UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO - USP
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Maiara Camila Oliveira

**Projeto e Simulação de um Controlador
para Análise da Viabilidade de
Emulação de uma Turbina Eólica
Através de um Motor de Corrente
Contínua**

Maiara Camila Oliveira

**Projeto e Simulação de um Controlador
para Análise da Viabilidade de
Emulação de uma Turbina Eólica
Através de um Motor de Corrente
Contínua**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Rodrigo Andrade Ramos

São Carlos - SP

2021

Trata-se da versão corrigida da dissertação. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

048p	<p>Oliveira, Maiara Camila</p> <p>Projeto e Simulação de um Controlador para Análise da Viabilidade de Emulação de uma Turbina Eólica Através de um Motor de Corrente Contínua / Maiara Camila Oliveira; orientador Rodrigo Andrade Ramos. São Carlos, 2020.</p> <p>Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2020.</p> <p>1. Geração Eólica. 2. Emulação. 3. Controlador. 4. Motor de Corrente Contínua. 5. Gerador de Indução Duplamente Alimentado. 6. Turbulências. 7. Microrrede. I. Título.</p>
------	--

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidata: **MAIARA CAMILA OLIVEIRA**

Título da dissertação: "Projeto e simulação de um controlador para análise da viabilidade de emulação de uma turbina eólica através de um motor de corrente contínua"

Data da defesa: 20/02/2020

Comissão Julgadora

Resultado

Prof. Associado **Rodrigo Andrade Ramos**

(Orientador)

(Escola de Engenharia de São Carlos – EESC/USP)

APROVADA

Prof. Dr. **Renato Machado Monaro**

(Escola Politécnica – EP/USP)

Aprovada

Profª. Drª. **Janaina Gonçalves de Oliveira**

(Universidade Federal de Juiz de Fora – UFJF)

APROVADA

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:

Prof. Titular **Ivan Nunes da Silva**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:

Prof. Titular **Murilo Araujo Romero**

Às minhas avós Helena Alves e Julieta Amorim (in memoriam)

Agradecimentos

À Deus, pelas bênçãos concebidas diariamente para que fosse possível o desenvolvimento desta pesquisa.

À minha família, sem a qual seria impossível atingir meus objetivos. Agradeço especialmente os meus pais, Marilena Oliveira e Salvador de Oliveira Filho que sempre se fizeram presente, acreditando nos meus sonhos e dando forças para seguir em frente, meus pontos de apoio e referências morais.

Agradeço ao professor Rodrigo Andrade Ramos, pela confiança, pela amizade, pelas orientações imprescindíveis no desenvolvimento deste trabalho e pelos exemplos de dedicação e profissionalismo.

À Universidade Federal de Ouro Preto (UFOP), ao Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas (ICEA) e a todos os professores e colaboradores que de alguma forma contribuíram para minha formação acadêmica. Em especial a equipe do laboratório ProcSiMOS, aos professores Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa e Glauco Ferreira Gazel Yared pelas orientações e apoio.

Agradeço à Universidade de São Paulo (USP), à Escola de Engenharia de São Carlos (EESC) e aos seus colaboradores, os quais me acolheram e contribuíram substancialmente para o desenvolvimento desta pesquisa.

Agradeço à Itaipu Binacional, Fundação Parque Tecnológico de Itaipu - Brasil (FPTI-BR) pelo apoio financeiro, o qual possibilitou o desenvolvimento desta pesquisa. Agradeço também aos amigos que fiz no Laboratório de Automação e Simulação de Sistemas Elétricos (LASSE), por toda confiança e apoio.

Aos meus colegas do Laboratório de Análise e Controle de Sistemas e Eletrônica de Potência (LACSEP), pela amizade, pela ajuda e troca de informações durante o desenvolvimento deste trabalho, as quais foram de suma importância.

Por fim, agradeço de modo geral, a todos aqueles que contribuíram direta ou indiretamente para o meu desenvolvimento pessoal e profissional ao longo deste trabalho.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

*"É o entusiasmo que faz o poeta e o artista, o sábio e o guerreiro;
é o entusiasmo que faz o homem-ideia diferente do homem-máquina."*

José Martiniano de Alencar

Resumo

OLIVEIRA, M. C. **Projeto e Simulação de um Controlador para Análise da Viabilidade de Emulação de uma Turbina Eólica Através de um Motor de Corrente Contínua.** 145 p. Dissertação – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2021.

Nos últimos anos a geração de energia eólica se tornou bastante presente nos sistemas modernos de energia, bem como o uso das microrredes. Apesar de suas vantagens, do ponto de vista teórico, ainda existem desafios para viabilizar e difundir este tipo de operação conjunta. A demanda por soluções tem motivado a instalação de microrredes com a finalidade de operarem como laboratórios para superar estes desafios. Devido às restrições de instalação das turbinas eólicas reais para fins laboratoriais, o desenvolvimento de um sistema capaz de emular o comportamento dos parques eólicos conectados as microrredes e que possibilite estudos nesses ambientes se fez essencial. Nesse trabalho, avalia-se, por meio de simulações computacionais, a viabilidade da emulação de sistemas eólicos conectados em microrredes utilizando o motor de corrente contínua acoplado a um gerador. No contexto apresentado, a principal contribuição desta pesquisa está na avaliação de séries temporais com perfis turbulentos de velocidade do vento. Para isto, observa-se a distribuição de um erro quadrático entre as velocidade de rotação dos eixos da turbina eólica e do motor, por meio da metodologia de Monte Carlo. Os resultados demonstram que o sistema de controle aplicado ao motor permite caracterizar satisfatoriamente a dinâmica das turbinas eólicas, tanto para as séries com baixo quanto alto índice de turbulência. Isto ocorre devido à elevada inércia mecânica do sistema, que é grande o bastante para amenizar as pequenas variações do vento, tornando a dinâmica vista pelo sistema de controle lenta o suficiente a ponto de possibilitar seu rastreamento.

Palavras-chave: Controlador; Emulação; Geração Eólica; Gerador de Indução Duplamente Alimentado; Microrrede; Motor de Corrente Contínua; Turbulências.

Abstract

OLIVEIRA, M. C. **Design and Simulation of a Controller for Analysis of Emulation Feasibility of a Wind Turbine Through a Direct Current Motor.** 145 p. Master Thesis – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, 2021.

