

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO–USP
ESCOLA POLITÉCNICA

Giancarlo Carvalho Prezotto

**Sistema isolado de injeção de água
alimentado por energia eólica: proposta
de controle primário hierarquizado**

Versão Corrigida

São Paulo
2024

Giancarlo Carvalho Prezotto

**Sistema isolado de injeção de água
alimentado por energia eólica: proposta
de controle primário hierarquizado**

Versão Corrigida

Dissertação de mestrado apresentada à Escola Politécnica para a obtenção do título de Mestre em Ciências.



Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Renato Machado Monaro

São Paulo

2024

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.	
São Paulo, <u>28</u> de <u>maio</u> de <u>2024</u>	
Assinatura do autor:	 Documento assinado digitalmente GIANCARLO CARVALHO PREZOTTO Data: 27/05/2024 21:29:33-0300 Verifique em https://validar.iti.gov.br
Assinatura do orientador:	 Documento assinado digitalmente RENATO MACHADO MONARO Data: 28/05/2024 14:54:54-0300 Verifique em https://validar.iti.gov.br

Catálogo-na-publicação

Prezotto, Giancarlo Carvalho

Sistema isolado de injeção de água alimentado por energia eólica:
proposta de controle primário hierarquizado / G. C. Prezotto -- versão corr. --
São Paulo, 2024.

124 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São
Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Energia Eólica (Uso; Aplicações) 2.Efeito Estufa (Mitigação) 3.Simulação
I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de
Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

Agradecimentos

Tenho plena consciência de que minha jornada até este momento é resultado do apoio de muitas mãos. Sem a ajuda dessas pessoas, minhas conquistas perderiam muito de seu significado. Portanto, gostaria de dedicar este espaço para expressar minha sincera gratidão a todos que me acompanharam ao longo do mestrado.

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer ao meu orientador, Renato Monaro, por seus preciosos ensinamentos e experiências compartilhadas. Sua paciência diante dos meus desafios e seu constante incentivo a explorar as profundezas das teorias foram fundamentais para o meu crescimento acadêmico.

Agradeço também aos meus colegas, tanto mestrandos quanto doutorandos, pela colaboração mútua e pelo compartilhamento de conhecimento. Os momentos de descontração entre as horas de trabalho também foram essenciais para tornar a caminhada mais leve.

Reservo um espaço especial para expressar minha profunda gratidão à minha família, meu principal alicerce em minha formação e desenvolvimento pessoal. Minha mãe, Lúcia, minha avó, Marilene, e minha tia, Silvia, não pouparam esforços para apoiar meus sonhos. Devo a elas uma dívida de gratidão que não pode ser medida, pelo que representaram em minha vida ao longo dos anos.

Enfim, gostaria de agradecer à minha companheira, Rafaela, uma das maiores razões pelas quais continuei sorrindo mesmo nos dias mais difíceis. Seu apoio e amor foram a luz que iluminou meu caminho.

Por último, ressalto que esta dissertação fez parte do trabalho de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) Nº 3459, intitulado “Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento de Turbinas Eólicas Flutuantes para Águas Profundas”. Esse projeto foi resultado da parceria entre a Escola Politécnica de São Paulo e a Petrobrás (Petróleo Brasileiro S.A.).

"Fazemos o esforço de estudar porque achamos que saber mais do que o necessário para manter-nos vivos enriquece nossas vidas."

Mortimer J. Adler

Resumo

Prezotto, G. C. **Sistema isolado de injeção de água alimentado por energia eólica: proposta de controle primário hierarquizado.** 124 p. Dissertação de mestrado – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 2024.

Motivada pelo esforço global na redução de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEEs), a indústria offshore de Óleo e Gás (O&G) busca substituir geradores a gás natural por fontes renováveis de energia, destacando-se a eólica *offshore* flutuante. Uma solução potencial é a alimentação de um sistema de injeção de água, destinado a aumentar a recuperação de petróleo, com uma turbina eólica associada a uma bateria. Esse conjunto forma um sistema isolado, onde todos os componentes são interconectados por inversores, caracterizando-o como sem inércia rotativa e com baixa potência de curto-circuito. Este trabalho propõe um controle primário de potência ativa sem comunicação entre os equipamentos. Como o sistema visa minimizar o número de paradas da bomba de injeção, é essencial preservar a carga da bateria, garantindo o fornecimento de energia durante períodos de baixo recurso eólico. Assim, foi estabelecida uma estratégia hierárquica para o controle primário de potência, utilizando bandas mortas para retardar a descarga da bateria em caso de desbalanço de potência. Este controle foi implementado em um modelo do sistema para simulação de transitórios eletromagnéticos. Quatro cenários de simulação foram avaliados no MATLAB/Simulink, considerando diferentes perturbações no balanço de potência da microrrede, como a variabilidade do vento e a atuação do controle secundário de potência. Os resultados validaram a eficácia do controle droop hierarquizado.

Palavras-chave: Controle Primário. Droop. Droop Modificado. Banda Morta. Droop Hierarquizado. Injeção de Água. Óleo e Gás (O&G). Inércia.

Abstract

Prezotto, G. C. **Stand-alone water injection system powered by wind energy: proposal for hierarchical primary control.** 124 p. Master Thesis – Polytechnic School, University of São Paulo, 2024.

Motivated by the global effort to reduce greenhouse gas emissions, the offshore oil and gas industry seeks to replace natural gas generators with renewable energy sources, notably floating offshore wind. A potential solution in this context is powering a water injection system, intended to enhance oil recovery, with a wind turbine associated with a battery. This setup forms a stand-alone system where all components are interconnected by inverters, characterizing it as lacking rotational inertia and having low short-circuit power. This work proposes a primary active power control without communication between the equipment. As the system aims to minimize the number of stops of the injection pump, it is essential to preserve the battery charge, ensuring energy supply to the pump during periods of low wind resource. Thus, a hierarchical strategy for primary power control was established, using dead bands to delay battery discharge during a power imbalance. This control was implemented in a system model for electromagnetic transient simulation. Four simulation scenarios were evaluated in MATLAB/Simulink, considering different disturbances to the microgrid's power balance, such as wind variability and the operation of the secondary power control. The results validated the effectiveness of the hierarchical droop control.

Keywords: Primary Control. Droop. Modified Droop. Deadband. Hierarchical Droop. Water Injection. Oil & Gas (O&G). Inertia.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Cadeias de suprimento da indústria de O&G (Adaptado de IEA (2023a))	23
Figura 2 – Resumo das estimativas de redução nas emissões totais decorrentes da indústria de O&G, no cenário <i>Net Zero</i> (Adaptado de IEA (2023a)). . .	25
Figura 3 – Resumo das estimativas de despesas e receitas acumuladas de 2022 a 2030, no cenário <i>Net Zero</i> (Adaptado de IEA (2023a)).	25
Figura 4 – Mecanismos de produção de reservatórios (Autoria própria).	28
Figura 5 – Topologias de instalação do conjunto motor-bomba de injeção de água (Autoria própria).	29
Figura 6 – Topologias de integração da energia eólica às instalações de O&G, voltadas a alimentação do processo de injeção de água (Autoria própria). .	30
Figura 7 – Sistema isolado proposto pela <i>Det Norske Veritas</i> (DNV GL) (Adaptado de DNV (2019)).	31
Figura 8 – Comportamento da frequência para o cenário no qual há apenas carga fixa (caso 1), e para o cenário no qual há uma combinação de carga fixa e flexível (caso 2) (Adaptado de Silva et al. (2016)).	32
Figura 9 – Definição das regiões de operação do controle de potência ativa proposto por Otremba et al. (2022) (Adaptado de Otremba et al. (2022)).	33
Figura 10 – Ilustração do sistema isolado (Autoria própria).	37
Figura 11 – Turbina eólica de 15 MW (Extraído de Allen et al. (2020)).	38
Figura 12 – Ilustração do sistema de armazenamento de energia em bateria, na escala de utilidade (<i>utility scale</i>), fornecido pela WEG (Adaptado de WEG (2022)).	39
Figura 13 – Topologia do sistema isolado em corrente contínua (Autoria própria). .	40
Figura 14 – Topologia do sistema isolado em corrente alternada com tensão e frequência variáveis (Autoria própria).	41
Figura 15 – Topologia do sistema isolado em corrente alternada com frequência fixa (Autoria própria).	41

Figura 16 – Proposta final de conexão dos equipamentos para o sistema estudado (Autoria própria).	42
Figura 17 – Arquitetura de uma microrrede (Adaptado de Lasseter (2002)).	46
Figura 18 – Controle hierárquico, seguindo a configuração proposta por Guerrero et al. (2010) (Autoria própria).	48
Figura 19 – Classificação dos inversores em duas famílias de controles (Adaptado de Anttila et al. (2022)).	49
Figura 20 – Diagrama fasorial antes e depois de uma perturbação na rede, caracterizada pela excursão angular do fasor de tensão V_g da rede (Adaptado de Rosso et al. (2021)).	50
Figura 21 – Simulação transitória de um inversor <i>grid-forming</i> e <i>grid-following</i> operando em paralelo (Adaptado de Qoria et al. (2019)).	51
Figura 22 – Gerador síncrono conectado a um barramento infinito (Autoria própria).	54
Figura 23 – Curvas características do controle droop de dois geradores em paralelo (Adaptado de Kundur (2009)).	56
Figura 24 – Inversores com suporte de rede (controle droop), atuando como seguidor de rede (a) e formador de rede (b) (Autoria própria).	56
Figura 25 – Malha genérica do controle droop proposto (Autoria própria).	61
Figura 26 – Curvas características do controle droop de dois subsistemas geradores, u e $u + 1$ (Autoria própria).	62
Figura 27 – Curvas características do controle droop de dois subsistemas geradores, o e $o + 1$ (Autoria própria).	63
Figura 28 – Controles dos conversores estáticos voltados à interação com a rede (Autoria própria).	65
Figura 29 – Controles voltados às variáveis internas dos subsistemas (Autoria própria).	65
Figura 30 – Diagrama elétrico do sistema isolado junto à indicação dos controles implementados (Autoria própria).	66
Figura 31 – Controle do inversor que conecta o sistema de armazenamento à rede (Autoria própria).	67
Figura 32 – Modelo idealizado de um gerador síncrono, emulado pelo <i>synchronverter</i> (Adaptado de Zhong e Weiss (2010)).	68
Figura 33 – Paralelo entre o gerador síncrono, emulado pelo <i>synchronverter</i> , e o inversor trifásico (Autoria própria).	69
Figura 34 – Parte da implementação do <i>synchronverter</i> , voltada à equação <i>swing</i> de uma máquina síncrona (Autoria própria).	70
Figura 35 – Parte da implementação do <i>synchronverter</i> , voltada ao controle da potência reativa e ao controle primário droop de tensão (Autoria própria).	70
Figura 36 – Controle do <i>State of Charge</i> (SOC) mínimo (Autoria própria).	73

Figura 37 – Controle do conversor CC/CC <i>boost</i> (Autoria própria).	73
Figura 38 – Modelo aplicado no cálculo da potência de curto-circuito (Autoria própria).	74
Figura 39 – Os pontos de operação em regime estacionário da turbina eólica operando com <i>Maximum Power Point Tracking</i> (MPPT) (Autoria própria).	77
Figura 40 – Controle da rotação mínima (Autoria própria).	78
Figura 41 – Controle do conversor estático CA/CC do lado do gerador eólico (Autoria própria).	79
Figura 42 – Controle do <i>pitch</i> do aerogerador (Autoria própria).	80
Figura 43 – Controle do conversor estático CC/CA do lado do motor de indução (Autoria própria).	82
Figura 44 – Curvas características do controle droop de cada subsistema (Autoria própria).	84
Figura 45 – Impacto da variação do P_{ref} na curva característica do controle droop proposto (Autoria própria).	84
Figura 46 – Obtenção do limite máximo do controle droop, presente no gerador eólico (Autoria própria).	85
Figura 47 – Topologia do subsistema da bateria (Autoria própria).	87
Figura 48 – Modelagem do <i>Voltage Source Converter</i> (VSC) (Autoria própria).	89
Figura 49 – Modelagem do conversor CC/CC <i>boost</i> (Autoria própria).	90
Figura 50 – Característica nominal de nescarga em 0,43 C (836 A) (Autoria própria).	91
Figura 51 – Topologia do subsistema de geração eólica (Autoria própria).	92
Figura 52 – Modelagem da turbina eólica (Autoria própria).	93
Figura 53 – Superfície do coeficiente de potência C_p para a turbina de 15 MW da Agência Internacional de Energia (IEA) (Adaptado de Abbas et al. (2022)).	94
Figura 54 – Topologia do subsistema de injeção de água (Autoria própria).	95
Figura 55 – Localização das variáveis obtidas como principal resultado de cada caso de simulação. O subscrito x pode ser substituído por <i>eol</i> , <i>inj</i> ou <i>bat</i> , a depender do subsistema analisado (Autoria própria).	98
Figura 56 – Caso 1: Resultado principal (Autoria própria).	99
Figura 57 – Caso 1: Avaliação do controle da velocidade mínima de rotação (Autoria própria).	101
Figura 58 – Caso 2: Resultado principal (Autoria própria).	102
Figura 59 – Caso 3: Resultado principal (Autoria própria).	105
Figura 60 – Série de vento considerada na simulação do quarto caso (Autoria própria).	106
Figura 61 – Caso 4: Resultado principal (Autoria própria).	107

Lista de tabelas

Tabela 1 – Parâmetros da turbina eólica offshore flutuante (GAERTNER et al., 2020).	38
Tabela 2 – Parâmetros do conjunto motor-bomba de injeção.	39
Tabela 3 – Parâmetros do sistema de armazenamento de energia em bateria. . . .	40
Tabela 4 – Parâmetros dos transformadores.	43
Tabela 5 – Parâmetros dos filtros de harmônicos.	44
Tabela 6 – Comparação entre diferentes estruturas de controle de uma microrrede (Adaptada de Ahmethodzic e Music (2021)).	47
Tabela 7 – Hierarquia dos subsistemas na atuação do controle droop.	60
Tabela 8 – Valores das impedâncias utilizadas no cálculo do <i>Short-Circuit Ratio</i> (SCR).	75
Tabela 9 – Faixa de operação de geradores síncronos sob atuação dos principais controles.	79
Tabela 10 – Definição dos índices u e o associados a cada subsistema.	82
Tabela 11 – Definição dos limites das bandas mortas e dos valores de potência mínima e máxima.	83
Tabela 12 – Coeficientes droop calculados para os subsistemas.	83
Tabela 13 – Valores nominais da bateria de íons de lítio.	91
Tabela 14 – Lista de variáveis do principal resultado obtido para cada caso.	97
Tabela 15 – Caso 1: Eventos de simulação.	98
Tabela 16 – Caso 1: Operação do sistema isolado antes e após os eventos.	100
Tabela 17 – Caso 2: Operação do sistema isolado antes e após o evento.	104
Tabela 18 – Caso 3: Eventos de simulação.	104
Tabela 19 – Caso 3: Operação do sistema isolado antes e após os eventos.	106
Tabela 20 – Parâmetros do subsistema de armazenamento a bateria.	119
Tabela 21 – Parâmetros de controle do subsistema de armazenamento.	120
Tabela 22 – Parâmetros do subsistema de geração eólica.	121
Tabela 23 – Parâmetros de controle do subsistema de geração eólica.	122

Tabela 24 – Parâmetros do subsistema de injeção de água.	123
Tabela 25 – Parâmetros de controle do subsistema de injeção de água.	124

Lista de siglas

BMS *Battery Management System*

CA Corrente Alternada

CC Corrente Contínua

CCUS *Carbon Capture, Utilisation and Storage*

DTU *Technical University of Denmark*

DTC *Direct Torque Control*

DNV GL *Det Norske Veritas*

EMS *Energy Management System*

EPUSP Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

FOC *Field Oriented Control*

GEE Gás de Efeito Estufa

IEA Agência Internacional de Energia

LCC *Line-Commutated Converter*

LCOE *Levelized Cost of Energy*

MPPT *Maximum Power Point Tracking*

MTPA *Maximum Torque Per Ampere Control*

NREL *National Renewable Energy Laboratory*

NPC *Neutral Point Clamped*

O&G Óleo e Gás

ONU Organização das Nações Unidas

PLL *Phase-Locked Loop*

P&D Pesquisa e Desenvolvimento

PMSG *Permanent Magnets Synchronous Generator*

PCS *Power Converter System*

PWM *Pulse Width Modulation*

P&D Pesquisa e Desenvolvimento

ROSCO *Reference Open-Source Controller*

RoCoF *Rate of Change of Frequency*

SOC *State of Charge*

SCR *Short-Circuit Ratio*

SPWM *Sinusoidal Pulse Width Modulation*

TSR *Tip-Speed Ratio*

UMaine *University of Maine*

UPF *Unity Power Factor Control*

VSC *Voltage Source Converter*

VSD *Variable Speed Drive*

ZDC *Zero d-axis Current Control*

Sumário

1	INTRODUÇÃO	23
1.1	Definição do Objeto de Estudo	26
1.1.1	Produção de Reservatórios de Óleo e Gás	26
1.1.2	Provimento de Energia Eólica aos Sistemas de Injeção	29
1.1.3	Controle do Sistema de Injeção Impelido pelo Vento	31
1.2	Objetivo dos Trabalho	34
1.3	Estrutura da Dissertação	35
2	DESCRIÇÃO DO SISTEMA ISOLADO	37
2.1	Descrição dos Subsistemas	37
2.2	Seleção da Topologia Elétrica	40
2.3	Dimensionamento dos Equipamentos de Distribuição	43
3	ESTUDO DO CONTROLE EM MICRORREDES	45
3.1	Controle Interno	49
3.2	Controle Primário	52
4	PROPOSTA DO CONTROLE PRIMÁRIO	59
4.1	Metodologia de Cálculo dos Parâmetros	60
5	IMPLEMENTAÇÃO DOS CONTROLES	65
5.1	Controle da Bateria	67
5.1.1	Controle do Conversor Estático CC/CA do Lado da Rede	67
5.1.2	Controle do Conversor Estático CC/CC <i>Boost</i>	73
5.2	Controle da Turbina Eólica	74
5.2.1	Controle do Conversor Estático CC/CA do Lado da Rede	74
5.2.2	Controle do Conversor Estático CA/CC do Lado do Gerador	78
5.2.3	Controle do <i>Pitch</i>	79
5.3	Controle da Bomba de Injeção	80

5.3.1	Controle do Conversor Estático CC/CA do Lado da Motor	80
5.4	Controle Primário de Potência Ativa	82
6	MODELAGEM DO SISTEMA ISOLADO	87
6.1	Subsistema da Bateria	87
6.1.1	<i>Voltage Source Converter</i> (VSC)	88
6.1.2	Conversor <i>Boost</i>	90
6.1.3	Bateria	91
6.2	Subsistema da Geração Eólica	92
6.2.1	Turbina Eólica	92
6.2.2	<i>Permanent Magnets Synchronous Generator</i> (PMSG)	94
6.3	Subsistema de Injeção de Água	95
6.3.1	<i>Line-Commutated Converter</i> (LCC)	95
6.3.2	Conjunto Motor-Bomba	96
7	RESULTADOS DA SIMULAÇÃO	97
7.1	Caso 1: Degraus de Vento	98
7.2	Caso 2: Bateria com Carga Mínima	101
7.3	Caso 3: Mudança nas Potências de Referência	104
7.4	Caso 4: Série de Vento	106
8	CONSIDERAÇÕES FINAIS	109
	REFERÊNCIAS	111
	APÊNDICES	117
APÊNDICE A	– PARÂMETROS DA BATERIA	119
APÊNDICE B	– PARÂMETROS DA GERAÇÃO EÓLICA	121
APÊNDICE C	– PARÂMETROS DA BOMBA DE INJEÇÃO	123

Introdução

O atual cenário de emergência climática impõe a necessidade de maior celeridade na transição energética, visando zerar as emissões líquidas de Gases de Efeito Estufa (GEEs) até 2050, meta encabeçada pela Organização das Nações Unidas (ONU) (ONU, 2023). Nesse sentido, a Agência Internacional de Energia (IEA) elaborou o relatório técnico intitulado *Net Zero by 2050, A Roadmap for the Global Energy Sector*. Esse documento estabelece diretrizes para a redução de emissões pelo setor global de energia, concomitantemente à promoção do acesso universal à energia e do desenvolvimento econômico sustentável (IEA, 2023b).

Segundo o relatório *Emissions from Oil and Gas Operations in Net Zero Transitions* (IEA, 2023a), produzido também pela IEA, 5,1 Gt de CO₂eq foram emitidos diretamente pelas operações da indústria de Óleo e Gás (O&G), em 2022, compondo 15% das emissões globais do setor de energia. Essas emissões advêm tanto das etapas de produção e processamento dos hidrocarbonetos (*upstream*), quanto da etapa de transporte, refino e distribuição ao consumidor final (*downstream*).

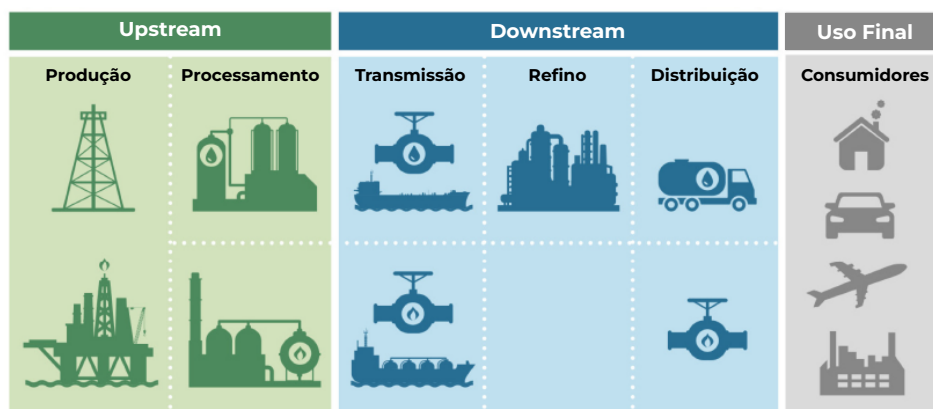


Figura 1 – Cadeias de suprimento da indústria de O&G (Adaptado de IEA (2023a))

Desse modo, apesar do *Net Zero* ser encabeçado pela substituição das fontes fósseis de energia, as operações existentes da indústria de O&G possuem importante margem de

redução das emissões de GEEs. No cenário de transição energética traçado pela IEA, em seu *Net Zero Roadmap*, as companhias de O&G se comprometem com a diminuição, entre 2022 e 2030, de pouco mais de 50% da intensidade de emissões ($\text{CO}_2\text{eq}/\text{boe}$) dos segmentos *upstream* e *downstream* (IEA, 2023a). A IEA elenca cinco mecanismos principais para o alcance dessa meta, enumerados abaixo:

- ❑ **Metano:** compreende um conjunto de medidas bem conhecidas e amplamente aplicadas na indústria, tais como campanhas de detecção e reparo de vazamentos, instalação de dispositivos de controle de emissões e substituição de componentes que emitem metano;
- ❑ **Flaring:** consiste na eliminação completa dos *flare stacks* não emergenciais, buscando alternativas de uso ao gás natural outrora queimado. Como possíveis opções, mencionam-se sua distribuição a consumidores através de gasodutos, sua reinjeção para manter a pressão do reservatório ou sua conversão em gás natural comprimido (GNC) ou gás natural liquefeito (GNL);
- ❑ **CCUS:** envolve a aplicação de tecnologias de *Carbon Capture, Utilisation and Storage* (CCUS), traduzido como captura, utilização e armazenamento de carbono. Várias atividades ao longo da cadeia de suprimento de petróleo e gás resultam em fontes altamente concentradas de emissões de CO_2 , adequadas para o uso de CCUS. Além disso, depois que o CO_2 é capturado e comprimido, os locais para armazenamento geológico geralmente são encontrados próximos das operações da indústria de O&G;
- ❑ **Hidrogênio:** corresponde à expansão do uso de hidrogênio verde (proveniente da eletrólise de água) em refinarias. Atualmente essa medida desempenha um pequeno papel na redução de emissões do setor. Todavia, a produção de hidrogênio verde pelos operadores da indústria de O&G pode ser destinada a outros consumidores além das refinarias, representando uma fonte de renda adicional; e
- ❑ **Eletrificação:** integra a maior eletrificação possível dos processos que compõem as cadeias de *upstream* e *downstream*, bem como a substituição dos geradores a gás natural e diesel, considerados ineficientes e emissores de GEEs.

A figura 2 exibe as estimativas de redução das emissões de GEEs decorrentes de cada mecanismo mencionado, enquanto a figura 3 apresenta as despesas e receitas acumuladas na implantação e operação desses mecanismos. Atenta-se que a minimização das emissões de metano e a eliminação da prática de *flaring*, quando não emergencial, apresentam o maior amadurecimento tecnológico dentre as medidas observadas, implicando em menores despesas de capital e operacionais somadas. Ademais, ambas estratégias serão as maiores responsáveis pela redução dos GEEs até 2030.

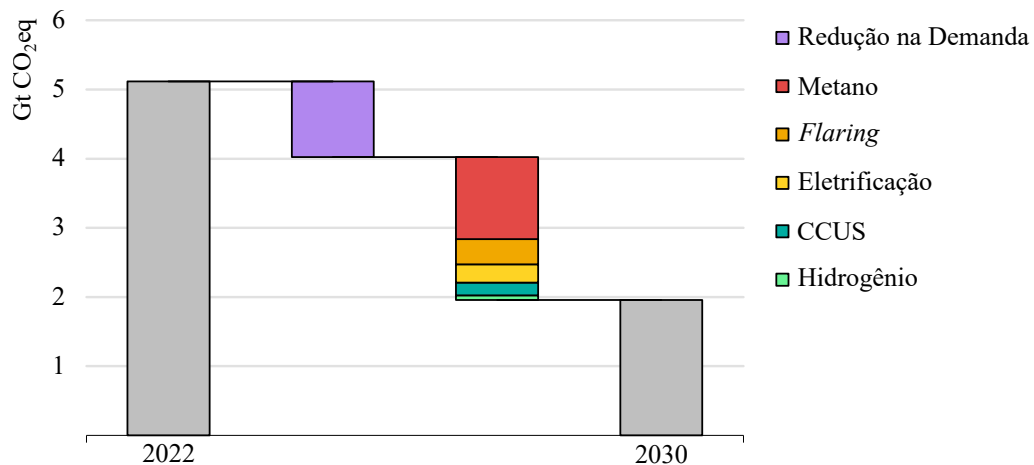


Figura 2 – Resumo das estimativas de redução nas emissões totais decorrentes da indústria de O&G, no cenário *Net Zero* (Adaptado de IEA (2023a)).

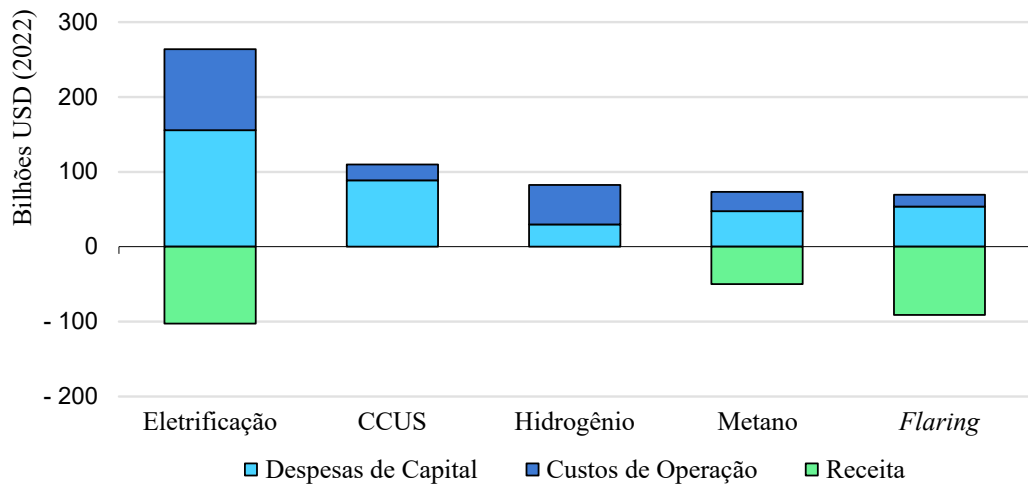


Figura 3 – Resumo das estimativas de despesas e receitas acumuladas de 2022 a 2030, no cenário *Net Zero* (Adaptado de IEA (2023a)).

A eletrificação, por sua vez, compreende uma parcela pequena do corte total de emissões, além de apresentar as maiores despesas de capital e operacionais. No entanto, sua aplicação também merece destaque, sobretudo no segmento *upstream*. A IEA estima que a eletrificação será responsável pelo corte de aproximadamente 400 Mt CO₂ associadas especificamente à produção e processamento do petróleo e gás, equivalente a três quartos das emissões desse segmento. Além disso, de modo análogo à solução envolvendo o hidrogênio verde, os operadores da indústria podem adquirir receitas adicionais com a venda do excedente de energia elétrica.

Uma grande parcela da demanda energética nas instalações *upstream* decorre de equipamentos elétricos. Esses são tipicamente alimentados por geradores a gás natural de ciclo simples, os quais costumam apresentar baixa eficiência, em torno de 36% a 39%. A simples substituição por geradores de ciclo combinado resultaria no aumento da eficiência

para até 63% (IEA, 2023a; TOLMASQUIM, 2016).

Entretanto, alternativas mais ambiciosas são ponderadas, envolvendo a integração das instalações de produção às redes elétricas centralizadas ou a sistemas descentralizados alimentados por fontes renováveis, tais como eólica e solar. Essas alternativas se beneficiam do fato que mais da metade das instalações de O&G se encontram a até 10 km de distância da rede elétrica, além de 75% delas estar presente em áreas ricas em recursos eólico e solar (IEA, 2023a).

Nesse contexto, surge o Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) de Turbinas Eólicas Flutuantes para Águas Profundas, resultado da parceria entre a Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (EPUSP) e a Petrobrás. Este projeto visa desenvolver sistemas flutuantes de geração de energia eólica no mar, especificamente projetados para alimentar unidades de exploração petrolífera.

O projeto investigou dois cenários principais no seu escopo elétrico: a integração de um parque eólico *offshore* a uma unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência (FPSO) e o desenvolvimento de um sistema isolado composto por uma bomba de injeção de água em reservatórios e alimentada por uma turbina eólica flutuante.

Este trabalho de mestrado foca no segundo cenário. A injeção de água, que demanda alta energia, pode ser operada como uma carga flexível, sendo particularmente adequada para ser alimentada por uma fonte de energia variável como a eólica. As seções seguintes irão detalhar o escopo deste trabalho.

1.1 Definição do Objeto de Estudo

Após a contextualização deste trabalho, segue-se a definição do objeto de estudo. Inicialmente, uma breve introdução à produção de reservatórios de O&G é abordada, com atenção ao processo de injeção de água. Em seguida, discutem-se as possibilidades de integração da geração eólica para provimento de energia a esse processo. Por fim, os desafios do controle dessa integração serão discutidos, bem como as soluções encontradas na bibliografia especializada.

1.1.1 Produção de Reservatórios de Óleo e Gás

No primeiro estágio da exploração de um reservatório de óleo e gás, utiliza-se a energia primária dos próprios fluídos para que possam ser produzidos. Essa energia se manifesta na pressão do fluído, necessária para que ele supere a resistência oferecida pelos canais porosos da rocha-reservatório, e se desloque em direção aos poços de produção (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

A energia primária é desencadeada por um conjunto de fatores nomeados **mecanismos de produção de reservatórios**, ilustrados na figura 4. Ressalta-se que um reservatório

pode apresentar um mecanismo predominante, ou um conjunto de mecanismos atuantes, sem que um se sobreponha ao outro. Os três mecanismos principais são enumerados abaixo (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006):

- **Mecanismo de gás em solução:** esse mecanismo ocorre quando o reservatório não está associado a grandes massas adjacentes de água ou de gás natural. Ao passo que a produção ocorre, a pressão no interior do reservatório diminui, implicando na expansão dos fluidos lá contidos e, conseqüentemente, no deslocamento deles para os poços de produção. Quando a pressão de bolha do óleo é atingida, as reduções de pressão subseqüentes provocam também a vaporização das frações mais leves do óleo. Uma vez que o gás é mais expansível que o líquido, sua expansão assume a responsabilidade de deslocar os fluidos aos poços de produção. Destaca-se que os fatores de recuperação dos reservatórios sob atuação desse mecanismo são tipicamente baixos, inferiores a 20% do volume original de óleo.
- **Mecanismo de capa de gás:** esse mecanismo ocorre quando a mistura de hidrocarbonetos apresenta fases líquida e de vapor em equilíbrio. A fase vapor, devido a sua menor densidade, se concentra na parte superior do reservatório, compondo uma capa de gás. Conforme a produção ocorre, a pressão no interior do reservatório decresce, acarretando na expansão da capa de gás e, conseqüentemente, no deslocamento do óleo produzido para próximo dos poços de produção. Como a compressibilidade do gás é alta, sua pressão decai de maneira mais lenta ao longo da produção do reservatório. Desse modo, seus fatores de recuperação finais se encontram entre 20% e 30%.
- **Mecanismo de influxo de água:** esse mecanismo ocorre quando há um aquífero subjacente ou ligado lateralmente ao reservatório de óleo e/ou gás. De modo análogo ao mecanismo de capa de gás, à medida que a produção decorre, a pressão do reservatório decai, provocando a expansão da massa de água e o conseqüente deslocamento do fluido produzido. Como a compressibilidade da água é pequena, o aquífero deve apresentar grandes dimensões para que o mecanismo funcione. No entanto, comparativamente aos mecanismos anteriores, sua pressão permanece elevada por muito mais tempo, resultando em recuperações finais tipicamente de 30% a 40% do volume original, podendo atingir valores ainda mais altos.

Como observado, a atuação dos mecanismos de produção se exauri ao longo da produção do reservatório, limitando seu fator de recuperação. Esse fato decorre da dissipação da energia primária, causada pela descompressão dos fluidos e das resistências encontradas pelos mesmos ao fluírem em direção aos poços de produção. De modo geral, há duas medidas que visam minimizar os efeitos da dissipação da energia primária (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006):

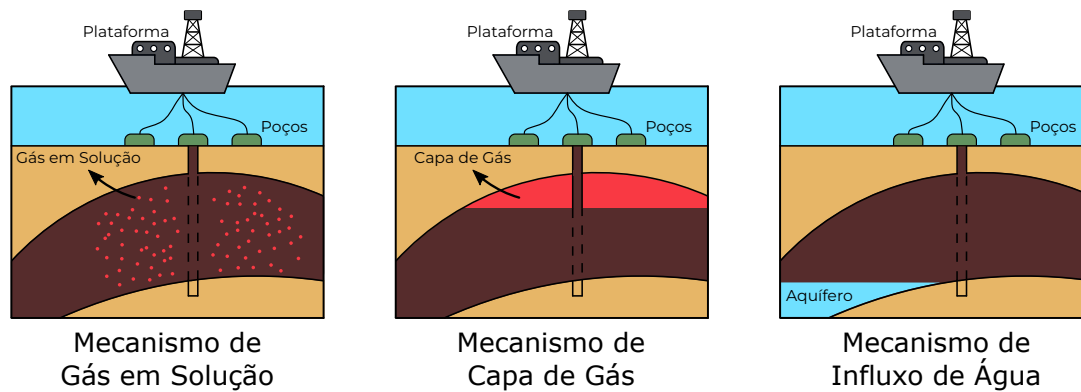


Figura 4 – Mecanismos de produção de reservatórios (Autoria própria).

- A redução das resistências viscosas e/ou capilares, através de métodos como, por exemplo, o aquecimento da jazida; e
- A suplementação artificial da energia dos reservatórios, por meio da injeção de fluidos.

A segunda solução apresentada corresponde à **recuperação secundária**, cujos métodos convencionais abrangem a injeção de água e a injeção imiscível de gás. Essas estratégias buscam replicar o comportamento dos mecanismos de capa de gás ou influxo de água. Os projetos de recuperação secundária convencionais podem atingir fatores de recuperação superiores a 60%, todavia os valores mais frequentes se encontram entre 30% e 50% (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

A injeção de água representa o método mais utilizado pela indústria de O&G. A água injetada pode ser bruta ou passar previamente por um tratamento, visando a remoção de sólidos ou controle bacteriológico. Um conjunto motor-bomba desempenha a injeção. Dois tipos de bombas são normalmente utilizadas, as centrífugas, em sistemas de baixa pressão, e as alternativas (deslocamento positivo), sobretudo para sistemas de alta pressão (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

A instalação desse conjunto apresenta duas opções de topologia, ilustradas na figura 5: **topside**, no qual o conjunto se localiza na superfície, sobre a plataforma petrolífera; e **subsea**, no qual o conjunto é submarino, posicionado sobre o leito marinho.

A primeira alternativa corresponde à mais utilizada pela indústria de O&G, na qual a captação da água é realizada na superfície e enviada ao poço de injeção por meio de uma tubulação. A segunda alternativa dedica-se especialmente a aplicações em águas profundas (300 m a 1500 m) e ultraprofundas (>1500 m), onde a pressão da própria coluna d'água é aproveitada para a injeção no reservatório. A captação de água é realizada próxima ao leito marinho, e sua conexão à plataforma é feita por meio de um cabo umbilical, o qual provém energia elétrica, fluidos de refrigeração, além de transmitir sinais de controle e de sensores.

