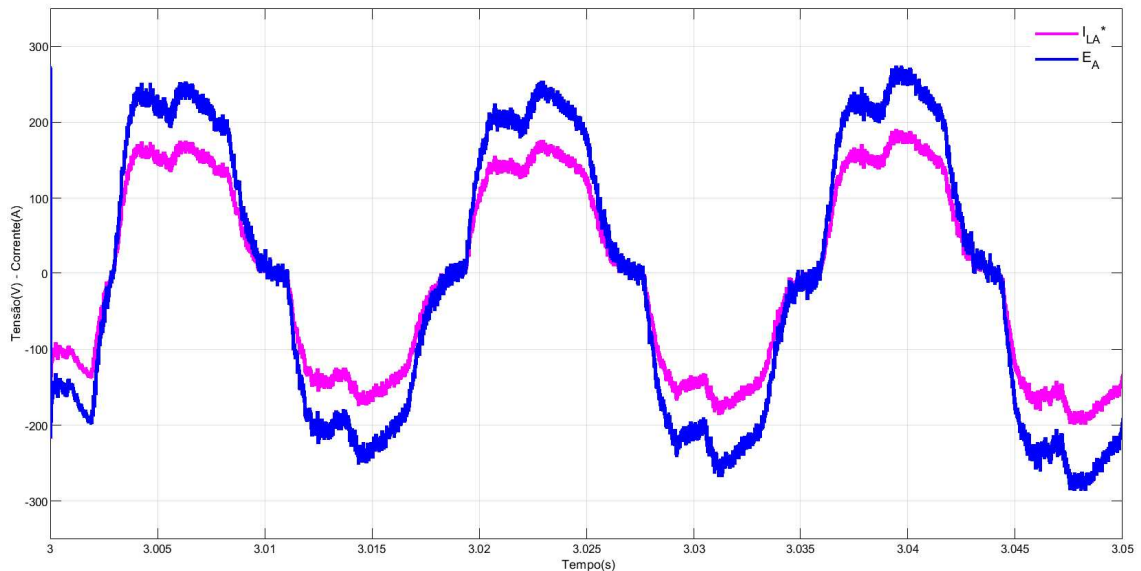
Figura 36 – Análise do fator de potência do sistema fotovoltaico conectado na rede.



Fonte: O autor.

Na Figura 37 é possível observar que mesmo em modo ilhado o sistema se aproxima do fator de potência unitário.

Figura 37 – Análise do fator de potência na carga CA em modo ilhado.



Fonte: O autor.

5.3 Comportamento da geração de energia fotovoltaica e conversor *boost*

A geração fotovoltaica é composta por 16 módulos Kyocera Solar KD325GX conectados em série em um arranjo. A tabela 3 mostra os parâmetros adotados para a configuração

do arranjo que possui uma potência de pico de 5,2kW, obtida a partir das condições nominais climáticas (temperatura de 25° C e irradiação solar de 1000W/m²).

Tabela 3 – Parametrização do módulo.

Parâmetros	Dados do Módulo	Dados do Arranjo
V _{mp}	40,3 V	644,8 V
V _{oc}	49,7 V	795,2 V
I _{mp}	8,07 A	8,07 A
I _{sc}	8,69 A	8,69 A
P _{máx}	325,221 W	5,2 kW

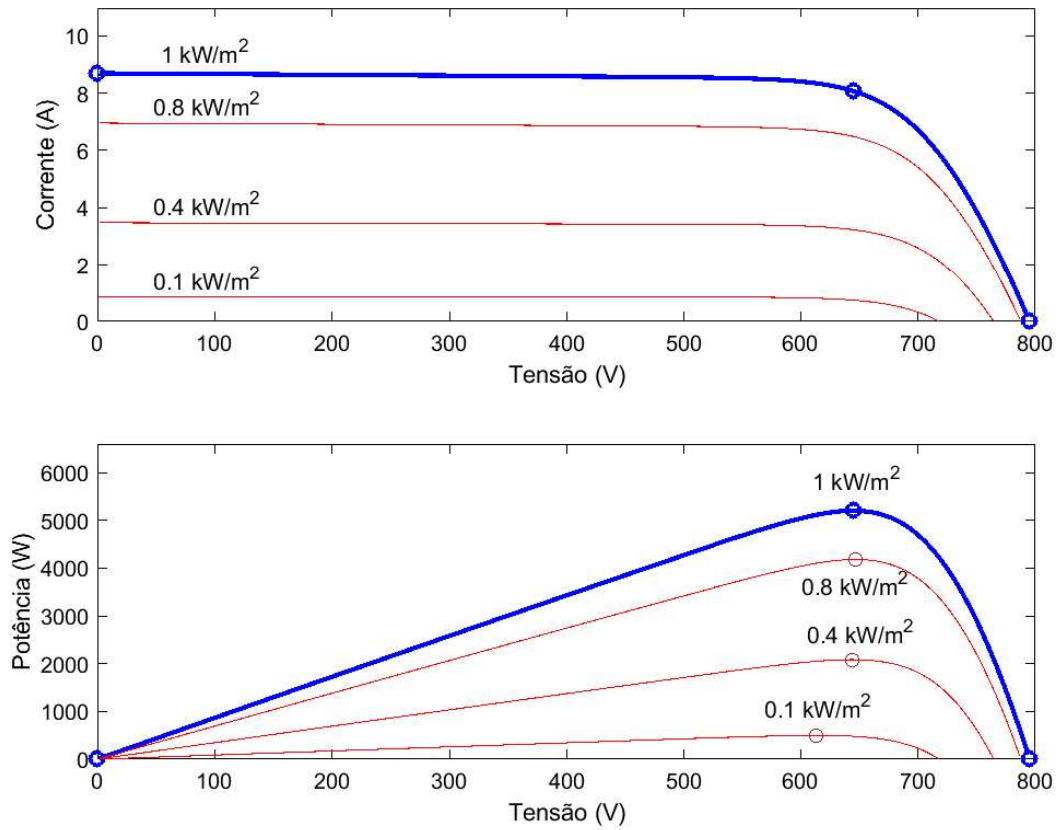
Fonte: Kyocera (2014).

A partir da modelagem, é possível gerar curvas de potência versus tensão, conforme mostrado na figura 38, bem como verificar o comportamento da corrente versus tensão para diversos níveis de irradiância, refletindo a influência da incidência solar nos painéis, considerando uma temperatura constante de 25°. A curva característica de Potência versus Tensão do arranjo fotovoltaico foi analisada, essa curva é não-linear e apresenta apenas um único PMP que varia de acordo com os valores de irradiância e temperatura. O PMP foi estimado em 5,2kW, e a simulação apontou uma potência de geração de 5,1kW, que corresponde ao máximo da potência gerada.

O sistema fotovoltaico entra em funcionamento no instante $t=0s$ quando a rede elétrica injeta potência no sistema e realiza o carregamento do capacitor do barramento CC.

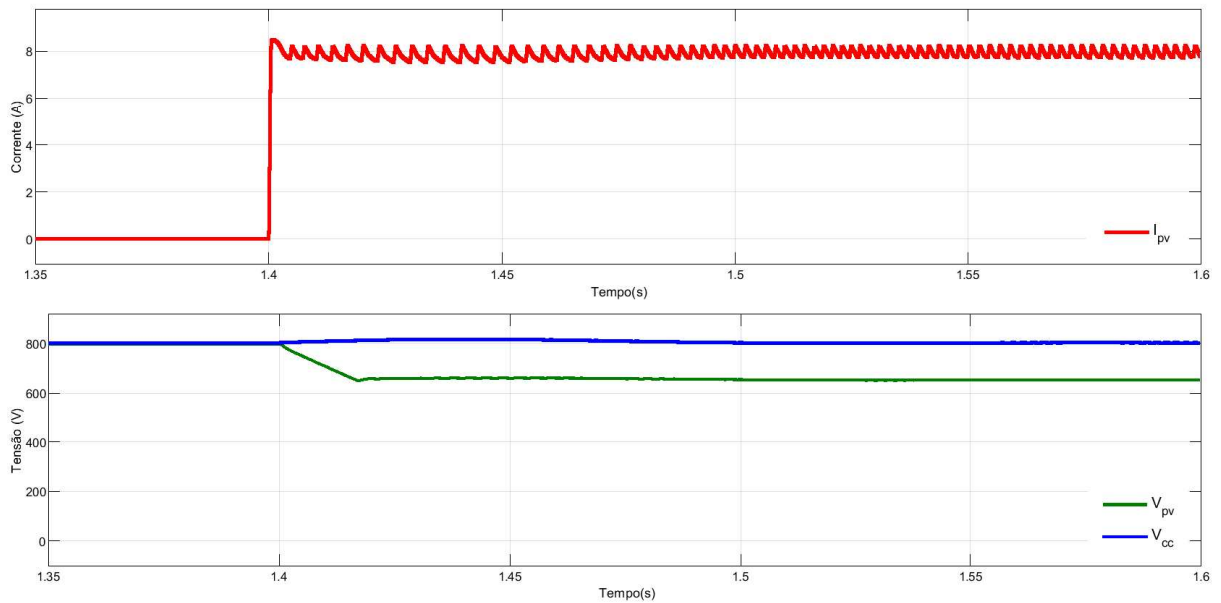
Ao ser acoplado o conversor *boost* no sistema fotovoltaico como apresentado no capítulo 3, o algoritmo P&O gera uma referência de tensão para o controlador PI que por sua vez define o ciclo de trabalho do conversor e rastreia o PMP para extrair a potência máxima da geração. O passo do algoritmo foi configurado para um degrau de variação de 0,5V. Para apresentar a atuação do sistema fotovoltaico acoplado ao conversor *boost*, a figura 39 mostra a tensão de entrada V_{pv} , tensão de saída do conversor V_{cc} e corrente de saída I_{pv} .