Over the last few years wind power generation has become quite present in modern power systems, as well as the use of micro grids. Despite its advantages, from a theoretical point of view, there are still challenges to make this type of joint operation feasible and disseminate. Demand for solutions has motivated the micro grids installation with the purpose of operating as laboratories to overcome these challenges. Due to installation restrictions of real wind turbines for laboratory purposes, the development of an emulator system capable of representing the wind farms dynamic connected to microgrids and enabling studies in these systems was essential. In this work, the emulation feasibility of wind power systems connected to microgrids using the direct current motor coupled to a generator is evaluated through computational simulations. In this context, the main contribution of this research is the evaluation of temporal turbulent wind series. For this, it is observed the distribution of the quadratic error between the wind turbine axis rotation speed and the motor axis rotation speed, implementing the Monte Carlo methodology. Moreover, the results indicate that the control system applied on the motor allows characterizing satisfactorily the dynamics of wind turbines for both low and high turbulence series. This occurs because the mechanical inertia of the wind system, which is large enough to mitigate small variations in wind speed, making the dynamics seen by the control system slow enough to allow its tracked.

Keywords: Controller; Direct Current Motor; Doubly Fed Induction Generator; Emulation; Microgrid; Turbulence; Wind Generation.

Lista de ilustrações

Figura 2.1	Configuração geral de uma unidade de geração eólica	39
Figura 2.2	Massa de ar que se desloca através da área varrida pelas pás da turbina	41
Figura 2.3	Coefficiente de potência de uma unidade eólica com velocidade variável e β nulo	43
Figura 2.4	Características do coeficiente de potência em função do λ	44
Figura 2.5	Características da potência da turbina eólica em função da velocidade do rotor para diferentes velocidades do vento.	45
Figura 2.6	Diagrama de blocos do sistema mecânico de duas massas com engrenagens	46
Figura 2.7	Diagrama de blocos do sistema mecânico de duas massa	48
Figura 2.8	Curvas de potência mecânica para unidades eólicas de velocidade fixa e variável	48
Figura 2.9	Turbina eólica acoplada a uma máquina de indução em gaiola (SCIG) .	49
Figura 2.10	Geração eólica composta por uma máquina de indução duplamente alimentada (DFIG) conectada à rede elétrica	51
Figura 2.11	Configuração da geração eólica utilizando a máquina síncrona com eixo conectado a um conversor (PMSG)	51
Figura 2.12	Circuito equivalente da máquina de indução duplamente alimentada . .	54
Figura 2.13	Diagrama de blocos do sistema de controle das correntes de rotor do DFIG	57
Figura 2.14	Diagrama de blocos do sistema de controle das correntes do lado da rede.	57
Figura 2.15	Circuito equivalente da máquina de corrente contínua com excitação separada	59
Figura 2.16	Circuito equivalente da máquina CC de excitação em derivação	59
Figura 2.17	Circuito equivalente da máquina CC de excitação série	60
Figura 2.18	Circuito equivalente da máquina CC de excitação composta	61
Figura 2.19	Regiões de operação do controle de campo e armadura do motor CC .	64
Figura 2.20	Modelo esquemático do sistema de distribuição trifásico	67

Figura 3.1	Sistema de geração eólica utilizando a turbina eólica	72
Figura 3.2	Regiões de operação do sistema de geração eólico	73
Figura 3.3	Diagrama esquemático do sistema de emulação implementado	74
Figura 3.4	Malhas de controle de velocidade e corrente do motor CC	76
Figura 3.5	Diagrama de blocos do controlador PID inserido em uma planta	77
Figura 3.6	Diagrama esquemático do conversor eletrônico de dois quadrantes	79
Figura 3.7	Diagrama de bloco do motor de CC	80
Figura 3.8	Representação do lugar das raízes para malha fechada de corrente	82
Figura 3.9	Lugar das raízes para a malha fechada de velocidade	83
Figura 4.1	Exemplificação do sistema de coordenadas utilizado pelo TurbSim	86
Figura 4.2	Curva de velocidade do vento obtida pelo TurbSim para IEC-C	88
Figura 4.3	Série temporal de velocidade do vento para condição de turbulência IEC-A	89
Figura 4.4	Diagrama unifilar do sistema elétrico utilizado	90
Figura 5.1	Histograma da distribuição média de velocidade das séries temporais de vento da categoria IEC-C	96
Figura 5.2	Desempenho do coeficiente de variação para as séries da categoria IEC- C de turbulência avaliadas	97
Figura 5.3	ISE para as 450 séries de velocidade do vento na categoria IEC-C avaliadas	98
Figura 5.4	Resposta temporal da ação de controle sobre a velocidade no eixo do motor CC para entrada de vento que caracterizou o menor erro	98
Figura 5.5	Curva de velocidade do vento que resultou no menor valor de erro	99
Figura 5.6	Velocidade no eixo do motor CC para série de vento em que se obteve o maior erro do sistema de controle	99
Figura 5.7	Perfil de velocidade do vento para o qual o ISE obtido foi máximo	100
Figura 5.8	Histograma das velocidades médias do vento com turbulência da cate- goria IEC-A	101
Figura 5.9	Histograma do desvio padrão das velocidades do vento com alto nível de turbulência	102
Figura 5.10	Distribuição de erro do sistema de controle para entradas de vento da categoria IEC-A	102
Figura 5.11	Desempenho do sistema de controle para a série de vento turbulento que apresentou o maior erro	103
Figura 5.12	Comportamento temporal da série de vento da categoria IEC-A que proporcionou o maior erro na resposta de controle	104
Figura 5.13	Velocidade no eixo do rotor do motor CC representada para ventos com alto índice de turbulência quando N_g unidades eólicas de geração estão em operação	107