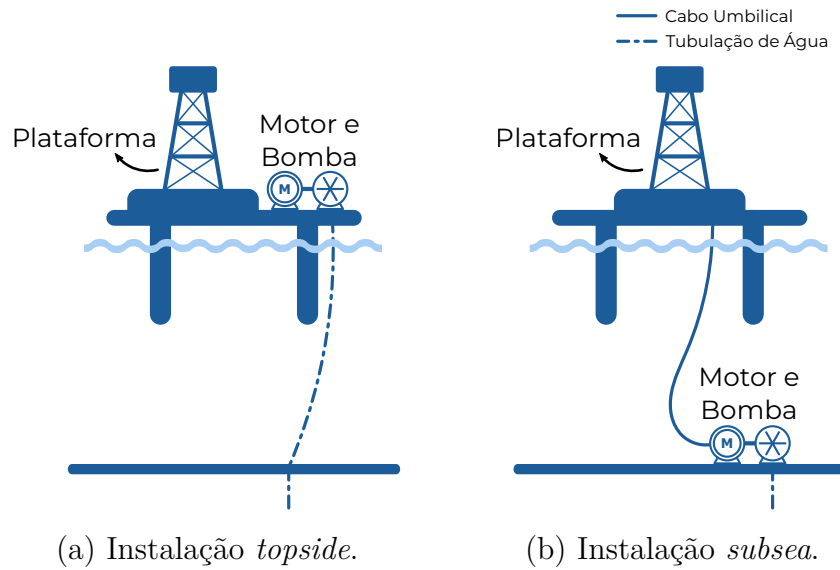


Figura 5 – Topologias de instalação do conjunto motor-bomba de injeção de água (Autoria própria).

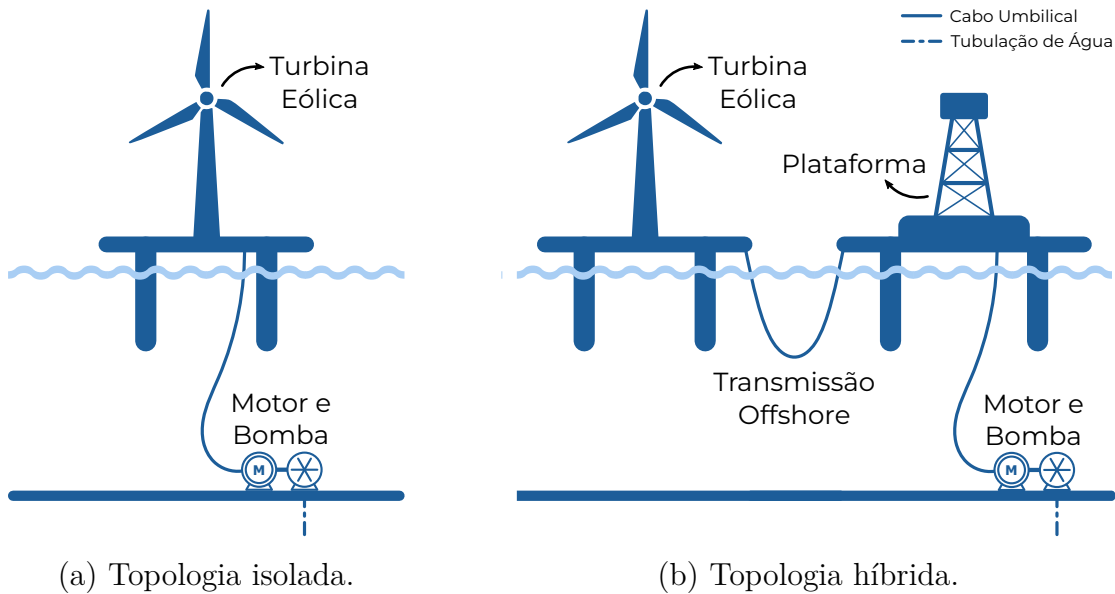
Atentando-se ao cenário brasileiro, 78,1% da produção nacional de petróleo compreende projetos do pré-sal (ANP, 2023), cujas atividades se posicionam sobre águas ultra-profundas (PETROBRAS, 2023). Desse modo, optou-se pela topologia *subsea* para o escopo do projeto de P&D, no qual este trabalho se insere. Essa configuração possui, como desvantagem, a difícil manutenção. Como o número de partidas e paradas do conjunto motor-bomba incrementa a frequência de manutenção, operá-lo com geração eólica se torna um ponto crítico do trabalho.

A próxima subseção se debruçará nas soluções de integração da energia eólica às instalações de produção *offshore*, voltadas sobretudo ao fornecimento de energia às bombas de injeção de água.

1.1.2 Provimento de Energia Eólica aos Sistemas de Injeção

Dentre as soluções aplicadas na geração eólica *offshore*, destacam-se os aerogeradores flutuantes, uma vez que eles permitem a implantação sobre águas profundas, ampliando as áreas com potencial de geração. As eólicas *offshore* flutuantes podem ser conectadas aos sistemas elétricos interligados, no continente, ou a sistemas isolados, tais como o cenário de estudo desse trabalho.

Em 2022, a capacidade instalada dos projetos de geração eólica *offshore* flutuante era de 121 MW, mas a previsão é de que esse número aumente para 18,9 GW até 2030 e para 264 GW até 2050 (EDWARDS et al., 2023). Segundo o *DNV GL Energy Transition Outlook 2020*, estima-se também uma redução de aproximadamente 50% de seu *Levelized Cost of Energy* (LCOE), entre 2020 e 2030. Desse modo, espera-se uma diminuição da diferença de custo de implantação relativa aos aerogeradores fixos, garantindo maior competitividade à tecnologia flutuante no mercado futuro de renováveis (DNV, 2020).



(a) Topologia isolada.

(b) Topologia híbrida.

Figura 6 – Topologias de integração da energia eólica às instalações de O&G, voltadas a alimentação do processo de injeção de água (Autoria própria).

Retornando o olhar para o escopo dessa dissertação, há duas possibilidades de integração da geração eólica junto aos sistemas de injeção de água, ambas ilustradas na figura 6.

A primeira possibilidade, na figura 6b, é comumente referida na literatura como solução híbrida (SANCHEZ et al., 2017; SILVA et al., 2016). Ela envolve a complementação da geração elétrica de uma plataforma petrolífera com geração eólica *offshore*. Desse modo, os aerogeradores operam paralelamente aos geradores à gás natural, alimentando o sistema de injeção de água e os demais processos da plataforma.

A segunda possibilidade, na figura 6a, compreende um sistema isolado, no qual a geração eólica é dedicada apenas ao fornecimento energético do conjunto motor-bomba de injeção de água, independente das instalações de produção de óleo e/ou gás. Essa topologia foi apresentada no projeto WIN-WIN, ilustrado na figura 7, desenvolvido pela empresa *Det Norske Veritas* (DNV GL) (FELLER, 2017; DNV, 2019). Atenta-se que esse projeto adotou uma configuração *topside* para a bomba injetora, uma vez que a lâmina d'água apresentava apenas 200 m de profundidade.

Comparativamente à primeira possibilidade, o sistema isolado possui vantagens relevantes. A independência com relação à instalação de produção permite posicionar poços de injeção distantes da plataforma, otimizando sua disposição com fins de ampliar a produtividade do reservatório. Além disso, o projeto não altera o *footprint* das instalações de produção, bem como dispensa a infraestrutura necessária de transmissão entre os aerogeradores e a plataforma. Dessa forma, o sistema isolado de injeção, com o conjunto motor-bomba submerso, foi escolhido como objeto de estudo do projeto de P&D.

Independentemente da topologia, a integração de geração eólica às instalações de O&G representa um desafio quanto aos controles de potência, sobretudo pela ausência de con-

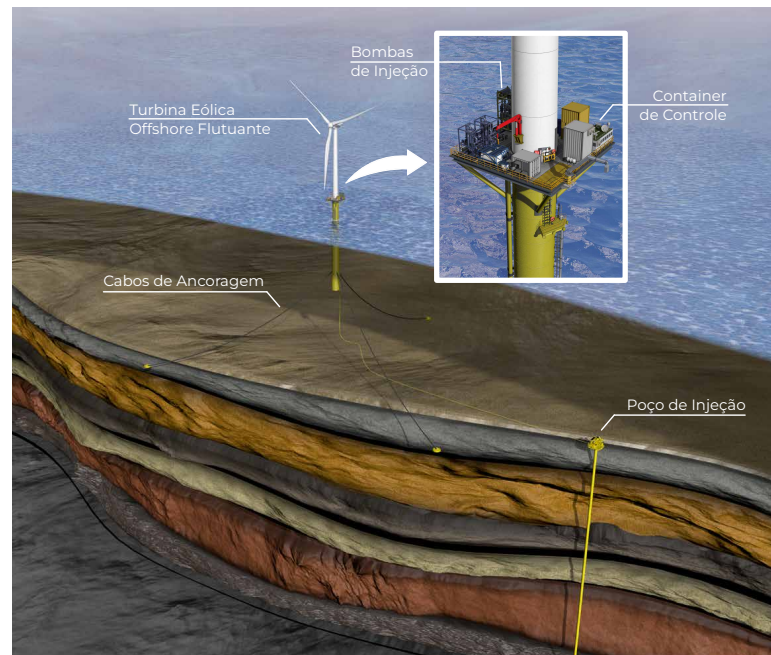


Figura 7 – Sistema isolado proposto pela DNV GL (Adaptado de DNV (2019)).

xão junto a um sistema interligado e pela variabilidade do recurso eólico (ÅRDAL et al., 2014). A próxima subseção aborda tais desafios e as soluções encontradas na bibliografia acadêmica.

1.1.3 Controle do Sistema de Injeção Impellido pelo Vento

Årdal et al. (2014) abordaram, em seu artigo, um conjunto de desafios à integração da geração eólica nas instalações de O&G, sobretudo no que tange ao controle do balanço de potência, da frequência e da tensão. Dentre eles, destacam-se alguns especialmente relevantes ao objeto de estudo dessa dissertação:

- ❑ **Variabilidade do recurso eólico:** a geração eólica, devido à natureza de sua fonte primária de energia, apresenta grande variabilidade ao longo do tempo. Isso implica na necessidade de reservas de potência, fornecidas por geradores de *backup* e/ou cargas flexíveis;
- ❑ **Ausência de inércia rotativa:** a geração eólica, devido a sua interface junto a rede ser feita por meio de conversores estáticos, não fornece inércia ao sistema elétrico, aumentando sua sensibilidade a desbalanços de potência. Essa adversidade é mais proeminente na configuração isolada, na qual não há geradores síncronos para fornecer reserva girante; e
- ❑ **Baixo *Short-Circuit Ratio* (SCR):** conhecido por potência de curto-circuito, esse parâmetro indica a robustez da rede elétrica. Valores baixos de SCR acarretam em maior circulação de conteúdo harmônico, prejudicando a qualidade de energia,

e em potenciais instabilidades nos controles dos inversores (ZHOU et al., 2014). Como os geradores síncronos são os principais contribuidores dos níveis de SCR, a ausência deles diminui o valor desse parâmetro.

Diante desses desafios, diferentes autores propuseram soluções, tanto voltadas a topologia híbrida quanto à isolada. Silva et al. (2016), por exemplo, dedicaram-se à configuração híbrida. Os autores propuseram a atuação do sistema injetor como uma carga flexível, cuja potência consumida acompanha a geração eólica instantânea, desde que menor que a potência máxima da carga. Dois casos foram avaliados, dos quais o primeiro considerou apenas carga fixa e o segundo contemplou 26,31% da carga como flexível. Como resultado, o segundo caso apresentou menores desvios de frequência frente aos degraus de vento, conforme a figura 8.

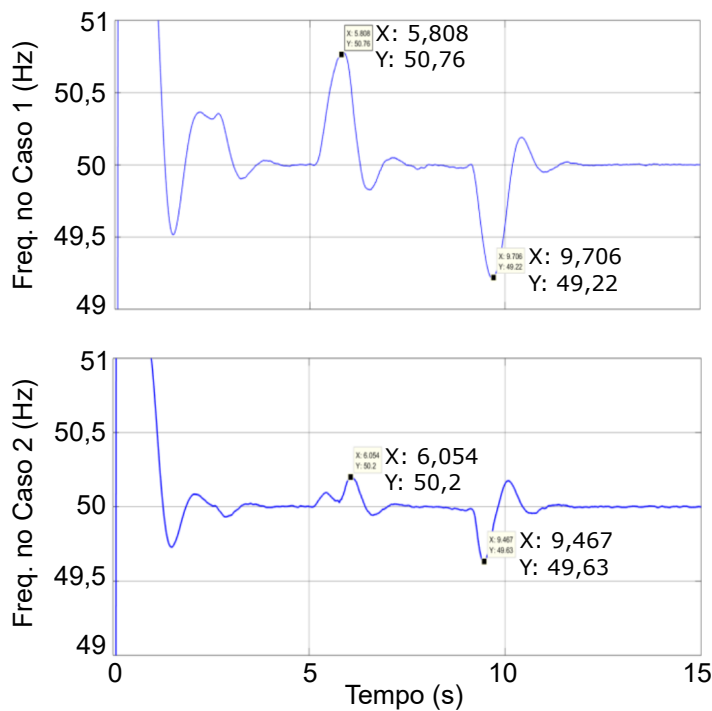


Figura 8 – Comportamento da frequência para o cenário no qual há apenas carga fixa (caso 1), e para o cenário no qual há uma combinação de carga fixa e flexível (caso 2) (Adaptado de Silva et al. (2016)).

No entanto, o trabalho não estabelece o método de controle necessário para coordenar a geração eólica com o consumo das cargas flexíveis. Assume-se que a potência da carga coincida precisamente com o perfil de geração do aerogerador, sem levar em conta possíveis atrasos decorrentes dos atuadores e canais de comunicação. A ausência de consideração dos atrasos pode ocultar os benefícios das cargas flexíveis para o sistema.

Essa limitação é explorada por Sanchez et al. (2017), os quais adicionaram um atraso de 1 s entre a geração eólica variar e a bomba injetora responder ajustando sua potência consumida. Como resultado, as oscilações na frequência aumentaram com relação ao caso sem carga flexível, indicando a criticalidade do valor do atraso. Nesse sentido, os

autores sugerem a utilização de controles de potência que dispensem a necessidade de canais de comunicação entre os equipamentos, embora não proponham um método de controle específico.

Baseando-se nos trabalhos anteriores, as autoras Liciane Otremba e Isabelle Vitória Medeiros dos Santos (OTREMBA et al., 2022), que também participaram do mesmo projeto de P&D que este mestrado integra, dedicaram-se ao sistema isolado de injeção. Além da função da bomba de injeção como uma carga flexível, um sistema de armazenamento por bateria foi incorporado para mitigar ainda mais os impactos da variabilidade do vento. Assim, garante-se a continuidade operacional do sistema em condições de vento fraco, dado que não há a presença dos geradores a gás tal qual na topologia híbrida. Um aspecto destacado desse trabalho compreende a proposição de um método de controle descentralizado de potência, dispensando a necessidade de canais de comunicação. Conforme o método, a bateria entra em ação quando a potência eólica é insuficiente e a bomba injetora está operando na sua capacidade máxima, como demonstrado na figura 9.

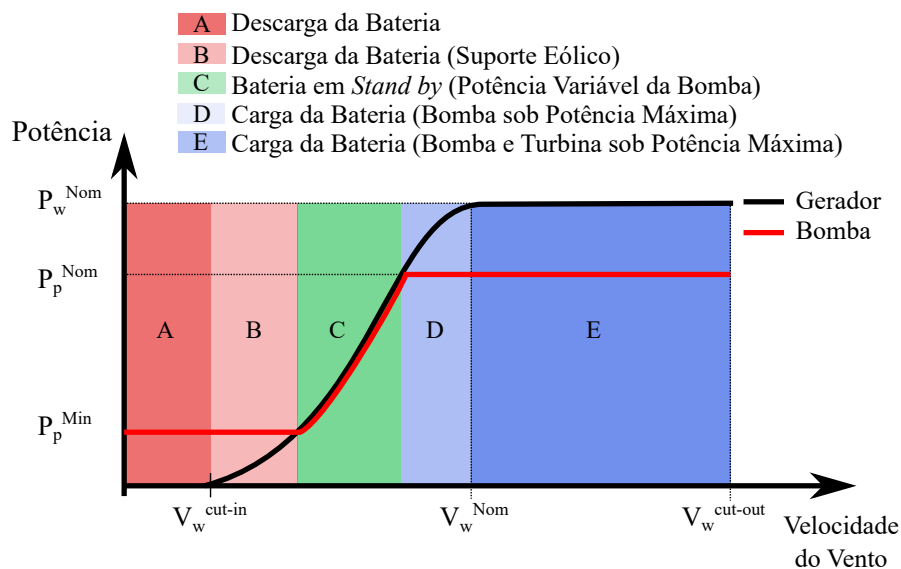


Figura 9 – Definição das regiões de operação do controle de potência ativa proposto por Otremba et al. (2022) (Adaptado de Otremba et al. (2022)).

Dado que a interligação dos dispositivos foi realizada em Corrente Contínua (CC), o método baseou-se no monitoramento da tensão do barramento em CC, considerando que as variações nessa tensão refletem desequilíbrios de potência entre a geração eólica disponível e a carga do sistema. A escolha da conexão CC foi motivada pela reduzida necessidade de equipamentos, sobretudo inversores. No entanto, vale ressaltar que as soluções de conexão em Corrente Alternada (CA) são amplamente difundidas no mercado de equipamentos elétricos. Assim, um controle de potência direcionado a sistemas em CA constituiria uma valiosa complementação. Ademais, o artigo não aborda o cenário em que a geração eólica excede a capacidade máxima da bomba e a bateria atinge sua carga total, demandando o *curtailment* do aerogerador.

Finalmente, Gaugstad (2017) também empenhou esforços no estudo da topologia isolada, provida de uma bateria, porém conectada em corrente alternada. Em sua dissertação de mestrado, um modelo dinâmico foi desenvolvido, abrangendo os controles internos do aerogerador, da bateria e do sistema de injeção. O sistema foi simulado sob condições nominais de operação, afim de avaliar as formas de onda da tensão e corrente no barramento CA de conexão dos equipamentos, sobretudo no que concerne à qualidade de energia.

Como outrora mencionado, esse sistema não possui geradores síncronos diretamente conectados à microrrede, que normalmente são responsáveis pela formação e regulação da frequência e tensão da rede CA. Desse modo, o autor adotou uma estratégia simplificada de formação de rede para o inversor da bateria, na qual esta funciona como um “barramento infinito”, já que seu controle impõe uma frequência fixa à rede.

Entretanto, a solução proposta não inclui um controle primário de potência ativa para o sistema. Nesse cenário, devido ao controle de formação de rede implementado, qualquer desequilíbrio de potência é absorvido pela bateria, o que pode sobrecarregá-la. Portanto, há uma oportunidade de pesquisa para complementar o trabalho apresentado.

1.2 Objetivo dos Trabalho

Definido o objeto de estudo, este trabalho propõe uma continuidade à produção de Otremba et al. (2022), adaptando sua metodologia de controle para operar em um sistema em corrente alternada. Essa adaptação se justifica pela predominância de soluções de conexão CA no mercado de equipamentos elétricos, conforme discutido na seção anterior.

Objetiva-se o desenvolvimento de um controle primário de potência ativa ao sistema isolado de injeção de água. Esse controle será concebido com uma abordagem descentralizada, tal qual o método de Otremba et al. (2022), no entanto o método se baseará no monitoramento da frequência elétrica, considerando que suas variações refletem desequilíbrios de potência entre a geração eólica disponível e a carga de sistemas CA.

O controle primário delineado coordenará a operação dos subsistemas (gerador eólico, bateria e bomba de injeção), abarcando uma operação flexível do sistema de injeção e evitando a sobrecarga da bateria. Atenta-se, novamente, que a minimização do número de partidas e paradas do conjunto motor-bomba é um aspecto crítico deste trabalho. Para atingir esse objetivo, optou-se por adotar uma hierarquia de atuação dos subsistemas no controle primário, utilizando uma estratégia droop associada a bandas mortas.

Visando garantir uma simulação realista do sistema, os demais controles necessários serão selecionados considerando os desafios outrora apresentados, como a baixa potência de curto-circuito e a ausência de reserva girante. Para tanto, nota-se a necessidade de adoção de inversores formadores de rede, assim como destacado por Gaugstad (2017). Por fim, o modelo do sistema será implementado no domínio do tempo e simulado no MATLAB/Simulink, visando validar o controle primário proposto.

Os objetivos descritos acima são sumarizados abaixo:

- ❑ **Objetivo Principal:** desenvolvimento de um controle primário hierarquizado de potência ativa para o sistema isolado de injeção de água.
- ❑ **Objetivos Secundários:**
 - Seleção e implementação das malhas internas de controle, necessárias a simulação de transitórios eletromagnéticos do sistema isolado;
 - Seleção e implementação de um inversor formador de rede, devido à ausência de geradores síncronos no sistema estudado;
 - Simulação dinâmica do sistema isolado visando a validação do controle primário proposto.

1.3 Estrutura da Dissertação

A dissertação será organizada nos seguintes capítulos:

2. **Descrição do Sistema Isolado:** os principais parâmetros do aerogerador, do armazenamento a bateria e da bomba de injeção serão definidos, e a topologia de conexão deles será selecionada e dimensionada;
3. **Estudo do Controle em Microrredes:** dado que é possível traçar um paralelo entre o sistema isolado e uma microrrede, uma introdução teórica aos controles aplicados a microrredes é efetuado, visando alicerçar o desenvolvimento do controle primário proposto e a definição dos demais controles necessários ao sistema;
4. **Proposta do Controle Primário:** proposta do controle primário de potência ativa e desenvolvimento de uma metodologia para o cálculo de seus parâmetros;
5. **Implementação dos Controles:** aplicação da metodologia, outrora desenvolvida, no ajuste do controle primário aplicado ao sistema estudado, além da definição e descrição dos demais controles necessários;
6. **Modelagem do Sistema Isolado:** definição dos modelos dos principais componentes do sistema isolado, voltados a sua simulação no domínio do tempo;
7. **Resultados da Simulação:** reunião dos resultados da simulação do modelo do sistema isolado, no *software* MATLAB/Simulink; e
8. **Considerações Finais:** apresentação das principais conclusões deste trabalho.

Descrição do Sistema Isolado

O sistema isolado, objeto de estudo do presente trabalho, é composto por três subsistemas: uma turbina eólica flutuante, uma bateria e um motor de indução acoplado a uma bomba de injeção de água. Seu dimensionamento foi elaborado para atender às demandas do cenário brasileiro de exploração petrolífera *offshore* sobre águas profundas e ultra-profundas. O presente capítulo descreve os subsistemas individualmente e discute a conexão elétrica deles.

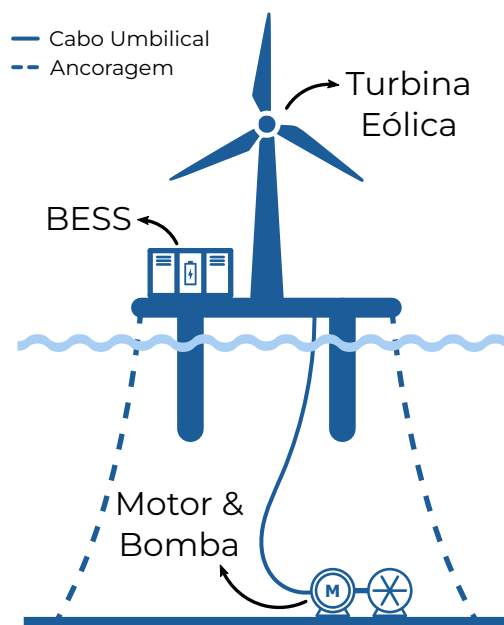


Figura 10 – Ilustração do sistema isolado (Autoria própria).

2.1 Descrição dos Subsistemas

O **aerogerador** escolhido corresponde a uma turbina de referência de 15 MW, desenvolvida pelo programa de P&D intitulado *IEA Wind Technology Collaboration Programme's*. Seu projeto foi fruto da colaboração entre a *National Renewable Energy La-*

boratory (NREL) e a *Technical University of Denmark* (DTU), contando também com a participação da *University of Maine* (UMaine) na concepção do suporte flutuante semi-submersivo. A turbina se encontra ilustrada na figura 11 (GAERTNER et al., 2020; ALLEN et al., 2020).



Figura 11 – Turbina eólica de 15 MW (Extraído de Allen et al. (2020)).

Como demais turbinas de referência, esse aerogerador consiste em um *benchmarking*, disponível à academia e indústria para estudo e implementação de novas tecnologias e soluções. Sua formulação considerou a tendência de crescimento em potência de turbinas eólicas *offshore*, tal qual a GE Haliade-X de 12 MW, inaugurada em 2012 e que apresenta atualmente modelos em 13 e 14 MW (GE, 2023). A turbina dispõe de um gerador síncrono de ímãs permanentes, conhecido em inglês como *Permanent Magnets Synchronous Generator* (PMSG), além de dispensar caixa multiplicadora (*gearbox*). Seus principais parâmetros estão reunidos na tabela 1.

Tabela 1 – Parâmetros da turbina eólica offshore flutuante (GAERTNER et al., 2020).

Parâmetro	Valor
Potência nominal (MW)	15
Torque nominal (MNm)	21,03
Frequência elétrica (Hz)	12,6
Tensão de linha eficaz (kV)	8,26
Corrente de linha eficaz (kA)	1,08

Em seguida, o **sistema de injeção de água** adotado compõe uma bomba de 5 MW, cuja relação entre a potência e a velocidade de rotação é quadrática. Quanto à máquina de indução, optou-se por um modelo utilizado nos estudos de caso do livro *Power Conversion and Control of Wind Energy Systems* (WU et al., 2011), cujos parâmetros se encontram

na Tabela B-4 do livro. Como o modelo possui 4 MW e 4 kV, uma mudança de base foi aplicada aos seus parâmetros, visando obter um motor verossímil para este trabalho. Os principais parâmetros do subsistema se encontram na tabela 2.

Tabela 2 – Parâmetros do conjunto motor-bomba de injeção.

Parâmetro	Valor
Potência nominal (MW)	5,0
Fator de Potência (-)	0,8261
Tensão de linha eficaz (kV)	6,6
Corrente de linha eficaz (kA)	0,53

Por fim, no que concerne ao **sistema de armazenamento de energia em bateria**, o trabalho optou por um modelo comercializado pela WEG. A capacidade de energia armazenada e a potência nominal foram obtidas por meio da análise energética proposta por Lima, Monaro e Salles (2022), na qual a bateria é dimensionada visando minimizar o número de paradas e partidas do sistema de injeção. Como mencionado no capítulo introdutório, o conjunto motor-bomba submerso apresenta difícil manutenção, tornando o número de paradas e partidas crítico ao projeto. Como resultado, uma bateria de 1 MWh/1 MW foi escolhida.

A figura 12 ilustra um eletrocentro em escala de utilidade (*utility scale*), fornecido pelo catálogo de produtos da WEG (WEG, 2022). Ressalta-se que a figura não apresenta a solução final para o sistema estudado, tendo como único fim facilitar a visualização dos principais equipamentos que compõe esse subsistema.

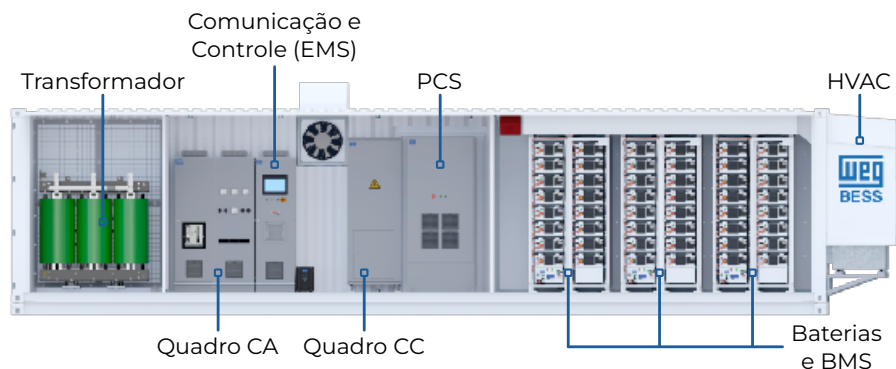


Figura 12 – Ilustração do sistema de armazenamento de energia em bateria, na escala de utilidade (*utility scale*), fornecido pela WEG (Adaptado de WEG (2022)).

O eletrocentro ilustrado é concebido para conexão em CA. Para tanto, ele contém um transformador trifásico e um inversor de potência (*Power Converter System (PCS)*), além de um painel de comunicação e controle (*Energy Management System (EMS)*) e dos quadros CC e CA. O banco de baterias é associado aos *Battery Management Systems (BMSs)*, responsáveis pelo gerenciamento das baterias recarregáveis de modo a evitar que

o conjunto opere fora de sua área de operação segura (WEG, 2022). Demais parâmetros do subsistema se encontram na tabela 3, na qual o valor da tensão de conexão não considera o transformador, sendo portanto a tensão eficaz de linha na saída do inversor.

Tabela 3 – Parâmetros do sistema de armazenamento de energia em bateria.

Parâmetro	Valor
Potência nominal (MW)	1,0
Capacidade de Armazenamento (kAh)	2,63
Tensão de Conexão (V)	380

Constata-se que a potência nominal da turbina eólica excede consideravelmente a soma das potências do conjunto motor-bomba e da bateria. A localização ideal do sistema isolado é principalmente influenciada pela identificação dos pontos ótimos no reservatório para a injeção de água, resultando, por vezes, em uma posição que não apresenta um elevado fator de capacidade (ALBADI; EL-SAADANY, 2009). Assim, a necessidade de um aerogerador de maior porte se faz presente para alcançar as metas estabelecidas de volume d'água injetado, conforme evidenciado no caso base deste estudo.

Nas próximas seções, a conexão elétrica entre os subsistemas será discutida, e os equipamentos que compõem essa conexão serão dimensionados.

2.2 Seleção da Topologia Elétrica

Ao longo do Projeto de P&D, no qual este mestrado se insere, três possibilidades de conexão dos subsistemas são levantadas, a saber: corrente contínua; corrente alternada em tensão e frequência variáveis; e corrente alternada em frequência fixa.

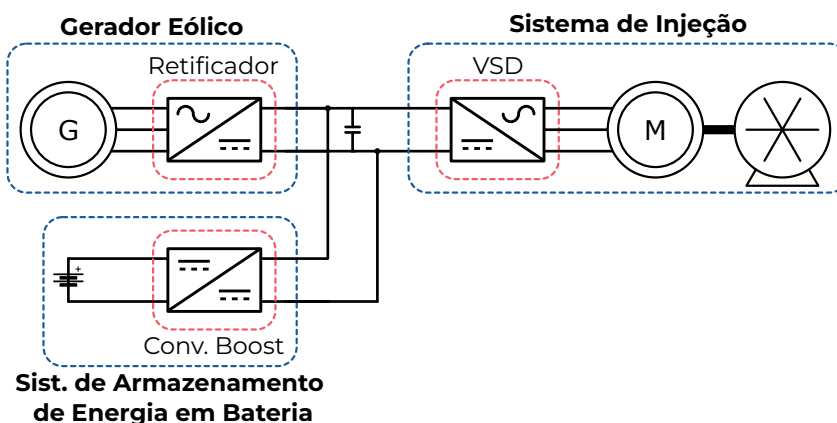


Figura 13 – Topologia do sistema isolado em corrente contínua (Autoria própria).

A primeira topologia, em **corrente contínua**, é ilustrada na figura 13. O gerador eólico é conectado ao barramento CC através de um retificador (CA/CC), permitindo sua operação sob velocidade variável; o sistema de injeção compõe um *Variable Speed*

Drive (VSD) simplificado, constituído por um único inversor (CC/CA); e o sistema de armazenamento possui um conversor *boost* (CC/CC).

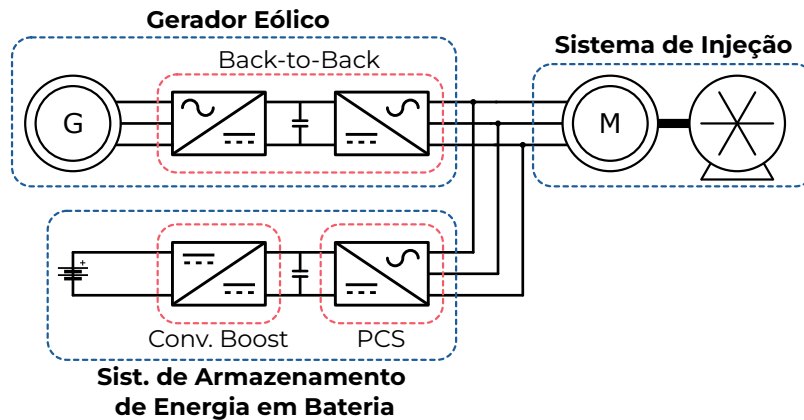


Figura 14 – Topologia do sistema isolado em corrente alternada com tensão e frequência variáveis (Autoria própria).

Em seguida, a segunda topologia, em **corrente alternada com tensão e frequência variáveis**, é ilustrada na figura 14. O gerador eólico é conectado ao barramento CA através de dois conversores estáticos, alocados na configuração *back-to-back*, permitindo sua operação sob velocidade variável; o sistema de armazenamento possui um conversor *boost* (CC/CC) e um inversor (CC/CA) para conexão à rede; e o motor do sistema de injeção dispensa a presença do VSD, sendo ligado diretamente ao barramento CA. Desse modo, o controle de velocidade e torque do motor depende da variação da amplitude e frequência da tensão no barramento CA, fruto da coordenação entre os inversores do lado da rede que compõe os demais subsistemas.

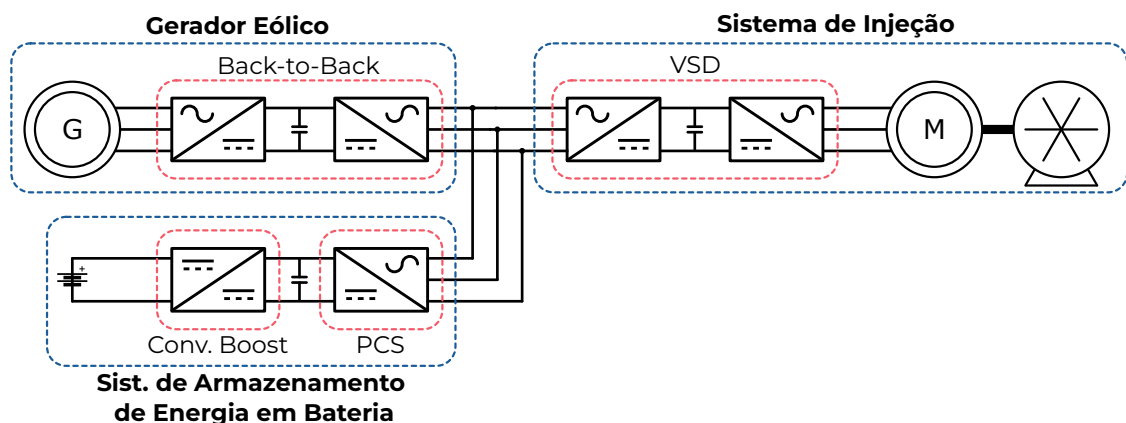


Figura 15 – Topologia do sistema isolado em corrente alternada com frequência fixa (Autoria própria).

Por fim, a terceira topologia, em **corrente alternada com frequência fixa**, é ilustrada na figura 15. O gerador eólico e o sistema de armazenamento apresentam configuração idêntica à segunda topologia. A diferença reside na inclusão de um VSD ao

sistema do injetor, composto por dois conversores estáticos na configuração *back-to-back*. Desse modo, o barramento CA pode ser operado sob frequência e tensão fixas, análogo a sistemas elétricos de potência convencionais.

Inicialmente, a primeira topologia foi adotada pelo projeto de P&D, motivada pelo menor número de conversores eletrônicos. Como outrora mencionado, o estudo dessa configuração resultou na publicação de Otremba et al. (2022).

Apesar da desvantagem quanto ao número de componentes, a conexão em corrente alternada com frequência fixa compreende soluções amplamente presentes no mercado de equipamentos elétricos. Os VSDs, os sistemas de armazenamento em baterias e os aerogeradores são comumente projetados e comercializados para conexão em barramentos CA.

A primeira topologia emprega menos conversores estáticos, mas a menor disponibilidade desses equipamentos para conexão em barramento CC pode aumentar o custo deles. A segunda topologia representa um meio termo em relação à quantidade de equipamentos, no entanto a complexidade do seu controle é um empecilho a sua implementação. Desse modo, o presente trabalho optou por estudar a terceira topologia, complementando o trabalho de Otremba et al. (2022) no projeto de P&D.