Figura 38 – Curvas características $V - I$ e $P - V$ com temperatura constante e variação de irradiação.



Fonte: O autor.

Figura 39 – Teste de controle do conversor boost.



Fonte: O autor.

Na figura 40, podemos observar a tensão do barramento CC início de operação do conversor boost acoplado ao sistema fotovoltaico, em processo de injeção de potência no barramento CC, acionado em 1,4s. A tabela 4 mostra a parametrização do conversor boost, conforme modelado no capítulo 2.

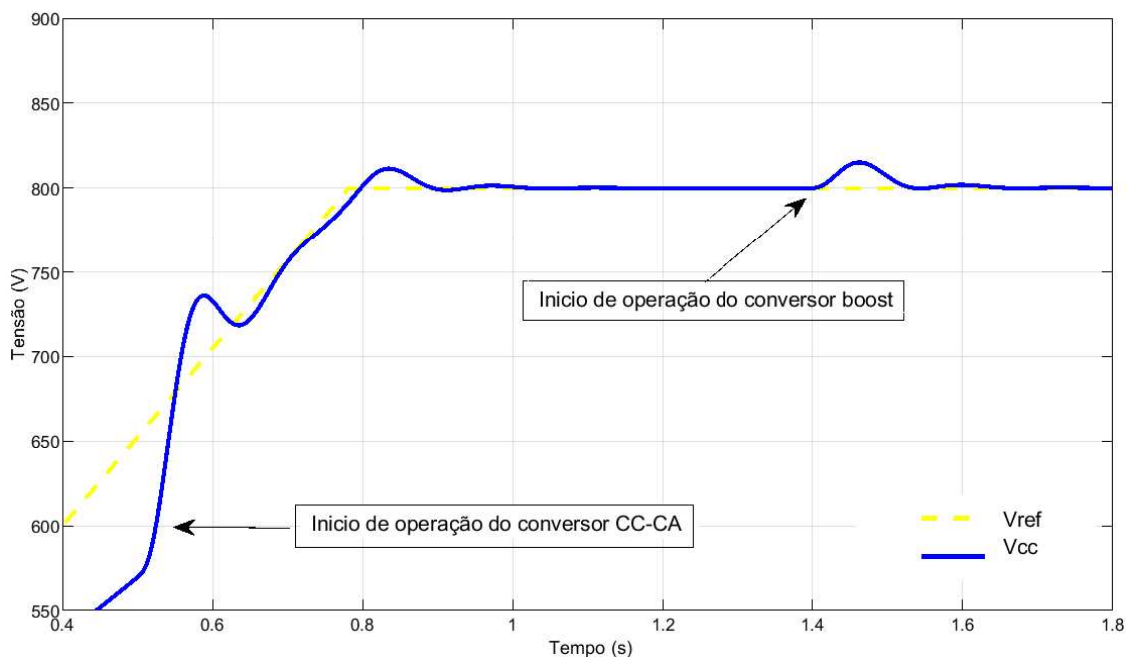
Tabela 4 – Parametrização do conversor boost.

Parâmetros	Valor
$V_{entrada}$	650 V
V_{sada}	800 V
L_{boost}	669,8 μ H
C_i	205 μ F
C_o	3500 μ F
R_{eq}	0.0465 Ω
F_{sgate}	25 kHz

Em que:

- C_i : Capacitância de entrada do conversor boost
- C_o : Capacitância de saída
- R_{eq} : Resistência equivalente ao modulo linearizado
- F_{sgate} : Frequência de chaveamento

Figura 40 – Comportamento da tensão do barramento CC ao acoplar o conversor boost.



Fonte: O autor.

5.4 Análise de desempenho do BESS

É avaliada a operação do BESS que é conectado através do conversor bidirecional (*buck – boost*), controlando o fluxo de potência. O conversor atua como Buck e Boost, dependendo do status de carregamento/descarga do BESS. A corrente da bateria é controlada conforme a referência do limitador de corrente, com valores positivos e negativos. A tensão de saída do BESS é de 240V, obtida por meio de 10 baterias em série de 24V, com potência total de 2,2kW. Nesta seção, foram apresentados os resultados do BESS, considerando os cenários de avaliação por SOC: limite mínimo, limite máximo e estado de repouso. Para essas análises, foram utilizados os parâmetros da tabela 5 com o objetivo de otimizar o tempo de simulação e processamento.

Tabela 5 – Parâmetros e valores do controle da bateria

Parâmetros	Valores
Limitador de corrente de carga	8 A
Limitador de corrente de descarga	8 A
SOC mínimo	99.9952 %
SOC máximo	100 %
Limitador de tensão mínima	790V
Limitador de tensão máximo	810V

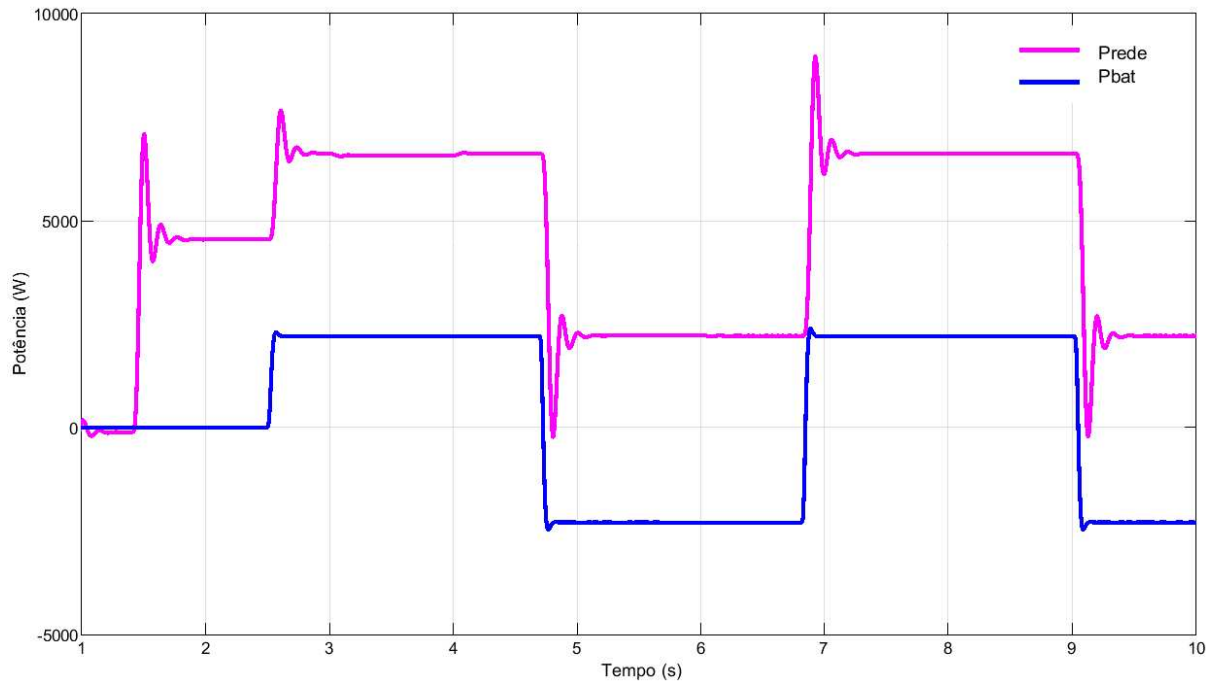
Ao analisar o desempenho do controle de carga e descarga implementado, as Figuras 41 e 42 mostram a potência ativa entregue ao PAC da rede, bem como SOC, os limites de corrente e tensão do BESS, e seus modos de operação, respectivamente.