Figura 5.14	Comportamento dinâmico da velocidade de referência e a resposta do motor para condições em que o número de aerogeradores em operação é máximo, médio e mínimo	108
Figura 5.15	Comparação entre as dinâmicas de velocidade no eixo do rotor da turbina e do motor CC para a situação em que o erro ISE é máximo . . .	109
Figura C.1	Resposta da turbina eólica para velocidades diferentes de vento	132
Figura C.2	Comportamento do DFIG diante diferentes velocidades de vento	134
Figura C.3	Curva de velocidade do vento obtida pelo TurbSim para categoria IEC-C135	
Figura C.4	Resposta da turbina eólica para velocidades reais do vento	136
Figura C.5	Saídas do DFIG para operação com velocidades reais do vento	137
Figura C.6	Potências elétricas entregues pelo DFIG ao sistema elétrico	138
Figura C.7	Comportamento dinâmico do motor CC sem a ação de controle	138
Figura C.8	Comportamento dinâmico do motor CC com controle após inserção de uma carga	139
Figura D.1	Comportamento dinâmico do motor CC sem a ação de controle	142
Figura D.2	Comportamento dinâmico do motor CC com controle após inserção de uma carga	142
Figura D.3	Perfil de torque mecânico do motor diante uma entrada de vento variável	143
Figura D.4	Velocidade do motor CC com aplicação de um torque variável	144
Figura D.5	Comportamento dinâmico da corrente de armadura do motor CC . . .	144
Figura D.6	Variação da tensão de armadura do motor CC operando com torque variável	145

Lista de tabelas

Tabela 3.1	Dados da turbina eólica	73
Tabela 3.2	Coeficientes de potência	73
Tabela 3.3	Critérios de projeto para o sistema de controle do motor CC	84
Tabela 4.1	Parâmetros definidos como entrada do TurbSim	87
Tabela 5.1	Parâmetros de erro ISE obtidos para variações de $\pm 10\%$ nos ajustes dos ganhos do controlador projetado para o motor CC	105
Tabela 5.2	Parâmetros da distribuição do erro ISE e intervalo de confiança quando N_g unidades de geração eólica estão em operação	106
Tabela A.1	Impedâncias dos elementos que compõem o sistema elétrico de teste . .	127
Tabela A.2	Parâmetros do modelo dinâmico da máquina síncrona	128
Tabela A.3	Dados do modelo dinâmico do sistema de excitação do gerador síncrono	129
Tabela A.4	Parâmetros do modelo dinâmico do DFIG	129
Tabela A.5	Parâmetros dos controladores para regulação de potência do DFIG . .	130
Tabela A.6	Dados dos reguladores de tensão na barra CC e nos lados da rede e do rotor	130
Tabela A.7	Parâmetros do motor CC utilizado	130

Lista de siglas

CC	Corrente Contínua
DFIG	<i>Doubly Fed Induction Generator</i>
FSWT	<i>Fixed Speed Wind Turbine</i>
GIDA	Gerador de Indução Duplamente Alimentado
GD	Geração Distribuída
GS	Gerador Síncrono
IC	Intervalo de Confiança
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
ISE	<i>Integral Square Error</i>
LGR	<i>Lugar Geométrico das Raízes</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
NTM	<i>Normal Turbulence Model</i>
PMSG	<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i>
PRNG	<i>Pseudorandom Number Generator</i>
SCIG	<i>Squirrel Cage Induction Generator</i>
WECS	<i>Wind Energy Conversion System</i>
VSWT	<i>Variable Speed Wind Turbine</i>

Lista de símbolos

A	Área varrida pelas pás da turbina eólica
β	Ângulo de passo das pás
β_{IC}	Coeficiente de variação
c_1	Constante específica da força contra eletromotriz
c_2	Constante específica do torque eletromagnético
C_p	Coeficiente de potência
C_{potimo}	Coeficiente de potência ótimo
D_{in}	Distância entre os condutores i e n
D_g	Coeficiente de amortecimento do gerador
D_m	Coeficiente de amortecimento do motor
D_t	Coeficiente de amortecimento da turbina eólica
e	Força eletromotriz induzida
E	Energia cinética
H	Constante de inércia
i_a	Corrente de armadura
i_{ds}	Corrente do estator de eixo direto (d)
$i_{ds_{ref}}$	Corrente do rotor de eixo direto (d) como referência do lado da rede
i_{dr}	Corrente do rotor de eixo direto (d)
$i_{dr_{ref}}$	Corrente de referência do rotor de eixo direto (d)
i_f	Corrente de campo
$i_{qs_{ref}}$	Corrente do rotor de eixo em quadratura (q) como referência do lado da rede

i_{qr}	Corrente do rotor de eixo em quadratura (q)
$i_{qr_{ref}}$	Corrente do rotor de eixo em quadratura (q) de referência
i_{qs}	Corrente do estator de eixo em quadratura (q)
I_{max}	Corrente máxima
I_{min}	Corrente mínima
J	Momento de inércia
J_g	Momento de inércia do gerador
J_m	Momento de inércia do motor
J_t	Momento de inércia da turbina eólica
K_e	Constante de tensão
K_D	Coefficiente de atrito viscoso
K_t	Constante de torque
K_ϕ	Coefficiente do fluxo de campo
L_a	Indutância da armadura
L_f	Indutância de campo
L_{ii}	Indutância própria de um condutor
L_{in}	Indutância mútua entre condutores
$L_{s\sigma}$	Indutância de dispersão do estator
$L_{r\sigma}$	Indutância de dispersão do rotor referida ao estator
L_m	Indutância de magnetização
m_{ar}	Massa de ar
$m_{ar_{tempo}}$	Massa de ar em função do tempo
μ	Média aritmética
n	Relação de transmissão da caixa de transmissão
N	Número de interações
N_λ	Número de linhas de fluxo que envolve o condutor
p	Número de pares de polos
P	Potência ativa
P_L	Potência ativa demandada pela carga
P_m	Potência mecânica extraída do vento