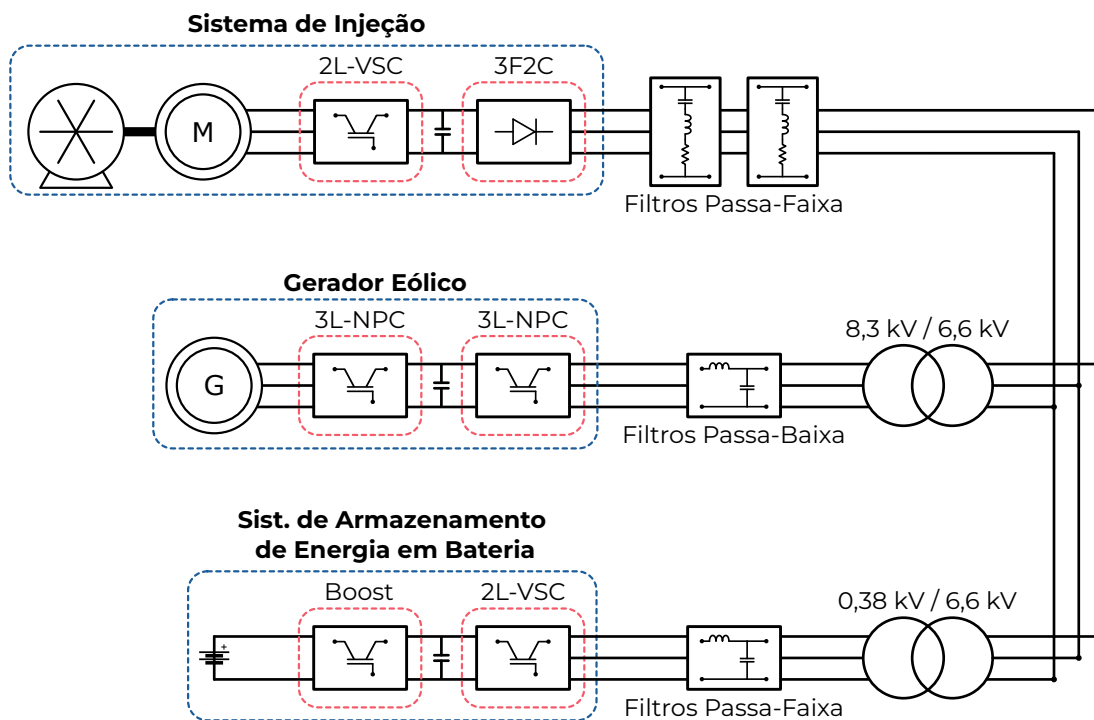


Figura 16 – Proposta final de conexão dos equipamentos para o sistema estudado (Autoria própria).

A figura 16 ilustra a proposta final de conexão dos equipamentos para o sistema estudado. O gerador eólico é conectado à rede através de dois conversores *Voltage Source Converters* (VSCs) em configuração *back-to-back*. Ambos conversores adotados possuem três níveis com *Neutral Point Clamped* (NPC), uma vez que o aerogerador é de média

tensão (WU et al., 2011). Quanto ao sistema de armazenamento, há um conversor CC/CC, do tipo *boost*, e um inversor VSC de dois níveis. O VSD, por sua vez, compõe um inversor VSC de dois níveis e um retificador trifásico de dois caminhos (3F2C), baseado em diodos.

2.3 Dimensionamento dos Equipamentos de Distribuição

Como os subsistemas operam sob tensões diferentes, dois transformadores foram adicionados, voltados a compatibilizar as tensões de conexão do gerador eólico e da bateria com relação à tensão da carga, ou seja, da bomba injetora. Os parâmetros dos transformadores, presentes na tabela 4, foram escolhidos com base nos valores típicos dos modelos de distribuição comercializados pela WEG.

Tabela 4 – Parâmetros dos transformadores.

Parâmetro	8,3 kV/6,6 kV	0,38 kV/6,6 kV
Potência nominal (MW)	7,0	1,5
Resistência do Enrolamento (pu)	0,0001	0,0001
Reatância do Enrolamento (pu)	0,06	0,06

Devido à presença de conversores eletrônicos, filtros de harmônicos foram adotados. Os inversores VSC foram conectados à filtros passa-baixa LC, enquanto o retificador à diodos exigiu a instalação de dois filtros passa-faixa RLC.

Quanto aos filtros passa-baixa, o dimensionamento dos capacitores C_f é feito de modo à minimizar o impacto no fator de potência, ou seja, reduzir sua injeção de potência reativa. O dimensionamento dos indutores L_f , por sua vez, adotou estratégias diferentes para ambos subsistemas. No caso do gerador eólico, o valor adotado foi igual ao sugerido pelos autores Quéval e Ohsaki (2012). Já em relação à bateria, seu inversor se enquadra no cenário estudado pelos autores Kantar e Hava (2016), no qual a potência é alta ($\geq 0,5$ MVA) e a tensão é baixa (< 1 kV). Nesse cenário, a frequência de chaveamento do inversor é limitada à valores baixos, por conta das perdas proeminentes. Consequentemente, o valor do indutor de filtro deve ser maior. Ambos reatores de filtro possuem uma resistência $R_{s,f}$ intrínseca, calculada conforme proposto em Quéval e Ohsaki (2012).

Finalmente, visando o amortecimento da ressonância do filtro, um resistor R_f foi adicionado em série ao capacitor e ajustado para prover um fator de amortecimento ζ igual a 0,5. Esse valor foi escolhido visando minimizar as perdas ôhmicas do filtro (KANTAR; HAVA, 2016). A equação 1 calcula a frequência ω_r de ressonância, enquanto a equação 2 calcula o resistor R_f do filtro.

$$\omega_r = \sqrt{\frac{1}{L_f C_f}} \quad (1)$$

$$R_f = 2L_f \zeta \omega_r \quad (2)$$

Os filtros passa-faixa, enfim, foram sintonizados para as duas maiores componentes harmônicas, de 5^a e 7^a ordens. O fator de qualidade foi selecionado dentre seus valores típicos, entre 30 e 60. Quanto à potência reativa, essa foi ajustada manualmente, de modo a respeitar os limites harmônicos especificados na norma IEEE 519-1992 (IEEE, 1993). Os valores dos parâmetros dos filtros, passa-baixa e passa-faixa, podem ser vistos na tabela 5.

Tabela 5 – Parâmetros dos filtros de harmônicos.

Filtros Passa-Baixa		
Parâmetro	Aerogerador	Bateria
Tensão de Base (kV)	8,3	0,38
Potência de Base (MVA)	15,5	1,1
Capacitor C_f (pu)	0,05	0,05
Indutor L_f (pu)	0,15	0,30
Resistor R_{sf} (pu)	0.0025	0.0050
Resistor R_f (pu)	1,80	2,46
Filtros Passa-Faixa		
Parâmetro	1º Filtro	2º Filtro
Frequências de Sintonia (Hz)	5×60	7×60
Tensão de Base (kV)	6,6	6,6
Potência Reativa (MVar)	1,15	0,35
Fator de Qualidade (-)	30	30

Estudo do Controle em Microrredes

Uma analogia pode ser traçada entre o sistema isolado de injeção de água, objeto de estudo da presente pesquisa, e microrredes isoladas. Esse paralelo permite identificar estratégias de controle aplicáveis em microrredes que possam ser adaptadas ao controle do fluxo de potência na rede sob estudo.

O conceito de microrredes surge no contexto da descentralização dos sistemas elétricos de potência. Historicamente, essa indústria compõe sobremaneira três segmentos: a **geração**, composta principalmente por usinas de grande porte; a **transmissão**, constituída por linhas de alta tensão que distribuem a energia gerada aos principais centros de carga; e a **distribuição**, a qual integra linhas de média e baixa tensão que atendem aos consumidores finais agregados em um centro de carga.

No entanto, constata-se atualmente o crescimento substancial de novos recursos conectados à rede de distribuição, desde geração distribuída, sistemas de armazenamento e cargas operadas sob resposta à demanda. Esse cenário impõe um novo paradigma à operação do setor, no qual as redes de distribuição, outrora passivas, passam a atuar ativamente no gerenciamento da demanda de pico, na minimização do congestionamento de linhas e subestações de transmissão, no suporte de potência reativa e tensão, dentre outros serviços, descentralizando a operação (HATZIARGYRIOU, 2014; IRENA, 2019).

Visando integrar os recursos distribuídos de modo otimizado, novas filosofias de interconexão são discutidas, dentre as quais destacam-se as **microrredes** (HATZIARGYRIOU, 2014). Segundo Lasseter (2002), uma microrrede corresponde a “um conjunto de cargas e pequenas geradoras que funcionam como um único sistema controlável, o qual fornece energia e calor à sua área local”. Desse modo, a rede elétrica enxerga a microrrede como uma célula controlável, tal qual uma carga única despachável.

Enquanto a microrrede é capaz de fornecer suporte ao sistema de transmissão e distribuição, ela pode atender aos requisitos de confiabilidade e qualidade no suprimento de energia aos consumidores que a compõe (LASSETER, 2002). Ademais, as microrredes podem ser operadas conectadas ao sistema de distribuição ou transmissão (macrorrede), através de um Ponto Comum de Acoplamento (PCC), ou isoladas, permitindo a conti-

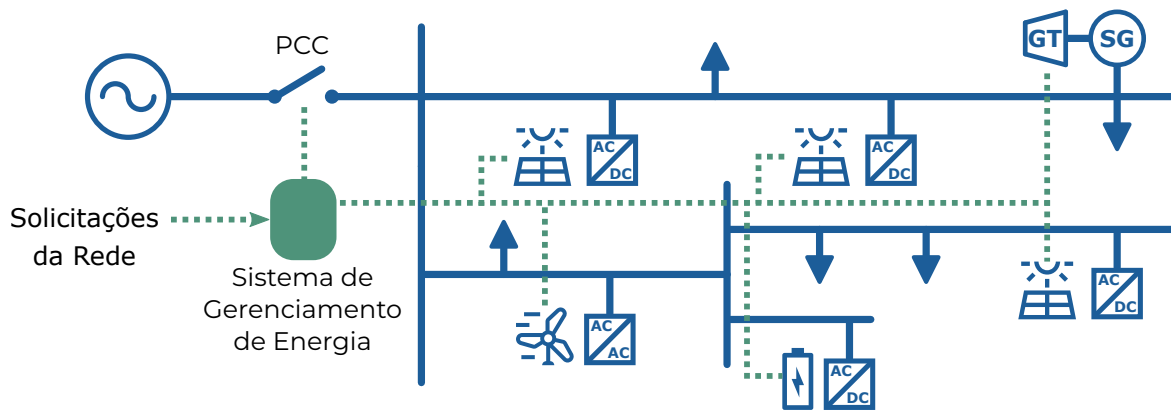


Figura 17 – Arquitetura de uma microrrede (Adaptado de Lasseter (2002)).

nuidade do suprimento mesmo diante de um evento externo de contingência. Há tanto microrredes em CA quanto em CC, no entanto o presente texto focará na primeira, tendo em mente a solução escolhida para o objeto de estudo.

A figura 17 ilustra a arquitetura de uma microrrede CA. A diferença entre uma microrrede e uma rede de distribuição passiva, com geração distribuída, repousa na controlabilidade (LASSETER, 2002; AHMETHODZIC; MUSIC, 2021), salientada na figura 17. Desse modo, as estratégias de controle aplicáveis a microrredes são objetos de constante pesquisa.

Segundo Ahmethodzic e Music (2021), métodos de controle podem ser classificados conforme sua estrutura, a saber: centralizados, descentralizados ou distribuídos. A **arquitetura centralizada** concentra a tomada de decisão em uma única central de controle, a qual agrega os estados e demais informações recebidas das unidades de geração e carga, e envia para essas mesmas unidades as saídas de controle necessárias. Desse modo, canais de comunicação confiáveis e de ampla largura de banda se tornam imprescindíveis, bem como uma central de controle com grande poder computacional, capaz de processar um grande montante de dados. O controle centralizado incorpora maior coordenação aos recursos que compõe a microrrede, à medida que os trata como um todo. No entanto, a central de controle representa um ponto crítico de falha (*single point failure*), reduzindo a confiabilidade do sistema.

Enquanto isso, na **arquitetura descentralizada**, o processo decisório se encontra nos controles locais das unidades de geração e carga. Esses controles se baseiam em informações locais, tais como as medidas de tensão e corrente no ponto de conexão do equipamento à microrrede, dispensando canais de comunicação. Como a coordenação não se encontra concentrada em uma única central de controle, sua redundância é maior e, conseqüentemente, sua confiabilidade também. Por fim, a **arquitetura distribuída** corresponde a um controle descentralizado, embora com canais de comunicação entre algumas unidades, visando maior otimização na operação. Essa estratégia representa um meio-termo entre as anteriores, porém sua implementação é mais complexa.

A tabela 6, adaptada de Ahmethodzic e Music (2021), resume as principais características das três estruturas discutidas.

Tabela 6 – Comparação entre diferentes estruturas de controle de uma microrrede (Adaptada de Ahmethodzic e Music (2021)).

Atributo	Centralizado	Descentralizado	Distribuído
Confiabilidade	Baixa	Alta	Média/Alta
<i>Single Point Failure</i>	Sim	Não	Não
Nível de Coordenação	Alto	Baixo	Médio
Dificuldade de Implementação	Fácil	Fácil	Complexa
Custo Computacional	Alto	Baixo	Médio

As microrredes não são controladas por uma estratégia unicamente centralizada ou descentralizada, busca-se sempre a adoção de diferentes controles com diferentes configurações a depender dos objetivos pretendidos. Nesse sentido, convencionou-se organizar os sistemas de controle em uma estrutura hierárquica, similar à aplicada em sistemas de potência convencionais (AHMETHODZIC; MUSIC, 2021; OLIVARES et al., 2014).

O controle hierárquico é composto por diferentes níveis hierarquizados. Segundo a revisão bibliográfica realizada por Ahmethodzic e Music (2021), alguns trabalhos acadêmicos propõe dois ou quatro níveis de controle, no entanto a maioria adota três níveis. Cada nível superior fornece suporte ao nível logo abaixo através de sinais de comando ou referência. Esses comandos não devem impactar na estabilidade e performance do controle do nível inferior. Para tanto, à medida que o nível aumenta, a largura de banda deve decrescer (GUERRERO et al., 2010), ou seja, a escala de tempo de atuação cresce.

Os três níveis mais comuns correspondem ao controle primário, controle secundário e controle terciário (AHMETHODZIC; MUSIC, 2021), conforme retratados na figura 18. O **controle primário** compõe as funções de balanço de potência ativa e reativa, ou seja, dado um desequilíbrio entre a geração e a demanda de potência, o controle deve acomodar esse desbalanço entre as unidades de geração e de carga da microrrede. A escala de tempo do controle primário se encontra entre milissegundos e poucos segundos. Desse modo, uma configuração descentralizada é geralmente adotada, evitando a necessidade de canais de comunicação com alta largura de banda e, conseqüentemente, aumentando a robustez do sistema (AHMETHODZIC; MUSIC, 2021).

O **controle secundário** se responsabiliza pelo gerenciamento da energia, realizando o despacho otimizado dos geradores e das cargas flexíveis. Como esse objetivo requer a agregação das informações de diferentes unidades que compõe a microrrede, as implementações propostas na literatura geralmente adotam uma configuração centralizada. Quanto ao tempo de atuação, sua escala abrange de algumas dezenas de segundos até minutos. Por fim, o **controle terciário** coordena a interação entre a microrrede e o sistema de distribuição ou transmissão no qual ela se conecta. Seu escopo pode compreender desde o controle do fluxo de potência e dos níveis de tensão no PCC, desde o fornecimento de

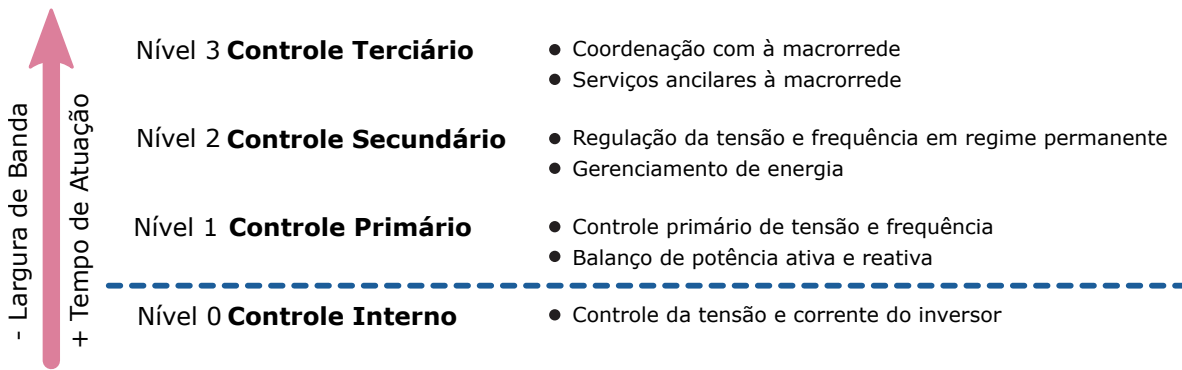


Figura 18 – Controle hierárquico, seguindo a configuração proposta por Guerrero et al. (2010) (Autoria própria).

serviços ancilares à macrorrede. Assim como o controle secundário, geralmente se adota uma configuração centralizada. Sua escala de tempo de atuação abrange os minutos até poucas horas (AHMETHODZIC; MUSIC, 2021).

As microrredes tendem a apresentar grande penetração de fontes renováveis de energia, tais como painéis solares e micro turbinas eólicas, além de sistemas de armazenamento para suavizar a variabilidade inerente a esses recursos renováveis. Esses sistemas compartilham o fato de serem conectados à rede através de conversores eletrônicos, sobretudo de inversores do tipo VSC. Esses equipamentos acrescentam maior flexibilidade e operatividade aos sistemas elétricos de potência, ao passo que representam novos desafios à operação deles.

Dada a importância dos inversores nas microrredes, Guerrero et al. (2010) adicionam um nível zero ao controle hierárquico, exibido na figura 18. Esse nível corresponde ao **controle interno**, que envolve o laço de controle mais interno do inversor, responsável pelo rastreamento da corrente/tensão de saída do equipamento. Além disso, seu tempo de atuação compreende algumas centenas de microssegundos até alguns poucos milissegundos. Alguns artigos na literatura incluem essa funcionalidade no controle primário (AHMETHODZIC; MUSIC, 2021), no entanto o presente trabalho optou pela convenção de um nível adicional.

Assim, a presença significativa de conversores estáticos, a capacidade de operação isolada e a coordenação e controlabilidade de seus subsistemas tornam o sistema isolado de injeção semelhante a uma microrrede, apesar dos níveis de potência nominal serem maiores.

Como o sistema estudado é isolado, o controle terciário não se aplica. Ademais, o presente trabalho não irá implementar o controle secundário. Desse modo, o presente capítulo irá se debruçar sobre o estudo e desenvolvimento dos controles interno e primário de uma microrrede, foco da implementação desse projeto.

3.1 Controle Interno

O controle interno agrega, como principais funções, o controle da tensão e corrente de saída do inversor, rejeitando distúrbios e respeitando os critérios de qualidade de energia. Há duas famílias de estratégias de controle presentes na literatura: inversores seguidores de rede (*grid following*) e inversores formadores de rede (*grid forming*) (HOSSAIN et al., 2017; QORIA et al., 2019). Guerrero et al. (2010) e Guerrero et al. (2012) mencionam as estratégias *grid-following* e *grid-forming* também como *current-source inverters* e *voltage-source inverters*, respectivamente. No entanto, como essa nomenclatura é também utilizada para distinguir duas famílias de topologias de inversores (VÁZQUEZ et al., 2009), o presente trabalho permanecerá com a primeira terminologia.

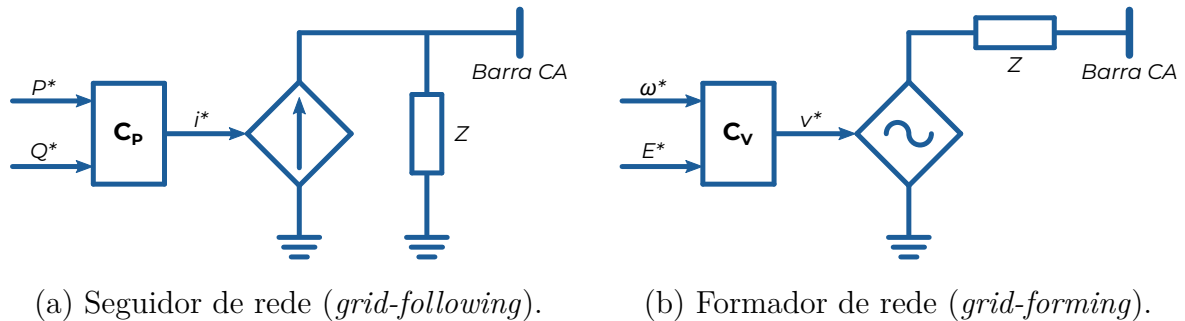


Figura 19 – Classificação dos inversores em duas famílias de controles (Adaptado de Anttila et al. (2022)).

O inversor seguidor de rede (*grid-following*) se comporta como uma fonte de corrente em paralelo a uma impedância, assim como ilustrado na figura 19a (ROCABERT et al., 2012). Seu principal objetivo compreende o controle da corrente injetada na rede (ANTTILA et al., 2022). Para tanto, essa corrente deve ser sincronizada com a tensão no ponto de conexão do inversor, função essa executada usualmente por um *Phase-Locked Loop* (PLL). Portanto, seu método de sincronismo com a rede é baseado na tensão, conhecido do inglês por *voltage-based synchronization* (WANG et al., 2020). Essa estratégia é geralmente adotada na conexão de fontes renováveis de energia, como eólica e solar, nas quais o valor de referência da corrente é regulado por uma malha externa de controle voltada ao *Maximum Power Point Tracking* (MPPT) (ANTTILA et al., 2022).

Enquanto isso, o inversor formador de rede (*grid-forming*) atua como uma fonte de tensão com impedância em série, assim como ilustrado na figura 19b (ROCABERT et al., 2012). Seu principal objetivo compreende o controle direto da amplitude e frequência da tensão no ponto de conexão do inversor (ANTTILA et al., 2022). A tensão deve ser também sincronizada junto à rede, tarefa empreendida de maneira análoga às máquinas síncronas, ou seja, ancoradas na relação entre potência e frequência ($P - \omega$). Portanto, seu método de sincronismo com a rede é baseado na potência, conhecido do inglês por *power-based synchronization* (WANG et al., 2020).

Como explicitado anteriormente, os inversores *grid-following* dependem de um referencial de tensão e frequência no ponto de conexão, a partir dos quais eles conseguem regular a correta injeção de potência. Desse modo, esse controle necessita da presença de unidades formadoras de rede, capazes de prover esses referenciais. Destaca-se também que, em sistemas isolados compostos unicamente por conversores estáticos, a presença de inversores *grid-forming* se torna imprescindível, uma vez que assumem a responsabilidade da formação e manutenção da tensão de referência da rede, tarefa normalmente garantida pelos geradores síncronos em sistemas de potência convencionais (ANTTILA et al., 2022; ROCABERT et al., 2012).

Ambas as categorias de inversores podem participar do suporte à tensão e frequência da rede, a depender da malha de controle externa implementada. No entanto, a principal diferença se encontra na reação do controle logo após uma mudança no ponto de operação da rede (ROSSO et al., 2021). A figura 20 ilustra os diagramas fasoriais de ambos inversores conectados a um equivalente de thevenin da rede, antes e após o evento. Esse último é caracterizado pela excursão angular do fasor da tensão V_g da rede.

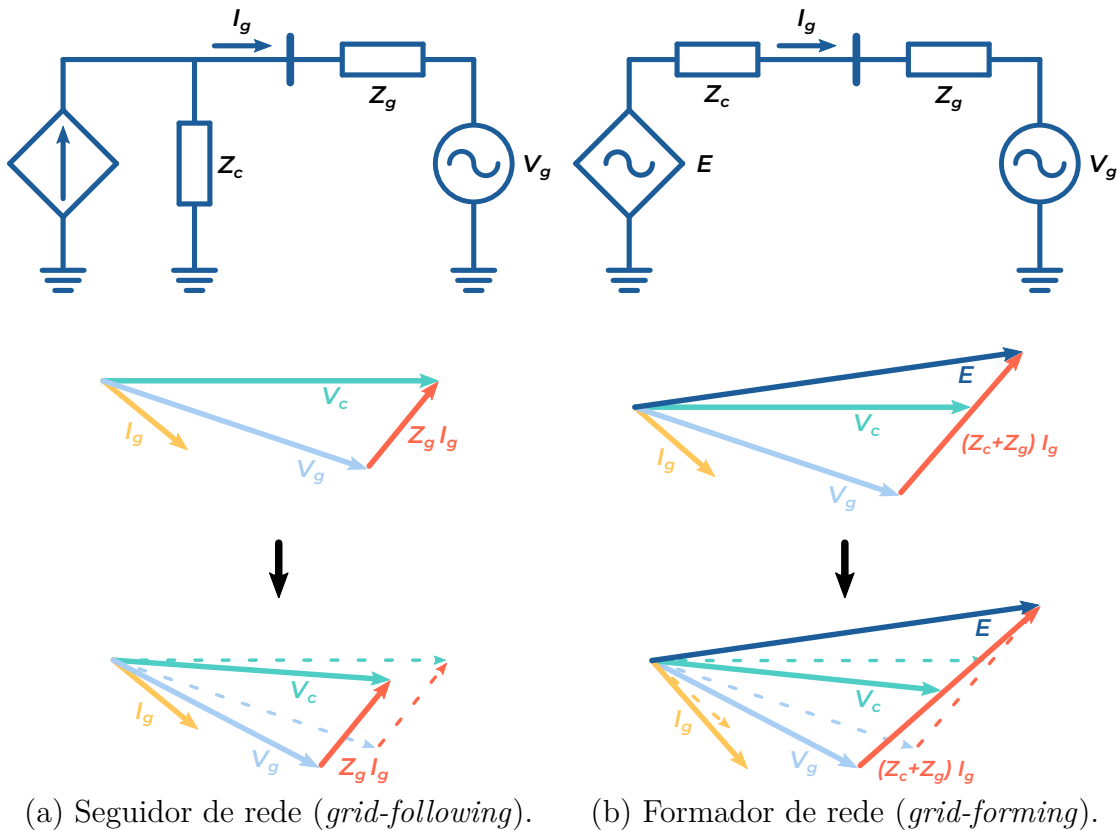


Figura 20 – Diagrama fasorial antes e depois de uma perturbação na rede, caracterizada pela excursão angular do fasor de tensão V_g da rede (Adaptado de Rosso et al. (2021)).

No caso do conversor *grid-following*, devido ao seu comportamento análogo a uma fonte de corrente, a corrente I_g mantém-se constante nos primeiros instantes pós-evento. Consequentemente, a tensão V_c apresenta uma variação significativa. Quanto ao con-

versor *grid-forming*, seu comportamento análogo a uma fonte de tensão lhe garante a manutenção do valor da tensão E nos primeiros instantes pós-evento, levando à variação da corrente I_g . Essa reação é similar a de geradores síncronos e, por conseguinte, desejada pelos operadores do sistema elétrico (ROSSO et al., 2021).

Esse fenômeno também foi observado por Qoria et al. (2019), os quais simularam dois conversores estáticos conectados em paralelo: o primeiro operando como *grid-forming*; e o segundo atuando como *grid-following*. Ambos conversores possuem controle primário droop, participando da regulação da tensão e frequência da rede local. Um aumento de carga foi provocado aos 5 s, e os resultados podem ser auferidos na figura 21.

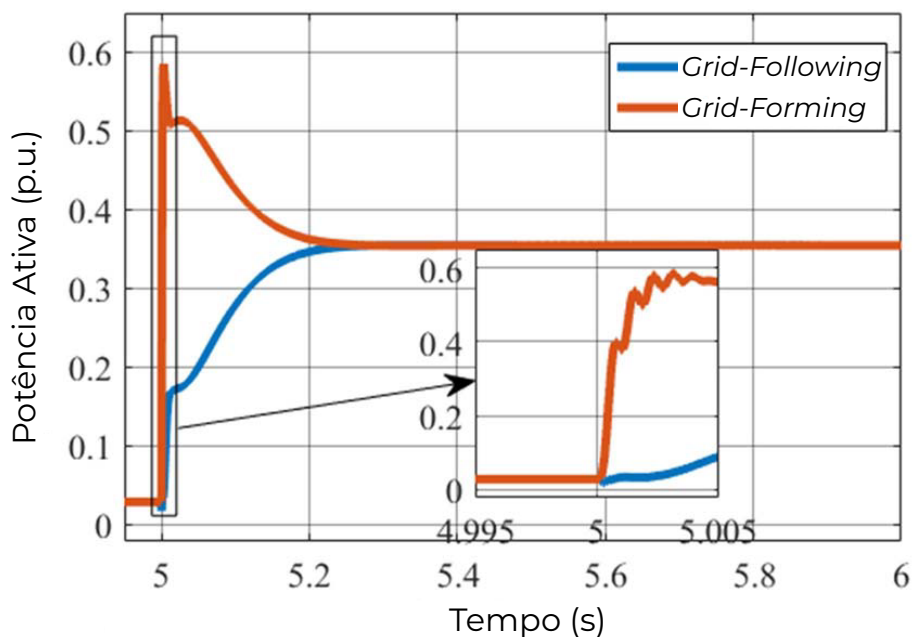


Figura 21 – Simulação transitória de um inversor *grid-forming* e *grid-following* operando em paralelo (Adaptado de Qoria et al. (2019)).

Atenta-se que, em regime permanente, ambos inversores compartilharam a variação de carga, devido ao controle primário. No entanto, ao longo do transitório, o conversor *grid-forming* tomou a maior parte da variação de carga, indicando que esse controle apresenta um suporte “natural” de potência diante de distúrbios na rede, como variações de carga e contingências (QORIA et al., 2019).

Os controles *grid-following* possuem significativo amadurecimento tecnológico, sendo amplamente encontrados na maioria das aplicações industriais. Enquanto isso, os controles *grid-forming* ainda são objeto de intensa pesquisa acadêmica, de modo que não se identifica uma configuração predominante dentre as propostas e discutidas pela literatura especializada.

Por fim, vale mencionar também o esforço de pesquisa engendrado em torno do estudo de estabilidade de ambas estratégias de controle. Nesse sentido, Wang et al. (2020) conduziram uma revisão bibliográfica acerca do tema, constatando que os controles seguidor

e formador de rede podem apresentar problemas de estabilidade no sincronismo junto à rede. Enquanto seguidores de rede veem esse problema quando conectados à redes fracas, os formadores de redes os veem em redes fortes ou fracas com compensação série.

A força de uma rede encontra diferentes definições, das quais a principal está relacionada à impedância da rede vista a partir do ponto de conexão do inversor (VILMANN et al., 2022). O principal parâmetro para medi-la é a potência de curto-circuito, conhecida pela sigla em inglês *Short-Circuit Ratio* (SCR). Sua fórmula se encontra abaixo, na qual $S_{3\phi}$ corresponde à potência de curto-circuito trifásica, medida no ponto de conexão, z , a impedância da rede vista pelo inversor, i , a corrente injetada pelo inversor e s , a potência injetada pelo inversor. Ressalta-se que todos os valores se encontram por unidade (pu). Quanto maior a impedância z da rede, menor o SCR e, conseqüentemente, mais fraca é considerada a rede na qual o conversor se liga.

$$SCR = \frac{|s_{3\phi}|}{|s|} = \frac{1}{|i| \cdot |z|} \quad (3)$$

Dentre as conseqüências perceptíveis, é possível citar as *sideband oscillations* ao redor da frequência fundamental (f_o), caracterizadas por oscilações nas formas de onda da corrente e tensão, presentes nas frequências $f_o \leq f$. Esse fenômeno pode ser observado sob perturbações pequenas. Já diante de perturbações maiores, como contingências ou grandes variações na carga ou geração do sistema, é possível também haver a completa perda de sincronismo do conversor estático (WANG et al., 2020).

3.2 Controle Primário

Como mencionado na introdução do atual capítulo, o principal objetivo do controle primário envolve o balanço de potência, conhecido em inglês como *power sharing*. Dado um desequilíbrio entre a geração e a demanda, as unidades de geração e carga flexíveis devem alterar seu ponto de operação (potência ativa e reativa) de modo a acomodar o desequilíbrio da melhor maneira, a qual depende de critérios pré-estabelecidos pelo operador do sistema.

Os métodos que abarcam esse objetivo podem ser categorizados segundo a presença (*communication-based control*) ou ausência (*communication-less control*) de canais de comunicação (HOSSAIN et al., 2017). Outros autores, como Olivares et al. (2014), propõem uma classificação semelhante porém com nomenclatura diferente, *non-droop-based method* e *droop-based method*, tendo em conta que os métodos sem comunicação se baseiam sobretudo no controle droop.

Os **métodos baseados em comunicação**, como explicitado no nome, se alicerçam em canais de comunicação entre os recursos distribuídos da microrrede. Eles apresentam excelente precisão no balanço de potência, além de manterem os valores de magnitude e

frequência das tensões próximos dos nominais, sem a necessidade da atuação do controle secundário (ROKROK; SHAFIE-KHAH; CATALAO, 2018; HAN et al., 2015). Dentre as soluções propostas na literatura acadêmica, destacam-se as listadas abaixo:

- **Controle Centralizado:** como o próprio nome adianta, esse controle adota uma configuração centralizada, ou seja, seu processo decisório é concentrado em uma única central de controle. Essa central determina a contribuição de cada unidade geradora conforme sua capacidade nominal, calculando os valores de corrente de referência como frações da corrente de carga. Além disso, sinais de sincronismo são enviados às geradoras de modo a mantê-las sincronizadas com a tensão e frequência da rede. Esse controle apresenta excelente precisão no balanço de potência, tanto em regime permanente quanto no transitório. No entanto, as limitações que abarcam os controles centralizados, discutidas na introdução do capítulo, se encontram também nessa solução. Destacam-se a necessidade por canais de comunicação com alta largura de banda e a reduzida redundância, as quais diminuem a confiabilidade desse controle (ROKROK; SHAFIE-KHAH; CATALAO, 2018; HAN et al., 2015; HOSSAIN et al., 2017);
- **Controle Distribuído:** como o próprio nome adianta, esse controle adota uma configuração distribuída, ou seja, o processo decisório é descentralizado, mas ainda há a necessidade de canais de comunicação entre os inversores. Essa solução é aplicada à inversores conectados em paralelo, os quais compartilham entre si os valores de corrente injetados (i_o) na microrrede. Sob posse desses valores, as malhas de controle de corrente, individuais de cada inversor, rastreiam a média das correntes injetadas ($\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N i_{ok}$). Essa estratégia requer apenas canais de baixa largura de banda, porém a presença deles ainda reduz a redundância do controle e, consequentemente, sua confiabilidade (ROKROK; SHAFIE-KHAH; CATALAO, 2018; HAN et al., 2015);
- **Controle *Master-Slave*:** nessa solução, há um inversor “mestre” que regula a tensão da microrrede e determina as correntes de referência dos demais inversores “escravos”. Caso o inversor “mestre” apresente alguma falha, outro inversor, previamente escolhido, pode assumir esse papel. Apesar dessa estratégia evitar pontos críticos de falha (*single point failure*), a necessidade de canais de comunicação ainda impactam na redundância e confiabilidade do controle. Além disso, o controle pode presenciar sobrecorrentes durante os transitórios, tendo em vista que a corrente do inversor “mestre” não é controlada (ROKROK; SHAFIE-KHAH; CATALAO, 2018; HAN et al., 2015).

O presente trabalho se debruçará na implementação de um controle descentralizado, que dispense canais de comunicação. Desse modo, os **métodos não baseados em co-**

municiação merecem maior atenção nesse capítulo. Como já mencionado, o controle droop compõe a base das estratégias descentralizadas de controle primário para microrredes. O controle droop é amplamente aplicado em geradores síncronos de sistemas elétricos convencionais, tornando-o uma tecnologia bastante amadurecida. Visando seu entendimento, propõe-se o equacionamento da transferência de potência entre um gerador e um barramento infinito, conforme ilustrado na figura 22.

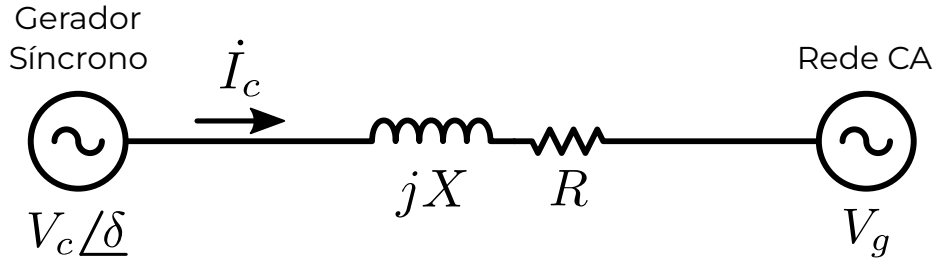


Figura 22 – Gerador síncrono conectado a um barramento infinito (Autoria própria).

A linha que conecta o gerador ao barramento infinito é representada por uma resistência e uma reatância séries. Quanto às capacitâncias *shunt*, seus efeitos se encontram implícitos no fluxo líquido de potência reativa, dispensando sua representação no circuito (KUNDUR, 2009).