É possível observar que a potência ativa injetada na rede elétrica começa em 4,55kW, proveniente da geração fotovoltaica. Quando o BESS entra em modo de descarga aproximadamente em 2,5s após o início, passa a injetar $P_{bat} = 2,2kW$ no barramento CC. Quando o SOC atinge o limite mínimo definido na tabela 5 em aproximadamente 4,7s, o modo de carga é acionado, absorvendo potência do sistema. Como resultado, a potência elétrica entregue à rede cai para 2,2kW, pois parte da geração fotovoltaica é destinada à carregar o BESS.

5.5 Modo Ilhado

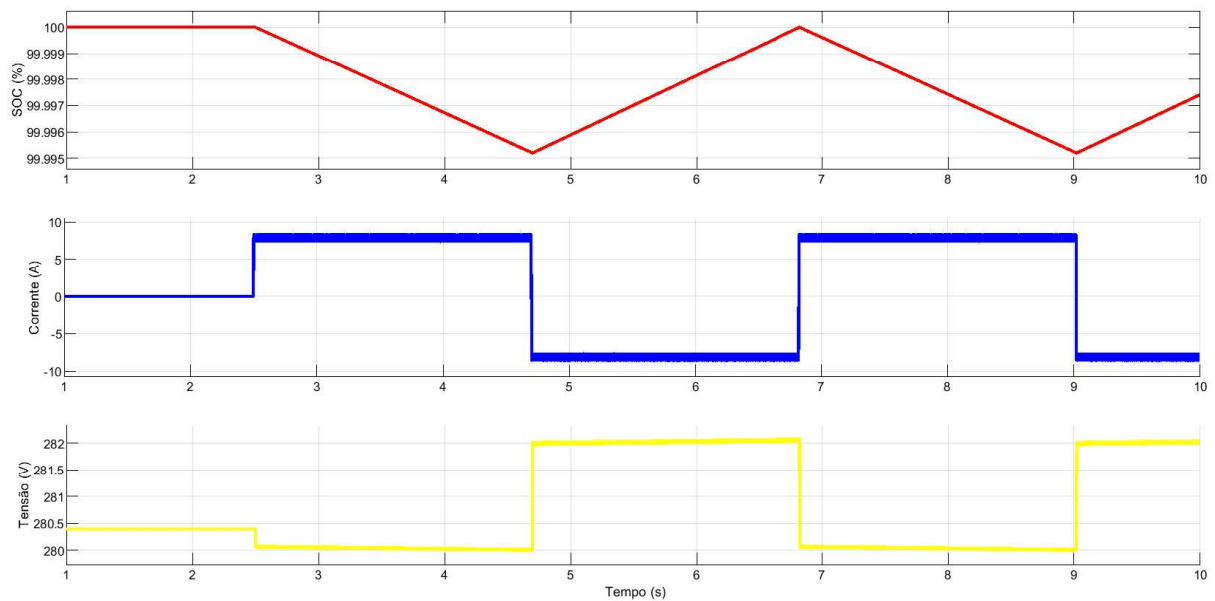
Nesse cenário, é possível observar o período transitório no barramento CC do modo conectado para o modo ilhado. Nessa etapa são utilizados os parâmetros de limites de tensão

Figura 41 – Fluxo de potência ativa no PAC.



Fonte: O autor.

Figura 42 – SOC, Corrente e Tensão do BESS.



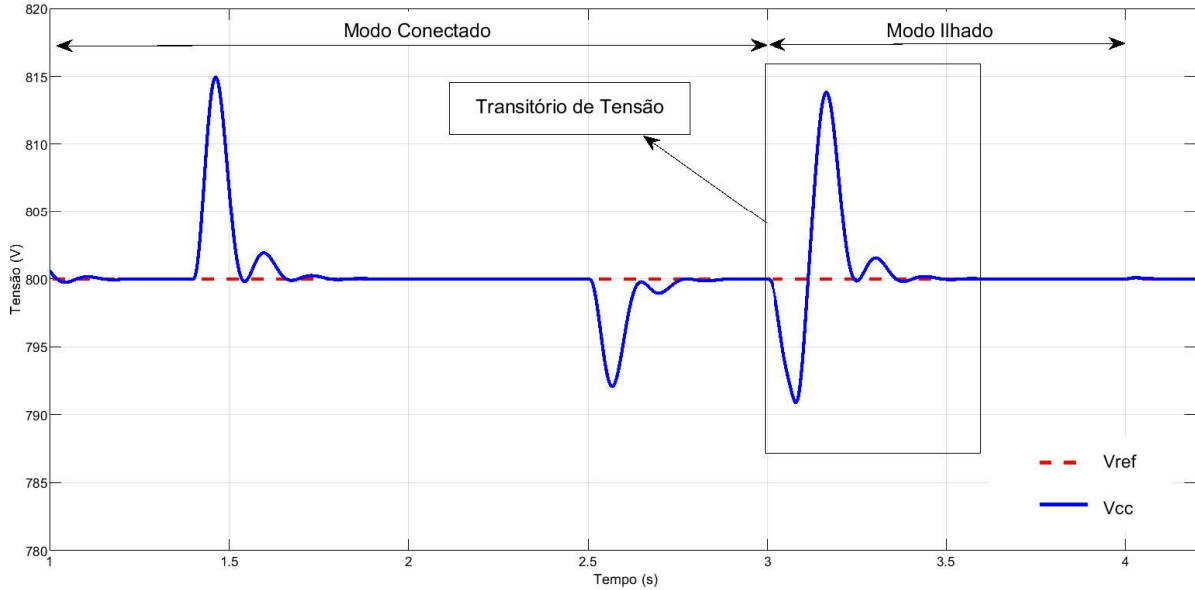
Fonte: O autor.

definidos para o controle de histerese apresentados na Tabela 5. A Figura 43 mostra o transitório de tensão no barramento CC.

Pode-se observar que a oscilação de tensão é menor que 10% da tensão nominal do barramento CC, mantendo-se controlado para os dois modos de operação com tensão de 800V.

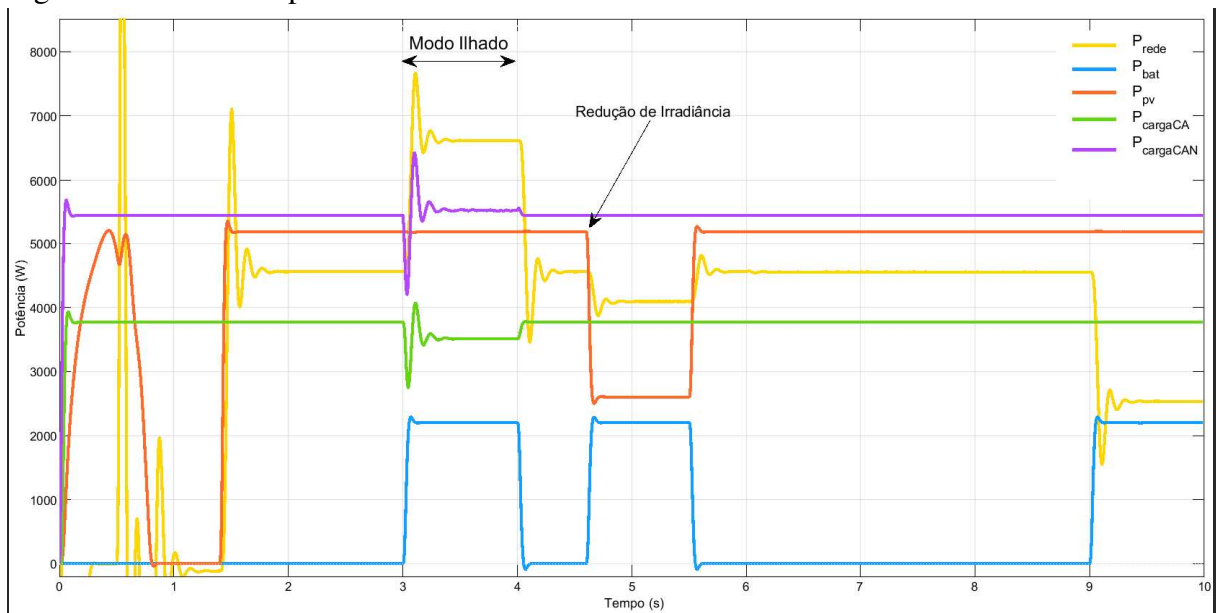
A figura 44 mostra o compartilhamento de potência do sistema fotovoltaico bem como o BESS.