P_t	Potência mecânica da turbina eólica
P_v	Potência da massa de ar
P_0	Potência ativa da carga no instante inicial
P_{ref}	Potência ativa de referência
ρ	Massa específica do ar
Ψ_{dr}	Fluxos magnéticos do rotor de eixo direto d
Ψ_{qr}	Fluxos magnéticos do rotor de eixo em quadratura q
Ψ_{ds}	Fluxos magnéticos do estator de eixo direto d
Ψ_{qs}	Fluxos magnéticos do estator de eixo em quadratura q
Q	Potência reativa
Q_L	Potência reativa na carga
Q_0	Potência reativa da carga no instante inicial
Q_{ref}	Potência reativa de referência
R	Raio da circunferência varrida pela turbina eólica
R_a	Resistência de armadura
R_f	Resistência de campo
R_r	Resistência do rotor
R_s	Resistência do estator
s	Escorregamento do rotor
$S_{3\varphi}$	Potência aparente trifásica
σ	Desvio padrão
T_g	Torque no eixo do gerador eólico
T_l	Torque de carga do motor
T_m	Torque no eixo do motor de corrente contínua
T_{ng}	Torque no lado de alta velocidade
T_t	Torque no eixo da turbina eólica
T_{tn}	Torque no lado de baixa velocidade
v	Velocidade do vento
v_a	Tensão de armadura
v_{ds}	Tensão do estator de eixo direto d

v_{qs}	Tensão do estator de eixo em quadratura q
v_{dr}	Tensão do rotor de eixo direto d
v_{qr}	Tensão do rotor de eixo em quadratura d
V	Tensão
V_0	Tensão no instante inicial
V_{cc}	Tensão de controle
V_{ccref}	Tensão de referência
X_s	Reatância indutiva
Z_{ii}	Impedância própria
Z_{in}	Impedância mútua
λ	Relação da velocidade de ponta das pás (<i>tip speed ratio</i>)
λ_i	Fluxo magnético em um condutor
λ_{ii}	Fluxo magnético próprio
λ_{in}	Fluxo magnético mútuo
λ_m	Fluxo magnético concatenado
λ_{otimo}	Relação da velocidade ótima de ponta das pás
θ_m	Posição angular mecânica
ϕ	Fluxo magnético no entreferro
ω_g	Velocidade angular no rotor do gerador
ω_m	Velocidade angular no rotor do motor
ω_r	Velocidade do rotor da máquina
ω_s	Velocidade de rotação em termos de referência síncrona
ω_t	Velocidade angular no rotor da turbina eólica

Sumário

1	Introdução	31
1.1	Objetivo Geral	35
1.2	Objetivos Específicos	35
1.3	Estrutura do Trabalho	36
2	Geração Eólica	39
2.1	Sistema Aerodinâmico	41
2.1.1	Rastreamento do Ponto de Máxima Potência	44
2.2	Sistema Mecânico	46
2.3	Sistema de Geração Eólica	48
2.4	Modelagem do Gerador de Indução Duplamente Alimentado	52
2.4.1	Sistema de Controle do DFIG	56
2.5	Motor de Corrente Contínua	58
2.5.1	Modelagem do Motor CC com Excitação Separada	60
2.5.2	Controles do Motor CC	63
2.6	Rede Elétrica	65
2.6.1	Linha de Distribuição	66
2.6.2	Cargas no Sistema Elétrico	68
2.7	Considerações Finais	69
3	Projeto do Controlador para Simular a Emulação de Turbinas Eólicas	71
3.1	Esquemático do Sistema de Emulação das Turbinas via <i>Software</i>	71
3.1.1	Sistema de Controle do Motor de Corrente Contínua	75
3.2	Controlador PID	76
3.3	Conversor <i>Chopper</i>	78
3.4	Projeto do Controlador Aplicado ao Motor de Corrente Contínua	80
3.5	Considerações Finais	84

4	Incorporação de Séries Temporais Turbulentas de Velocidade do Vento	85
4.1	TurbSim	85
4.2	Metodologia Aplicada	87
4.2.1	Reamostragem da Série Temporal	89
4.3	Descrição do Sistema Elétrico	90
4.4	Considerações Finais	91
5	Análise de Desempenho do Sistema de Controle Projetado para Avaliar a Viabilidade dos Emuladores	93
5.1	Simulações de Monte Carlo	94
5.2	Análise de Desempenho do Sistema de Controle diante Séries de Vento Pouco Turbulentas	95
5.3	Avaliação do Sistema de Controle Projetado para Séries Muito Turbulentas	100
5.3.1	Análise de Robustez do Sistema de Controle para Variações nos Parâmetros Obtidos na Fase de Projeto	103
5.3.2	Análise de Robustez do Sistema de Controle diante Reduções Gradativas do Número de Unidades Aerogeradoras	105
5.4	Considerações Finais	108
6	Conclusão	111
	Referências	115
	Apêndices	123
APÊNDICE A	Publicações	125
A.1	Artigo em Congresso Internacional	125
A.2	Artigo em Congresso Nacional	125
APÊNDICE B	Sistema Elétrico de Potência Utilizado como Cenário para Testes - Dados	127
B.1	Dados da Rede	127
B.2	Parâmetros do Gerador Síncrono	128
B.3	Parâmetros do Gerador de Indução Duplamente Alimentado	128
B.4	Parâmetros dos Controles do Gerador de Indução Duplamente Alimentado	129
B.5	Parâmetros do Motor de Corrente Contínua	130
APÊNDICE C	Construção da Base de Comparação através do Modelo da Turbina Eólica	131
C.1	Comportamento de uma Unidade Eólica Conectada a um Sistema Elétrico	131
C.2	Comportamento Dinâmico do Motor CC	137

APÊNDICE D	Resposta Temporal do Motor CC Operando como Má-	
	quina Motriz	141
D.1	Comportamento Dinâmico do Motor CC	141
D.2	Desempenho do Motor CC com Torque de Carga Variável	143

Introdução

O conceito de microrrede é baseado na utilização de Geração Distribuída (GD) para suprir cargas locais com uma operação flexível, a qual deve garantir o suprimento das cargas de forma contínua tanto operando em paralelo com a rede da concessionária quanto de forma isolada (IEEE, 2018; SÁEZ et al., 2015).

Embora o termo e conceito de microrredes seja bastante conhecido atualmente, ainda existem diversos desafios técnicos para viabilizar e difundir este tipo de operação. Esta demanda por soluções tem motivado a instalação de microrredes com a finalidade de operarem como laboratórios para o desenvolvimento de soluções técnicas e os respectivos testes destas soluções (KROPOSKI; MARTIN, 2010).