Aplicando 2ª Lei de Kirchhoff, é possível obter a corrente I_c injetada na rede elétrica. A impedância de rede é considerada em sua forma polar, ou seja, $Z \angle \theta = R + jX$.

$$\dot{I}_c = \frac{V_c \angle \delta - V_g}{\sqrt{3} Z \angle \theta} = \frac{V_c}{\sqrt{3} Z} \angle \delta - \theta - \frac{V_g}{\sqrt{3} Z} \angle -\theta \quad (4)$$

$$\dot{I}_c = \left[\frac{V_c}{\sqrt{3} Z} \cos(\delta - \theta) - \frac{V_g}{\sqrt{3} Z} \cos(\theta) \right] + j \left[\frac{V_c}{\sqrt{3} Z} \sin(\delta - \theta) + \frac{V_g}{\sqrt{3} Z} \sin(\theta) \right] \quad (5)$$

Sob posse da corrente, é possível equacionar as potências ativa e reativa injetadas pelo inversor no barramento.

$$P = \sqrt{3} V_g \cdot \text{Re}(I_c^*) \Rightarrow P = \frac{V_c V_g}{Z} \cos(\delta - \theta) - \frac{V_g^2}{Z} \cos(\theta) \quad (6)$$

$$Q = \sqrt{3} V_g \cdot \text{Im}(I_c^*) \Rightarrow Q = -\frac{V_c V_g}{Z} \sin(\delta - \theta) - \frac{V_g^2}{Z} \sin(\theta) \quad (7)$$

Normalmente, as impedâncias dos transformadores, linhas de transmissão e geradores são predominantemente indutivas, de modo que a resistência R pode ser desprezada, ou seja, $\theta = 90^\circ$.

$$P = \frac{V_c V_g}{Z} \cos(\delta - \theta) \overset{\text{sen } \delta}{\rightarrow} - \frac{V_g^2}{Z} \cos(\theta) \overset{0}{\rightarrow} \Rightarrow P \approx \frac{V_c V_g}{Z} \text{sen } \delta \quad (8)$$

$$Q = -\frac{V_c V_g}{Z} \text{sen}(\delta - \theta) \overset{-\cos \delta}{\rightarrow} - \frac{V_g^2}{Z} \text{sen}(\theta) \overset{1}{\rightarrow} \Rightarrow Q \approx \frac{V_g}{Z} (V_c \cos \delta - V_g) \quad (9)$$

Observando especificamente a equação 8, constata-se que a potência ativa é dependente majoritariamente da diferença angular δ , uma vez que as tensões V_c e V_g tendem a permanecer próximas de seus valores nominais. Como a impedância Z é geralmente pequena, uma pequena excursão na abertura angular δ entre as tensões já permite um aumento significativo na potência transferida P . Desse modo, para valores nominais de potência, o ângulo δ tende a ser muito pequeno ($< 10^\circ$), permitindo uma segunda simplificação nas equações 8 e 9, na qual $\text{sen } \delta \approx \delta$ e $\cos \delta \approx 1$.

$$P \approx \frac{V_c V_g}{Z} \delta \quad (10)$$

$$Q \approx \frac{V_g}{Z} (V_c - V_g) \quad (11)$$

As equações 8 e 9 indicam um desacoplamento entre a potência ativa e reativa, permitindo seus controles através da abertura angular δ e da diferença de tensão $V_g - V_c$, respectivamente. Ressalta-se que, como não é trivial a obtenção da fase inicial de cada unidade geradora, normalmente se adota a frequência $f = \dot{\delta}$ como variável de controle. O controle droop pode ser, então, sintetizado pelas equações características 12 e 13.

$$P = P^* + G_P(s)(f - f^*) \quad (12)$$

$$Q = Q^* + G_Q(s)(V_c - V_c^*) \quad (13)$$

Os sinais de P^* e Q^* são as potências ativa e reativa de referência, respectivamente. Seus valores correspondem à potência injetada quando as variáveis de controle, frequência f e tensão V_c , são iguais aos seus valores de referência, f^* e V_c^* .

Usualmente se utilizam controladores proporcionais, de modo que $G_P(s) = m$ e $G_Q(s) = n$, sendo m e n parâmetros reais constantes (GUERRERO et al., 2012). Na presença de dois ou mais geradores paralelos, não é possível utilizar um controlador integrador (isócrono). Caso os controles integradores não tenham a mesma característica $P - f$ e $Q - V$, eles conflitariam entre si, cada qual tentando regular a frequência e tensão segundo sua própria configuração. O controle proporcional garante que haverá apenas um valor de frequência e tensão para o qual os geradores repartem a mesma carga (KUNDUR, 2009), assim como exemplificado na figura 23.

Atenta-se também, na figura 23, que a frequência da rede depende da demanda elétrica. Após a mudança no ponto de operação dos geradores, de (P_1, P_2) para (P'_1, P'_2) , a

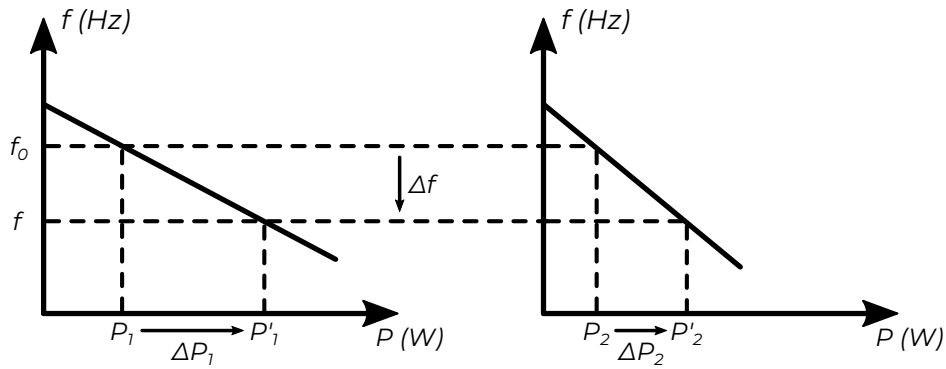
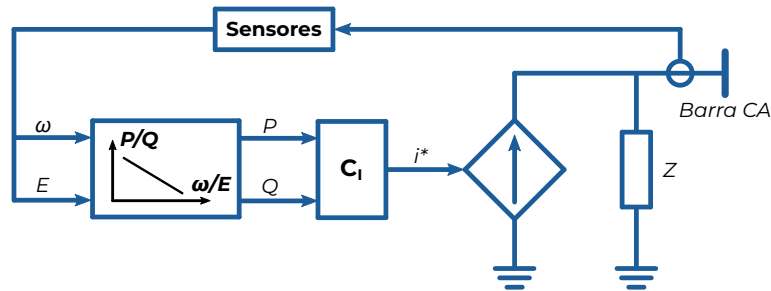


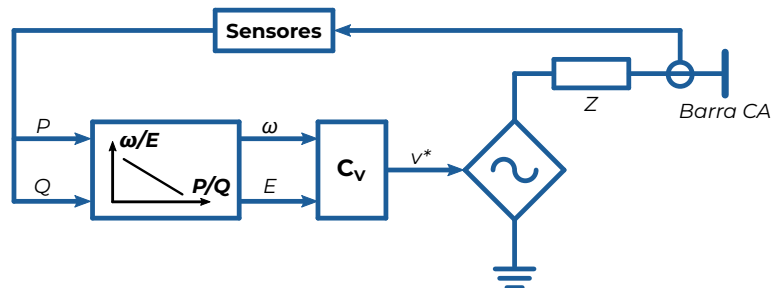
Figura 23 – Curvas características do controle droop de dois geradores em paralelo (Adaptado de Kundur (2009)).

frequência assumiu um novo valor f sob regime permanente, diferente de seu valor nominal. Para retornar ao seu valor nominal, um controle secundário se torna indispensável, diferentemente das estratégias de controle baseadas em comunicação, apresentadas no início da seção.

Concebido inicialmente para geradores síncronos, o controle droop também se mostrou viável como uma estratégia no balanço de potência entre inversores de uma microrrede. Sua implementação pode ser feita tanto em inversores seguidores de rede quanto em formadores de rede, tornando-os inversores de suporte à rede (ROCABERT et al., 2012). A figura 24 exibe os diagramas simplificados das configurações de inversores de suporte.



(a) Seguidor de rede.



(b) Formador de rede.

Figura 24 – Inversores com suporte de rede (controle droop), atuando como seguidor de rede (a) e formador de rede (b) (Autoria própria).

Deve-se atentar também às limitações do controle *droop*. Como mencionado em seu equacionamento, uma das hipóteses consideradas consiste na impedância da rede ser predominantemente indutiva, a qual nem sempre é respeitada. Em sistemas de baixa tensão, por exemplo, a parcela resistiva da impedância da rede se torna significativa. Além disso, a impedância do modelo equivalente do conversor estático pode ser alterada a depender do controle interno implementado (GUERRERO et al., 2012). Como resultado, o acoplamento entre as potências ativa e reativa se sobrepõe.

Como solução, alguns autores propõe o desacoplamento das potências através da aplicação da transformada de *Park*, tal qual mostrada na equação 14. Os valores resultantes P' e Q' podem ser aplicados ao controle *droop* convencional (GUERRERO et al., 2012; ROCABERT et al., 2012).

$$\begin{bmatrix} P' \\ Q' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin \theta \\ \sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{X}{Z} & -\frac{R}{Z} \\ \frac{R}{Z} & \frac{X}{Z} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} \quad (14)$$

Outra solução perpassa pela implementação de uma impedância virtual na saída do inversor. Essa estratégia é ilustrada pela equação 15, na qual v_{ref} é a tensão de referência gerada pelo controle interno, $Z_D(s)$, a impedância virtual, i_o , a corrente medida no ponto de conexão, e v_o^* , a nova tensão de referência ao *Pulse Width Modulation* (PWM) do conversor (GUERRERO et al., 2012; ROCABERT et al., 2012).

$$v_o^* = v_{ref} - Z_D(s)i_o \quad (15)$$

Desse modo a impedância de saída do inversor se torna uma nova variável de controle, podendo ser ajustada conforme os requisitos desejados a sua operação. Além de ser capaz de tornar a impedância de saída majoritariamente indutiva, de modo a beneficiar a implementação convencional do controle *droop*, seu valor pode ser excursionado de maneira a melhorar a qualidade de energia e a resposta transitória do controle (ROCABERT et al., 2012).

Proposta do Controle Primário

Como discutido na seção 3.2, a principal atribuição do controle primário se restringe ao balanço de potência entre os subsistemas que compõe o sistema isolado. O controle de potência reativa não é uma preocupação crítica ao sistema estudado, uma vez que os inversores, contanto que mantenham uma tensão CC estável, são capazes de injetar e consumir quantidades de reativos limitadas apenas pela sua curva de capacidade. Portanto, o foco do trabalho recai exclusivamente no controle do balanço de potência ativa, dada a variabilidade de seu principal recurso primário, o vento.

Optou-se por uma estratégia descentralizada, dispensando a necessidade de canais de comunicação de alta largura de banda e maximizando a redundância e, conseqüentemente, a confiabilidade do controle. Como principal método descentralizado, o controle droop é adotado para o sistema proposto.

Primeiramente, deve-se determinar quais subsistemas participam do controle primário. O sistema de armazenamento visa contrapor a variabilidade da geração eólica, minimizando o número de paradas da bomba injetora (OTREMBE et al., 2022). Desse modo, sua participação no balanço de potência se torna imperativa.

Ademais, como o sistema isolado não detém outros recursos energéticos, o gerador eólico deve ser capaz de adequar sua potência injetada à demanda instantânea. Como exemplo, é possível mencionar o cenário no qual o recurso eólico supera as potências máximas da bomba e da bateria, de modo que a turbina deva limitar sua geração, atuando sob *curtailment*. Assim, optou-se pela participação do gerador eólico no controle primário.

Quanto à bomba injetora, não há como exigência uma taxa fixa de injeção de água, de modo que esse subsistema pode ser entendido como uma carga flexível (SANCHEZ et al., 2017; SILVA et al., 2016). Nesse sentido, sua participação no controle primário se torna interessante, visando aumentar a redundância e confiabilidade do sistema. Isto posto, o presente trabalho propõe a implementação de um controle primário droop que envolva a participação de todos subsistemas, incluindo a carga.

A concepção do balanço de potência ativa deve se atentar a dois critérios, listados abaixo:

- **Critério 01:** a quantidade de paradas da bomba de injeção de água deve ser minimizada, o que implica na manutenção, sempre que possível, do *State of Charge* (SOC) da bateria para que ela assuma a carga quando o recurso eólico estiver indisponível; e
- **Critério 02:** o aproveitamento do recurso eólico deve ser maximizado, ou seja, sempre que o vento for favorável, a bomba deve operar sob demanda máxima e a bateria deve ser carregada com a energia excedente.

Posto isso, estabelece-se uma ordem de prioridade de atuação dos subsistemas, a qual é implementada com o uso de bandas mortas associadas ao controle droop. Quando a carga for maior que a geração, situação caracterizada pela queda da frequência, o gerador eólico deve primeiro atuar, aumentando o aproveitamento do recurso eólico. Caso ele seja insuficiente, a bomba injetora passa a reduzir sua potência consumida, de modo a priorizar a manutenção do SOC da bateria. Por fim, caso a bomba atinja sua potência mínima e a demanda ainda exceda a geração, o controle primário da bateria pode atuar, descarregando-a.

Já quando a geração excede a carga, situação caracterizada pela subida da frequência, a ordem de atuação é invertida. A bateria tem maior prioridade, buscando aumentar sua energia armazenada. Em seguida, caso ainda haja geração excedente, a bomba injetora aumenta seu consumo. Por fim, caso a bomba atinja sua potência máxima e a geração ainda exceda a demanda, a turbina eólica pode atuar limitando sua geração. A tabela 7 resume a ordem de prioridade estabelecida, na qual a demanda e a geração instantâneas são P_{dem} e P_{ger} , e as frequências medida e nominal são f_g e f_{nom} .

Tabela 7 – Hierarquia dos subsistemas na atuação do controle droop.

Cenário		Ordem Estabelecida
$P_{dem} > P_{ger}$	$f_g < f_{nom}$	1 ^a Turbina Eólica
		2 ^a Sistema de Injeção
		3 ^a Bateria
$P_{ger} > P_{dem}$	$f_g > f_{nom}$	1 ^a Bateria
		2 ^a Sistema de Injeção
		3 ^a Turbina Eólica

Na subseção seguinte, uma metodologia é discutida para calcular os parâmetros do controle droop de frequência proposto. Para tanto, considera-se um sistema genérico, para o qual método é esboçado.

4.1 Metodologia de Cálculo dos Parâmetros

Um sistema contendo N subsistemas é considerado, cada qual podendo ser uma unidade geradora, uma carga ou um sistema de armazenamento de energia, com fluxo de po-

tência bidirecional. Dois cenários são apreciados, um no qual a geração excede a demanda ($\Delta f = f_{nom} - f_g < 0$) e outro no qual a demanda excede a geração ($\Delta f = f_{nom} - f_g > 0$). Uma ordem de prioridade é concebida para cada cenário. No primeiro, os subsistemas são classificados pelo índice sobrescrito o , referente à frequência superior (*over*) ao seu valor nominal, enquanto no segundo são classificados pelo índice sobrescrito u , referente à frequência inferior (*under*) ao seu valor nominal. Desse modo, classificando um subsistema qualquer como $o = 1$ e $u = 2$, entende-se que ele é o primeiro a atuar quando $\Delta f < 0$, e o segundo quando $\Delta f > 0$.

A malha de controle droop, para um subsistema qualquer, é apresentada na figura 25. Sua entrada compreende a medida da frequência elétrica f_g no ponto de conexão do subsistema à rede, ao passo que a saída corresponde à potência ativa P_{out} de saída. Como há dois cenários apreciados, entende-se que as curvas características do controle droop podem apresentar inclinações diferentes para $\Delta f < 0$ e $\Delta f > 0$. Assim, dois coeficientes K_{under} e K_{over} são considerados, em contraste aos controles droop convencionais.

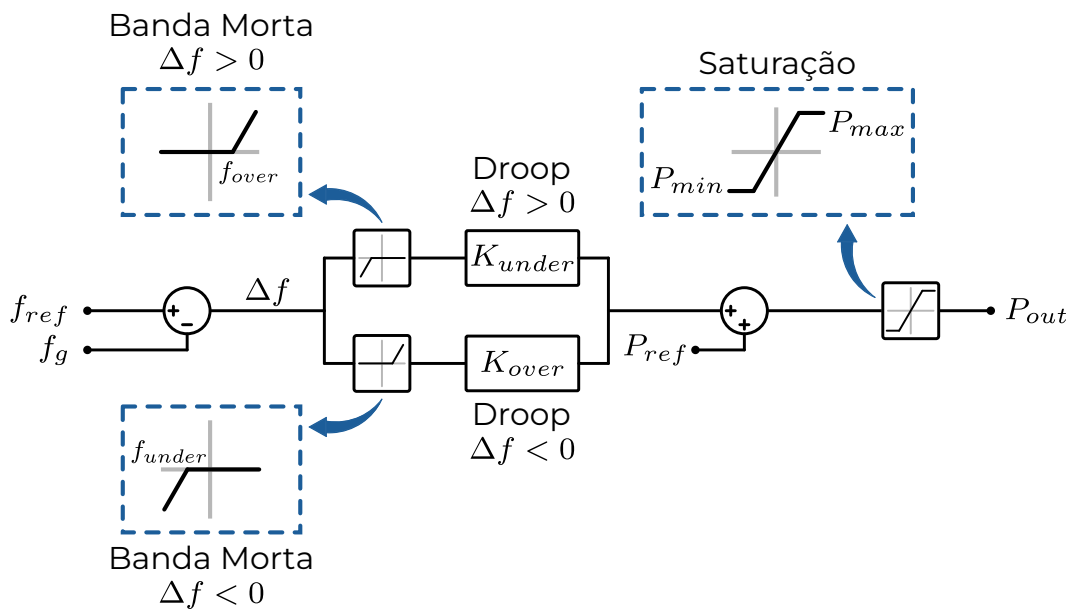


Figura 25 – Malha genérica do controle droop proposto (Autoria própria).

A frequência e a potência de referência correspondem às variáveis f_{ref} e P_{ref} , as quais são comumente determinadas pelo controle secundário. Como o tempo de atuação do controle secundário é muito maior comparativamente ao primário, as variáveis f_{ref} e P_{ref} são consideradas constantes ao longo da operação do controle droop. Nos estudos dinâmicos do controle primário, geralmente se adota a frequência nominal do sistema como valor de referência, enquanto a potência de referência é escolhida conforme o ponto de operação que se quer avaliar. Ademais, os valores P_{min} e P_{max} compreendem os limites inferior e superior de potência ativa dos subsistemas.

Por conseguinte, o projeto do controle primário de cada subsistema abrange a definição das constantes droop K_{over} e K_{under} e do intervalo de banda morta, delimitado

por f_{over} e f_{under} . Inicialmente, os valores f_{over} e f_{under} são determinados considerando os limites máximo (f_{max}) e mínimo (f_{min}) até os quais a frequência elétrica do sistema pode excursionar. Sob posse desses valores, é possível calcular os coeficientes droop. A descrição desse processo é auxiliada pela figura 26, na qual as curvas características de dois subsistemas de geração são ilustradas.

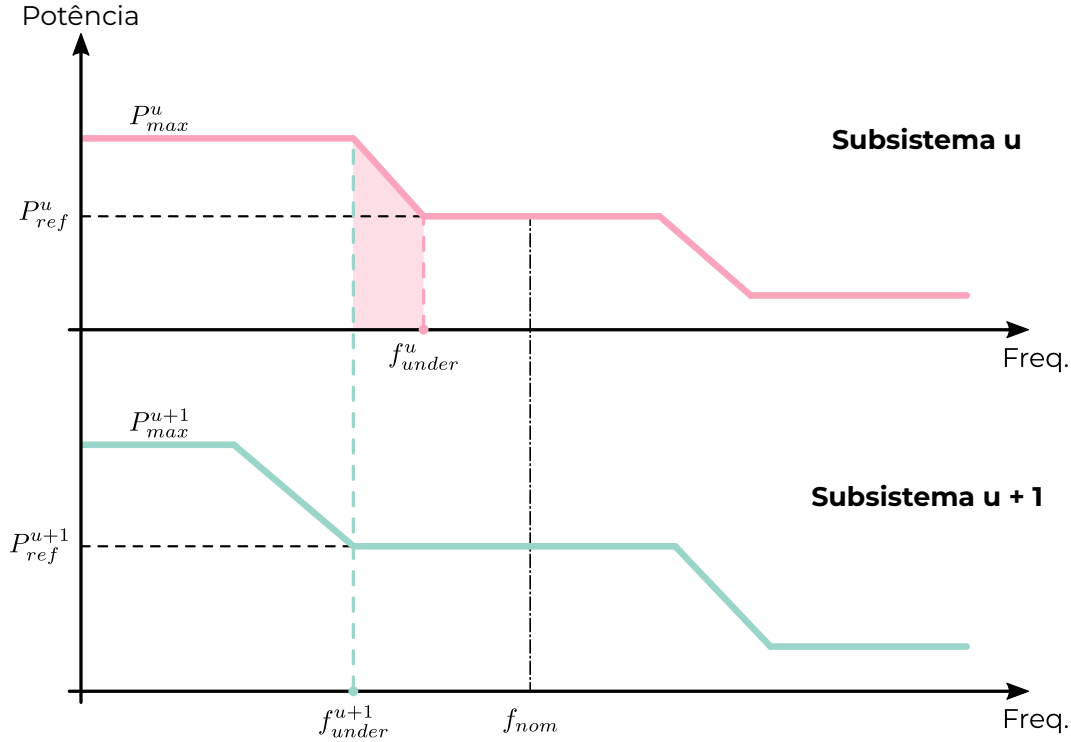


Figura 26 – Curvas características do controle droop de dois subsistemas geradores, u e $u + 1$ (Autoria própria).

Tendo em vista o cenário no qual a demanda supera a geração ($\Delta f > 0$), o subsistema u deve aumentar toda sua potência disponível antes que o subsistema $u + 1$ atue. Consequentemente, K_{under}^u é obtido como o oposto do coeficiente angular da curva sobre a área sombreada, conforme a equação 16. Ressalta-se que o oposto é considerado pois se convencionou o coeficiente droop positivo para unidades geradoras.

$$K_{under}^u = \frac{P_{max}^u - P_{ref}^u}{f_{under}^u - f_{under}^{u+1}} \quad (16)$$

No entanto, a potência de referência P_{ref}^u depende do ponto de operação considerado. Desse modo, buscando evitar que a atuação de dois subsistemas se sobreponham, a maior variação de potência possível é assegurada, ou seja, P_{ref}^u é substituída pela potência mínima P_{min}^u .

$$K_{under}^u = \frac{P_{max}^u - P_{min}^u}{f_{under}^u - f_{under}^{u+1}} \quad (17)$$

A mesma avaliação é válida para o segundo cenário, no qual a geração supera a demanda ($\Delta f < 0$). O cálculo é ilustrado pela figura 27, em que o subsistema o deve reduzir toda sua potência disponível antes que o subsistema $o+1$ atue. Conseqüentemente, K_{over}^o é obtido como o oposto do coeficiente angular da curva sobre a área sombreada, conforme a equação 18. Novamente, buscando evitar que a atuação de dois subsistemas se sobreponham, P_{ref}^o é substituída pela potência máxima P_{max}^o

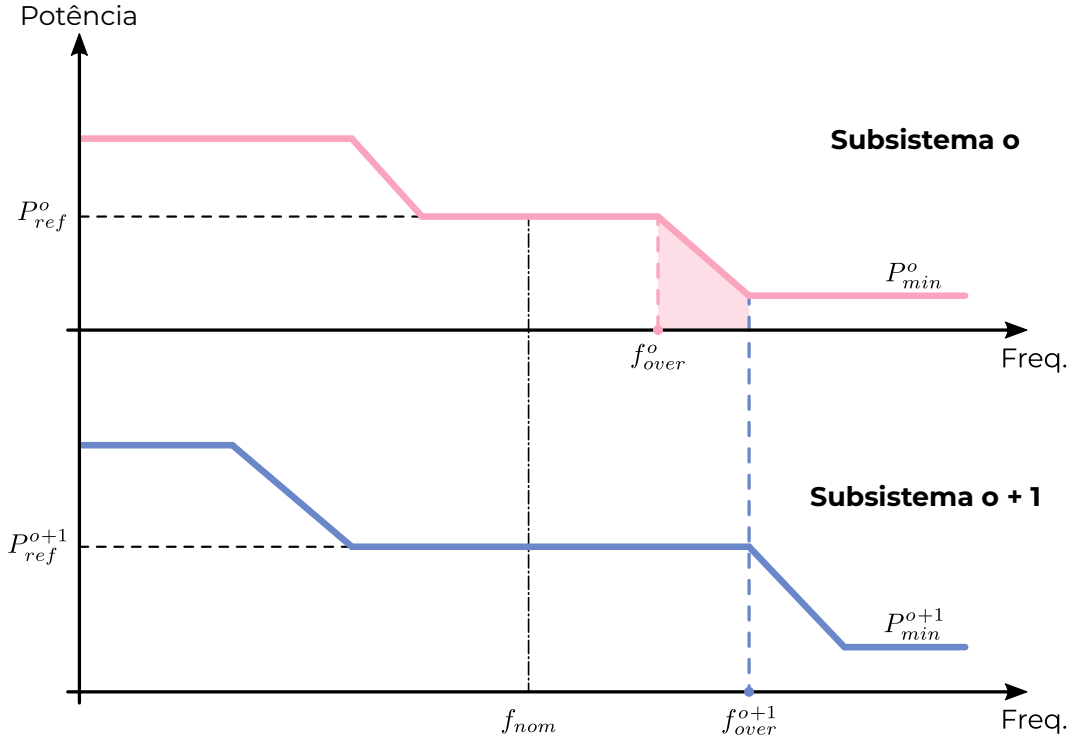


Figura 27 – Curvas características do controle droop de dois subsistemas geradores, o e $o+1$ (Autoria própria).

$$K_{over}^o = \frac{P_{ref}^o - P_{min}^o}{f_{over}^{o+1} - f_{over}^o} \implies K_{over}^o = \frac{P_{max}^o - P_{min}^o}{f_{over}^{o+1} - f_{over}^o} \quad (18)$$

Enfim, as equações 19 e 20 são apresentadas, resumindo o cálculo dos parâmetros droop de um subsistema indicado pelos índices (u, o) . Desta maneira, o cálculo dos coeficientes droop de um subsistema considera o intervalo de banda morta do subsistema que atua logo em seguida, na ordem de prioridade.

$$K_{under}^u = \frac{P_{max}^u - P_{min}^u}{f_{under}^u - f_{under}^{u+1}} \quad | \quad u \in [1, N-1] \quad (19)$$

$$K_{over}^o = \frac{P_{max}^o - P_{min}^o}{f_{over}^{o+1} - f_{over}^o} \quad | \quad o \in [1, N-1] \quad (20)$$

Quanto ao último subsistema a atuar, o valor de f_{under}^{u+1} e f_{over}^{o+1} é substituído por f_{min} e f_{max} , resultando nas equações 21 e 22.

$$K_{under}^u = \frac{P_{max}^u - P_{min}^u}{f_{under}^u - f_{min}^u} \mid u = N \quad (21)$$

$$K_{over}^o = \frac{P_{max}^o - P_{min}^o}{f_{max}^o - f_{over}^o} \mid o = N \quad (22)$$

Implementação dos Controles

No que concerne aos controles voltados à interação com a rede, a figura 28 resume os métodos adotados para cada subsistema. A geração eólica e o sistema de armazenamento a bateria atuarão como formadores de rede (*synchronverter*). Ambos também proverão suporte à rede, por meio de seus controles primários de potência reativa e ativa, sendo esse último implementado conforme metodologia discutida no capítulo 4.

	Bateria	Turbina Eólica	Bomba de Injeção
	Inversor CC/CA	Inversor CC/CA	Variable Speed Drive (VSD)
Controle Primário	Controle Droop de Potência Ativa e Reativa	Controle Droop de Potência Ativa e Reativa	Controle Droop de Potência Ativa
Controle Interno	<i>Synchronverter</i>	<i>Synchronverter</i>	

Figura 28 – Controles dos conversores estáticos voltados à interação com a rede (Autoria própria).

	Bateria	Turbina Eólica		Bomba de Injeção
	Conversor CC/CC	Retificador CC/CA	Sistema de Pitch	Variable Speed Drive (VSD)
Malha Externa	Controle da Tensão CC	Controle da Tensão CC		
Malha Interna	Controle da Corrente da Bateria	Zero Direct-axis Current (ZDC)	Controle de Pitch	Field Oriented Control (FOC)

Figura 29 – Controles voltados às variáveis internas dos subsistemas (Autoria própria).

Quanto ao conjunto motor-bomba, seu retificador do lado da rede é não-controlado, de modo que não há um controle interno. Seu controle primário de potência ativa é implementado no inversor do lado do motor, com a finalidade de ajustar a potência consumida pelo motor consoante à regulação da frequência da rede.

Em seguida, os demais controladores, voltados ao controle das variáveis internas aos subsistemas, são definidos. Seus métodos se encontram resumidos na figura 29. Atenta-se especificamente à turbina eólica, no qual há um controle embarcado em seu retificador, com o intuito de atuar no torque elétrico do gerador, e outro controle dedicado à atuação do *pitch* das pás do aerogerador.

Por fim, a figura 30 reúne o diagrama elétrico do sistema isolado em conjunto aos controles enunciados, provendo uma visão global do objeto de estudo deste trabalho.

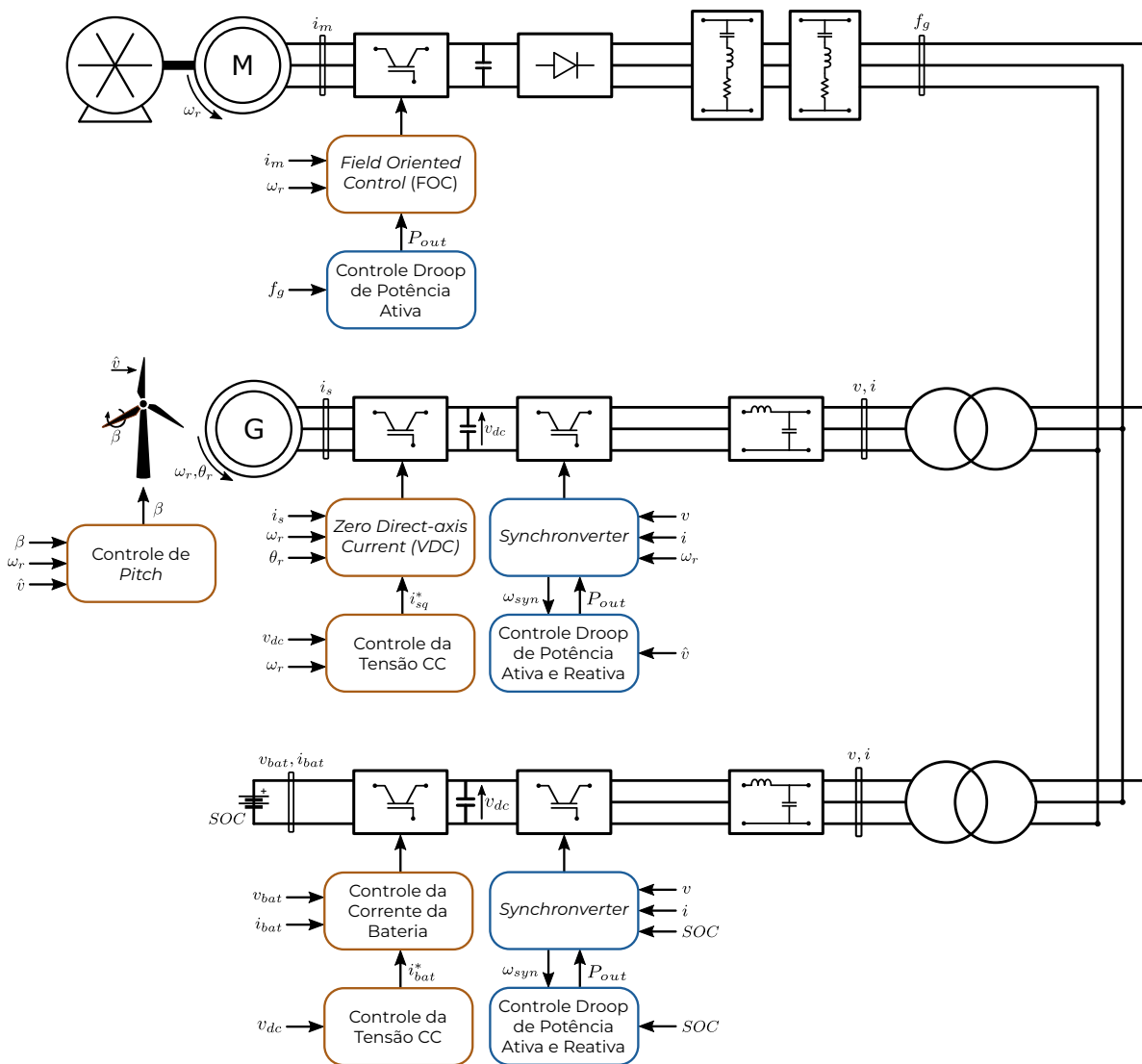


Figura 30 – Diagrama elétrico do sistema isolado junto à indicação dos controles implementados (Autoria própria).

As seções seguintes detalham os métodos de controle adotados para cada subsistema. Apenas o controle primário de potência ativa será descrito em uma seção à parte.

5.1 Controle da Bateria

O subsistema de armazenamento a bateria compõe dois conversores estáticos: o conversor CC/CC do tipo *boost*, responsável pelo controle da tensão no barramento CC; e o inversor trifásico, encarregado da interface junto à rede. As seções seguintes elucidam as malhas de controle de ambos conversores.

5.1.1 Controle do Conversor Estático CC/CA do Lado da Rede

Como enunciado na seção 3.1, um sistema isolado composto unicamente por conversores estáticos exige a presença de um inversor formador de rede. Visando a formação e regulação da frequência e tensão, o inversor deve ter ao alcance uma reserva de potência operativa, de modo a possibilitar a redução ou aumento de sua geração, de forma rápida, compensando desequilíbrios entre carga e geração. Frente à variabilidade do recurso eólico, o aerogerador apresenta dificuldade em fornecer a reserva operativa necessária. Portanto, o sistema de armazenamento em baterias se torna a primeira alternativa a assumir a função de formador de rede, implementada no inversor do lado da rede.

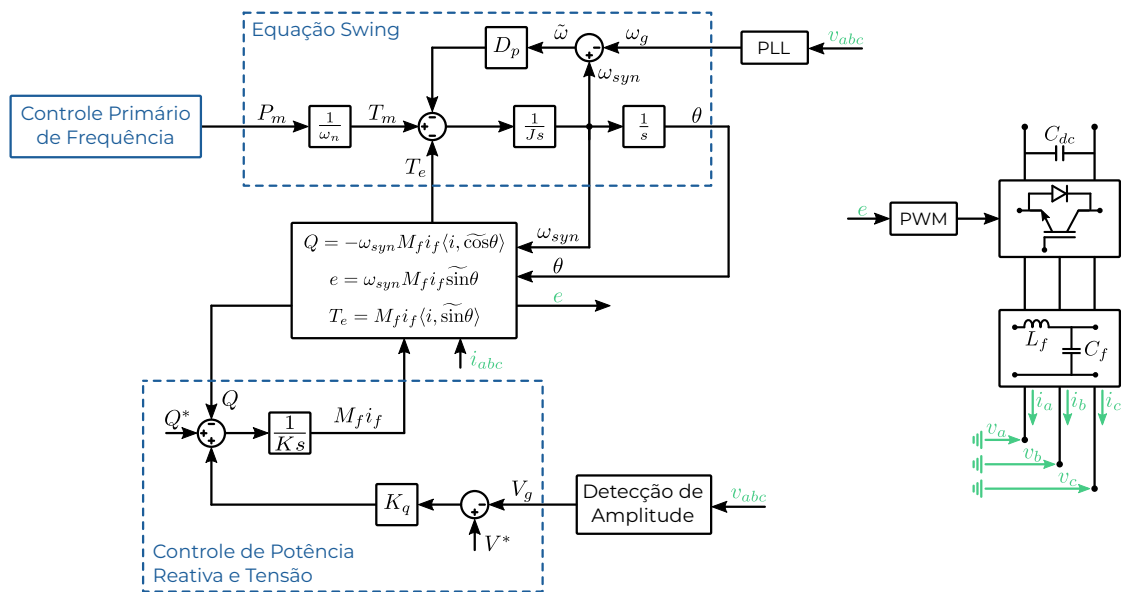


Figura 31 – Controle do inversor que conecta o sistema de armazenamento à rede (Autoria própria).

Como estratégia de formação de rede, optou-se pelo *synchronverter*, proposto pela primeira vez por Zhong e Weiss (2010). Seu diagrama se encontra na figura 31. Esta escolha se fundamenta no fato de que o *synchronverter*, ao emular o comportamento de uma máquina síncrona, simplifica a compreensão e implementação do controle. Como o conhecimento sobre o funcionamento de máquinas síncronas já está bem estabelecido e amadurecido, utilizar um sistema que espelha esse comportamento facilita significativamente o desenvolvimento e a análise do controle do sistema. No entanto, é importante

mencionar que a escolha da estratégia de formador de rede não é definitiva, permitindo a consideração de outras soluções para o sistema isolado em estudo.