Figura 43 – Tensão do barramento CC no período transitório entre modos de operação com atuação do BESS.



Fonte: O autor.

Figura 44 – Fluxo de potência do sistema.



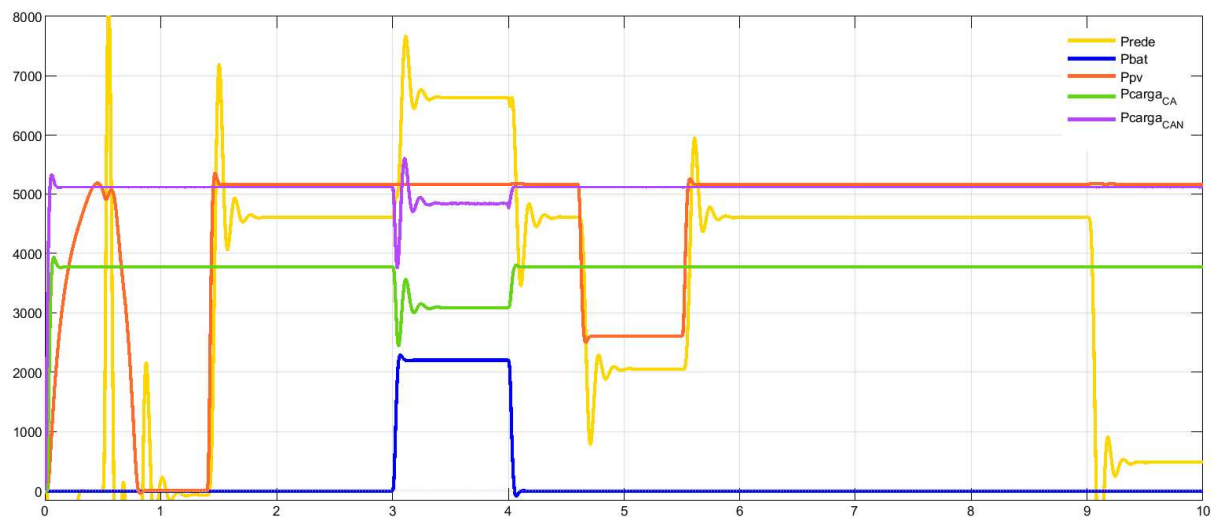
Fonte: O autor.

Enquanto o sistema está em modo conectado, não ocorre mudança de irradiância, mantendo a geração fotovoltaica seguindo a máxima potência e o BESS permanece em modo de repouso, sem injetar potência no barramento CC. Durante esse período a carga não-linear e a carga CA utilizam a potência gerada pelo sistema fotovoltaico e a potência da rede elétrica de forma complementar. Em 3,0s a chave de comutação é acionada e ocorre o ilhamento, nesse instante o conversor bidirecional altera o modo de controle para manter a tensão do barramento CC regulada a partir do BESS. Com a mudança dos modos de operação a oscilação de tensão

mostrada na figura 43, se reflete nas potências das cargas com maior intensidade.

Ainda na figura 44, observa-se que a irradiância pode variar em segundos, o que resulta em flutuações na potência gerada pelo sistema fotovoltaico, influenciando as potências na carga nos barramentos CA e CC. Para compensar essas mudanças, o BESS atuou injetando potência no barramento CC. Foi observado seu comportamento em 4,6s quando a irradiância foi reduzida abruptamente de 1000W/m^2 para 500W/m^2 . Com isso, o BESS atuou imediatamente, injetando potência, e seu comportamento diante da redução de potência injetada pela geração fotovoltaica foi instantâneo. Ao analisar as potências, foi possível observar um afundamento de 20% na potência injetada na rede até a estabilidade no instante de 4,6s quando houve redução na irradiância. Na Figura 45, que apresenta as mesmas condições, mas sem a atuação do BESS, percebe-se um aumento no afundamento da potência da rede de 40%.

Figura 45 – Fluxo de potência do sistema sem a atuação do BESS no instante de 4,6s.

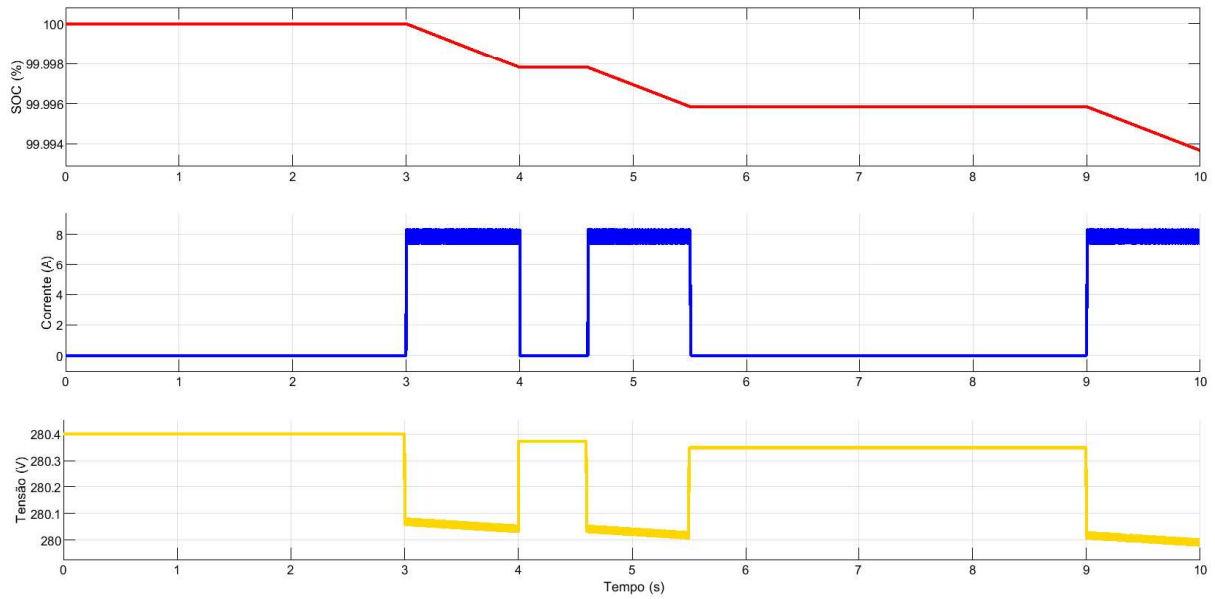


Fonte: O autor.

Na figura 46 é possível observar o comportamento do BESS, diante das mesmas condições da figura 44, na comutação para o modo ilhado. Pode-se observar que o BESS, inicialmente carregado com um SOC de 100%, passa a descarregar, injetando potência no sistema, com o limite de corrente de 8A, considerando SOC_{min} igual a 60%, que é o limite aceitável.

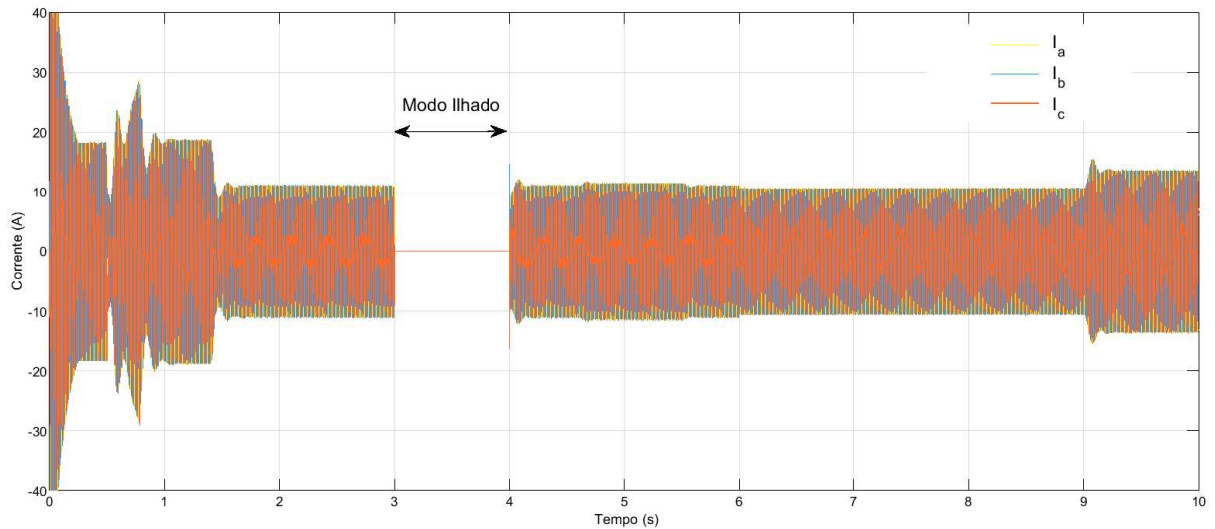
Na figura 47 é possível observar as correntes elétricas trifásicas injetadas na rede elétrica, e observa-se um pequeno aumento quando o BESS é ativado em modo de descarga injetando potência no barramento CC. Vale ressaltar em 3,0s a 4,0s o sistema entra em modo ilhado, cessando o fluxo de potencia para rede.