A incorporação da energia eólica vem se destacando de forma significativa no sistema elétrico de potência como uma das fontes de energia renovável mais promissoras, bem vista ambientalmente, benéfica socialmente e economicamente competitiva em muitas aplicações (SÁEZ et al., 2015; BAJPAI; GOYAL; GUPTA, 2015). Essa incorporação faz com que as microrredes operem com uma proporção variável de geração eólica. As variações da potência elétrica injetada por um gerador eólico dependem das características da turbina, do tipo de gerador elétrico e das características da velocidade do vento. Normalmente, o vento é caracterizado por uma velocidade média, a qual é calculada em intervalos de 10 minutos. A velocidade instantânea do vento, no entanto, pode ser representada pela velocidade média com um sinal superposto, que representa um desvio instantâneo e aleatório da velocidade média do vento, caracterizado como turbulência. A turbulência depende de uma série de fatores meteorológicos e geográficos e, normalmente, é representada por um espectro deduzido estatisticamente (MURTHY; RAHI, 2017).

O fenômeno da turbulência é caracterizado pelos termos intensidade ou grau de turbulência, sendo que os menores valores de turbulência são encontrados em alto mar (5% ou menos) enquanto que os valores mais elevados (20% ou mais) são encontrados em áreas densamente povoadas ou florestas (HAU; RENOUARD, 2003).

Devido às características aleatórias do vento e ao tamanho das turbinas eólicas, torna-se difícil a realização do estudo experimental em laboratório, para verificação das estra-

tégias de controle de energia eólica (YAN; FENG; DONG, 2016; BAJPAI; GOYAL; GUPTA, 2015). Assim, antes de conectar as turbinas à rede elétrica é necessário emular a dinâmica e o comportamento em regime permanente. Isso pode ser feito utilizando um emulador de uma turbina eólica, o qual terá o objetivo de, a partir de um perfil de velocidade de vento pré-estabelecido, produzir um torque mecânico que será aplicado ao gerador elétrico (GARG; DAHIYA, 2015).

Para emular a turbina eólica pode ser adotado um motor, cuja entrada seja adequadamente controlada para produzir o torque mecânico de saída desejado e, desta forma, reproduzir o comportamento de uma turbina eólica. O eixo do motor deve ser acoplado ao eixo do gerador elétrico, sendo utilizado como a máquina motriz. Para esta finalidade podem ser utilizados motores CC, de indução ou síncrono. Independente do motor utilizado, o controle é feito de modo a obter curvas de potência similares a uma turbina eólica. Entretanto, devido à maior facilidade de controlar o torque de saída, verifica-se que o motor de Corrente Contínua (CC) é mais utilizado (MOUSSA; BOUALLEGUE; KHEDHER, 2019; YAN; FENG; DONG, 2016; BAJPAI; GOYAL; GUPTA, 2015; MARTINEZ; HERRERO; PABLO, 2014; MONFARED; KOJABADI; RASTEGAR, 2008; KOJABADI; CHANG; BOUTOT, 2004).

A modelagem do sistema mecânico entre a turbina eólica e o gerador elétrico é essencial para a elaboração do projeto do emulador. Durante a modelagem são levadas em consideração as características dinâmicas da turbina e da velocidade de rotação do motor de corrente contínua. Com isso é possível calcular o torque exercido no eixo da turbina eólica e, conseqüentemente, realizar o controle de corrente da armadura do motor de corrente contínua (ABDALLAH; ARAFA, 2016; BAJPAI; GOYAL; GUPTA, 2015; MONFARED; KOJABADI; RASTEGAR, 2008).

Alguns trabalhos apresentam uma modelagem mais completa, como o emulador proposto por Monfared, Kojabadi e Rastegar (2008), onde a referência de torque desenvolvida pela turbina eólica inclui os efeitos de gradiente e sombra da torre que resultam em torques pulsantes. Também são levados em consideração a velocidade variável de vento, inércia e cisalhamento da turbina, sombra da torre, e as características de regime permanente, variáveis que acabam aumentando a complexidade do modelo.

Em virtude da natureza variável do vento e das características de eficiência das turbinas eólicas, o controle convencional da potência ativa usado pelos geradores eólicos tem o objetivo de operar no ponto que garanta a máxima extração de potência da turbina eólica. Entretanto, para a operação em microrredes os geradores eólicos devem contribuir também para o suporte de frequência e tensão, especialmente em situações de operação ilhada. Esta alteração do modo de controle tradicional dos geradores eólicos depende da capacidade dos conversores, cuja utilização está relacionada à velocidade do vento e, portanto, ao ponto de operação (VIDYANANDAN; SENROY, 2013; RAMTHARAN; EKANAYAKE; JENKINS, 2007).

Os sistemas eólicos de grande porte possuem técnicas complexas de controle que ras-

treiam automaticamente as mudanças na direção do vento, velocidade e inclinação das lâminas das pás da turbina, realizando um ajuste na orientação da turbina e da engrenagem do gerador, mantendo assim a saída elétrica desejada. Os sistemas de pequeno porte são tipicamente menos sofisticados. No entanto, ainda apresentam formas de controle visando melhorar a longevidade e poder produtivo (BAJPAI; GOYAL; GUPTA, 2015).

Assim, o controle do bloco de conversores eletrônicos é um ponto a ser destacado nos sistemas de emulação, tendo em vista que as turbinas eólicas acopladas aos geradores de indução operem no modo de velocidade variável, cujos benefícios incluem máxima extração de potência, injeção de potência reativa e redução de estresse mecânico do rotor (SLOOTWEG et al., 2003). Em busca de um melhor desempenho, confiabilidade e segurança do sistema, o desenvolvimento de novos controles, topologias de conversores, métodos de modulação e algoritmos de extração de máxima potência para conversão de energia eólica são temas abordados em diversos trabalhos (MOUSSA; BOUALLEGUE; KHEDHER, 2019; ??; SAJADI et al., 2016; ABDALLAH; ARAFA, 2016; BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012; SINGH et al., 2011; CHEN; GUERRERO; BLAABJERG, 2009; BOUKHEZZAR et al., 2007a; BLAABJERG et al., 2006; LEI et al., 2006; BLAABJERG; CHEN; KJAER, 2004; PENA; CLARE; ASHER, 1996). Contudo, os sistemas em estudo consideram o modelo do conjunto mecânico formado pela máquina motriz e o gerador, juntamente com os conversores eletrônicos que, por sua vez, alimentam uma carga resistiva. Embora as microrredes sejam consideradas redes fracas, em que variações da potência injetada podem implicar em baixos níveis de qualidade de energia elétrica (SUPPIONI; GRILO, 2013), os estudos dos controles empregados nos geradores eólicos analisados, aplicados à simulação do comportamento das turbinas eólicas, não consideram o impacto na qualidade da energia elétrica da microrrede (BABU; MOHANTY, 2010; FADAEINEDJAD; MOALLEM; MOSCHOPOULOS, 2008).