5.1.1.1 Implementação do *Synchronverter*

A emulação da máquina síncrona parte dos modelos idealizados de sua parcela mecânica e elétrica, conforme a figura 32. O modelo desconsidera a saturação do núcleo ferromagnético e as correntes *focault*. Além disso, apenas um par de polos é adotado.

No tocante ao modelo elétrico, os enrolamentos do estator apresentam indutância própria L_s e resistência R_s , enquanto a indutância mútua M se verifica entre os enrolamentos do estator. Apesar de não representado na figura, há também as indutâncias mútuas entre os enrolamentos estatóricos e rotórico. Seus valores oscilam segundo uma senoide, em função da posição angular θ , e possuem amplitude M_f . Ademais, é válido pontuar que a excitatriz é modelada como uma fonte de corrente CC ideal.

Quanto ao modelo mecânico, o torque mecânico é representado por T_m , o torque elétrico, por T_e e o torque resultante do enrolamento amortecedor, por $\tilde{\omega}D_p$. Aponta-se que $\tilde{\omega}$ é igual a $\omega_{syn} - \omega_g$, ou seja, equivalente à diferença entre a velocidade angular do rotor e a frequência elétrica no estator.

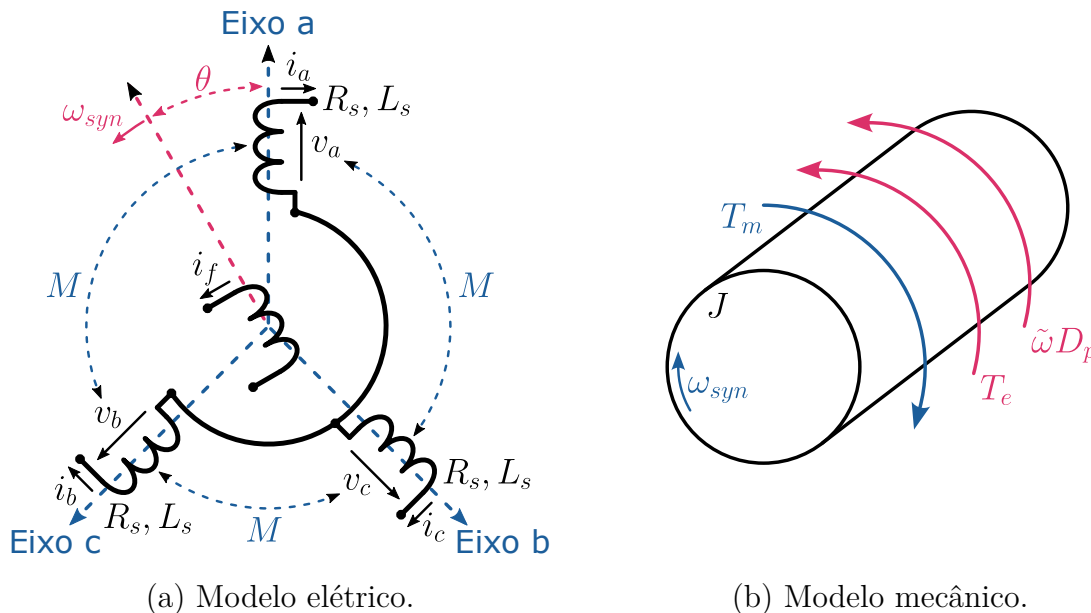


Figura 32 – Modelo idealizado de um gerador síncrono, emulado pelo *synchronverter* (Adaptado de Zhong e Weiss (2010)).

Sob posse do modelo elétrico (figura 32a), as tensões elétricas v_{abc} sobre os enrolamentos do estator são obtidas, como mostrado na equação 25. Ressalta-se que os autores Zhong e Weiss (2010) consideraram a indutância mútua M nula, almejando eliminar a influência da corrente no neutro e, portanto, simplificar os equacionamentos.

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = -R_s \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} - \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Phi_a \\ \Phi_b \\ \Phi_c \end{bmatrix} \quad (23)$$

$$v_{abc} = -R_s i_{abc} - \frac{d\Phi_{abc}}{dt} \quad (24)$$

$$v_{abc} = -R_s i_{abc} - L_s \frac{di_{abc}}{dt} + e \quad (25)$$

Observando a expressão 25, é possível notar o modelo do gerador síncrono como uma fonte de tensão atrás de uma impedância. A teoria do *synchronverter* propõe um paralelo entre esse modelo e um inversor trifásico, conforme ilustrado na figura 33. Desse modo, a impedância do modelo corresponderá à componente série do filtro LC, ou seja, $L_s = L_f$ e $R_s = R_{sf}$, enquanto a força eletromotriz e será a tensão de saída do inversor, tornando-se portanto a variável de saída do controle, visto na figura 31.

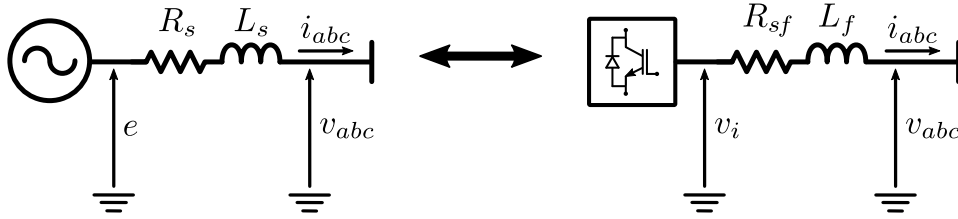


Figura 33 – Paralelo entre o gerador síncrono, emulado pelo *synchronverter*, e o inversor trifásico (Autoria própria).

A força eletromotriz e , por sua vez, é dada pela equação 26. Seu valor depende da excitação do gerador síncrono virtual, representado por $M_f i_f$, bem como pela posição e velocidade angulares do rotor, representados por θ e $\dot{\theta} = \omega_{syn}$.

$$e = M_f i_f \omega_{syn} \widetilde{\text{sen}}\theta \quad (26)$$

Primeiramente, a posição e a velocidade angular do rotor derivam do modelo mecânico (figura 32b), do qual se obtém a equação eletrodinâmica 27, também conhecida por equação *swing*. Essa expressão revela o princípio do mecanismo que mantém uma máquina síncrona em sincronia com a rede. O *synchronverter*, portanto, busca replicar esse mecanismo em seu controle, conforme exhibe o diagrama de blocos da figura 34.

$$J \frac{d\omega_{syn}}{dt} = T_m - T_e - \tilde{\omega} D_p \quad (27)$$

Atenta-se que o torque mecânico T_m advém da fonte motriz de energia. No caso do *synchronverter*, seu valor é assegurado pelo controle primário de potência ativa, cuja

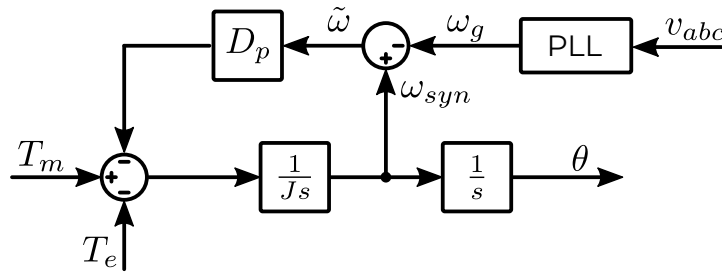


Figura 34 – Parte da implementação do *synchronverter*, voltada à equação *swing* de uma máquina síncrona (Autoria própria).

implementação seguirá a proposta desta dissertação. Já o torque elétrico T_e é resultado da reação de armadura da máquina síncrona, ou seja, deriva da corrente no estator, análoga à corrente i_{abc} do inversor. Sua fórmula se encontra na expressão 28.

$$T_e = M_f i_f \langle i_{abc}, \widetilde{\text{sen}}\theta \rangle \quad (28)$$

Por conseguinte, a variável $M_f i_f$ representa a excitatriz do gerador. De modo análogo a máquinas reais, seu controle está associado ao controle da potência reativa. Adicionalmente, há um controle primário de tensão, o qual desloca convenientemente o valor de referência Q^* da potência reativa. Ambos controles se encontram à parte na figura 35.

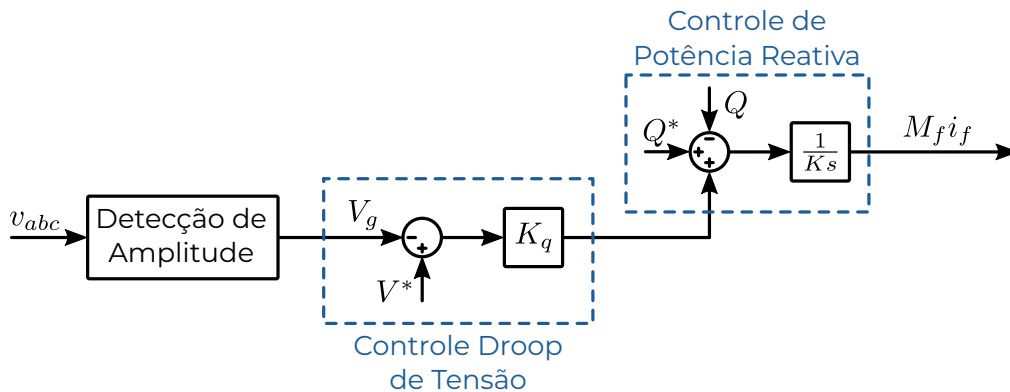


Figura 35 – Parte da implementação do *synchronverter*, voltado ao controle da potência reativa e ao controle primário droop de tensão (Autoria própria).

A potência reativa Q , assim como o torque elétrico, também deriva da corrente do estator, análoga à corrente i_{abc} do inversor. Seu valor é dado pela expressão 29.

$$Q = -\omega_{syn} M_f i_f \langle i_{abc}, \widetilde{\text{cos}}\theta \rangle \quad (29)$$

Ademais, como algoritmo de detecção da amplitude de tensão, adota-se aquele também proposto por Zhong e Weiss (2010). Esse método parte da consideração que as tensões v_{abc} sejam simétricas, de modo que a expressão 30 se torna verdade.

$$v_a v_b + v_b v_c + v_c v_a = -\frac{3}{4} v_m^2 \quad (30)$$

Desta maneira, a tensão do inversor é resultado da equação *swing* (figura 34) e do controle de potência reativa (figura 35), concluindo a implementação do *synchronverter* ilustrada na figura 31.

Por fim, convém notar que o *synchronverter* apresenta uma inércia virtual, representada pelo parâmetro de controle J . Sua atuação emula a reserva girante presente em sistemas elétricos convencionais, à medida que reduz a taxa de variação da frequência, também conhecida por *Rate of Change of Frequency* (RoCoF). No entanto, diferentemente de geradores síncronos, a potência advinda da resposta inercial não é provida por uma massa girante, e sim pela fonte motriz conectada no barramento CC do conversor. Consequentemente, a resposta inercial do *synchronverter* depende da dinâmica da fonte motriz, ou seja, da potência que ela é capaz de prover e do tempo necessário para que ela providencie a potência necessária.

5.1.1.2 Ajuste dos Parâmetros do *Synchronverter*

Quanto aos ajustes do momento de inércia J e da constante de amortecimento D_p , ambos devem considerar a estabilidade de frequência da microrrede e a dinâmica da fonte motriz, isto é, sua capacidade de fornecer potência e o tempo necessário para fazê-lo. Contudo, essa avaliação está além do escopo deste trabalho, portanto, optou-se por ajustar os parâmetros diretamente com base nos resultados das simulações.

O valor de D_p foi determinado de modo que, um desvio de 1% de $\tilde{\omega}$ em relação ao valor nominal ω_{nom} de frequência, resultasse em um aumento de 1 pu no torque e, consequentemente, na potência, conforme a equação 31. Observa-se que S_{nom} compreende a potência nominal da bateria. Já o valor de J foi escolhido para garantir uma constante de inércia H_{bat} de 20 s, conforme a equação 32.

$$D_p = \frac{\Delta T}{\Delta \tilde{\omega}} = \frac{S_{nom}}{\omega_{nom} \Delta \tilde{\omega}} = \frac{S_{nom}}{0,01 \omega_{nom}^2} \quad (31)$$

$$H_{bat} = \frac{J \omega_{nom}^2}{2 S_{nom}} \Rightarrow J = \frac{2 H_{bat} S_{nom}}{\omega_{nom}^2} \quad (32)$$

De forma análoga, não foram realizadas avaliações detalhadas da estabilidade de tensão, então, os ajustes da constante de droop K_q e do ganho integrativo K do controle de potência reativa foram simplificados, também com base nos resultados das simulações.

O valor de K_q foi calculado de modo que, um desvio de 1% da tensão V_g em relação ao seu valor nominal V_{gn} , resultasse em um aumento de 1 pu na potência, conforme a equação 33. Atenta-se que V_{gn} representa a tensão de pico de fase na saída CA do

inversor. Quanto ao cálculo de K , foi utilizada a equação de ajuste proposta por Zhong e Weiss (2010), apresentada na expressão 34. O parâmetro τ_v corresponde à constante de tempo da malha do controle de tensão no *synchronverter*, tendo sido adotado o valor de 0,1 s neste trabalho.

$$K_q = \frac{\Delta Q}{\Delta V_g} = \frac{S_{nom}}{0,01V_{gn}} \quad (33)$$

$$K = \tau_v \omega_{nom} K_q \quad (34)$$

Os valores encontrados nessa seção estão reunidos no apêndice A, junto dos demais parâmetros de controle da bateria.

5.1.1.3 Controle do SOC Mínimo

Conforme anteriormente mencionado, a formação e regulação da frequência e tensão dependem da disponibilidade de reserva de potência operativa ao inversor, que, neste caso, se traduz na necessidade de manter uma energia mínima armazenada na bateria.

Como será detalhado na seção 5.4, o controle primário da bateria é limitado a descarregar somente quando seu SOC é superior a 20%. Essa medida é adotada para restringir a profundidade de descarga da bateria, preservando sua durabilidade. Conseqüentemente, garante-se também uma reserva mínima de carga disponível para a atuação do formador de rede, ou seja, para responder à demanda de inércia virtual quando necessário.

No entanto, atenta-se que, apesar de o controle primário ser limitado, sua resposta inercial continua a consumir energia armazenada abaixo de seu limite mínimo. Portanto, é necessário implementar uma malha de controle adicional para manter o SOC próximo de seu valor mínimo, recarregando a bateria conforme sua reserva é utilizada pelo provimento de inércia virtual do *synchronverter*.

O controle do SOC mínimo foi implementado junto ao *synchronverter*, como ilustrado na figura 36. Optou-se por um controle proporcional com banda morta, a qual impede a atuação do controle quando o SOC for maior que $SOC_{min} = 20\%$.

O ganho proporcional D_m foi ajustado iterativamente para garantir que o comportamento simulado atendesse aos requisitos estabelecidos, ou seja, uma resposta transitória com baixo sobressinal e pequeno erro estacionário. O cálculo desse ganho está detalhado na equação 35, na qual um desvio de 2,5% do SOC em relação a SOC_{min} resulta em uma redução de 1 pu pu na potência, considerando que a bateria fora modelada na convenção de gerador.

$$D_m = \frac{\Delta P}{\Delta SOC} = \frac{S_{nom}}{0,025SOC_{min}} \quad (35)$$

Dessa forma, quando a carga da bateria diminui, ao atingir seu valor mínimo, o controle primário é saturado, interrompendo sua descarga. Simultaneamente, o controle do SOC

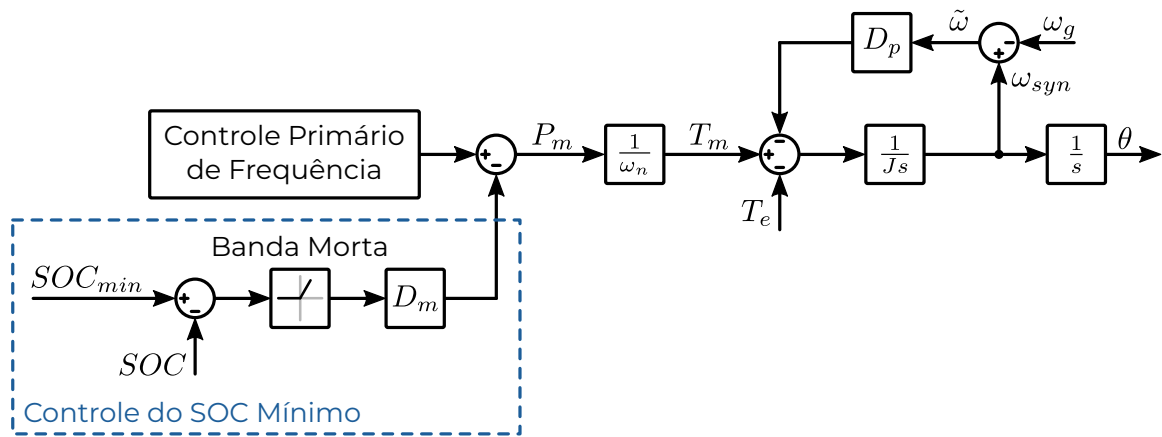


Figura 36 – Controle do SOC mínimo (Autoria própria).

mínimo entra em ação para manter o estado de carga da bateria sempre próximo do valor mínimo. Assim como na subseção anterior, o valor do ganho está documentado no apêndice A, juntamente com os demais parâmetros de controle da bateria.

5.1.2 Controle do Conversor Estático CC/CC *Boost*

A prerrogativa do controle do conversor *boost* é a regulação da tensão v_{dc} no barramento CC. Para tanto, o conversor *boost* deve garantir a manutenção da energia armazenada no capacitor C_{dc} , o que implica que a potência injetada no barramento CC seja igual à absorvida dele. Ou seja, em termos energéticos, a principal finalidade desse controle é assegurar que a bateria forneça a energia demandada pelo *synchronverter*.

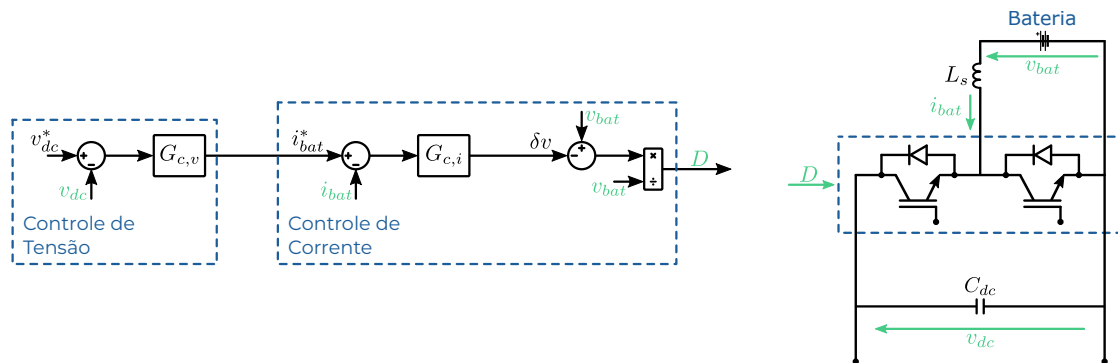


Figura 37 – Controle do conversor CC/CC *boost* (Autoria própria).

Nesse sentido, optou-se pela implementação de duas malhas de controle, conforme representado na figura 37. A malha externa é voltada ao controle da tensão V_{dc} e a malha interna, ao controle da corrente i_{bat} da bateria (BATAGLIOLI, 2018).

Ambos controladores $G_{c,v}$ e $G_{c,i}$ são proporcionais-integrais (PI). Seus parâmetros foram calculados segundo o método do ótimo-simétrico (BATAGLIOLI, 2018), e seus valores se encontram no apêndice A.

5.2 Controle da Turbina Eólica

O subsistema de geração eólica compõe dois conversores estáticos: o retificador CA/CC, responsável pelo controle da tensão no barramento CC; e o inversor CC/CA, encarregado da interface junto à rede. Uma vantagem significativa desse sistema é que a tensão CC é fornecida diretamente pela máquina síncrona, eliminando sua dependência com relação à tensão da rede elétrica. Essa abordagem simplifica a operação em sistemas isolados e facilita a implementação do controle de *black start* (HUANG et al., 2023). Além disso, há também o controle do *pitch* coletivo das pás do aerogerador. As seções seguintes elucidam as malhas de controle mencionadas.

5.2.1 Controle do Conversor Estático CC/CA do Lado da Rede

Como o inversor do subsistema da bateria já adota a função de formação de rede, seria natural selecionar um controle *grid-following* para o subsistema de geração eólica, uma vez que esse controle é amplamente utilizado na geração renovável. No entanto, a literatura especializada relata problemas de estabilidade em conversores seguidores de rede quando conectados a redes fracas, conforme explicado na seção 3.1.

O sistema isolado pode ser caracterizado como uma rede fraca, uma vez que compõe poucos subsistemas conectados em paralelo e não possui geradores síncronos acoplados mecanicamente à rede. Desse modo, a implementação de um seguidor de rede estaria sujeita à problemas de estabilidade no presente estudo.

Afim de corroborar essa análise, propõe-se observar o SCR no ponto de conexão do gerador eólico (PCC). Para tanto, o modelo ilustrado na figura 38 foi concebido para o cálculo da potência de curto circuito.

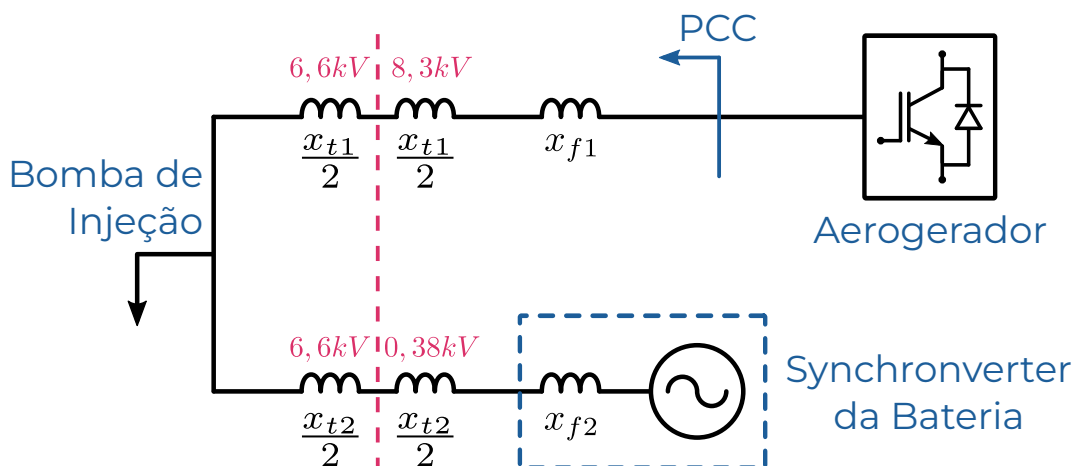


Figura 38 – Modelo aplicado no cálculo da potência de curto-circuito (Autoria própria).

Algumas premissas simplificadoras foram consideradas para a obtenção desse modelo:

- O inversor da bateria foi modelado tal como um gerador síncrono, ou seja, como uma fonte de tensão em série a uma impedância, devido ao seu comportamento ilustrado na figura 19, da seção 3.1, característico de inversores formadores de rede;
- Os capacitores *shunt* foram desconsiderados, uma vez que não possuem contribuição significativa na potência de curto-circuito (NERC, 2018);
- As resistências dos transformadores e reatores de filtro também foram desconsideradas, uma vez que são muito menores que as reatâncias ($R \ll X$); e
- O retificador a diodos, presente no VSD, não contribui com a potência de curto-circuito, podendo, então, ser desconsiderado.

A tabela 8 exhibe as impedâncias consideradas no modelo, todas em valores por unidade (pu) e referidas à potência de base S_b . Além disso, o cálculo do SCR contempla o cenário de máxima carga, ou seja, $S = 6 \text{ MW}$.

Tabela 8 – Valores das impedâncias utilizadas no cálculo do SCR.

Parâmetro	Valor
S_b (MVA)	10
x_{f1} (pu)	0,10
x_{t1} (pu)	0,04
x_{f2} (pu)	2,61
x_{t2} (pu)	0,20

Enfim, o SCR é calculado por meio da equação 36, resultando em $\text{SCR} = 0,56$. Comparado aos diferentes limiares encontrados na literatura acadêmica (VILMANN et al., 2022), esse valor configura o sistema isolado como uma rede fraca.

Dentre as soluções apontadas pela literatura, optou-se pela incorporação de um segundo formador de rede ao inversor do gerador eólico, uma vez que apresenta melhor performance em redes fracas quando comparado aos seguidores de rede (WANG et al., 2020). Como estratégia de formador de rede, o mesmo *synchronverter* do subsistema da bateria foi aplicado. Ademais, o fato de haver dois *synchronverters* implica no compartilhamento das variações de carga no ínterim da resposta inercial, evitando que a bateria, de menor potência nominal, assumas cargas muito elevadas.

$$SCR = \frac{|s_{3\phi}|}{|s|} = \frac{1}{|s| \cdot |z|} \quad (36)$$

$$SCR = \frac{1}{|s| \cdot (x_{f1} + x_{f2} + x_{t1} + x_{t2})} \quad (37)$$

$$SCR = \frac{1}{0,6 \cdot (0,1 + 2,61 + 0,04 + 0,2)} \quad (38)$$

$$SCR = 0,56 \quad (39)$$

5.2.1.1 Ajuste dos Parâmetros do *Synchronverter*

O dimensionamento dos parâmetros do *synchronverter*, implementado no gerador eólico, foi análogo ao aplicado para a bateria, discutido na seção 5.1.1.2. Em outras palavras, optou-se por ajustar os parâmetros diretamente com base nos resultados das simulações.

O valor de D_p foi determinado de modo que, um desvio de 4,3% de $\tilde{\omega}$ em relação ao valor nominal ω_{nom} de frequência, resultasse em um aumento de 1 pu no torque e, conseqüentemente, na potência, conforme a equação 40. Observa-se que S_{nom} compreende a potência nominal da turbina. Já o valor de J foi escolhido para garantir uma constante de inércia H_{wind} de 10 s, conforme a equação 41.

$$D_p = \frac{\Delta T}{\Delta \tilde{\omega}} = \frac{S_{nom}}{\omega_{nom} \Delta \tilde{\omega}} = \frac{S_{nom}}{0,043 \omega_{nom}^2} \quad (40)$$

$$H_{wind} = \frac{J \omega_{nom}^2}{2 S_{nom}} \Rightarrow J = \frac{2 H_{wind} S_{nom}}{\omega_{nom}^2} \quad (41)$$

Em seguida, o valor de K_q foi calculado de modo que, um desvio de 1% da tensão V_g em relação ao seu valor nominal V_{gn} , resultasse em um aumento de 1 pu na potência, conforme a equação 42. Atenta-se que V_{gn} representa a tensão de pico de fase na saída CA do inversor. Quanto ao cálculo de K , foi utilizada a equação de ajuste proposta por Zhong e Weiss (2010), apresentada na expressão 43. O parâmetro τ_v corresponde à constante de tempo da malha do controle de tensão no *synchronverter*, tendo sido adotado o valor de 0,1 s neste trabalho.

$$K_q = \frac{\Delta Q}{\Delta V_g} = \frac{S_{nom}}{0,01 V_{gn}} \quad (42)$$

$$K = \tau_v \omega_{nom} K_q \quad (43)$$

Os valores encontrados nessa seção estão reunidos no apêndice B, junto dos demais parâmetros de controle do gerador eólico.

5.2.1.2 Controle da Rotação Mínima

Conforme anteriormente mencionado, a formação e regulação da frequência e tensão dependem da disponibilidade de reserva de potência operativa ao inversor. No entanto, essa disponibilidade é comprometida pela variabilidade do vento, especialmente durante períodos em que sua velocidade é inferior ao valor de *cut-in* (3 m/s).

Segundo Abbas et al. (2022), a turbina adotada neste estudo impõe um limite mínimo de velocidade da ponta da pá para prevenir ressonância da torre. Isso implica que, para baixas velocidades de vento (região 1.5), a velocidade de rotação é limitada a um valor mínimo de 5 RPM, conforme a figura 39.

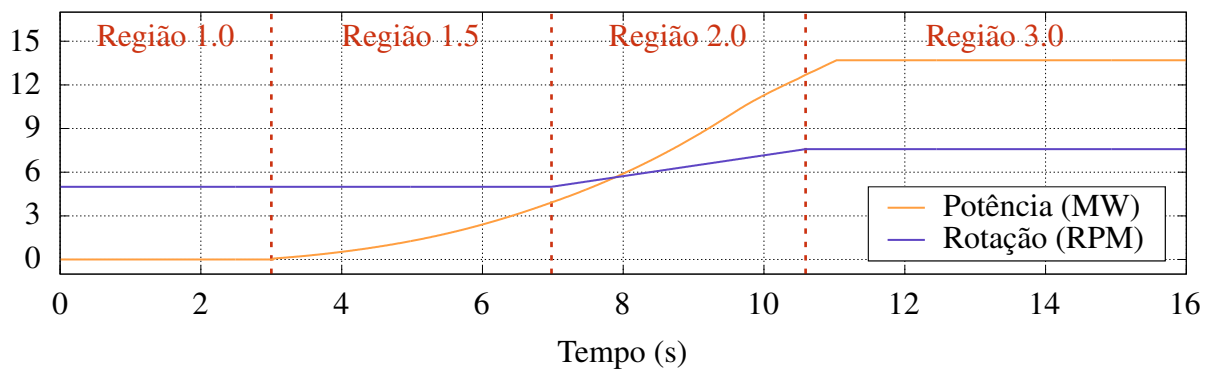


Figura 39 – Os pontos de operação em regime estacionário da turbina eólica operando com MPPT (Autoria própria).

Quando a velocidade de vento cai abaixo do *cut-in*, a rede pode temporariamente suprir a energia necessária para manter a velocidade de rotação em seu valor mínimo, até que a velocidade de vento aumente novamente. Durante esse período o inversor possui a reserva de potência necessária à inércia virtual do *synchronverter*. Após poucos minutos, caso a velocidade de vento não retorne a valores superiores ao *cut-in*, a estratégia de parada da turbina entra em ação, cujo detalhamento não pertence ao escopo deste trabalho.

O controle da rotação mínima foi implementado de maneira semelhante ao controle descrito na seção 5.1.1.3, como ilustrado na figura 40. Optou-se por um controle proporcional com banda morta, a qual impede a atuação do controle quando a velocidade de rotação ω_r for maior que $\omega_{min} = 0,52$ rad/s. Ressalta-se também que a medida de velocidade de rotação utilizada passa previamente por um filtro passa-baixa, definido pela expressão 44. O valor de sua frequência de corte é 1,0081 rad/s (ABBAS et al., 2022).

$$F_r(s) = \frac{\omega_f}{s + \omega_f} \quad (44)$$

O ganho proporcional D_m foi ajustado iterativamente para garantir que o comportamento simulado atendesse aos requisitos estabelecidos, ou seja, uma resposta transitória com baixo sobressinal e pequeno erro estacionário. O cálculo desse ganho está detalhado

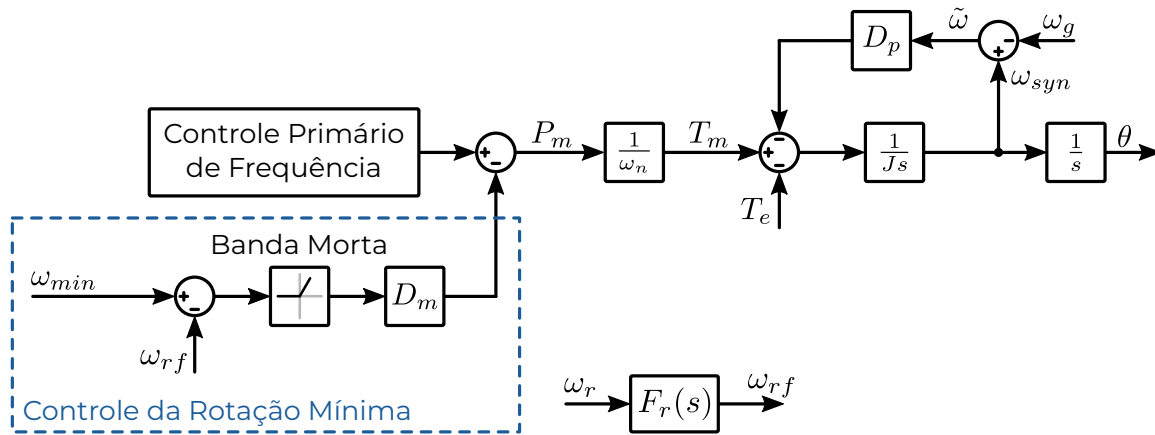


Figura 40 – Controle da rotação mínima (Autoria própria).

na equação 45, na qual um desvio de 75% da velocidade ω_r em relação a ω_{min} resulta em uma redução de 1 pu pu na potência.

$$D_m = \frac{\Delta P}{\Delta \omega} = \frac{S_{nom}}{0,75\omega_{min}} \quad (45)$$

Assim como na subseção anterior, o valor do ganho está documentado no apêndice B, juntamente com os demais parâmetros de controle do gerador eólico.

5.2.2 Controle do Conversor Estático CA/CC do Lado do Gerador

Assim como o conversor *boost*, localizado no subsistema da bateria, a prerrogativa do controle do conversor estático CA/CC é a regulação da tensão v_{dc} no barramento CC. Para tanto, o retificador deve garantir a manutenção da energia armazenada no capacitor C_{dc} , o que implica que a potência injetada no barramento CC seja igual à absorvida dele. Ou seja, em termos energéticos, a principal finalidade desse controle é assegurar que a turbina forneça a energia demandada pelo *synchronverter*.

O controle de potência do gerador eólico perpassa pelo controle de seu torque elétrico. Há três principais métodos de controle aplicáveis a geradores síncronos (WU et al., 2011):

- ❑ Corrente de Eixo Direto do Estator Igual a Zero (do inglês *Zero d-axis Current Control* (ZDC));
- ❑ Torque Máximo por Ampere (do inglês *Maximum Torque Per Ampere Control* (MTPA));
- ❑ Fator de Potência Unitário (do inglês *Unity Power Factor Control* (UPF)).

Tabela 9 – Faixa de operação de geradores síncronos sob atuação dos principais controles.

Método de Controle	ZDC	MTPA	UPF
Polos Não Salientes	Completa	Completa	Parcial
Polos Salientes	Parcial	Completa	Parcial

Wu et al. (2011) promoveram uma análise comparativa dos três métodos de controles, a partir da qual foi obtida a tabela 9. Entende-se por faixa de operação o intervalo de velocidade do rotor no qual o controle é capaz de operar.

Constata-se que o controle MTPA apresenta maior vantagem com relação à operação em geradores de polos salientes. No entanto, para polos não salientes, os controles ZDC e MTPA são equivalentes. Como o gerador deste trabalho possui polos não salientes, optou-se pelo controle ZDC pela sua simplicidade de implementação. Finalmente, a figura 41 ilustra os diagramas de blocos dos controles de tensão CC e torque elétrico (ZDC).

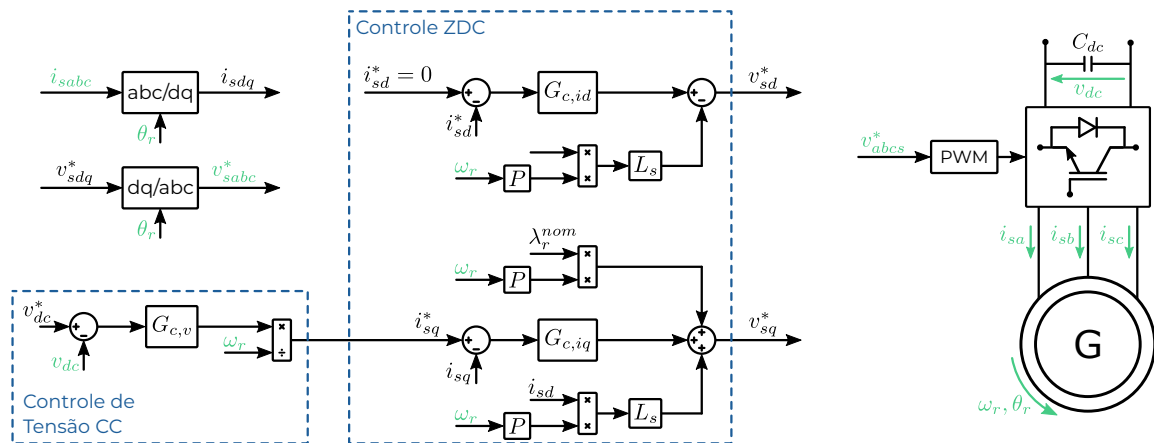


Figura 41 – Controle do conversor estático CA/CC do lado do gerador eólico (Autoria própria).

Os controladores $G_{c,v}$, $G_{c,id}$ e $G_{c,iq}$ são proporcionais-integrais (PI). Seus parâmetros foram calculados segundo o método do ótimo-simétrico (QUÉVAL; OHSAKI, 2012), e seus valores se encontram no apêndice B.

5.2.3 Controle do *Pitch*

Além do controle do torque elétrico sobre a turbina eólica, promovido pela atuação do retificador CA/CC, há também o controle do *pitch* coletivo de suas pás. Esse controle visa limitar a velocidade de rotação do gerador à sua velocidade nominal. O diagrama do controle se encontra na figura 42.