Figura 46 – SOC, Corrente e Tensão do BESS no sistema em ambos modos de operação.



Fonte: O autor.

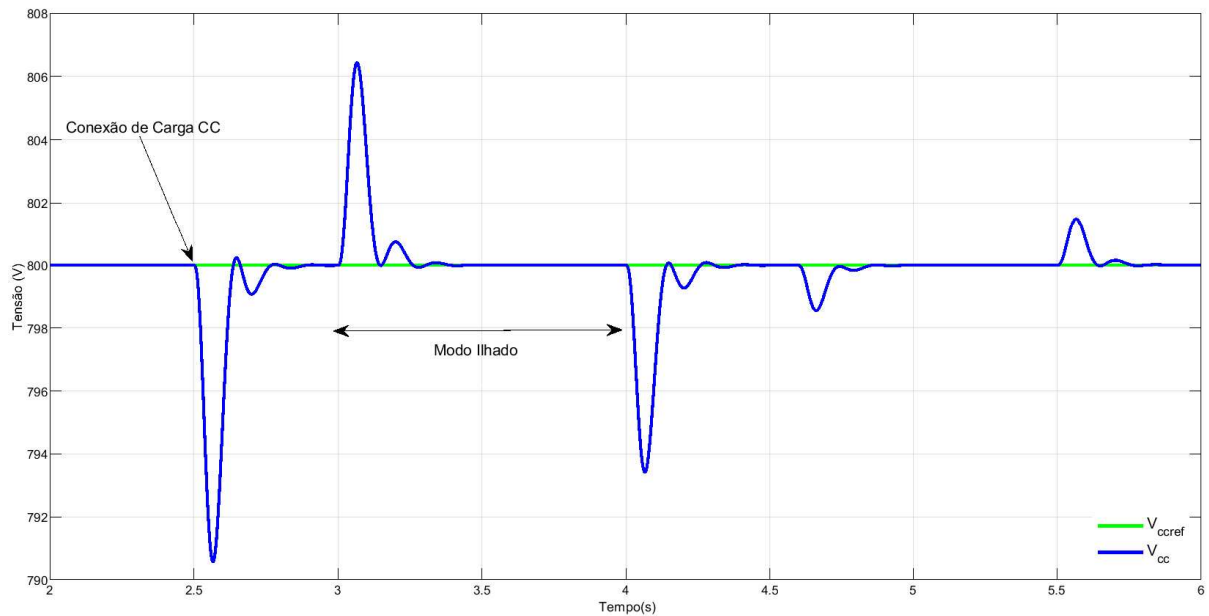
Figura 47 – Corrente elétrica trifásica enviada à rede elétrica.



Fonte: O autor.

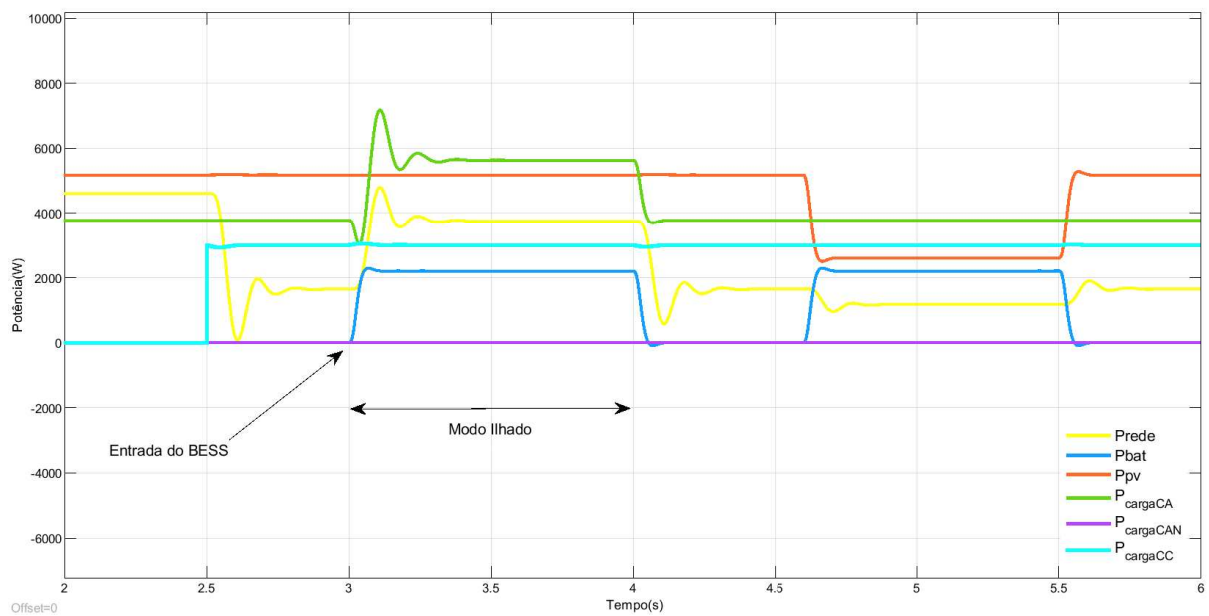
Na figura 48 e 49, observa-se um novo cenário, para analisar o comportamento do sistema em modo isolado, quando uma carga de corrente contínua (CC) foi conectada ao barramento em 2,5 segundos. Observou-se que a potência da carga teve uma variação de 1%, refletida pela oscilação no barramento CC de 1% durante o transitório de comutação dos modos de operação.

Figura 48 – Tensão do barramento CC com entrada da carga CC.



Fonte: O autor.

Figura 49 – Análise da variação de potência com conexão de carga CC em modo ilhado.

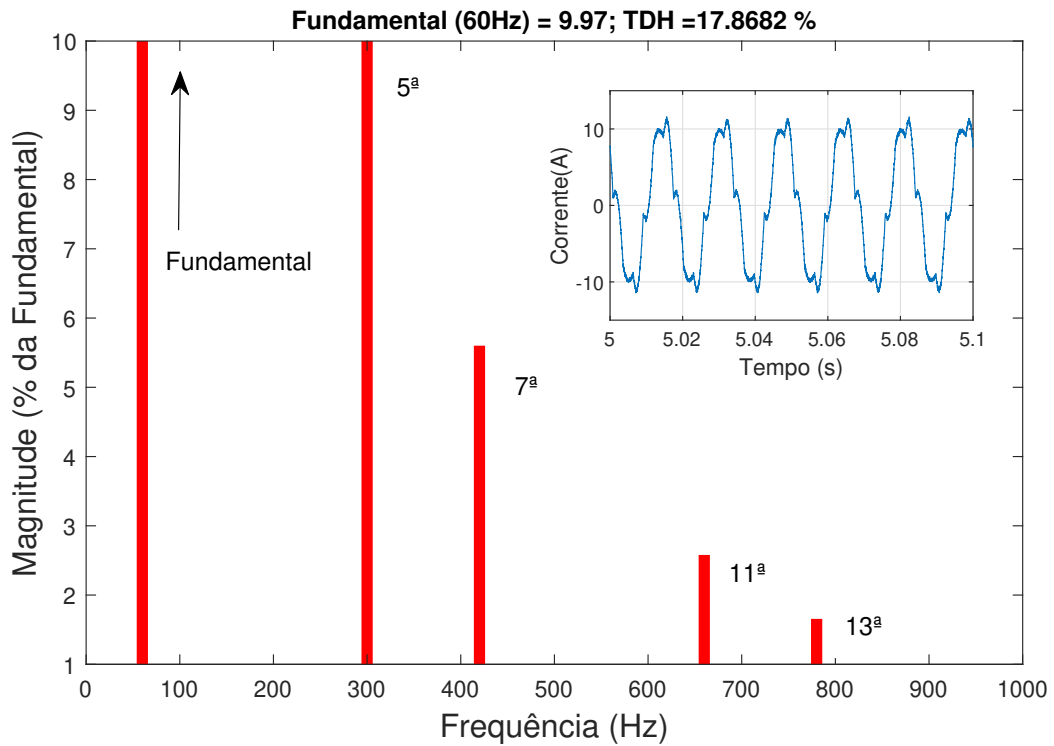


Fonte: O autor.