Nos laboratórios onde são desenvolvidos projetos de emuladores de turbinas eólicas é imprescindível que sejam consideradas diferentes condições de operação tanto do ponto de vista das cargas que compõem a rede, quanto do ponto de vista da geração. Em relação a variações de geração é importante destacar que as microrredes, mesmo durante a operação em paralelo com a rede da concessionária, apresentam uma potência de curto-circuito relativamente baixa, o que implica que pequenas variações da potência injetada pelos geradores distribuídos podem produzir variações na tensão da rede, as quais não podem extrapolar os limites estabelecidos nos procedimentos de operação das redes de distribuição (PRODIST, 2018).

As variações na velocidade do vento, turbulência, efeito de sombra da torre, mudança no ângulo das pás e o chaveamento das velocidades de corte que a turbina opera, são fatores que podem resultar em flutuações na potência de saída (SMITH; BROOKS, 2001). Por sua vez, essas flutuações de potência reativa podem provocar variações de tensão de curta duração na rede (*flicker*). De acordo com as mudanças de magnitude da tensão e frequência podem ocorrer níveis elevados de oscilação da tensão. Além disso, os harmô-

nicos também podem ser amplificados. Normalmente ocorrem em sistemas com baixa relação de curto-circuito, combinadas com variações consideráveis nas correntes das linhas (BARKER; MELLO, 2000; WEISSER; GARCIA, 2005). Esses impactos também variam de acordo com o grau de penetração da energia eólica, ou seja, dependem do nível de intermitência da fonte sob a carga. Segundo Kaldellis et al. (2017) as penetrações de até 50% podem ser absorvidas pela rede sem afetar negativamente a qualidade da energia, percentual este que varia conforme as condições de operação do sistema elétrico (ALVES; SEGURADO; COSTA, 2019; KAPSALI; ANAGNOSTOPOULOS; KALDELLIS, 2012; KALDELLIS, 2008; WEISSER; GARCIA, 2005).

Os estudos que abordam os impactos da geração eólica em termos da qualidade de energia da rede consideram os parques de geração eólica como uma injeção de potência negativa em uma barra pré determinada de modo arbitrário ou por meio de um algoritmo de otimização (RAHMANN; PALMA-BEHNKE, 2013; MULJADI et al., 2007; CHOMPOO-INWAI et al., 2005; SMITH; BROOKS, 2001). Porém, esses trabalhos desprezam os efeitos dinâmicos da velocidade do vento, da turbina e do gerador. A ocorrência irregular e a variação da velocidade dos ventos ao longo do ano são fatores que dificultam a alocação indiscriminada de geradores eólicos como fonte regular de energia eólica (CONSTANTE-FLORES; ILLINDALA, 2018). Como a potência gerada é diretamente proporcional à velocidade do vento, dimensionar e escolher o local para a instalação de um parque eólico exige um estudo detalhado do local, visando locais com ocorrência de vento suficientes para a geração.

No trabalho de Hansen et al. (2002) é feita uma modelagem dinâmica de um parque eólico e da rede elétrica, abrangendo o modelo eólico, o modelo aerodinâmico, modelo mecânico e modelo elétrico para as turbinas eólicas. Com isso foi feito um estudo que permite avaliar a qualidade de energia e as estratégias de controle, abordando a interação dinâmica entre o parque eólico e a rede elétrica. No entanto, nesse estudo não é abordada a emulação da turbina eólica que permite a realização de estudos experimentais para análises de diferentes condições de operação tanto com relação à rede quanto com a geração.

As principais motivações para o uso desses sistemas de emulação são os estudos relacionados a diferentes aspectos como a ligação dos parques eólicos à rede, ou seja, estratégias de controle, ligação a redes fracas, conexões e sistemas de armazenamento, além de fornecer informações tais como a redução de custos gerais de conexão à rede (SAJADI et al., 2016). Esses sistemas também possuem vantagens tais como a possibilidade de realizar testes utilizando uma configuração menor que a da turbina eólica real, realização de testes para condições adversas de operação, opção de agregar recursos diferentes ao sistema, dentre outros (PRIETO-ARAUJO et al., 2015). Na emulação são levadas em consideração as propriedades estáticas e características dinâmicas, onde quanto mais próximo o emulador estiver das características reais da turbina eólica, melhor é o sistema.

Com base nos parágrafos supracitados os trabalhos encontrados na literatura possuem duas grandes vertentes de pesquisa: os que analisam técnicas de controle dos conversores

de eletrônica de potência acoplados aos geradores elétricos e os que fazem análises das condições de operação do sistema de potência quando a geração eólica é inserida na rede. Contudo, na primeira vertente não são levados em conta os efeitos na rede sobre o sistema de emulação, bem como a situação contrária, em que o sistema de geração implica em modificação das variáveis da rede. Já na segunda situação, são feitas análises apenas do ponto de vista da rede elétrica, onde a emulação da turbina eólica não é feita e não são consideradas as condições climáticas do local onde se sugere a inserção dessa fonte de geração. Portanto, é desejável que seja proposto um sistema de controle para a emulação do comportamento da turbina eólica acoplada a um gerador de energia elétrica, conectada a uma barra da microrrede que dispõe de condições eólicas favoráveis a esse tipo de geração. Assim sendo, a proposta de pesquisa deste trabalho se dá de acordo com o contexto apresentado, em que o objetivos geral e específicos, bem como a estrutura do texto, são apresentados a seguir.

1.1 Objetivo Geral

O objetivo principal desta pesquisa consiste em desenvolver um modelo computacional para simular o comportamento dinâmico de um emulador para turbina eólica baseado no controle de um motor de corrente contínua para ser acoplado em um gerador de indução duplamente alimentado, com o propósito de permitir estudos tanto em regime permanente quanto transitório da integração de geração eólica nas microrredes. Assim, o estudo deve ser feito acerca de análises que possibilitem constituir uma ferramenta que possibilite contribuir para a posterior implementação física do sistema de emulação. Ademais, durante estes estudos serão levadas em conta as características da velocidade do vento que variam conforme o local de instalação das unidades de geração eólica.