O método escolhido pertence ao *Reference Open-Source Controller* (ROSCO), um conjunto de controles aplicados à turbinas eólicas *offshore*, tanto de fundação fixa quanto flutuantes (ABBAS et al., 2022). Esse conjunto foi elaborado visando representar, de

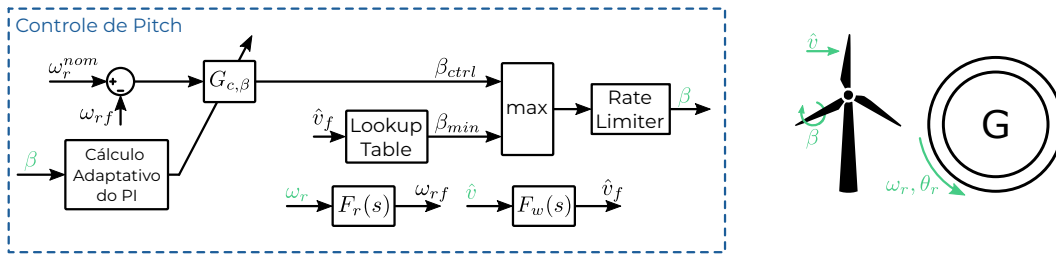


Figura 42 – Controle do *pitch* do aerogerador (Autoria própria).

maneira mais verossímil, os controles utilizados pela indústria, servindo de referência à academia para a pesquisa e desenvolvimento de novas soluções.

Quanto à atuação do *pitch*, especificamente, Abbas et al. (2022) propõe um controle proporcional-integral (PI) de ganho adaptativo, tendo em vista sua melhor performance comparado ao ganho constante. Os valores desse ganho foram ajustados para a turbina de 15 MW da IEA, a mesma utilizada por esta dissertação, e disponibilizados pelos autores em um repositório do *github*.

Por fim, um saturador foi implementado na saída do controlador, de modo a garantir que o β^* nunca seja menor que o *pitch* mínimo β_{min} , cujo valor varia em função da velocidade do vento. Essa estratégia apresenta dois propósitos: limitar o empuxo do rotor por meio de um algoritmo de redução de pico (*peak shaving*); e implementar um *pitch* mínimo em baixas velocidades de vento para maximizar a potência, dada a presença da restrição de velocidade mínima do rotor (ABBAS et al., 2022). Ressalta-se que a velocidade do vento medida passa por um filtro passa-baixa F_w , dado pela função de transferência 46. A frequência de corte ω_f foi considerada como 0,2094 rad/s. Quanto ao filtro aplicado à medida da velocidade de rotação, ele corresponde ao mesmo utilizado no controle da rotação mínima, descrito na seção 5.2.1.2.

$$F_w(s) = \frac{\omega_f}{s + \omega_f} \quad (46)$$

5.3 Controle da Bomba de Injeção

O subsistema da bomba de injeção de água compõe dois conversores eletrônicos: o retificador CA/CC a diodos, não controlado; e o inversor trifásico, encarregado do controle do motor de indução. A seção seguinte elucida a malha de controle desse inversor.

5.3.1 Controle do Conversor Estático CC/CA do Lado da Motor

Dado que a tensão CC é determinada pelo retificador comutado pela rede, a prerrogativa do inversor se restringe ao controle da potência consumida da rede pelo subsistema

de injeção de água. Para tanto, buscaram-se os principais métodos de controles aplicados em *drivers* de motores de indução.

Esses métodos são divididos entre escalares e vetoriais. Os primeiros apresentam baixa performance, uma vez que se fundamentam em relações válidas apenas sob regime permanente. Contrariamente, o controle vetorial atua nas posições instantâneas dos vetores de tensão, corrente e fluxo magnético, orientando-os tanto sob regime permanente quanto transitório (WILAMOWSKI; IRWIN, 2011). Dentre os controles vetoriais, dois métodos, bem como seus variantes, se destacam como os mais populares na indústria:

- Controle Orientado ao Campo (do inglês *Field Oriented Control* (FOC)); e
- Controle Direto do Torque (do inglês *Direct Torque Control* (DTC)).

O primeiro método se baseia em controles proporcionais-integrais (PI), enquanto o segundo consiste em dois controles por histerese, além da frequência de chaveamento do inversor ser variável (WILAMOWSKI; IRWIN, 2011). Desse modo, devido à simplicidade de implementação e ajuste dos ganhos, o primeiro método foi escolhido para este trabalho.

O controle FOC parte da constituição de um referencial dq , do qual o eixo direto d deve ser alinhado ao vetor do fluxo rotórico λ_r . Assim, o torque elétrico T_e pode ser simplificado na equação 48. Ressalta-se que o parâmetro K_T corresponde a uma constante construtiva, constituída pelo número de pares de polos P , pela indutância L_m de magnetização e pela indutância L_r própria do rotor.

$$T_e = \frac{3PL_m}{2L_r} (i_{qs}\lambda_{dr} - i_{ds}\lambda_{qr}) \quad (47)$$

$$T_e = K_T i_{qs} \lambda_{dr} \quad (48)$$

Desde que o fluxo rotórico seja mantido constante, o torque elétrico passa a apresentar uma relação linear em função da corrente i_{qs} do estator, de modo análogo a um motor CC. Esse fato compreende a premissa do controle FOC, a partir da qual se propõe duas malhas de controle independentes: uma voltada à manutenção do valor do fluxo no rotor constante; e outra voltada ao torque elétrico, por meio da regulação da corrente i_{qs} (WILAMOWSKI; IRWIN, 2011; WU et al., 2011).

Um dos principais aspectos associados ao controle FOC é determinar com precisão a posição angular θ do fluxo no rotor, visando a orientação das coordenadas dq . Para tanto, há basicamente duas estratégias: o FOC Indireto, no qual esse ângulo é calculado a partir dos valores de referência e da medição da velocidade mecânica do rotor; e o FOC Direto, relativo ao caso em que o ângulo é medido ou estimado. Neste trabalho, optou-se pela implementação do FOC Indireto, cujo diagrama de blocos é ilustrado na figura 43.

Por último, os controladores $G_{c,f}$ e $G_{c,i}$ são proporcionais-integrais (PI). Seus parâmetros foram calculados segundo o método do ótimo-simétrico, e seus valores se encontram no apêndice C.

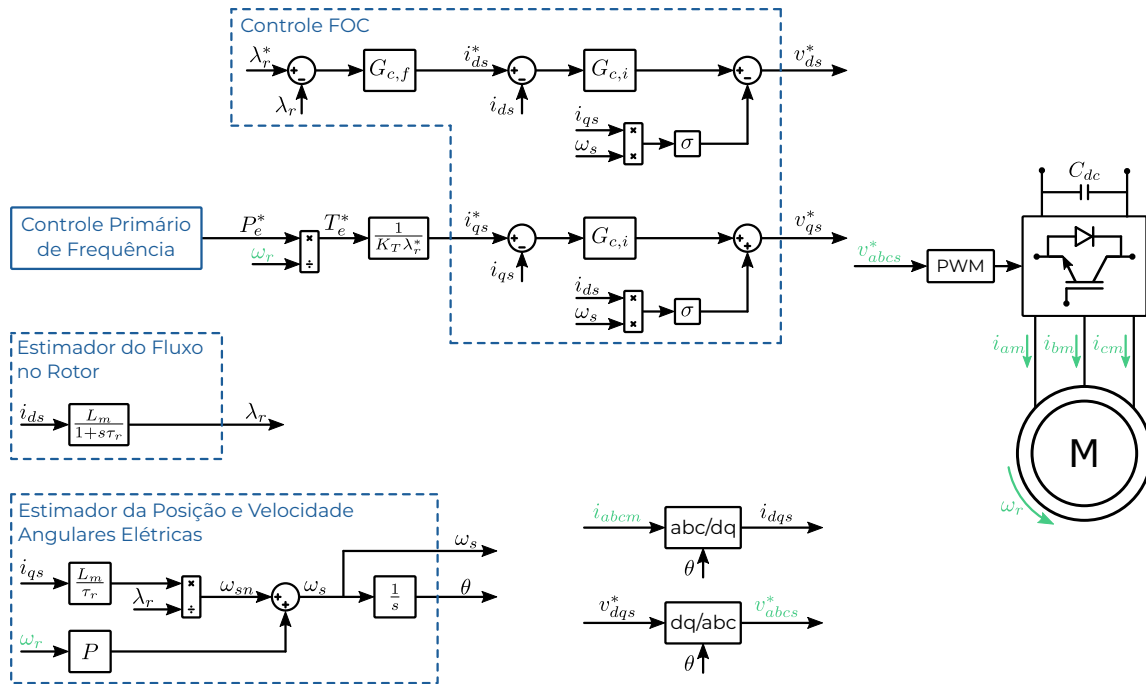


Figura 43 – Controle do conversor estático CC/CA do lado do motor de indução (Autoria própria).

5.4 Controle Primário de Potência Ativa

A presente seção visa o ajuste do controle primário de potência ativa para o sistema isolado, considerando a metodologia apresentada na seção 4.1.

O capítulo 4 estabeleceu a ordem de prioridade dos subsistemas na atuação do controle primário droop. Desse modo, é possível definir os índices u e o associados à cada subsistema, conforme a tabela 10. Convém recordar que o índice u representa a ordem de atuação no cenário em que a demanda excede a geração, enquanto o índice o reflete a ordem de atuação no cenário em que a geração excede a demanda.

Tabela 10 – Definição dos índices u e o associados a cada subsistema.

Subsistema	Índice u	Índice o
Turbina Eólica	1	3
Sistema de Injeção	2	2
Bateria	3	1

Segundo a norma ABNT NBR IEC 61892-1:2016 (ABNT, 2016), aplicada às instalações elétricas de unidades marítimas, a tolerância da frequência é $\pm 5\%$, ou seja, a frequência deve permanecer entre 57 Hz e 63 Hz. Logo, os limites das bandas mortas devem ser determinados de modo a respeitar o critério mencionado.

Dividindo essa faixa de frequência em intervalos de 0,8 Hz, os limites das bandas mortas foram obtidas e apresentadas na tabela 11. Convém salientar que as frequência

máxima e mínima consideradas são $f_{min} = 57,6 \text{ Hz}$ e $f_{max} = 62,4 \text{ Hz}$.

Tabela 11 – Definição dos limites das bandas mortas e dos valores de potência mínima e máxima.

Subsistema	f_{under}^u (Hz)	f_{over}^o (Hz)	P_{max} (MW)	P_{min} (MW)
Turbina Eólica	60,0	61,6	7,0	0,0
Sistema de Injeção	59,2	60,8	-5,0	-0,5
Bateria	58,4	60,0	1,0	-1,0

A tabela 11 também exibe os limites de potência mínima e máxima dos subsistemas. Salienta-se que os valores de potência correspondem à convenção de gerador, ou seja, valores negativos indicam consumo de potência pelo subsistema. Quanto a potência máxima da turbina eólica, seu valor foi definido como a máxima carga que a turbina pode assumir no sistema, acrescida de uma margem de 1 MW decorrente das perdas ôhmicas.

Sob posse desses valores, é possível então calcular os coeficientes droop, por meio das equações 19, 20, 21 e 22. Os valores obtidos se encontram na tabela 12. Além disso, a figura 44 ilustra as características droop resultantes, considerando como potências de referência da turbina, bomba e bateria, 3,5 MW, 3,5 MW e 0 MW, respectivamente. Esses valores caracterizam um ponto de operação arbitrário, no qual o gerador eólico fornece 3,5 MW ao conjunto motor-bomba, enquanto a bateria mantém consumo nulo.

Tabela 12 – Coeficientes droop calculados para os subsistemas.

Subsistema	K_{under}^u (MWs/rad)	K_{over}^o (MWs/rad)
Turbina Eólica	1,3926	1,3926
Sistema de Injeção	-0,8952	-0,8952
Bateria	0,3979	0,3979

Os valores de potência de referência foram escolhidos arbitrariamente para exemplificar as curvas características do controle proposto. No entanto, conforme explicado no capítulo 4, esses valores compreendem uma saída do controle secundário, variando em função do ponto de operação ideal ao sistema. Essa variação dos P_{ref} deslocam verticalmente as curvas droop, conforme explicitado na figura 45, permanecendo inalterados os coeficientes angulares e o intervalo de banda morta. Ressalta-se, também, que os limites máximo e mínimo não são afetados pela variação do P_{ref} .

Conforme observado figura 25 do diagrama de blocos do controle droop, há um saturador na saída. No subsistema de injeção de água, os limites desse saturador são estáticos, coincidindo com os valores de potência máxima e mínima já apresentados. No entanto, nos subsistemas da bateria e da geração eólica, esses limites são dinâmicos.

Na geração eólica, enquanto o limite mínimo é nulo, o limite máximo varia em função da velocidade do vento \hat{v} medida, como mostrado na figura 46. O filtro F_w é o mesmo uti-

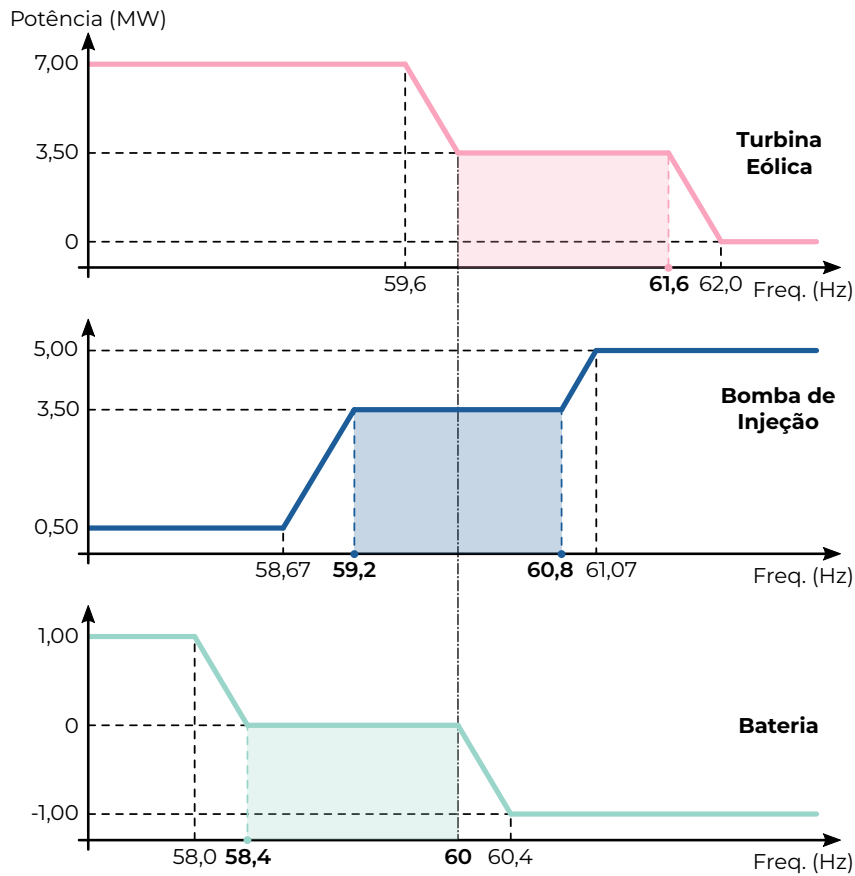


Figura 44 – Curvas características do controle droop de cada subsistema (Autoria própria).

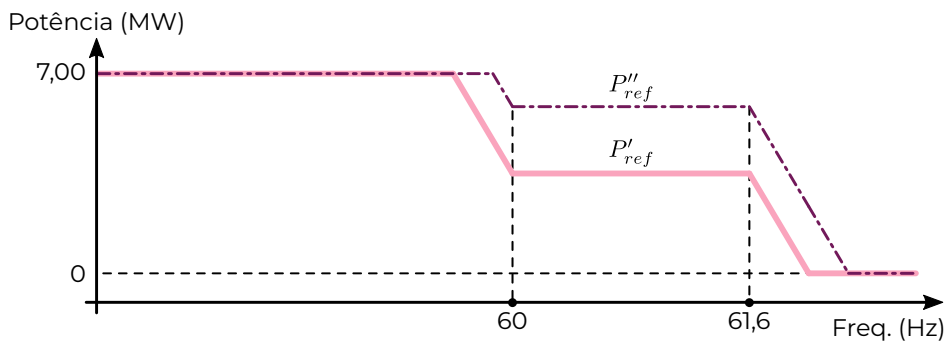


Figura 45 – Impacto da variação do P_{ref} na curva característica do controle droop proposto (Autoria própria).

lizado no controle de *pitch*, descrito na seção 5.2.3. Enquanto isso, a função implementada na *lookup table* compreende a curva de potência apresentada na figura 39.

A curva foi obtida segundo a equação 49, na qual η é a eficiência do conjunto gerador e turbina, ρ , a densidade do ar, A_r , a área do rotor da turbina, C_p , o coeficiente de potência, λ_{opt} , o *Tip-Speed Ratio* (TSR) ótimo, e β_{min} , o *pitch* mínimo (ABBAS et al., 2022). Atenta-se que o valor de β_{min} varia em função da velocidade de vento, tal como explicado na seção 5.2.3.

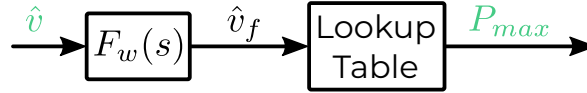


Figura 46 – Obtenção do limite máximo do controle droop, presente no gerador eólico (Autoria própria).

$$P_{mppt} = \frac{1}{2} \eta \rho A_r C_p (\lambda_{opt}, \beta_{min}) \hat{v}^3 \quad (49)$$

Convém destacar também que esse limite máximo não deve superar a potência nominal da turbina ηP_{nom} , conforme mostra a expressão 51.

$$P_{min} = 0 \quad (50)$$

$$P_{max} = \begin{cases} P_{mppt} & \text{se } P_{mppt} < \eta P_{nom} \\ \eta P_{nom} & \text{se } P_{mppt} \geq \eta P_{nom} \end{cases} \quad (51)$$

Quanto à bateria, os limites mínimo e máximo do saturador devem garantir a manutenção do estado de carga (SOC) dentro do intervalo de 20% a 80%. As expressões 52 e 53 demonstram o equacionamento desses limites.

$$P_{min} = \begin{cases} -P_{nom} & \text{se } SOC < 80\% \\ 0 & \text{se } SOC \geq 80\% \end{cases} \quad (52)$$

$$P_{max} = \begin{cases} P_{nom} & \text{se } SOC \geq 20\% \\ 0 & \text{se } SOC < 20\% \end{cases} \quad (53)$$

Desse modo, na figura 44, tanto o limite superior da curva droop da turbina eólica quanto os limites inferior e superior da curva droop da bateria podem variar.

Por fim, deve-se atentar à medida da frequência utilizada como entrada pelo controle primário proposto. O gerador eólico e a bateria empregam um *synchronverter* como estratégia de controle em seus inversores conectados à rede. Portanto, a medida de frequência utilizada pelo controle primário corresponde à própria frequência interna do *synchronverter*. Quanto ao sistema de injeção, a frequência é obtida da tensão no ponto de conexão junto à rede, por meio de um *Phase-Locked Loop* (PLL).

Modelagem do Sistema Isolado

Visando a validação do controle primário proposto, o sistema isolado foi simulado no domínio do tempo, no *software* MATLAB/Simulink. Como ponto de partida, este capítulo pretende descrever a modelagem dos subsistemas.

6.1 Subsistema da Bateria

A figura 47 ilustra a topologia do subsistema de armazenamento a baterias. Inicialmente, três parâmetros de projeto são identificados, a tensão nominal V_{dc} , o capacitor C_{dc} e o indutor L_s .

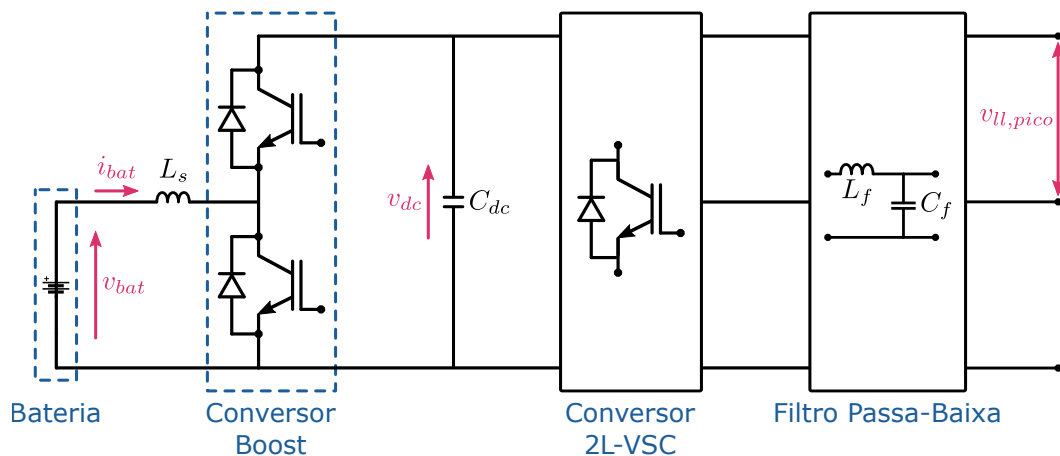


Figura 47 – Topologia do subsistema da bateria (Autoria própria).

Atentando-se ao inversor, a tensão $v_{ll,pico}$ pico de linha deve ser menor ou igual à tensão v_{dc} . Isso é verdade desde que haja a implementação da injeção de sequência zero ótima nas tensões de referência do inversor, descrita na subseção 6.1.1. Desse modo, é possível obter a tensão nominal V_{dc} em função da tensão nominal $V_{ll,pico}$ da rede, conforme equação 54.

$$V_{dc} \leq x V_{ll,pico} \quad (54)$$

Destaca-se que x compreende um fator de sobretensão, visando contemplar flutuações na tensão da rede, a queda de tensão no reator L_f e a confiabilidade da operação (QUÉVAL; OHSAKI, 2012). Neste trabalho, um valor de $x = 1,2$ foi adotado, tendo em mente que o reator de filtro é maior que o convencional, como descrito na seção 2.3.

Quanto ao capacitor C_{dc} , sua presença contribui com a manutenção da tensão constante no barramento CC, reduzindo seu *ripple*. Para tanto, seu valor é calculado segundo a equação 55 (QUÉVAL; OHSAKI, 2012). Nota-se que S corresponde à potência aparente do inversor, e f_g , à frequência da rede.

$$C_{dc} \leq \frac{S}{4\pi f_g V_{dc}^2 \Delta v_{dc}} \quad (55)$$

O parâmetro Δv_{dc} compreende o máximo *ripple* pico-a-pico admissível à tensão CC, cujo valor típico é 2% (QUÉVAL; OHSAKI, 2012). Em seguida, o indutor L_s possui função semelhante ao do capacitor, porém voltado a minimização do *ripple* na corrente da bateria. Seu valor é calculado segundo a equação 56. Convém mencionar que V_{bat} e I_{bat} correspondem à tensão e corrente nominais da bateria, f_{pwm} , à frequência de chaveamento do conversor CC/CC, e V_{dc}^{max} , à tensão v_{dc} máxima, equivalente a $(1 + \Delta v_{dc}) \cdot V_{dc}$.

$$L_s \leq \frac{V_{bat}(V_{dc}^{max} - V_{bat})}{f_{pwm} V_{dc}^{max} I_{bat} \Delta i_{bat}} \quad (56)$$

O máximo *ripple* pico-a-pico admissível à corrente na bateria é dado pelo parâmetro Δi_{bat} , cujo valor adotado corresponde a 10%. Enfim, os valores desses parâmetros se encontram no apêndice A.

Calculados os principais parâmetros de projeto presentes na topologia desse subsistema, as subseções seguintes se debruçam sobre a modelagem dos principais equipamentos, incluindo os conversores estáticos e o banco de baterias.

6.1.1 Voltage Source Converter (VSC)

Visando a redução do custo computacional e, conseqüentemente, do tempo de simulação, optou-se pela implementação do modelo médio do conversor VSC. Sua implementação inclui fontes de tensão controladas no lado CA e uma fonte de corrente controlada no lado CC (PERALTA et al., 2012), conforme a figura 48. Ademais, foram incluídas resistências afim de representar as perdas por condução.

As tensões controladas v_{abc} , referentes à equação 57, derivam da tensão v_{dc} e do índice de modulação m_{abc} , resultado do controle do conversor eletrônico.

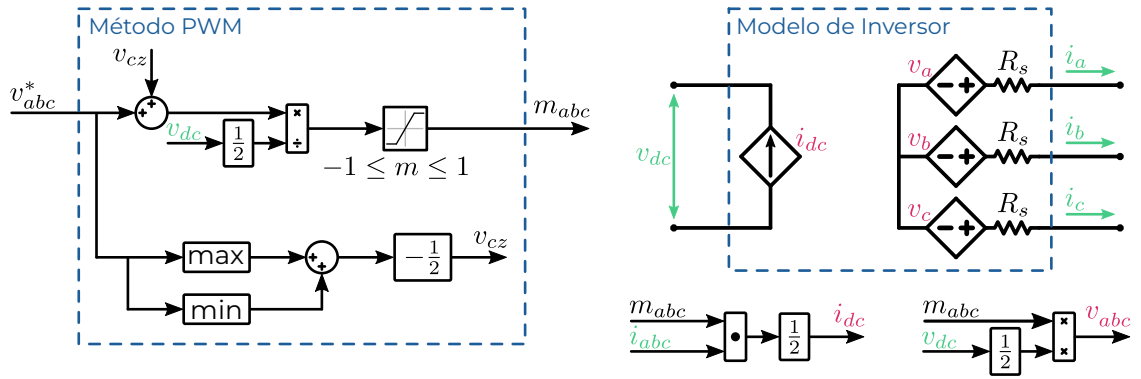


Figura 48 – Modelagem do *Voltage Source Converter* (VSC) (Autoria própria).

$$v_{abc} = \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \frac{1}{2} v_{dc} \begin{bmatrix} m_a \\ m_b \\ m_c \end{bmatrix} \quad (57)$$

Enquanto isso, a corrente controlada i_{dc} , relativa à equação 60, provém da conservação de potência entre os lados CA e CC do conversor eletrônico.

$$v_{dc} i_{dc} = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c \quad (58)$$

$$v_{dc} i_{dc} = \frac{1}{2} v_{dc} (m_a i_a + m_b i_b + m_c i_c) \quad (59)$$

$$i_{dc} = \frac{1}{2} (m_a i_a + m_b i_b + m_c i_c) \quad (60)$$

Quanto à técnica de modulação, optou-se pela Modulação por Largura de Pulso Senoidal, conhecida do inglês por *Sinusoidal Pulse Width Modulation* (SPWM). Atenta-se que aos sinais v_{abc}^* de referência, foi somado um sinal v_{cz} de sequência zero. Essa injeção não altera o caminhamento médio das correntes i_{abc} durante um ciclo de chaveamento, porém modifica suas ondulações. O valor de v_{cz} pode, então, ser otimizado visando a minimização do *ripple* na corrente do lado CA do conversor, tendo por resultado a expressão 61 (JUNIOR, 2012).

$$v_{cz_otima} = \frac{-(\max(v_a^*, v_b^*, v_c^*) + \min(v_a^*, v_b^*, v_c^*))}{2} \quad (61)$$

Como o modelo médio do conversor estático foi adotado, a redução da ondulação na corrente não será perceptível na simulação. No entanto, a injeção de sequência zero ótima também reduz o pico da tensão de referência para 0,866 de seu valor original, dando margem para um aumento de 15,5% na máxima tensão que o inversor é capaz de sintetizar.

6.1.2 Conversor *Boost*

Visando a redução do custo computacional e, conseqüentemente, do tempo de simulação, optou-se pela aplicação do modelo médio do conversor CC/CC *boost*, baseado naquele pertencente à biblioteca do Simulink (MATHWORKS, 2023b). Sua implementação inclui uma fonte de corrente controlada na entrada e uma fonte de tensão controlada na saída, conforme a figura 49. Ademais, foram incluídas resistências afim de representar as perdas por condução.

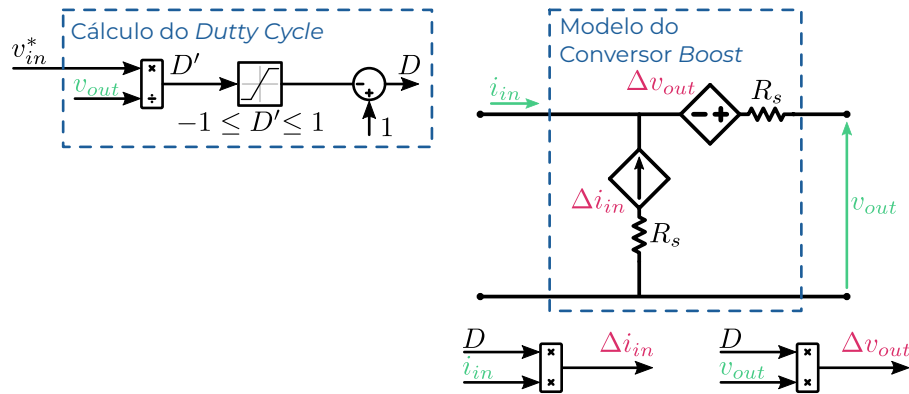


Figura 49 – Modelagem do conversor CC/CC *boost* (Autoria própria).

Segundo a topologia do modelo, a tensão de saída v_{out} compõe a soma da tensão de entrada v_{in} e da tensão controlada Δv_{out} . Considerando o ciclo de trabalho como $D = \frac{v_{out} - v_{in}}{v_{out}}$, a equação 64 é obtida.

$$v_{out} = v_{in} + \Delta v_{out} \quad (62)$$

$$\Delta v_{out} = v_{out} - v_{in} \quad (63)$$

$$\Delta v_{out} = D v_{out} \quad (64)$$

De modo análogo, a corrente de entrada i_{in} compõe a soma da corrente de saída i_{out} e da corrente controlada Δi_{in} . Considerando o ciclo de trabalho como $D = \frac{i_{in} - i_{out}}{i_{in}}$, a equação 67 é obtida.

$$i_{in} = i_{out} + \Delta i_{in} \quad (65)$$

$$\Delta i_{in} = i_{in} - i_{out} \quad (66)$$

$$\Delta i_{in} = D i_{in} \quad (67)$$

6.1.3 Bateria

O modelo dinâmico adotado corresponde àquele disponibilizado pelo *Simulink*, pertencente à biblioteca *Specialized Power Systems* do *Simscape* (MATHWORKS, 2023c). Ele emula as características de carga e descarga da bateria, no entanto os efeitos da temperatura e do envelhecimento foram desconsiderados neste trabalho. Ademais, convém destacar as seguintes premissas do modelo adotado:

- ❑ A resistência interna é considerada constante durante os ciclos de carga e descarga e não varia com a amplitude da corrente;
- ❑ Os parâmetros do modelo são derivados das características de descarga. Presume-se que as características de carga e descarga sejam as mesmas;
- ❑ A capacidade da bateria não se altera com a amplitude da corrente (não há efeito *Peukert*);
- ❑ A autodescarga da bateria não é representada; e
- ❑ A bateria não tem efeito de memória.

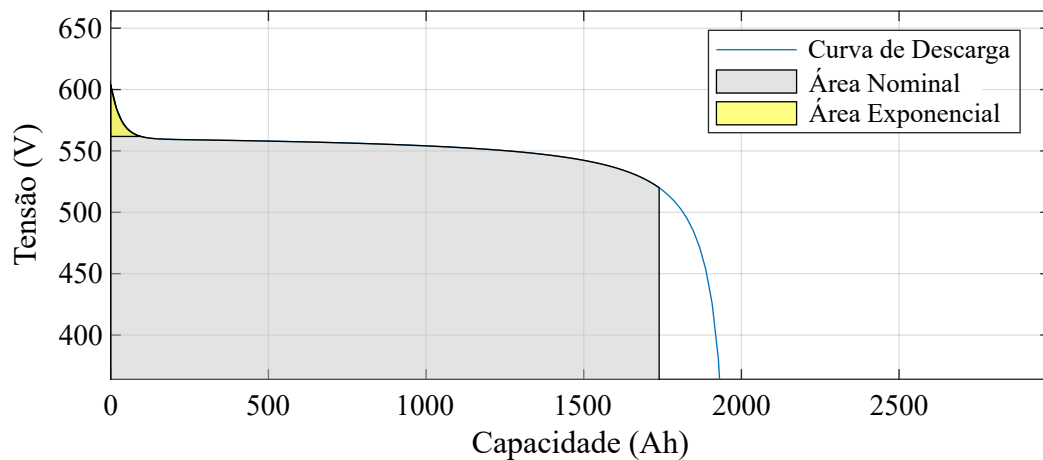


Figura 50 – Característica nominal de descarga em 0,43 C (836 A) (Autoria própria).

Como a maioria das especificações da bateria não se encontravam disponíveis, optou-se que elas fossem calculadas pelo próprio modelo do *Simulink*, a partir dos valores nominais indicados na tabela 13.

Tabela 13 – Valores nominais da bateria de de íons de lítio.

Parâmetro	Valor
Tensão Nominal (V)	520
Capacidade (Ah)	1923,1
Tempo de Resposta (s)	30

O tempo de resposta corresponde ao intervalo entre a ocorrência de um degrau de corrente e o instante no qual a tensão da bateria atinge 95% de seu patamar final. Seu valor foi escolhido como aquele padrão do *Simulink*. Quanto à tensão nominal, seu valor foi determinado como 80% da tensão V_{dc} . Sob posse desses dados, a curva característica da descarga da bateria foi calculada pelo modelo no *Simulink*, conforme apresentada na figura 50.

6.2 Subsistema da Geração Eólica

A figura 51 ilustra a topologia do subsistema de geração eólica. Inicialmente, dois parâmetros de projeto são identificados, a tensão nominal V_{dc} e o capacitor C_{dc} .

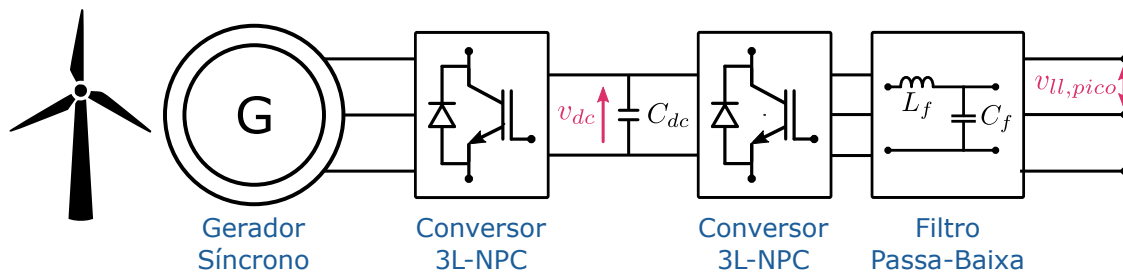


Figura 51 – Topologia do subsistema de geração eólica (Autoria própria).

Como discutido na seção 6.1, a tensão nominal V_{dc} pode ser determinada conforme a inequação 68. Nesse subsistema, um valor de $x = 1,15$ foi adotado, conforme proposto por Quéval e Ohsaki (2012).

$$V_{dc} \leq xV_{ll,pico} \quad (68)$$

Quanto ao capacitor C_{dc} , seu valor é calculado segundo a equação 69, analogamente ao discutido na seção 6.1. O valor de Δv_{dc} foi mantido igual a 2%.

$$C_{dc} \leq \frac{S}{4\pi f_g V_{dc}^2 \Delta v_{dc}} \quad (69)$$

Enfim, os valores desses parâmetros se encontram no apêndice B. Em seguida, os modelos dos equipamentos podem ser apresentados. Os conversores estáticos foram modelados conforme tratado na subseção 6.1.1. Já a modelagem da turbina e do gerador eólicos são discutidas nas subseções seguintes.

6.2.1 Turbina Eólica

A modelagem da turbina eólica, ilustrada na figura 52, divide-se em duas partes: o cálculo do torque mecânico e os modelos mecânicos da caixa de transmissão.

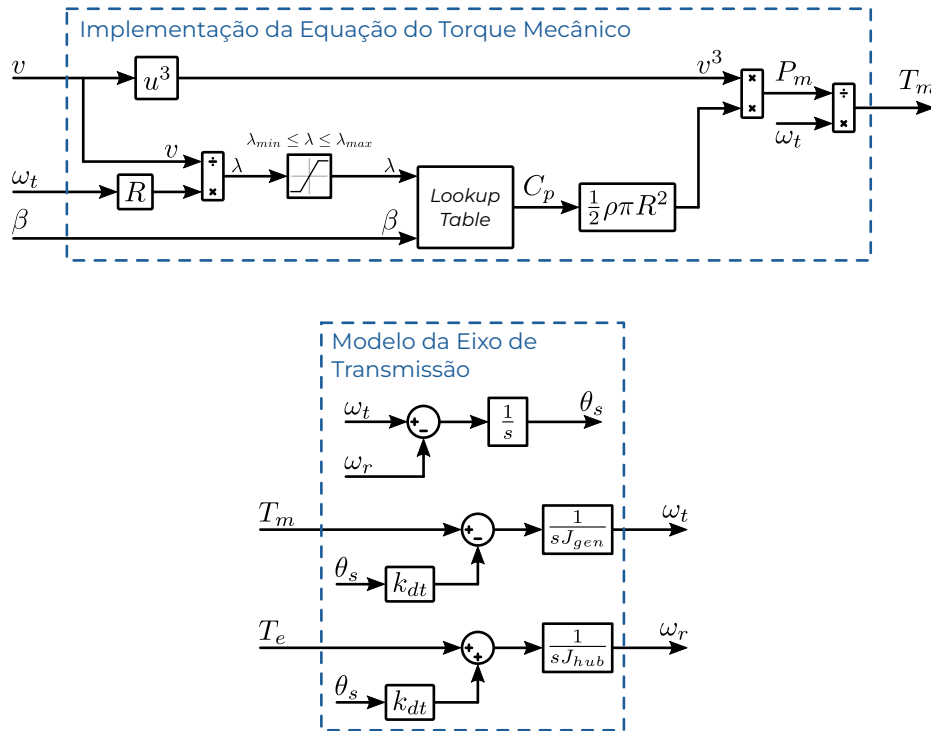


Figura 52 – Modelagem da turbina eólica (Autoria própria).