5.6 Análise de desempenho do FAP

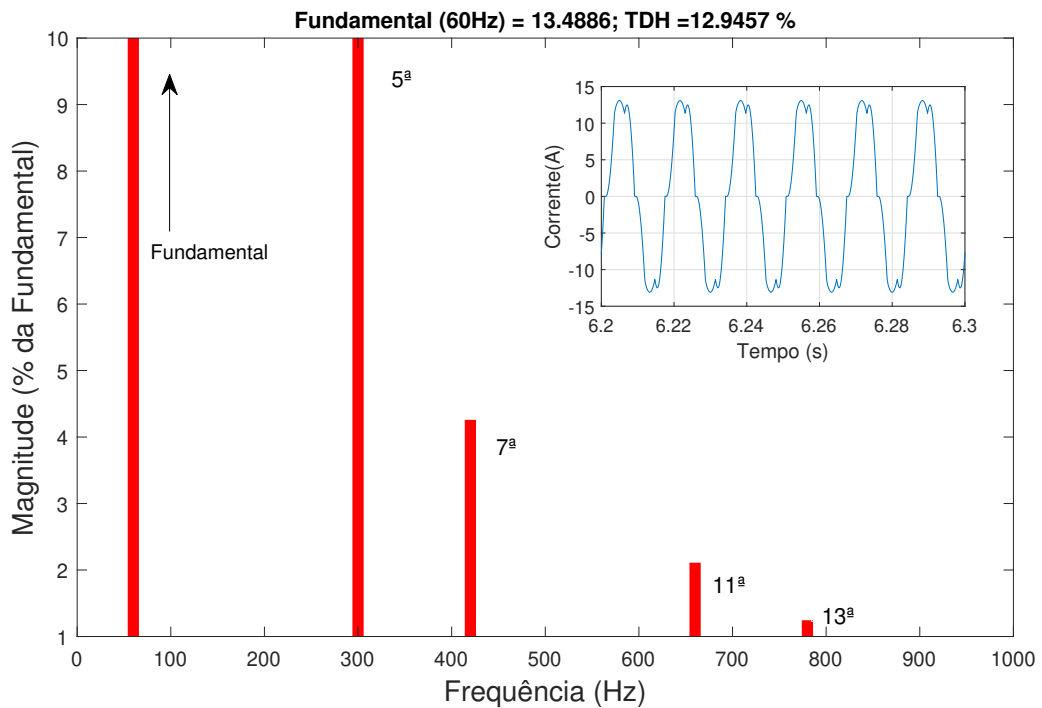
A Figura 50 ilustra o espectro da Distorção Harmônica Total (*THD*) da corrente injetada na rede elétrica, sem a ação do FAP. Nela observa-se que a corrente de rede assume uma composição das distorções da corrente da carga não-linear e da geração fotovoltaica e que apresenta uma THD de 17,86%. A Figura 51, por sua vez, mostra o espectro da corrente da carga não-linear de 12,94%.

Figura 50 – Espectro da corrente da rede elétrica sem FAP.



Fonte: O autor.

Figura 51 – Espectro da corrente da carga não linear.

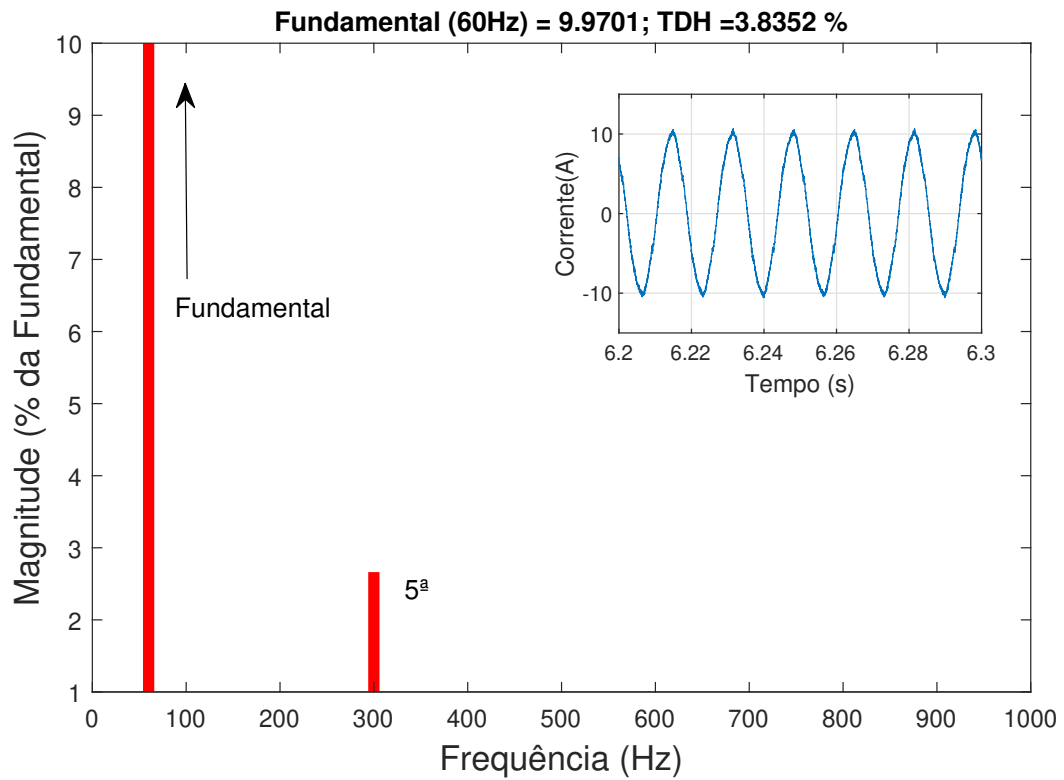


Fonte: O autor.

No instante $t=0s$, é inserida uma carga não-linear no sistema, que permanece até o fim da simulação. As componentes de quinta e sétima ordens são as que mais contribuem para a distorção da tensão, provocam consequentemente distorções na forma de onda da corrente que

podem gerar problemas para os componentes conectados à rede elétrica. As Figuras 52 mostram o espectro da corrente da rede elétrica após a inserção do FAP, reduzindo o THD da corrente da rede para 3,83% que está abaixo dos 5% sugeridos pela norma IEEE 519:2014. Vale salientar que durante a operação em modo ilhado o FAP permanece desativado.

Figura 52 – Espectro da corrente da rede elétrica com FAP.



Fonte: O autor.

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho propôs uma estratégia de gerenciamento de potência e controle de tensão baseada em geração fotovoltaica com sistema de armazenamento de energia BESS, operando em modos conectados à rede elétrica trifásica e ilhado, incluindo um sistema de compensação de harmônicos FAP. O modelo matemático dinâmico dos módulos linearizados, proposto em Filho (2016), atendeu às necessidades do projeto onde o arranjo foi dimensionado para 5,2kW e obteve resultado de 5,18kW com erro de menor que 0,1 %. Comprovando a precisão do modelo, bem como, do algoritmo de MPPT (P& O) que envia referência de tensão para o controle do conversor boost. Além disso, o conversor CC-CA é controlado por modo de operação: no modo conectado, utilizou a estratégia de seguidor de rede, com o algoritmo PLL para estimar a frequência da rede, controlando as potências ativa e reativa no PAC. Atuando como FAP, o conversor CC-CA realizou a mitigação dos harmônicos de corrente da rede reduzindo o THD da corrente de 17,86% para 3,83% e regulou a tensão do barramento CC em 800V. No modo ilhado, foi gerado um ângulo θ localmente a partir de um sinal de rampa periódica variando de 0 a 2π com frequência de 60Hz, utilizado para decompor as tensões lidas na carga CA resistiva conectada no barramento CA trifásico. O controle do conversor bidirecional Buck-Boost foi responsável por controlar o processo de carga e descarga do BESS, de acordo com os modo de operação. No modo conectado, foi controlado por um bloco de condição de potência, que realiza a comparação das potências fotovoltaica, cargas CA resistivas e não-linear e carga CC, além de monitorar o estado de carga do BESS. No modo ilhado, após a comutação da chave, a tensão do barramento CC é controlada pelo controle de histerese em 800V com variações menores que 10%, e permitiu otimizar o fluxo de energia entre o barramento CC, CA e a rede elétrica, com limites de SOC e corrente pré-definidos. Além disso, o controle do conversor Buck-Boost ofereceu uma melhor performance ao sistema. Após a implementação dos controladores, usando a estratégia em coordenadas dq0, foi observado um bom desempenho no comportamento dinâmico do sistema, ajustando os parâmetros para o controle de corrente e tensão, maximizando o desempenho e minimizando o erro de saída. Foi possível verificar que os controles de corrente seguiram corretamente as referências para diferentes cenários, tanto nos modos de atuação conectado como ilhado. O controle de tensão por histerese foi satisfatório fornecendo um gerenciamento de carga dentro de suas especificações para garantindo que as baterias do BESS atinjam a vida útil estimada. Assim foi possível comprovar as vantagens do BESS, oferecendo uma fonte de alimentação com potência de aproximadamente 2,2kW quando