1.2 Objetivos Específicos

- ❑ Obter um modelo para turbina eólica de eixo horizontal com dimensões e capacidade típica para ser utilizada em microrredes. Além disso, o modelo deve caracterizar um torque de saída das turbinas eólicas com relação às características da velocidade do vento incidente sobre a turbina;
- ❑ Caracterizar séries temporais que permitam descrever diferentes perfis de velocidade do vento, desde séries com baixo índice de turbulência até aquelas que possuem um comportamento muito turbulento ao longo do tempo. Com a inclusão destes perfis, pretende-se avaliar o desempenho operacional do sistema emulador quando submetido a diferentes condições de regimes do vento;

- ❑ Desenvolver uma estratégia de controle do torque mecânico de um motor de corrente contínua em regime permanente, para simular o comportamento dinâmico de um emulador para turbinas eólicas de grande porte em ambiente computacional;
- ❑ Por fim, analisar, através da avaliação do erro existente entre a variável de controle e a referência fornecida, o desempenho da estrutura de controle projetada e atestar a viabilidade do processo de emulação por meio da metodologia de Monte Carlo.

1.3 Estrutura do Trabalho

O texto está organizado de modo que os elementos necessários para a caracterização do sistema de emulação das turbinas eólicas, bem como o entendimento e desenvolvimento do controle aplicado ao motor CC com a presença de séries temporais do vento, sejam melhor compreendidos. Na sequência é feita uma sumarização dos capítulos que compõem este texto:

- ❑ Capítulo 2 - *Geração Eólica*: apresenta uma revisão bibliográfica acerca do sistema de geração eólica. Adicionalmente, um embasamento teórico a respeito dos modelos de geradores de indução duplamente alimentados - *Doubly Fed Induction Generator* (DFIG) -, das turbinas eólicas, dos motores de corrente contínua e da rede elétrica é realizado;
- ❑ Capítulo 3 - *Projeto do Controlador para Simulação do Processo de Emulação de Turbinas Eólicas*: apresenta o conceito básico para simular o desempenho da geração eólica utilizando o modelo matemático da turbina e os princípios para simular o processo de emulação das turbinas eólicas utilizando um motor CC. Adicionalmente, é feita uma revisão da literatura sobre os controladores PID e, em seguida, a descrição do projeto dos controles PIs aplicados as malhas de corrente e velocidade do motor CC, a fim de atender os objetivos elencados neste capítulo de introdução;
- ❑ Capítulo 4 - *Incorporação de Séries Temporais Turbulentas de Velocidade do Vento*: apresenta uma descrição sobre o funcionamento do *software* TurbSim, utilizado para obtenção das séries temporais de velocidade do vento, bem como o procedimento de execução do mesmo. Também é feita a descrição do sistema elétrico da microrrede utilizada como cenário para testes, durante os estudos realizados neste trabalho;
- ❑ Capítulo 5 - *Análise de Desempenho do Sistema de Controle Projetado para Avaliar a Viabilidade dos Emuladores*: apresenta os resultados advindos dos processos de simulações realizados, a fim de averiguar o desempenho do sistema de controle projetado. Neste capítulo são realizados testes com o controlador exposto a condições de vento que incluem perfis pouco e muito turbulentos, visando assim, avaliar a

viabilidade dos sistemas de emulação. Ademais, utiliza-se a metodologia de Monte Carlo para caracterizar a distribuição do erro existente entre as variáveis de controle e de referência e, assim, garantir intervalos de confiança para os testes realizados;

- ❑ Capítulo 6 - *Conclusões e Perspectivas Futuras de Desenvolvimento*: apresenta as principais conclusões desta pesquisa de mestrado com base no procedimento proposto e nos resultados obtidos. Além disso, elenca as perspectivas futuras de desenvolvimento no sentido de aplicar em sistemas laboratoriais reais a estrutura de emulação avaliada;
- ❑ Apêndice A - *Publicações*: apresenta os artigos publicados em congressos internacional e nacional que resultaram do desenvolvimento desta pesquisa;
- ❑ Apêndice B - *Dados do Sistema Elétrico de Potência Utilizado como Cenário para Testes*: apresenta os parâmetros dos elementos que compõem a microrrede na qual o parque eólico está inserido.
- ❑ Apêndice C - *Construção da Base de Comparação através do Modelo da Turbina Eólica*: apresenta os testes iniciais realizados com base no modelo matemático da turbina eólica para obtenção da resposta característica da mesma, que por conseguinte é utilizada como referência do sistema de controle. Descreve-se também, o comportamento dinâmico da velocidade no eixo do motor CC de excitação separada sobre e sem a ação de controle.

Geração Eólica

A energia eólica é oriunda da energia cinética contida nas massas de ar em movimento, ou seja, no vento. O aproveitamento dessa energia é feito através do processo de conversão da energia cinética de translação em energia rotacional, por meio de turbinas eólicas, que por sua vez são utilizadas na geração de energia elétrica. Portanto, as turbinas eólicas englobam dois processos de conversão, sendo o rotor responsável pela extração de energia cinética do vento e conversão em torque mecânico, e o sistema de geração que converte o torque mecânico em eletricidade (SLOOTWEG; KLING, 2003).

A Figura 2.1 ilustra o processo de conversão de energia eólica e sua integração com o sistema elétrico.

Figura 2.1: Configuração geral de uma unidade de geração eólica

Fonte: a autora.

Conforme a Figura 2.1, uma unidade eólica é formada pelos seguintes sistemas:

- ❑ Vento: o vento é a fonte primária de energia nesse sistema. Nessa dissertação, o vento é considerado variável;
- ❑ Sistema aerodinâmico: responsável pela conversão da potência contida no vento em potência mecânica fornecida ao eixo da turbina eólica;
- ❑ Sistema mecânico: é responsável por levar a potência mecânica contida no eixo da turbina ao eixo do gerador, sendo composto pelo rotor da turbina, caixa de transmissão, eixos e rotor do gerador;
- ❑ Sistema elétrico: encarregado da conversão de potência mecânica em elétrica, contando com gerador, conversor eletrônico de potência, cabos e transformadores;
- ❑ Sistema de controle do conversor: composto pelos *drives* que fazem o controle do conversor eletrônico de potência;
- ❑ Sistema de controle aerodinâmico: esse sistema é muito utilizado em unidades eólicas de velocidade variável para auxiliar no controle do ângulo de passo das pás;
- ❑ Sistema de proteção: composto pelos dispositivos de proteção do gerador elétrico, tais como, relés de proteção por sobretensão, subtensão, sobrevelocidade, dentre outros;
- ❑ Rede elétrica: representa o sistema elétrico no qual as unidades de geração eólica estão conectadas.