A primeira parte consiste na implementação, em diagrama de blocos, da equação 71, relativa ao torque impelido pelo vento. Nessa equação, destacam-se duas constantes, a densidade do ar (ρ) e o raio do rotor (R), e três variáveis, a velocidade do vento (v), a velocidade de rotação da turbina (ω_t), e o coeficiente de potência (C_p) (WU et al., 2011).

$$P_m = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p v^3 \quad (70)$$

$$T_m = \frac{P_m}{\omega_t} = \frac{1}{2} \frac{\rho \pi R^2 C_p v^3}{\omega_t} \quad (71)$$

O coeficiente C_p indica a parcela da potência disponível no vento que pode ser convertida em potência mecânica pela turbina. Seu valor varia conforme o *pitch* (β) e o *Tip-Speed Ratio* (TSR). Esse último corresponde à razão entre a velocidade na ponta da pá do aerogerador e a velocidade do vento, segundo a equação 72.

$$\lambda = \frac{\omega_t R}{v} \quad (72)$$

Na figura 53, a superfície do C_p para o aerogerador de 15 MW é apresentada, na qual é possível constatar o ponto de máxima conversão de potência, para o qual o $\beta = 0$ e $\lambda = 9$. Convém salientar que os valores de gráfico são utilizados na implementação da *lookup table*, presente na implementação do modelo.

Em seguida, o eixo de transmissão é modelado, considerando o seu coeficiente de rigidez rotacional k_{dt} como não infinito. Esse eixo acopla o *hub* do aerogerador ao rotor

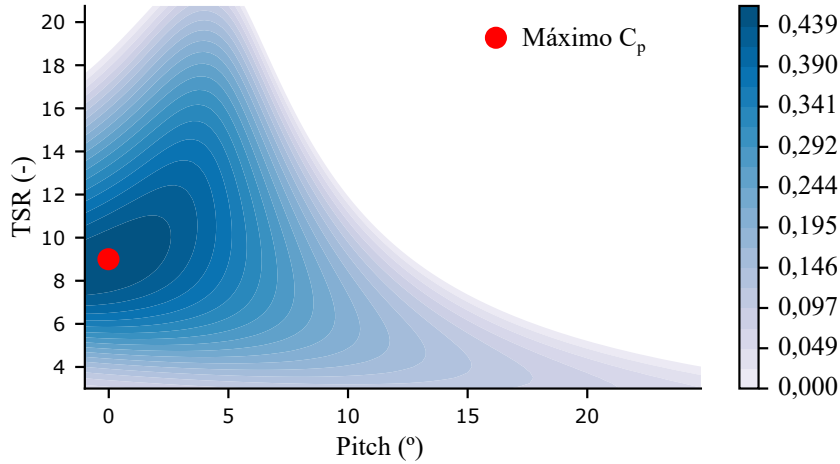


Figura 53 – Superfície do coeficiente de potência C_p para a turbina de 15 MW da IEA (Adaptado de Abbas et al. (2022)).

do gerador síncrono, ambos com massa de inércia J_{hub} e J_{gen} , respectivamente. Aplicando a 2ª Lei de Newton, obtêm-se as equações 73 e 74, nas quais θ_s corresponde à abertura angular entre as massas, conforme equação 75.

$$J_{hub} \frac{d\omega_t}{dt} = T_m - k_{dt}\theta_s \quad (73)$$

$$J_{gen} \frac{d\omega_r}{dt} = T_e - k_{dt}\theta_s \quad (74)$$

$$\frac{d\theta_s}{dt} = \omega_t - \omega_r \quad (75)$$

Por fim, ressalta-se que o torque elétrico T_e advém da reação de armadura do gerador síncrono. Seu valor é controlado pela malha ZDC, apresentada na subseção 5.2.2. Ademais, o ângulo de pitch β resulta do controle de pitch, descrito na subseção 5.2.3.

6.2.2 Permanent Magnets Synchronous Generator (PMSG)

O modelo dinâmico adotado corresponde àquele disponibilizado pelo *Simulink*, pertencente à biblioteca *Specialized Power Systems* do *Simscape* (MATHWORKS, 2023d). As partes elétrica e mecânica da máquina são representadas, cada uma, por um modelo de espaço de estados de segunda ordem. No entanto, a parte mecânica é suprimida, uma vez que fora modelado em conjunto ao eixo de transmissão do aerogerador, conforme subseção 6.2.1. Desse modo, o modelo da máquina recebe como entrada a velocidade de rotação ao invés do torque mecânico.

Os parâmetros construtivos do modelo foram obtidos da turbina de 15 MW, da IEA (GAERTNER et al., 2020). Um rotor de polos não salientes foi considerado, além da forma

de onda da força eletromotriz ser senoidal. Convém destacar também que esse modelo pressupõe um circuito magnético linear, sem saturação dos materiais ferromagnéticos.

6.3 Subsistema de Injeção de Água

A figura 54 ilustra a topologia do subsistema de injeção. Apenas um parâmetro de projeto é identificado, correspondente ao capacitor C_{dc} .

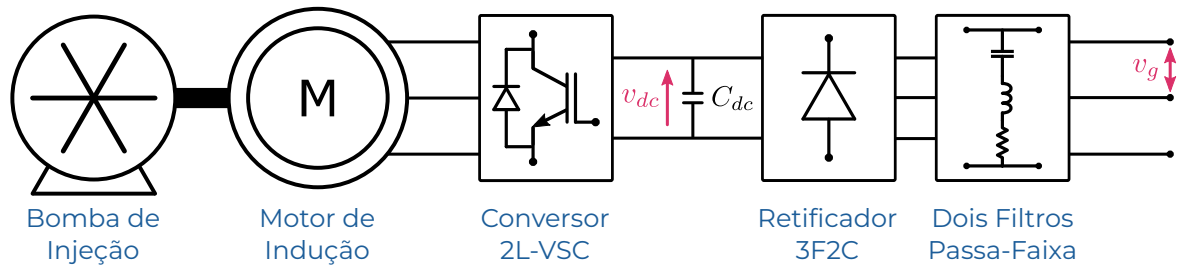


Figura 54 – Topologia do subsistema de injeção de água (Autoria própria).

O valor de C_{dc} é calculado segundo a equação 76 (WILAMOWSKI; IRWIN, 2011). Nota-se que S corresponde à potência aparente do inversor, f_g , à frequência da rede, V_{dc} , à tensão nominal do barramento CC, e V_g , à tensão de linha eficaz do lado CA do retificador a diodos.

$$C_{dc} \leq \frac{S\pi^2}{54\sqrt{2}f_g V_g V_{dc} \Delta v_{dc}} \quad (76)$$

O parâmetro Δv_{dc} compreende o máximo *ripple* pico-a-pico admissível à tensão CC, cujo valor adotado é 5%. Ademais, convém destacar que a tensão V_{dc} é dada pelo retificador comutado pela rede, de modo que seu valor corresponde à equação 77.

$$V_{dc} = \sqrt{2}V_g \quad (77)$$

Enfim, os valores desses parâmetros se encontram no apêndice C. Em seguida, os modelos dos equipamentos podem ser apresentados. O inversor foi modelado conforme tratado na subseção 6.1.1. Já a modelagem do retificador a diodos e do conjunto motor-bomba são discutidos nas subseções seguintes.

6.3.1 *Line-Commutated Converter (LCC)*

Como o modelo de valor médio do retificador a diodos não apresenta uma implementação tão simples quanto a dos conversores VSCs, este trabalho optou pelo seu modelo chaveado. Além disso, como a frequência de chaveamento é $6f_g$, não há necessidade de um passo de simulação muito pequeno.

6.3.2 Conjunto Motor-Bomba

O modelo dinâmico adotado para o motor de indução corresponde àquele disponibilizado pelo *Simulink*, pertencente à biblioteca *Specialized Power Systems* do *Simscape* (MATHWORKS, 2023a). A parte elétrica da máquina é representada por um modelo de espaço de estados de quarta ordem, e a parte mecânica por um sistema de segunda ordem.

Seus parâmetros construtivos foram obtidos de um modelo presente no livro *Power Conversion and Control of Wind Energy Systems* (WU et al., 2011), conforme explicado na seção 2.1. Quanto à conexão do rotor, um motor tipo gaiola de esquilo foi considerado. Convém destacar também que esse modelo pressupõe um circuito magnético linear, sem saturação dos materiais ferromagnéticos.

A bomba de injeção não foi modelada detalhadamente. Apenas sua curva quadrática de torque por velocidade foi implementada. Ou seja, o torque mecânico T_m de entrada no modelo do motor foi calculado em função da velocidade de rotação ω_r .

Por fim, a massa de inércia do conjunto foi obtida conforme a equação 80, na qual os parâmetros nominais n e P_{shaft} compreendem a velocidade de rotação em RPM e a potência no eixo, respectivamente. Essa equação foi obtida por (THORLEY, 2004), através de uma regressão linear de motores típicos encontrados na indústria.

$$J_{bomba} = 0.03768 \left(\frac{1000 P_{shaft}^{0,9556}}{n} \right) \quad (78)$$

$$J_{motor} = 0.0043 \left(\frac{1000 P_{shaft}^{1,48}}{n} \right) \quad (79)$$

$$J_{total} = J_{bomba} + J_{motor} \quad (80)$$

Resultados da Simulação

Inicialmente, foram propostos três casos de simulação. No primeiro caso, o sistema foi submetido a dois degraus na velocidade de vento. Quanto ao segundo, observou-se a atuação do controle quando a carga da bateria atinge seu valor mínimo, de 20 %. Finalmente, o terceiro caso simulou a mudança do ponto de operação pelo controle secundário, por meio de degraus nos valores de potência de referência do controle primário.

Além disso, um quarto e último caso foi avaliado, no qual uma série de vento de 10 minutos foi simulada, enquanto os valores de potência de referência foram atualizados conforme um algoritmo de despacho otimizado para a série escolhida, proposto e implementado por Lima, Monaro e Salles (2022).

O principal resultado de cada caso de simulação consiste em um conjunto de cinco gráficos. Os sinais exibidos são especificados na tabela 14 e na figura 55.

Tabela 14 – Lista de variáveis do principal resultado obtido para cada caso.

Título do Gráfico	Variável
1) Frequência Elétrica	f_g Frequência
2) Controle da Turbina	P_{eol} Potência Elétrica
	$P_{eol,out}$ Saída do Controle Primário
	$P_{eol,ref}$ Potência de Referência
	$P_{eol,max}$ Potência Máxima
3) Controle da Bomba	P_{inj} Potência Elétrica
	$P_{inj,out}$ Saída do Controle Primário
	$P_{inj,ref}$ Potência de Referência
4) Controle da Bateria	P_{bat} Potência Elétrica
	$P_{bat,out}$ Saída do Controle Primário
	$P_{bat,ref}$ Potência de Referência
5) Carga da Bateria	SOC Estado de Carga

No gráfico da frequência, também são destacadas as bandas mortas de cada subsistema. Importante observar que as potências elétricas auferidas correspondem àquelas de

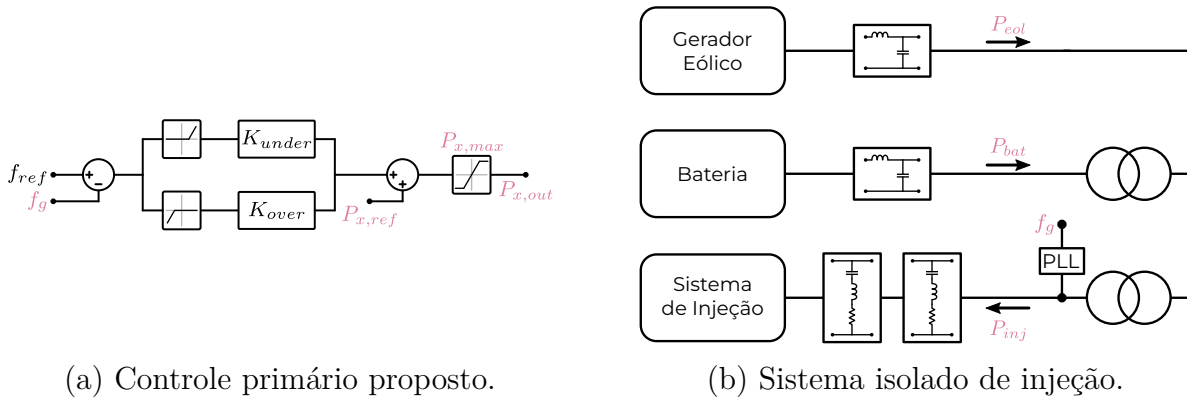


Figura 55 – Localização das variáveis obtidas como principal resultado de cada caso de simulação. O subscrito x pode ser substituído por eol , inj ou bat , a depender do subsistema analisado (Autoria própria).

sequência positiva na frequência fundamental, dado que o sistema analisado é equilibrado. Além disso, para os subsistemas eólico e de armazenamento, a convenção adotada foi de gerador, enquanto que, para o subsistema de injeção, a convenção adotada foi de carga.

7.1 Caso 1: Degraus de Vento

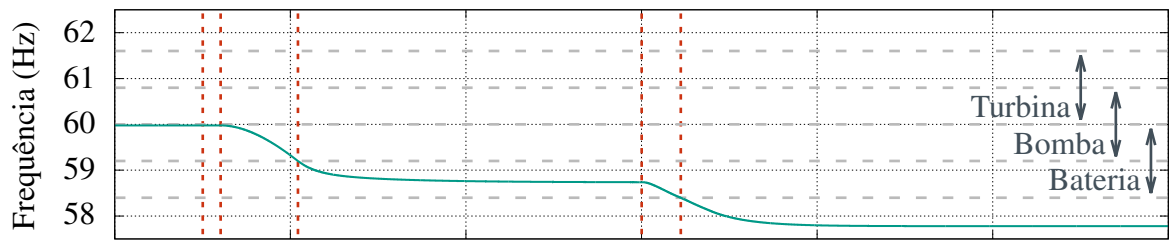
A primeira simulação visa validar o controle primário proposto frente à variabilidade do vento. Na condição inicial de operação, o sistema de injeção opera sob potência nominal, igual a 5 MW, a bateria consome 1 MW e a turbina eólica fornece 6 MW afim de atender à carga especificada.

Dois degraus de vento são aplicados em sequência, aos 15 s e aos 40 s. No primeiro evento, a velocidade do vento cai de 8,47 m/s para 6,74 m/s, enquanto no segundo evento cai para 0,00 m/s. Esses valores foram escolhidos de modo que a potência eólica disponível reduzisse de 7 MW para 3,5 MW inicialmente e, posteriormente, para 0 MW. Espera-se que, no primeiro degrau, apenas o controle primário da bomba de injeção atue, reduzindo seu consumo para 2,5 MW. Enquanto isso, no segundo degrau, estima-se que a atuação do controle primário da bateria também seja necessária, passando a injetar 0,5 MW.

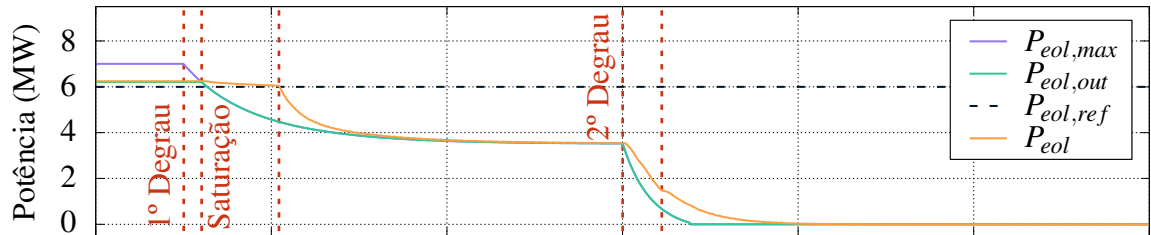
A tabela 15 resume o primeiro caso de simulação. A potência P_{MPPT} corresponde à potência eólica disponível. Além disso, convém destacar que o SOC inicial da bateria foi estabelecido como 50%, suficiente para a atuação dos controles ao longo da simulação.

Tabela 15 – Caso 1: Eventos de simulação.

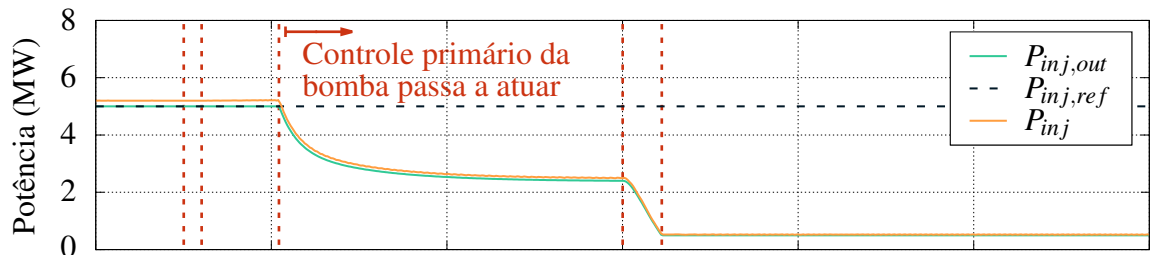
Caso	Instante do Evento	P_{MPPT} (MW)
1	15 s	7,00 → 3,50
	40 s	3,50 → 0,00



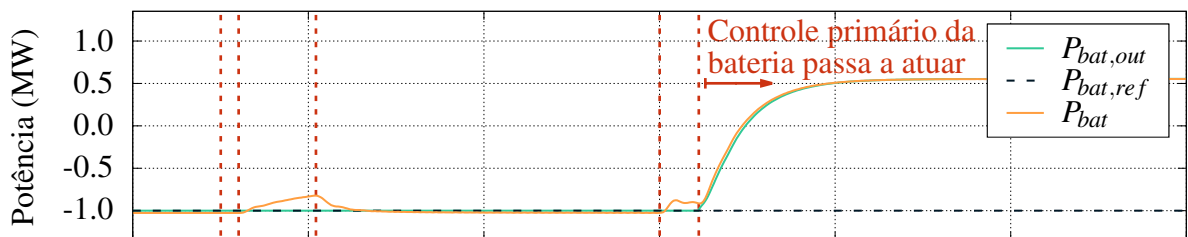
(a) Frequência elétrica.



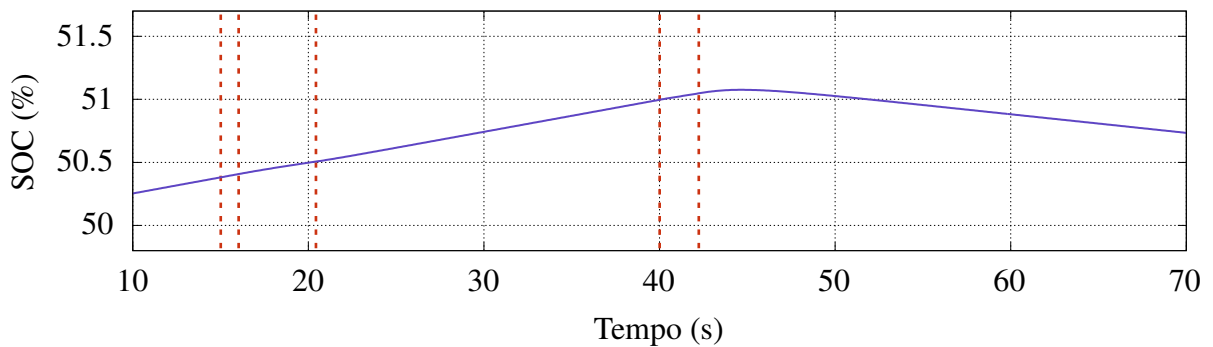
(b) Controle droop do gerador eólico.



(c) Controle droop do sistema de injeção.



(d) Controle droop do sistema de armazenamento.



(e) Estado de carga da bateria.

Figura 56 – Caso 1: Resultado principal (Autoria própria).

Conforme antecipado na introdução deste capítulo, a figura 56 reúne o principal resultado da simulação do caso 1.

Observando o gráfico 56b, a partir do primeiro degrau, a potência máxima $P_{eol,max}$ do controle primário do gerador eólico começa a cair, sob a mesma taxa da velocidade de vento, processada pelo filtro passa-baixa F_w . Aos 16,0 s, o sinal $P_{eol,max}$ satura a saída $P_{eol,out}$ do controle droop do gerador, de modo a reduzir a potência mecânica da máquina síncrona virtual, implementada por meio do *synchronverter*. Conseqüentemente, há a queda da frequência, no gráfico 56a, devido ao excesso de demanda.

No intervalo de 16,0 s a 20,4 s, a frequência se encontra fora apenas da banda morta do aerogerador, de modo que sua geração deva aumentar para assumir o excedente de demanda. No entanto, sua atuação está sendo limitada pela disponibilidade de recurso eólico. Portanto, no intervalo especificado o controle primário do sistema não opera. O balanço instantâneo de potência é garantido apenas pela resposta inercial emulada pelos *synchronverters*, da bateria ($H_{bat} = 20$ s) e do gerador eólico ($H_{wind} = 10$ s).

Aos 20,4 s, a frequência supera a banda morta da bomba injetora, de maneira que seu controle primário começa a atuar, reduzindo seu consumo de potência proporcionalmente ao decréscimo da frequência, conforme o gráfico 56c. Finalmente, o balanço de potência é assegurado e a frequência se estabiliza sob um novo ponto de operação. Os valores de potência e frequência, antes e depois do evento, são mostrados na tabela 16.

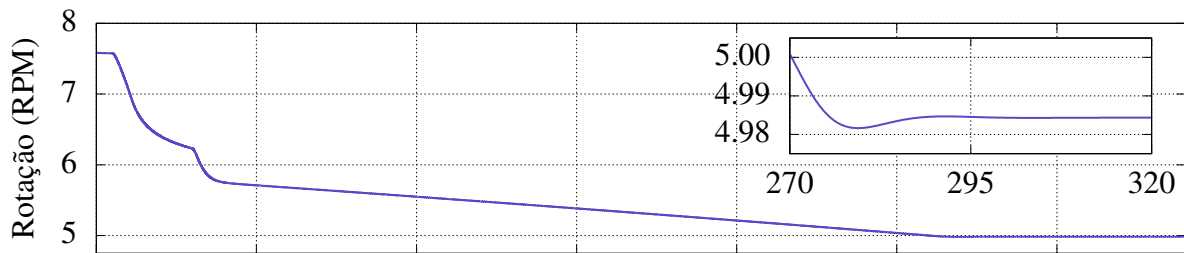
Quanto ao segundo evento, sua análise é análoga à anterior. No gráfico 56a, o sinal $P_{eol,out}$ do gerador eólico, saturado por $P_{eol,max}$, volta a decrescer logo após o degrau. Novamente, a frequência elétrica e, conseqüentemente, o consumo da bomba injetora voltam a diminuir.

Aos 42,2 s, a potência da bomba injetora atinge seu mínimo de 0,5 MW. No entanto, seu decréscimo não é suficiente para garantir o balanço de potência, restando um excedente de 1,5 MW de demanda. A queda da frequência continua, de modo que ultrapassa o limiar inferior da banda morta da bateria. Nesse momento, a bateria começa a aumentar sua potência, passando a descarregar, como visto no gráfico 56d. Finalmente, o balanço de potência é assegurado. Os valores de regime, obtidos aos 70 s da simulação, são mostrados na tabela 16.

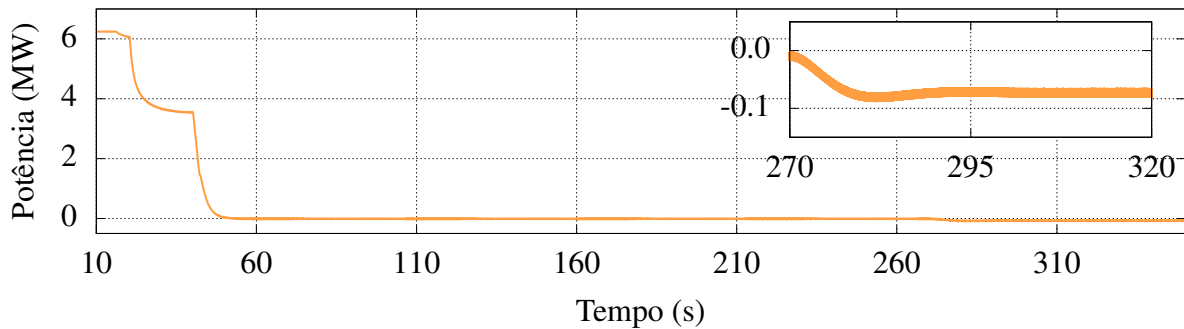
Tabela 16 – Caso 1: Operação do sistema isolado antes e após os eventos.

Parâmetro	Pré Eventos	Pós 1º Evento	Pós 2º Evento
f_g (Hz)	59,98	58,74	57,78
P_{eol} (MW)	6,24	3,54	-0,01
P_{inj} (MW)	5,20	2,50	0,52
P_{bat} (MW)	-1,03	-1,03	0,55

Em síntese, constatou-se o correto funcionamento do controle primário desenvolvido. Diante da redução do vento, priorizou-se a diminuição do consumo da bomba de modo a



(a) Velocidade de rotação do gerador eólico.



(b) Potência elétrica do gerador eólico.

Figura 57 – Caso 1: Avaliação do controle da velocidade mínima de rotação (Autoria própria).

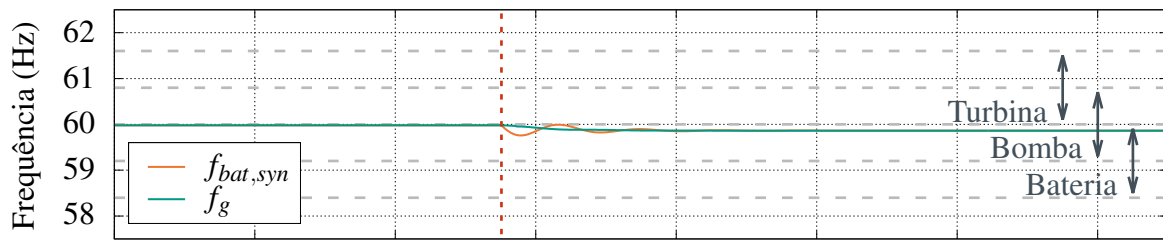
preservar a energia armazenada na bateria, necessária para manter a continuidade operativa da bomba diante de períodos sem potência eólica. Assim, o número de paradas do sistema de injeção é minimizado, principal objetivo deste controle. Isso também pode ser verificado no fato do controle preferir operar a bomba em potência mínima durante períodos de pouco ou nenhum vento, aumentando o tempo para descarga total da bateria.

Por fim, esta simulação permite averiguar o funcionamento do controle da velocidade mínima de rotação, descrito na seção 5.2.1.2. A figura 57 ilustra a velocidade de rotação do rotor do gerador eólico e a potência elétrica gerada pelo subsistema do aerogerador. Constata-se que, após o segundo degrau, a rotação diminuiu até a velocidade mínima de 5 RPM, a partir da qual o controle atua, consumindo potência da rede para compensar as perdas por atrito e, conseqüentemente, manter a velocidade constante. Como o controle é proporcional, há um erro de regime igual a 0,016 RPM (0,31%).

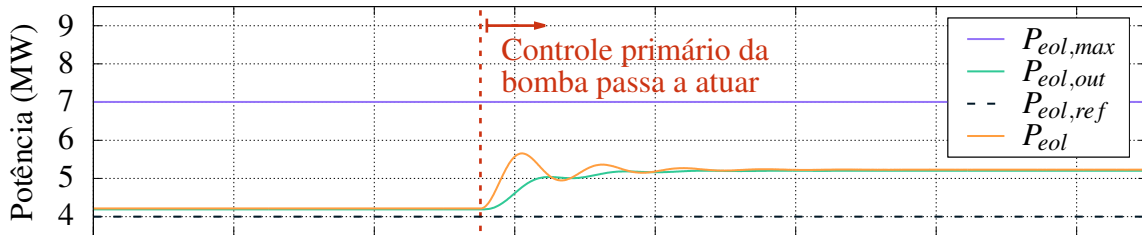
7.2 Caso 2: Bateria com Carga Mínima

A segunda simulação compreende o cenário no qual a bateria atinge sua carga mínima (20%), a partir da qual sua descarga é interrompida. Na condição inicial de operação, o sistema de injeção opera sob potência nominal, igual a 5 MW, a bateria injeta 1 MW e a turbina eólica fornece 4 MW.

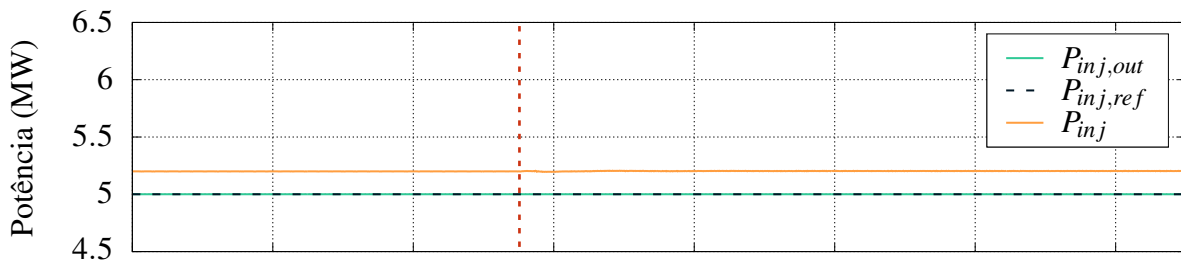
A carga inicial da bateria (SOC) foi estabelecida como 20,52%. Esse valor foi calculado



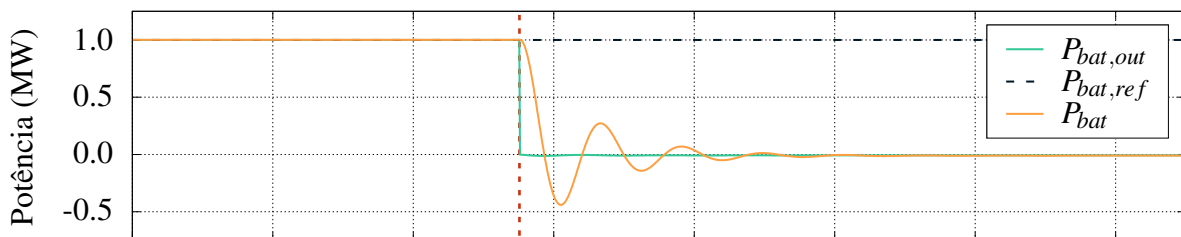
(a) Frequência elétrica.



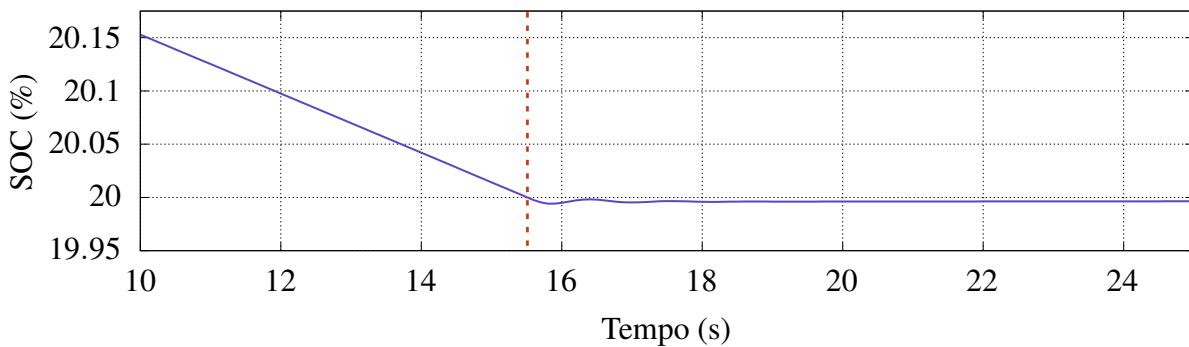
(b) Controle droop do gerador eólico.



(c) Controle droop do sistema de injeção.



(d) Controle droop do sistema de armazenamento.



(e) Estado de carga da bateria.

Figura 58 – Caso 2: Resultado principal (Autoria própria).

de modo que, a uma descarga de 1 MW, ela atingisse 20% após 15 s, aproximadamente. Nesse ponto, espera-se que a injeção de potência da bateria caia para zero e que o aerogerador assuma o déficit de potência, conforme a ordem de atuação determinada no capítulo 4. Ressalta-se, também, que a velocidade do vento foi fixada em 8,3 m/s, garantindo uma potência eólica suficiente para a operação do gerador ao longo da simulação.

Conforme antecipado na introdução deste capítulo, a figura 58 reúne o principal resultado da simulação do caso 2. Para esse caso, nota-se que, além da frequência f_g medida no ponto de conexão do subsistema de injeção de água, a frequência interna $f_{bat,syn}$ do *synchronverter* da bateria foi adicionada.

Observando o gráfico 58e, constata-se que a carga mínima é atingida aos 15,51 s. Nesse instante, a potência máxima do controle primário da bateria é fixada em zero, levando à anulação da saída $P_{bat,out}$ do controle da bateria, conforme observado no gráfico 58d.

A queda de $P_{bat,out}$ se traduz na redução da potência mecânica da máquina síncrona virtual, implementada por meio do *synchronverter*. Consequentemente, há a diminuição da frequência f_g , no gráfico 58a, devido ao excesso de demanda. Como a frequência se encontra entre 60 Hz e 59,2 Hz, apenas o gerador eólico aumenta sua geração em aproximadamente 1 MW, conforme evidenciado no gráfico 58b. Desse modo, garante-se o princípio de maximização da utilização do recurso eólico, ou seja, caso haja um excedente de demanda, o sistema prioriza utilizar a energia eólica disponível.

Ao analisar novamente o gráfico 58a, é perceptível que logo após o evento, a frequência $f_{bat,syn}$ oscila brevemente em torno do valor de f_g . Como apresentado, existem dois *synchronverters* conectados à rede, com o *synchronverter* da bateria tendo uma constante de inércia H_{bat} de 20s e o *synchronverter* do gerador eólico, uma constante de inércia H_{wind} de 10s. No entanto, devido à disparidade na potência nominal entre o gerador e a bateria (sendo a do gerador 15 vezes maior), o gerador eólico prevalece como o principal formador de rede, de modo que a frequência f_g permanece alinhada com a frequência interna do *synchronverter* da turbina, ao longo de toda simulação. Esse fenômeno explica a resposta subamortecida tanto na frequência $f_{bat,syn}$ quanto nas potências elétricas auferidas, quando ocorre uma perturbação sentida pela bateria.

A definição dos valores das constantes de inércia e dos demais parâmetros dos *synchronverters*, incluindo a constante de amortecimento D_p , com o intuito de melhorar as respostas transitórias às contingências, demanda uma análise mais detalhada que não foi abordada neste trabalho.

Ao final do evento, o balanço de potência é assegurado sob um novo ponto de operação. Os valores de regime são mostrados na tabela 17. Constata-se que a potência da bateria, após o evento, estabilizou-se em torno de -10 kW. Esse consumo destina-se a compensar as perdas do sistema de armazenamento, de modo a garantir que o SOC mantenha-se constante e próximo ao mínimo de 20%, tal qual mostrado no gráfico 58e. Esse padrão de comportamento valida o controle do SOC mínimo, conforme descrito na seção 5.1.1.3.

Tabela 17 – Caso 2: Operação do sistema isolado antes e após o evento.

Parâmetro	Pré Evento	Pós Evento
f_g (Hz)	59,98	58,74
P_{eol} (MW)	4,22	5,23
P_{inj} (MW)	5,20	5,20
P_{bat} (MW)	1,00	-0,01

7.3 Caso 3: Mudança nas Potências de Referência

A terceira simulação avalia a atuação do controle diante de uma alteração no ponto de operação do sistema, ou seja, de degraus nos valores das potências de referência ($P_{x,ref}$), emulando a ação do controle secundário.

Na condição inicial, o sistema de injeção opera sob 1 MW de potência, a bateria injeta 1 MW e a turbina eólica fornece potência nula (0 MW). Em seguida, quatro mudanças de pontos operativos são simulados em sequência, dos quais três envolvem a atuação de dois subsistemas simultaneamente (turbina e bomba; turbina e bateria; e bomba e bateria) e um envolve a atuação dos três subsistemas simultaneamente. Esses eventos são enumerados na tabela 18.