há interrupções da rede elétrica e variações de irradiância do sistema de geração fotovoltaica. Além disso, foi observado o fator de potência unitário durante modo de operação conectado e nas cargas resistivas no modo ilhado. Como destaque, aponta-se os bons resultados obtidos com a estratégia de gerenciamento do sistema proposto entregando potência ativa nos modos conectado e ilhado. Além disso, diante de oscilações o BESS compensa a redução de potência causada pelas intermitências. Ainda no modo conectado com a rede o FAP contribui para melhoria da qualidade de energia, reduzindo as distorções na forma de onda de corrente da rede elétrica.

6.1 Publicações

- Medeiros, Lucas & Moreira, Adson & Silva, Leonardo. (2022). ANÁLISE DA GESTÃO DE ENERGIA EM SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA UTILIZANDO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO POR BATERIAS. In: Congresso Brasileiro de Automática (CBA), 2022, Fortaleza.
- Medeiros, Lucas & Costa, Paulo & Santos, Ângelo & Silva, Leonardo & Mota, Denisia & Moreira, Adson. (2021). ESTUDO DO SISTEMA DE CONVERSÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA DE ÚNICO ESTÁGIO COM CONEXÃO DIRETA AO SISTEMA ELÉTRICO TRIFÁSICO.10.22533/at.ed.1382113058.

6.2 Sugestões para trabalhos futuros

Dentre os trabalhos futuros estão:

- Realizar compensação de reativo visando a solução do desequilíbrio da rede;
- Utilização de super capacitores afim de reduzir os picos de transição;
- Analisar métodos de anti-ilhamento;
- Realizar estudo de transitórios e distúrbio e verificar comportamento do sistema de geração fotovoltaica com armazenamento de energia diante das falhas;
- Implementar técnica de gerenciamento de potência com inércia virtual.

REFERÊNCIAS

- ABID, R.; MAHJOUN, S.; MASMOUDI, F.; DERBEL, N. Mpppt control strategies for photovoltaic applications: Algorithms and comparative analysis. In: **2019 16th International Multi-Conference on Systems, Signals Devices (SSD)**. [S. l.: s. n.], 2019. p. 566–572.
- ABSOLAR. **Perpectiva para a geração centralizada solar fotovoltaica no Brasil**. 2023. Disponível em: <http://www.absolar.org.br/>. Acesso em: 18 abr.202023.
- ALGAZAR, M. M.; AL-MONIER, H.; EL-HALIM, H. A.; SALEM, M. E. E. K. Maximum power point tracking using fuzzy logic control. **Renewable Energy**, v. 39, n. 1, p. 21–28, 2012.
- ASSIYA, L.; AZIZ, D.; AHMED, H. Comparative study of po and inc mppt algorithms for dc-dc converter based pv system on matlab/simulink. In: **2020 IEEE 2nd International Conference on Electronics, Control, Optimization and Computer Science (ICECOCS)**. [S. l.: s. n.], 2020. p. 1–5.
- BARRETO, R. L. **CONTRIBUIÇÃO AO MÉTODO DE RASTREAMENTO DE MÁXIMA POTÊNCIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**. 2014. 85 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e de Computação) – Universidade Federal de Rio Grande do Norte, Natal, 2014.
- BRANDL, M.; GALL, H.; WENGER, M.; LORENTZ, V.; GIEGERICH, M.; BARONTI, F.; FANTECHI, G.; FANUCCI, L.; RONCELLA, R.; SALETTI, R.; SAPONARA, S.; THALER, A.; CIFRAIN, M.; PROCHAZKA, W. Batteries and battery management systems for electric vehicles. In: **2012 Design, Automation Test in Europe Conference Exhibition (DATE)**. [S. l.: s. n.], 2012. p. 971–976.
- BRYANTSEV, A.; BUKREEV, V.; SHILIN, A. Parameter calculation method of the lithium-ion cells dynamic model. **Proceedings of Tomsk State University of Control Systems and Radioelectronics**, v. 22, p. 96–101, 01 2019.
- CALDEIRA, C. A.; ALMEIDA, A. D. D. de; SCHLICKMANN, H. R.; GEHRKE, C. S.; SALVADORI, F. Impact analysis of the bess insertion in electric grid using real-time simulation. In: **2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)**. [S. l.: s. n.], 2019. p. 1–6.
- COLEMAN, M.; LEE, C. K.; ZHU, C.; HURLEY, W. G. State-of-charge determination from emf voltage estimation: Using impedance, terminal voltage, and current for lead-acid and lithium-ion batteries. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 54, n. 5, p. 2550–2557, 2007.
- FAJARDO, R.; MALLARI, E.; VIVO, P.; PACIS, M.; MARTINEZ, J. Impact study of a microgrid with battery energy storage system (bess) and hybrid distributed energy resources using matlab simulink and t-test analysis. In: **2020 IEEE 12th International Conference on Humanoid, Nanotechnology, Information Technology, Communication and Control, Environment, and Management (HNICEM)**. [S. l.: s. n.], 2020. p. 1–6.
- FATHABADI, H. Lambert w function-based technique for tracking the maximum power point of pv modules connected in various configurations. **Renewable Energy**, v. 74, n. 4, p. 214–226, 2015.

FILHO, P. S. N. **Modelagem Matemática dinâmica para Projetos e Análise de Controle de Tensão do Elo CC de um Conversor Fotovoltaico Trifásico de dois Estágios Conectado à Rede Elétrica Através de Filtro LCL**. 2017. 200 f. Dissertação (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2016.

GAILLAC, L.; CASTANEDA, J.; EDRIS, A.-A.; ELIZONDO, D.; WILKINS, C.; VARTANIAN, C.; MENDELSON, D. Tehachapi wind energy storage project: Description of operational uses, system components, and testing plans. In: **PES TD 2012**. [S. l.: s. n.], 2012. p. 1–6.

GUAN-CHYUN, H.; JAMES, C. Phase-locked loop techniques - a survey. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 1996.

GUSEV, Y. P.; SUBBOTIN, P. V. Using battery energy storage systems for load balancing and reactive power compensation in distribution grids. In: **2019 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)**. [S. l.: s. n.], 2019. p. 1–5.

HADJI, S.; GAUBERT, J.-P.; KRIM, F. Maximum power point tracking (mppt) for photovoltaic systems using open circuit voltage and short circuit current. In: **3rd International Conference on Systems and Control**. [S. l.: s. n.], 2013. p. 87–92.

HART, D.; ABDO, A. **Eletrônica de Potência: Análise de Projetos de Circuitos**. [S. l.]: bokman, 2011. S.l.

HERNANDEZ, R. R.; EASTER, S.; MURPHY-MARISCAL, M. L.; MAESTRE, F. T.; TAVASSOLI, M.; ALLEN, E. B.; BARROWS, C. W.; BELNAP, J.; OCHOA-HUESO, R.; RAVI, S. *et al.* Environmental impacts of utility-scale solar energy. **Renewable and sustainable energy reviews**, Elsevier, v. 29, p. 766–779, 2014.

HUANG, P.-H.; XIAO, W.; PENG, J. C.-H.; KIRTLEY, J. L. Comprehensive parameterization of solar cell: Improved accuracy with simulation efficiency. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 63, n. 3, p. 1549–1560, 2016.

IPCC, C. C. **Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. [S. l.]: Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA, 2022.