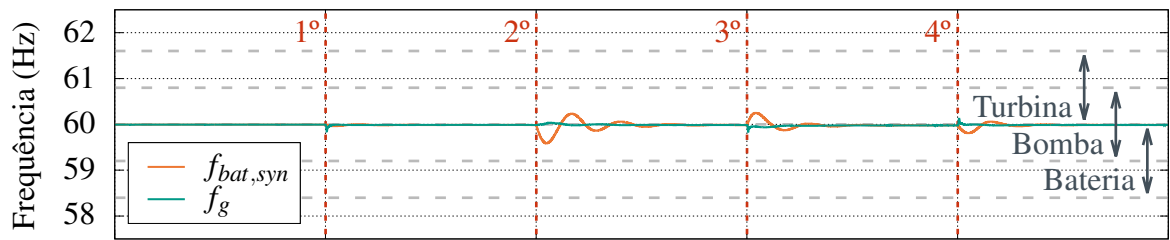
Tabela 18 – Caso 3: Eventos de simulação.

Caso	Instante do Evento	P_{ref}^{wind} (MW)	P_{ref}^{pump} (MW)	P_{ref}^{bat} (MW)
3	15 s	0,00 → 2,00	1,00 → 3,00	1,00
	20 s	2,00 → 4,00	3,00	1,00 → -1,00
	25 s	4,0	3,00 → 5,00	-1,00 → 1,00
	30 s	4,00 → 3,00	5,00 → 3,00	1,00 → 0,00

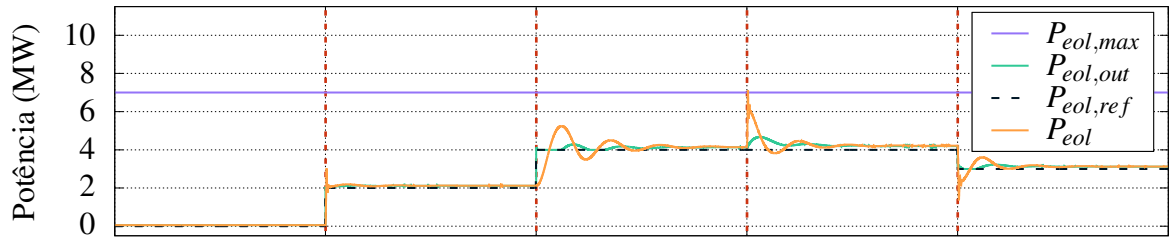
Conforme antecipado na introdução deste capítulo, a figura 59 reúne o principal resultado da simulação do caso 3. Novamente, nota-se que, além da frequência f_g medida no ponto de conexão do subsistema de injeção de água, a frequência interna $f_{bat, syn}$ do *synchronverter* da bateria é apresentada.

Observando os gráficos 59b, 59c e 59d, as potências elétricas obtidas seguiram, ao longo de toda simulação, as potências de referência. Esse comportamento é esperado dado que há potência eólica ($P_{eol,max}$) suficiente para garantir a operação sob os pontos de operação determinados. Além disso, o SOC da bateria se encontra dentro dos limites máximo (80%) e mínimo (20%), permitindo sua carga e descarga sob potência nominal.

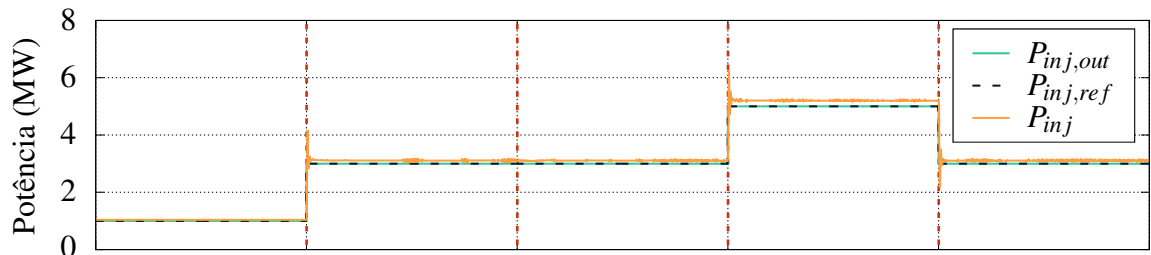
Resumindo, a simulação demonstra que o controle primário de potência ativa segue as referências do controle secundário desde que o recurso eólico e aquele armazenado na bateria sejam suficientes para a operação desejada. Caso contrário, o controle primário atua degradando os valores de potência de referência, conforme vistos nos casos 1 e 2 de simulação.



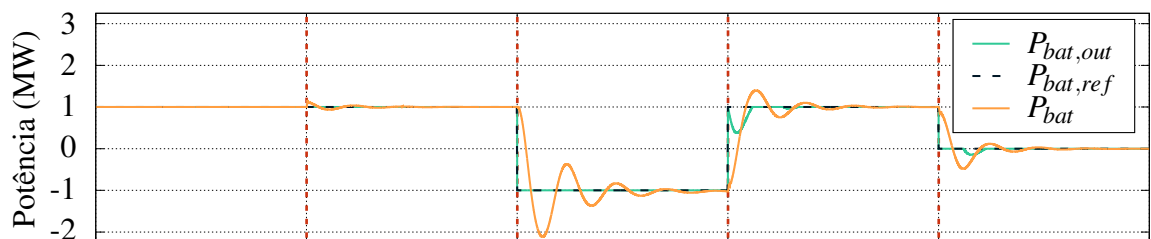
(a) Frequência elétrica.



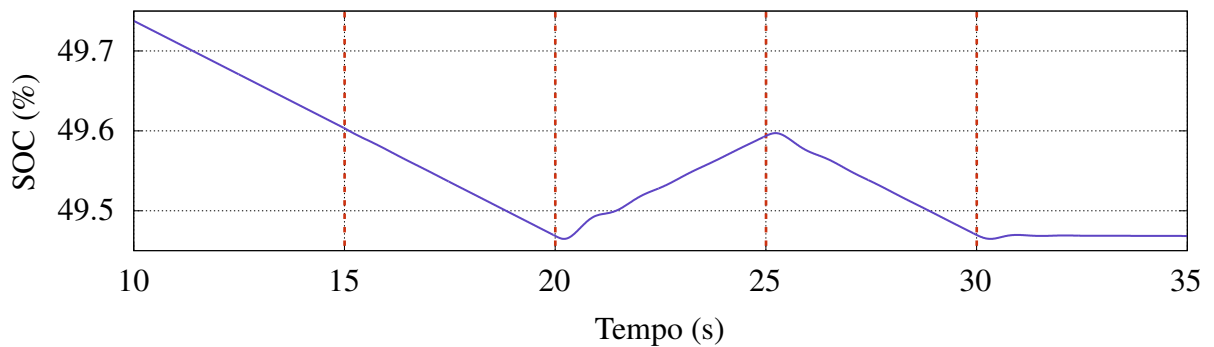
(b) Controle droop do gerador eólico.



(c) Controle droop do sistema de injeção.



(d) Controle droop do sistema de armazenamento.



(e) Estado de carga da bateria.

Figura 59 – Caso 3: Resultado principal (Autoria própria).

Quanto aos segundo, terceiro e quarto eventos, observa-se uma resposta transitória subamortecida nas potências elétricas, de modo análogo ao visto no segundo caso simulado. Ressalta-se, novamente, a definição dos valores dos parâmetros dos *synchronverters* demanda uma análise mais detalhada que não foi abordada neste trabalho, com o intuito de melhorar as respostas transitórias às contingências.

Ao final de cada evento, o balanço de potência foi assegurado sob um novo ponto de operação. Os valores de regime são mostrados na tabela 19.

Tabela 19 – Caso 3: Operação do sistema isolado antes e após os eventos.

Parâmetro	Pré Evts.	Pós 1º Evt.	Pós 2º Evt.	Pós 3º Evt.	Pós 4º Evt.
f_g (Hz)	59,99	59,99	59,99	59,98	59,99
P_{eol} (MW)	0,05	2,12	4,14	4,22	3,13
P_{inj} (MW)	1,04	3,11	3,11	5,20	3,11
P_{bat} (MW)	1,00	1,00	-1,01	1,00	0,00

Nota-se que as perdas do sistema são, ao longo de toda simulação, acomodadas pelo gerador eólico, dado que o controle primário proposto prioriza sempre sua atuação diante de um excesso de carga.

7.4 Caso 4: Série de Vento

O quarto e último caso de simulação compreende um cenário mais verossímil, com variação simultânea da velocidade de vento e dos pontos de operação dados pelo controle secundário. Uma série real de vento, com intervalo de 10 min e passo de 5 s foi considerado, conforme ilustrado na figura 60. O vento começa em 8,72 m/s, permitindo atender a demanda máxima do sistema isolado. Em seguida, o vento decai até atingir uma velocidade abaixo da *cut-in* (3 m/s), na qual permanece pelo último minuto da simulação. O gráfico apresenta tanto a velocidade de vento \hat{v} medida quanto a \hat{v}_f processada pelo filtro passa-baixa F_w .

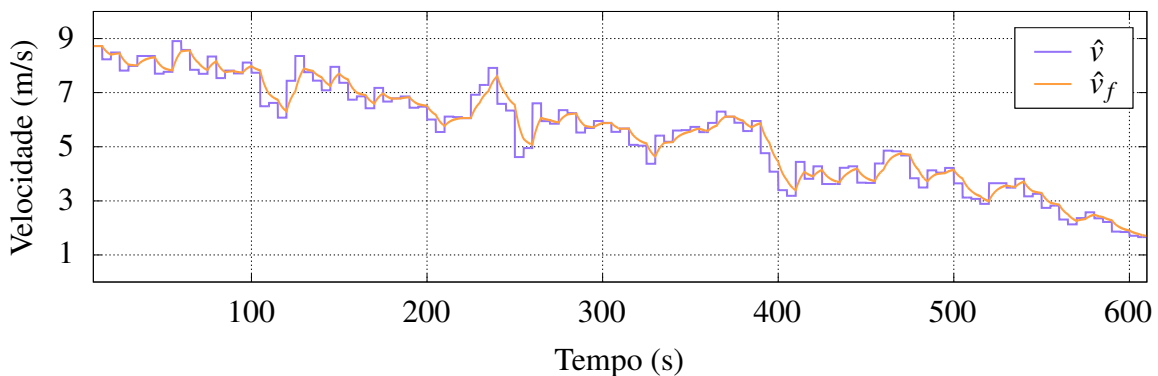
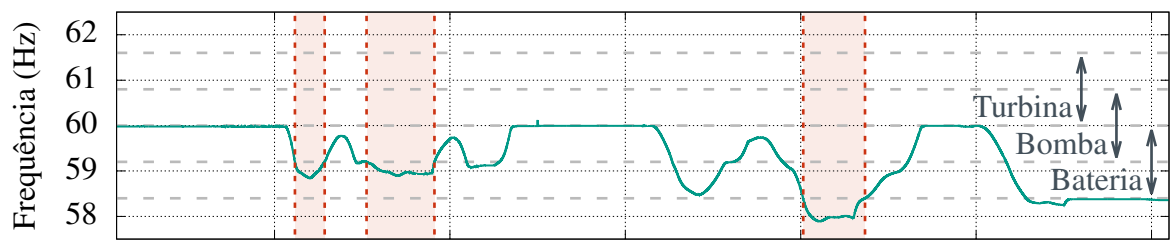
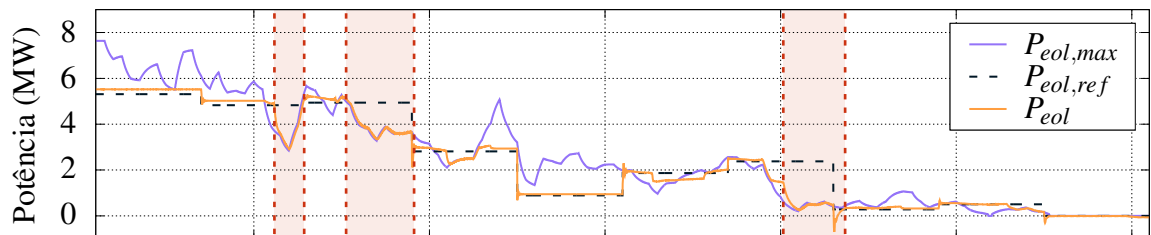


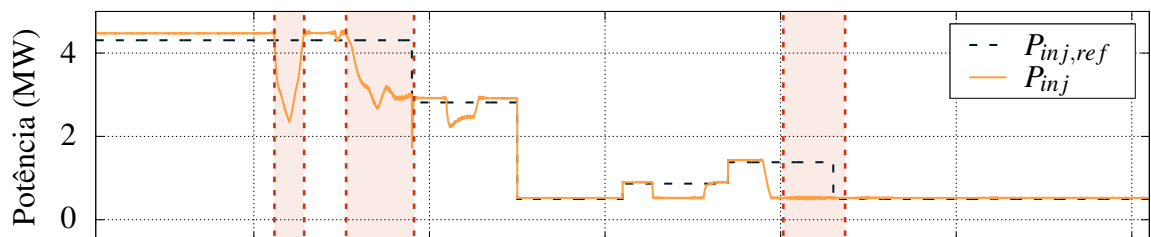
Figura 60 – Série de vento considerada na simulação do quarto caso (Autoria própria).



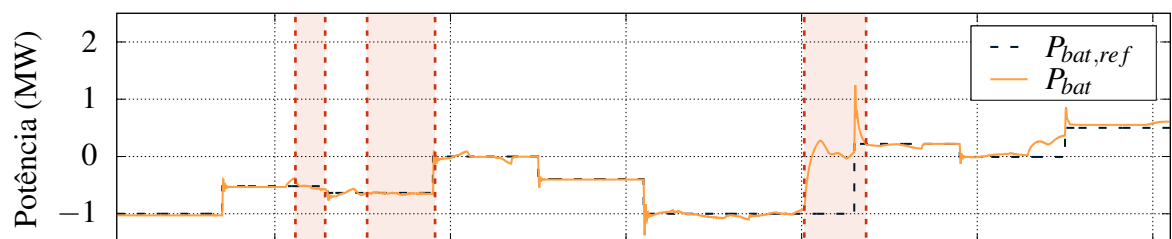
(a) Frequência elétrica.



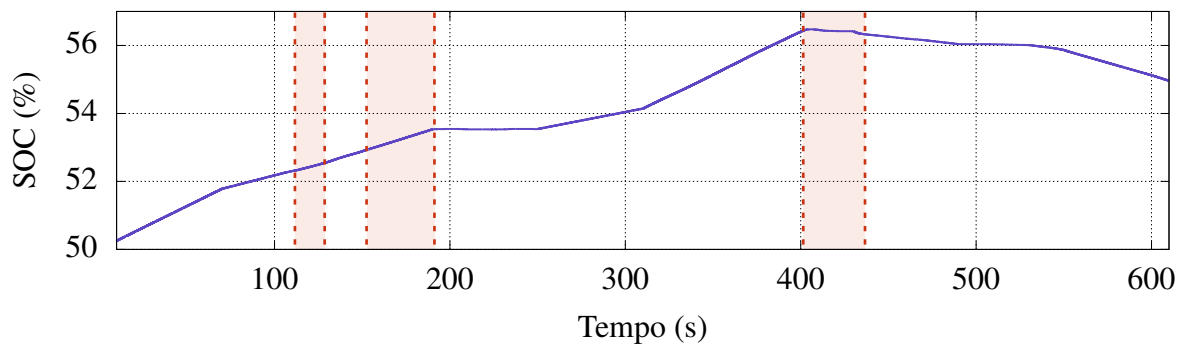
(b) Controle droop do gerador eólico.



(c) Controle droop do sistema de injeção.



(d) Controle droop do sistema de armazenamento.



(e) Estado de carga da bateria.

Figura 61 – Caso 4: Resultado principal (Autoria própria).

As potências de referência foram determinadas utilizando um algoritmo de otimização desenvolvido por Lima, Monaro e Salles (2022). Esse algoritmo foi empregado para alcançar o despacho ótimo dos subsistemas dada uma série de vento conhecida, com o objetivo de minimizar o número de paradas do conjunto motor-bomba e garantir a meta de injeção de água no reservatório de O&G. A otimização foi aplicada a uma série de vento de um mês, onde a série de 10 minutos utilizada nesta simulação está incluída. Além disso, o despacho ótimo foi calculado para intervalos de vento de 1 minuto, de modo que a atualização dos valores de potência de referência ocorre de minuto a minuto.

Conforme antecipado na introdução deste capítulo, a figura 61 reúne o principal resultado da simulação do caso 4. Vale mencionar que os sinais de saída P_{out} dos controladores droop foram omitidos, visando focalizar apenas na visualização das curvas de potência elétrica dos subsistemas.

Assim como relatado no terceiro caso de simulação, as potências de referência P_{ref} são seguidas desde que o recurso eólico $P_{eol,max}$ e a energia armazenada na bateria sejam suficientes para suportá-las. Conforme o gráfico 61e, o SOC se manteve entre 50% e 57%, de modo que a energia armazenada não representou um limitante a operação do sistema. Quanto à variabilidade do vento, no entanto, é possível constatar momentos em que a potência eólica disponível é insuficiente, demandando a atuação do controle primário para o balanço de potência.

Afim de ilustrar esses momentos, destacam-se três intervalos de tempo, sombreados na figura 61. No dois primeiros, a bomba injetora reduz seu consumo P_{inj} acompanhando a potência eólica disponível $P_{eol,max}$. Quanto ao terceiro intervalo, o consumo P_{inj} da bomba atinge seu valor mínimo (0,5 MW), incorrendo na necessidade do aumento da potência P_{bat} injetada pela bateria. Novamente ressalta-se a atuação hierarquizada do controle primário, priorizando a redução da potência da bomba à descarga da bateria quando possível.

Atenta-se para o fato de que os valores de potência de referência não levam em conta as perdas na microrrede, cabendo ao controle primário acomodá-las conforme a hierarquia de atuação estabelecida. Assim, no último minuto da simulação, quando o recurso eólico ($P_{eol,max}$) é nulo e a bomba injetora opera na potência mínima (0,5 MW), a bateria assume a compensação das perdas, aumentando ligeiramente sua potência em relação ao valor de referência. Como resultado, a frequência f_g se estabiliza em 58,36 Hz, abaixo da banda morta da bateria.

Nesse sentido, visto que o controle secundário não foi implementado (as potências de referência são tratadas como entradas no modelo de simulação), a frequência não é mantida em 60 Hz. Contudo, o controle primário garante que, em regime permanente, a frequência permaneça dentro de uma faixa segura, variando entre $\pm 3\%$ de seu valor nominal. Se a frequência se desviar dessa faixa, indica que o balanço de potência não é viável, e a operação do sistema deve ser interrompida.

Considerações Finais

Revisitando o objetivo principal desta dissertação, propôs-se um controle primário hierarquizado de potência ativa para o sistema isolado de injeção de água, cuja conexão é em corrente alternada com frequência fixa. O controle proposto adotou uma estratégia droop, dispensando canais de comunicação com grande largura de banda. Sua atuação se baseia em medidas locais ao ponto de conexão do equipamento. Enquanto no trabalho proposto por Otremba et al. (2022) essa medida compreende à tensão CC, no presente trabalho essa medida corresponde à frequência elétrica.

Como principal critério no desenvolvimento da solução, buscou-se a minimização das paradas e partidas da bomba de injeção, o que implica na manutenção, pelo maior período de tempo possível, do estado de carga da bateria. Para tanto, este trabalho concebeu uma hierarquia de atuação dos subsistemas diante de um desbalanço de potência, utilizando uma estratégia droop associada a bandas mortas.

Destacamos que o controle primário proposto pode ser aplicado a outras microrredes que necessitam de uma resposta ordenada dos subsistemas no balanço de potência. Desenvolvemos uma metodologia de ajuste dos parâmetros do controle que pode ser aplicada a um sistema qualquer com N subsistemas, sejam eles unidades geradoras, cargas dinâmicas ou sistemas de armazenamento de energia.

Quatro cenários foram simulados, validando o desempenho do controle primário desenvolvido diante das principais perturbações. Os resultados indicaram que, contanto que haja recurso eólico disponível e energia armazenada na bateria em níveis adequados, os subsistemas operam segundo os valores de potência de referência estabelecidos pelo controle secundário, que opera com baixa largura de banda. No entanto, quando a potência eólica se torna insuficiente ou a carga da bateria atinge seu limite mínimo, o controle primário entra em ação, assegurando o equilíbrio de potência. Em ambas as situações, o controle prioriza a redução do consumo da bomba e/ou o aumento da geração da turbina, em vez de reduzir a recarga ou descarregar a bateria, com o objetivo de preservar seu estado de carga.

Por último, considerando as limitações deste estudo e as análises que não foram com-

pletamente exploradas, as seguintes recomendações são feitas para trabalhos futuros:

- ❑ **Controle da turbina eólica sob *curtailment*:** como outrora mencionado, há cenários operativos nos quais a turbina opera com potência inferior à máxima disponível no recurso eólico. Embora o controle implementado no retificador CA/CC, conectado à máquina síncrona, garanta a entrega da potência demandada pelo controle primário, ainda há uma lacuna na otimização da velocidade de rotação e do *pitch* necessários para essa entrega. Desse modo, o estudo e definição desse controle permanecem em aberto para futuras investigações do sistema isolado de injeção;
- ❑ **Estudo do controle seguidor de rede em redes fracas:** como explicado nas seções 3.1 e 5.2.1, os controladores seguidores de rede estão sujeitos à instabilidade em redes fracas, caracterizadas pela baixa potência de curto-circuito. Embora tenha sido implementado um formador de rede no inversor CC/CA do gerador eólico para contornar esse problema, há necessidade de um estudo mais aprofundado sobre outras soluções, como aquelas mencionadas por Wang et al. (2020);
- ❑ **Operação do formador de rede sob ventos abaixo do *cut-in*:** o presente trabalho implementou um controle da rotação mínima, de modo a garantir a reserva de potência necessária à operação do formador de rede durante quedas temporárias da velocidade de vento abaixo do valor de *cut-in*. No entanto, caso esse evento não seja temporário, a interrupção da turbina eólica é necessária, comprometendo a reserva de potência. Soluções potenciais a serem avaliadas incluem desconectar o inversor da microrrede, operá-lo como um STATCOM (NGUYEN et al., 2012), ou chavear seu controle para um seguidor de rede; e
- ❑ **Aplicação do controle primário proposto a outras microrredes:** o presente trabalho propôs um controle droop associado a bandas mortas, permitindo o estabelecimento de uma hierarquia de atuação durante desequilíbrios de potência. Uma metodologia genérica de dimensionamento do controle foi desenvolvida, de modo que ela possa ser aplicada em outras microrredes que demandem uma atuação hierarquizada, seja por custo de geração, intensidade de emissões, ou outras restrições operativas. A implementação e estudo deste controle droop modificado emerge como potencial trabalho futuro.

Referências

- ABBAS, N. J. et al. A reference open-source controller for fixed and floating offshore wind turbines. **Wind Energy Science**, Copernicus GmbH, v. 7, n. 1, p. 53–73, 2022.
- ABNT. **NBR IEC 61892-1:2016 - Unidades Marítimas Fixas e Móveis - Instalações Elétricas - Parte 1: Requisitos e Condições Gerais**. [S.l.], 2016.
- AHMETHODZIC, L.; MUSIC, M. Comprehensive review of trends in microgrid control. **Renewable Energy Focus**, Elsevier, v. 38, p. 84–96, 2021.
- ALBADI, M.; EL-SAADANY, E. Wind turbines capacity factor modeling—a novel approach. **IEEE transactions on power systems**, IEEE, v. 24, n. 3, p. 1637–1638, 2009.
- ALLEN, C. et al. **Definition of the UMaine VoltturnUS-S reference platform developed for the IEA wind 15-megawatt offshore reference wind turbine**. [S.l.], 2020.
- ANP. **Produção no pré-sal bate recorde e corresponde a 78,1% do total nacional em fevereiro**. 2023. Disponível em: <<https://11nk.dev/qYIhM>>.
- ANTTILA, S. et al. Grid forming inverters: A review of the state of the art of key elements for microgrid operation. **Energies**, MDPI, v. 15, n. 15, p. 5517, 2022.
- ÅRDAL, A. R. et al. Challenges with integration and operation of offshore oil & gas platforms connected to an offshore wind power plant. In: IEEE. **2014 Petroleum and Chemical Industry Conference Europe**. [S.l.], 2014. p. 1–9.
- BATAGLIOLI, R. P. **Proteção digital de geradores eólicos com conversores de potência de escala completa no contexto das smart grids**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2018.
- DNV. **WIN WIN Joint Industry Project: Wind-Powered Water Injection**. 2019. Disponível em: <<https://11nq.com/SDFxL>>.
- _____. **Floating Wind: The Power To Commercialize**. Høvik, Norway, 2020. Disponível em: <<https://11nq.com/MInln>>.
- EDWARDS, E. C. et al. Evolution of floating offshore wind platforms: A review of at-sea devices. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 183, p. 113416, 2023.

FELLER, F. Win win-wind-powered water injection. In: OMC. **Offshore Mediterranean Conference and Exhibition**. [S.l.], 2017. p. OMC-2017.

GAERTNER, E. et al. **Definition of the IEA wind 15-megawatt offshore reference wind turbine Tech. Rep.** [S.l.], 2020.

GAUGSTAD, A. T. **Power quality studies of a Stand-alone Wind-powered Water Injection System without Physical Inertia**. Dissertação (Mestrado) — Norwegian University of Science and Technology (NTNU), 2017.

GE. **Haliade-X offshore wind turbine**. 2023. Disponível em: <<https://11nq.com/Gf72Z>>.

GUERRERO, J. M. et al. Advanced control architectures for intelligent microgrids—part i: Decentralized and hierarchical control. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, IEEE, v. 60, n. 4, p. 1254–1262, 2012.

_____. Hierarchical control of droop-controlled ac and dc microgrids—a general approach toward standardization. **IEEE Transactions on industrial electronics**, IEEE, v. 58, n. 1, p. 158–172, 2010.

HAN, H. et al. Review of power sharing control strategies for islanding operation of ac microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 7, n. 1, p. 200–215, 2015.

HATZIARGYRIOU, N. **Microgrid: architectures and control**. United Kingdom: John Wiley and Sons Ltd, 2014.

HOSSAIN, M. A. et al. Overview of ac microgrid controls with inverter-interfaced generations. **Energies**, MDPI, v. 10, n. 9, p. 1300, 2017.

HUANG, L. et al. Challenges and potential solutions of grid-forming converters applied to wind power generation system—an overview. **Frontiers in Energy Research**, Frontiers, v. 11, p. 1040781, 2023.

IEA. **Emissions from Oil and Gas Operations in Net Zero Transitions**. Paris, France, 2023. Disponível em: <<https://acesse.dev/71heL>>.

_____. **Net Zero by 2050**. 2023. Acessado em 11/06/2023. Disponível em: <<https://11nq.com/I8sSf>>.

IEEE. **IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems**. New York, EUA, 1993.

IRENA. **Innovation landscape brief: Future role of distribution system operators**. Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2019.

JUNIOR, L. M. **Implementação de controladores para conversores trifásicos, sem transformações de coordenadas: análise geométrica através de vetores espaciais**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2012.

KANTAR, E.; HAVA, A. M. Lcl-filter design for low-voltage high-power grid-tied voltage-source converter considering various damping methods. In: IEEE. **2016 IEEE 17th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL)**. [S.l.], 2016. p. 1–8.

- KUNDUR, P. S. **Power system stability and control**. [S.l.]: McGraw-Hill Education, 2009.
- LASSETER, R. H. Microgrids. In: IEEE. **2002 IEEE power engineering society winter meeting. Conference proceedings (Cat. No. 02CH37309)**. [S.l.], 2002. v. 1, p. 305–308.
- LIMA, B. C. de; MONARO, R. M.; SALLES, M. B. de C. Optimal battery dispatch to assist a water injection system with offshore wind power. In: IEEE. **2022 IEEE Electrical Energy Storage Application and Technologies Conference (EESAT)**. [S.l.], 2022. p. 1–5.
- MATHWORKS. **Asynchronous Machine**. 2023. Disponível em: <<https://11nq.com/R9WvG>>.
- _____. **Average-Value DC-DC Converter**. 2023. Disponível em: <<https://encurtador.com.br/apKOT>>.
- _____. **Battery**. 2023. Disponível em: <<https://11nq.com/5mpWc>>.
- _____. **Permanent Magnet Synchronous Machine**. 2023. Disponível em: <<https://acesse.dev/DBJoF>>.
- NERC. **Short-Circuit Modeling and System Strength**. Atlanta, USA, 2018. Disponível em: <<https://encr.pw/Axfr5>>.
- NGUYEN, P.-L. et al. Synchronverter-based operation of statcom to mimic synchronous condensers. In: IEEE. **2012 7th IEEE conference on industrial electronics and applications (ICIEA)**. [S.l.], 2012. p. 942–947.
- OLIVARES, D. E. et al. Trends in microgrid control. **IEEE Transactions on smart grid**, IEEE, v. 5, n. 4, p. 1905–1919, 2014.
- ONU. **Net Zero Coalition**. 2023. Acessado em 11/06/2023. Disponível em: <<https://acesse.dev/vZ1SB>>.
- OTREMBA, L. et al. Design of stand-alone o&g water injection system fed by wind generation with battery support. In: IOP PUBLISHING. **Journal of Physics: Conference Series**. [S.l.], 2022. v. 2362, n. 1, p. 012027.
- PERALTA, J. et al. Dynamic performance of average-value models for multi-terminal vsc-hvdc systems. In: IEEE. **2012 IEEE Power and Energy Society general meeting**. [S.l.], 2012. p. 1–8.
- PETROBRAS. **Pré-Sal**. 2023. Disponível em: <<https://encr.pw/hSTJQ>>.
- QORIA, T. et al. Power converters classification and characterization in power transmission systems. In: IEEE. **2019 21st European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'19 ECCE Europe)**. [S.l.], 2019. p. P–1.
- QUÉVAL, L.; OHSAKI, H. Back-to-back converter design and control for synchronous generator-based wind turbines. In: IEEE. **2012 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)**. [S.l.], 2012. p. 1–6.

- ROCABERT, J. et al. Control of power converters in ac microgrids. **IEEE transactions on power electronics**, IEEE, v. 27, n. 11, p. 4734–4749, 2012.
- ROKROK, E.; SHAFIE-KHAH, M.; CATALAO, J. P. Review of primary voltage and frequency control methods for inverter-based islanded microgrids with distributed generation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 82, p. 3225–3235, 2018.
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. d. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. [S.l.]: Editora Interciência Ltda., 2006.
- ROSSO, R. et al. Grid-forming converters: Control approaches, grid-synchronization, and future trends—a review. **IEEE Open Journal of Industry Applications**, IEEE, v. 2, p. 93–109, 2021.
- SANCHEZ, S. et al. Smart load management of water injection systems in offshore oil and gas platforms integrating wind power. **IET Renewable Power Generation**, Wiley Online Library, v. 11, n. 9, p. 1153–1162, 2017.
- SILVA, J. et al. Integration of wind power to supply water injection systems as controllable loads in offshore oil and gas facilities. In: **Offshore Energy & Storage Symposium (OSSES 2016)**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–9.
- THORLEY, A. R. D. **Fluid Transients in Pipeline Systems**. [S.l.]: Professional Engineering Publishing, 2004.
- TOLMASQUIM, M. T. **Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear**. [S.l.]: EPE, 2016.
- VÁZQUEZ, N. et al. A different multilevel current-source inverter. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, IEEE, v. 57, n. 8, p. 2623–2632, 2009.
- VILMANN, B. et al. Frequency and voltage compliance capability of grid-forming wind turbines in offshore wind farms in weak grids with a power imbalance. In: IEEE. **2022 57th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)**. [S.l.], 2022. p. 1–8.
- WANG, X. et al. Grid-synchronization stability of converter-based resources—an overview. **IEEE Open Journal of Industry Applications**, IEEE, v. 1, p. 115–134, 2020.
- WEG. **ESSW - Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias**. 2022. Disponível em: <<https://acesse.dev/5zsdp>>.
- WILAMOWSKI, B. M.; IRWIN, J. D. **Power electronics and motor drives**. [S.l.]: CRC press, 2011.
- WU, B. et al. **Power conversion and control of wind energy systems**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2011. v. 76.
- ZHONG, Q.-C.; WEISS, G. Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators. **IEEE transactions on industrial electronics**, IEEE, v. 58, n. 4, p. 1259–1267, 2010.

ZHOU, J. Z. et al. Impact of short-circuit ratio and phase-locked-loop parameters on the small-signal behavior of a vsc-hvdc converter. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 29, n. 5, p. 2287–2296, 2014.

Apêndices

Parâmetros da Bateria

Este apêndice reúne os valores dos parâmetros dos modelos que compõe o subsistema da bateria, bem como os parâmetros de seu controle. Convém notar que os controladores PI apresentam a seguinte forma:

$$G_c(s) = K_p + K_i \frac{1}{s} \quad (81)$$

Tabela 20 – Parâmetros do subsistema de armazenamento a bateria.

	Parâmetro	Valor
Bateria	Tensão Nominal (V)	520
	Potência Nominal (MW)	1,00
	Capacidade de Armazenamento (MWh)	1,00
	Tempo de Resposta (s)	30
	Resistência Interna (Ω)	0,0027
Demais Parâmetros	Freq. de Chaveamento do Conversor CC/CC (Hz)	900
	Freq. de Chaveamento do Inversor CC/CA (Hz)	2000
	Capacitor CC (mF)	175
	Tensão CC (V)	650
	Indutor em Série à Bateria (mH)	0,65

Tabela 21 – Parâmetros de controle do subsistema de armazenamento.

Parâmetro		Valor
Synchronverter	J	281,45
	D_p	703,62
	K_q	$3,22 \times 10^5$
	K	$121,50 \times 10^5$
Controle do SOC Mínimo	D_m	2×10^6
Controle de Corrente ($G_{c,i}$)	K_p	0,1838
	K_i	16,3248
Controle de Tensão ($G_{c,v}$)	K_p	8,5541
	K_i	111,5005

Parâmetros da Geração Eólica

Este apêndice reúne os valores dos parâmetros dos modelos que compõe o subsistema do gerador eólico, bem como os parâmetros de seu controle. Convém notar que os controladores PI apresentam a seguinte forma:

$$G_c(s) = K_p + K_i \frac{1}{s} \quad (82)$$

Tabela 22 – Parâmetros do subsistema de geração eólica.

	Parâmetro	Valor
Turbina Eólica	Densidade do Ar (kg/m^3)	1,225
	Raio do Rotor (m)	120
	Velocidade Nominal do Vento (m/s)	10,59
	Momento de Inércia ($kg\ m^2$)	$310,6 \times 10^6$
	Coefficiente de Rigidez Rotacional (Nm/rad)	$823,5 \times 10^9$
PMSG	Tensão Nominal (kV)	8,26
	Potência Nominal (MW)	15,00
	Torque Nominal (MNm)	21,03
	Corrente Nominal (kA)	1,08
	Frequência Elétrica (Hz)	12,6
	Pares de Polos (-)	100
	Velocidade Nominal de Rotação (rad/s)	0,7943
	Resistência de Armadura (Ω)	0,16643
	Indutância de Armadura (mH)	0,01116
	Momento de Inércia ($kg\ m^2$)	$8,0 \times 10^6$
Eficiência do Gerador e Turbina (%)	90	
Demais Parâmetros	Freq. de Chaveamento do Inversor CC/CA (Hz)	5000
	Freq. de Chaveamento do Retificador CA/CC (Hz)	5000
	Capacitor CC (mF)	27,0
	Tensão CC (kV)	13,5

Tabela 23 – Parâmetros de controle do subsistema de geração eólica.

Parâmetro		Valor
Synchronverter	J	2184,2
	D_P	2462,7
	K_q	$2,21 \times 10^5$
	K	$83,44 \times 10^5$
Controle da Rotação Mínima	D_m	$38,2 \times 10^6$
Controle de Corrente ($G_{c,id}$)	K_p	17,5301
	K_i	8650,8
Controle de Corrente ($G_{c,iq}$)	K_p	13,9500
	K_i	4359,4
Controle de Tensão ($G_{c,v}$)	K_p	-3,3903
	K_i	-108,0927

Parâmetros da Bomba de Injeção

Este apêndice reúne os valores dos parâmetros dos modelos que compõe o subsistema da bomba injetora, bem como os parâmetros de seu controle. Convém notar que os controladores PI apresentam a seguinte forma:

$$G_c(s) = K_p + K_i \frac{1}{s} \quad (83)$$

Tabela 24 – Parâmetros do subsistema de injeção de água.

	Parâmetro	Valor
Conjunto Motor-Bomba	Tensão Nominal (kV)	6,6
	Potência Nominal (MW)	5,00
	Fator de Potência (-)	0,8261
	Pares de Polos (-)	1
	Resistência do Estator (Ω)	0,0482
	Indutância de Dispersão do Estator (mH)	0,0031
	Resistência do Rotor (Ω)	0,0504
	Indutância de Dispersão do Rotor (mH)	0,0031
	Indutância de Magnetização (mH)	0,0610
	Fluxo Nominal no Rotor (Wb)	9,2283
	Momento de Inércia ($kg\ m^2$)	15,63
Demais Parâmetros	Freq. de Chaveamento do Inversor CC/CA (Hz)	2160
	Capacitor CC (mF)	4,2
	Tensão CC (kV)	9,33

Tabela 25 – Parâmetros de controle do subsistema de injeção de água.

Parâmetro	Valor	
Controle de Corrente ($G_{c,i}$)	K_p	4,0812
	K_i	870,0373
Controle de Fluxo ($G_{c,f}$)	K_p	1488,7
	K_i	26571,04