JEAN-PIERRE, G.; ALTIN, N.; NASIRI, A. A three-port llc resonant converter for photovoltaic-battery hybrid system. In: **2019 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC)**. [S. l.: s. n.], 2019. p. 1–6.

JING, L.; YANXIA, S.; DINGHUI, W.; ZHIPU, Z. A control strategy for islanded dc microgrid with battery/ultra-capacitor hybrid energy storage system. In: **2016 Chinese Control and Decision Conference (CCDC)**. [S. l.: s. n.], 2016. p. 6810–6813.

KUMAR, S.; SINGH, B. Harmonics detection based control of solar-bess microgrid with grid synchronization. In: **2017 7th International Conference on Power Systems (ICPS)**. [S. l.: s. n.], 2017. p. 684–690.

MARTINS, G. S. **TÉCNICAS DE CONTROLE DE POTÊNCIAS ATIVA E REATIVA UTILIZANDO GERADOR DE INDUÇÃO GAIOLA DE ESQUILO APLICADO A UM**

- SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICA.** 2018. 198 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2017.
- MIRZAEI MAJID FOROOGHI, A. A. G. A. H. A. A.; RIAHI, M. R. Design and construction of a charge controller for stand-alone pv/battery hybrid system by using a new control strategy and power management. **Solar Energy**, v. 149, n. 12, p. 132–144, 2017.
- MOCAMBIQUE, N. E. M. **Aplicação de algoritmos de busca do ponto de máxima potência e controladores lineares e/ou fuzzy para a regulação da tensão terminal de painéis fotovoltaicos.** 2016. 200 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade Estadual de São Paulo, Universidade Estadual de São Paulo, São Carlos, 2012.
- MOREIRA, A. B. **PROPOSTAS DE CONTROLE DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE ENERGIA EÓLICA COM GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO COM MITIGAÇÃO DE CORRENTES HARMÔNICAS NA REDE ELÉTRICA GERADAS POR CARGA NÃO LINEAR.** 2017. 156 f. Dissertação (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2017.
- MOREIRA, A. B.; BARROS, T. A. D. S.; TEIXEIRA, V. S. D. C.; SOUZA, R. R. D.; PAULA, M. V. D.; FILHO, E. R. Control of powers for wind power generation and grid current harmonics filtering from doubly fed induction generator: Comparison of two strategies. **IEEE Access**, v. 7, p. 32703–32713, 2019.
- OGATA, K. **Engenharia de Controle Moderno.** [S. l.]: Pearson, 2011. v. 5ª edição.
- OLIVEIRA, L. R. **Desenvolvimento de um microinversor monofásico para sistema fotovoltaico conectado na rede elétrica de baixa tensão.** 2016. 200 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2016.
- PEREZ, F. **Inserção e Controle de Armazenadores de Energia em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2015.
- PINHEIRO, A. L.; RAMOS, F. O.; NETO, M. M. B.; LIMA, R. N.; BEZERRA, L. G. S.; WASHINGTON, A. A review and comparison of smoothing methods for solar photovoltaic power fluctuation using battery energy storage systems. In: **2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America).** [S. l.: s. n.], 2021. p. 1–5.
- PORCIUNCULA, C. M. D. **Aplicação de modelos elétricos de bateria na predição do tempo de vida de dispositivos móveis.** 2012. 84 f. Dissertação (Mestrado em Modelagem Matemática) – Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul, Ijuí, 2012.
- REDDY T. B., . L. D. **Linden’s handbook of batteries.** [S. l.]: 1 electronic text (1 v. (various pagings)) : ill., 2011. S.l.
- REIS, M. V. G. **Estudo e Implementação de Estratégia de Detecção de Ilhamento em Inversores para Sistemas Fotovoltaicos de Geração Distribuída.** 2016. 200 f. Dissertação

(Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2016.

REZK, H.; ELTAMALY, A. M. A comprehensive comparison of different mppt techniques for photovoltaic systems. **Solar Energy**, v. 112, n. 1, p. 1–11, 2015.

RIBEIRO, P.; JOHNSON, B.; CROW, M.; ARSOY, A.; LIU, Y. Energy storage systems for advanced power applications. **Proceedings of the IEEE**, v. 89, n. 12, p. 1744–1756, 2001.

SAHOO, N. C.; MOHAPATRO, S.; SENAPATI, M. K. A soc based voltage control strategy for dc microgrid. In: **2015 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)**. [S. l.: s. n.], 2015. p. 185–190.

SAHU, P.; VERMA, D.; NEMA, S. Physical design and modelling of boost converter for maximum power point tracking in solar pv systems. In: **2016 International Conference on Electrical Power and Energy Systems (ICEPES)**. [S. l.: s. n.], 2016. p. 10–15.

SAW K. SOMASUNDARAM, Y. Y. L.; TAY, A. Electro-thermal analysis of lithium iron phosphate battery for electric vehicles. **Journal of Power Sources**, v. 249, n. 5, p. 231–238, 2014.

SHAQOUR HOOMAN FARZANEH, Y. Y. A.; HINOKUMA, T. ower control and simulation of a building integrated stand-alone hybrid pv-wind-battery system in kasuga city, japan. **Energy Reports**, v. 6, n. 2352-4847, p. 2352–4847, 2020.

SHER, H. A.; MURTAZA, A. F.; NOMAN, A.; ADDOWEESH, K. E.; AL-HADDAD, K.; CHIABERGE, M. A new sensorless hybrid mppt algorithm based on fractional short-circuit current measurement and po mppt. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 6, n. 4, p. 1426–1434, 2015.

SOUZA, A. C. de. **SISTEMAS FOTOVOLTAICOS TRIFÁSICOS COM COMPENSAÇÃO DE REATIVO, ARMAZENAMENTO INTERNO DE ENERGIA E INÉRCIA VIRTUAL**. 2020. 208 f. Dissertação (Tese de Doutorado em Ciências) – Universidade Federal de Uberlândia, Faculdade de Engenharia Elétrica, Campinas, 2020.

SRIVASTAVA, D.; NARAYANAN, V.; SINGH, B.; VERMA, A. Um novo controle do quadrado médio da descida mais íngreme para transferência de modo suave de uma microrrede híbrida spva-bess de estágio único. In: **2023 IEEE IAS Global Conference on Renewable Energy and Hydrogen Technologies (GlobConHT)**. [S. l.: s. n.], 2023. p. 1–7.

SRUJAN, D.; THOGARU, R.; MITRA, A.; BORGHATE, V. B. Energy management in grid assisted bess integrated solar pv based smart charging station. In: **IECON 2019 - 45th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society**. [S. l.: s. n.], 2019. v. 1, p. 6363–6368.

SUEBKINORN, W.; NEAMMANEE, B. An implementation of field oriented controlled scig for variable speed wind turbine. **IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications**., 2011.

TAPAKIS, R.; CHARALAMBIDES, A. Performance evaluation of a photovoltaic park in cyprus using irradiance sensors. **Journal of Power Technologies**, v. 94, n. 4, p. 296–305, 2014. ISSN 2083-4195. Disponível em: <https://www.papers.itc.pw.edu.pl/index.php/JPT/article/view/521>.

VILLALVA, M.; GAZOLI, J. Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. *Power and Energy Magazine, IEEE* , v.24, n.5., 2009.

VILLALVA, M. G.; F., E. R. Input-controlled buck converter for photovoltaic applications: Modeling and design. In: **2008 4th IET Conference on Power Electronics, Machines and Drives**. [S. l.: s. n.], 2008. p. 505–509.

VILLALVA, M. G.; F., E. R. Analysis and simulation of the po mppt algorithm using a linearized pv array model. In: **2009 35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics**. [S. l.: s. n.], 2009. p. 231–236.

WANG JIAQIANG TIAN, Z. S. L. W. R. X. M. L. Y.; CHEN, Z. A comprehensive review of battery modeling and state estimation approaches for advanced battery management systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 131, n. 110015, p. 1364–0321, 2020.

WHITTINGHAM, M. S. History, evolution, and future status of energy storage. **Proceedings of the IEEE**, v. 100, n. Special Centennial Issue, p. 1518–1534, 2012.

YAZDANI, A.; IRAVANI, R. **Voltage-sourced converters in power systems : modeling, control, and applications**. [S. l.]: Taylor Francis Group, 2013. S.l.

YI, Z.; DONG, W.; ETEMADI, A. H. A unified control and power management scheme for pv-battery-based hybrid microgrids for both grid-connected and islanded modes. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 6, p. 5975–5985, 2018.