Deste modo, a geração de energia eólica se refere à tecnologia empregada no processo de conversão da energia cinética do vento em energia elétrica, através de um mecanismo formado por uma turbina eólica acoplada a um gerador de eletricidade.

Portanto, este capítulo apresenta o sistema de geração elétrica composta por unidades eólicas de geração, abordando conceitos primordiais que serão utilizados nesta pesquisa de mestrado. Na Seção 2.1 são apresentados os conceitos básicos sobre o sistema aerodinâmico das turbinas eólicas. Já na Seção 2.2, estão expostos os conceitos relacionados ao sistema mecânico das turbinas. Em seguida, na Seção 2.3 são mostrados os diferentes tipos de geradores empregados aos sistemas dos aerogeradores. A Seção 2.4 aborda, em especial, a modelagem do DFIG, gerador este que será empregado nos aerogeradores que compõem este trabalho. Na sequência, a Seção 2.5 traz a formulação matemática do motor CC, o qual é utilizado como máquina motriz nos estudos aqui realizados, a fim de proporcionar o mesmo comportamento que a turbina eólica. Por sua vez, a Seção 2.6 apresenta a modelagem da rede elétrica, necessária para o estudo da geração eólica conectada a uma microrrede. Por fim, na Seção 2.7 são apresentadas as considerações finais deste capítulo.

2.1 Sistema Aerodinâmico

As turbinas eólicas são as máquinas motrizes dos aerogeradores, tornando a modelagem e emulação do potencial eólico fundamental para o estudo e melhoria dos diferentes sistemas eólicos.

Assim, com base nos trabalhos de Heier (2014) e Burton et al. (2001), o sistema de conversão da energia eólica (SCEE), ou do inglês *Wind Energy Conversion System* (WECS), utiliza pás girantes para converter a energia cinética dos ventos em energia mecânica. As pás absorvem a energia cinética de translação dos ventos e a convertem em energia rotacional. A energia ou o torque na turbina eólica pode ser encontrados uma vez que as condições de fluxo locais e as forças resultantes ou a ação de rotação sobre as pás das turbinas sejam conhecidas.

A energia cinética E [J] em forma de translação contida em uma massa de ar m_{ar} [kg] em movimento a uma velocidade v [m/s] é dada por

$$E = \frac{1}{2} m_{ar} v^2 \quad (2.1)$$

Conforme mostra a Figura 2.2, a massa de ar que atravessa uma região delimitada pela área varrida pelas pás da turbina A [m²], de raio R [m], desloca uma massa de ar ao longo do tempo $m_{artempo}$ [kg/s], ou seja,

$$m_{artempo} = \rho A v \quad (2.2)$$

sendo ρ a massa específica do ar [kg/m³].

Figura 2.2: Massa de ar que se desloca através da área varrida pelas pás da turbina

Fonte: a autora.

Uma vez que a potência é definida como energia por unidade de tempo, a potência disponível na massa de ar (P_v) em movimento que passa pela seção transversal do fluxo de ar A , é dada por

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (2.3)$$

Contudo, a potência mecânica extraída do vento P_m é inferior, visto que a velocidade do vento que passa pela turbina é menor que a velocidade de incidência. Assim, a fração

da potência extraída do vento é limitada por um coeficiente de desempenho adimensional C_p , logo

$$P_m = C_p P_v \quad (2.4)$$

Para determinar o valor máximo da parcela de energia que é extraída do vento, o físico alemão Albert Betz considerou, em 1920, um conjunto de pás em um tubo de ar, provando que a máxima potência de saída de uma turbina eólica ideal sob condições ideais de vento é de 59,26% da potência disponível no vento (HEIER, 2014). Portanto, com base nas Equações (2.3) e (2.4) a potência mecânica de saída das turbinas eólicas é dada por

$$P_t = \frac{1}{2} \rho C_p A v^3 \quad (2.5)$$

O coeficiente de potência é uma função não linear da relação da velocidade de ponta das pás λ e do ângulo de passo das pás β . Sendo λ definido como

$$\lambda = \frac{\omega_t R}{v} \quad (2.6)$$

em que ω_t é a velocidade angular do rotor da turbina dada em rad/s . Assim, o processo de conversão de energia eólica em mecânica pode ser controlado a partir da variação do ângulo β e da variação da relação de velocidades, de acordo com a variação do vento v .

Uma equação empírica utilizada para modelar o C_p com base nas características da turbina (HEIER, 2014; BURTON et al., 2001; MATHEW, 2006) é descrita como

$$C_p = C_1 \left(C_2 \frac{1}{\lambda_i} - C_3 \beta - C_4 \right) e^{\frac{C_5}{\lambda_i}} + C_6 \lambda \quad (2.7)$$

em que os coeficientes C_1 a C_6 são constantes e λ_i é dado pela seguinte equação

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (2.8)$$

De acordo com a Equação (2.6), qualquer variação de velocidade do rotor ou da velocidade do vento acarretam em variações em λ , modificando as variações dos coeficientes de potência, conforme pode ser observado na Figura 2.3. Pode-se verificar que para diferentes velocidades de vento, a velocidade do rotor é ajustada de modo que o coeficiente de potência se mantenha ótimo, aumentando a extração de energia eólica. Além disso, apesar do Limite de Betz delimitar o máximo valor para o coeficiente de potência, este é válido apenas para turbinas eólicas ideais. Assim, o C_p máximo na prática é próximo a 0,5 para turbinas de grande porte, uma vez que fatores tais como, resistência aerodinâmica das hélices, perdas de energia por atrito, dentre outros, influenciam no comportamento dinâmico da turbina.

Figura 2.3: Coeficiente de potência de uma unidade eólica com velocidade variável e β nulo

Fonte: a autora.

Deste modo, a potência mecânica também depende do ângulo de passo, bem como da velocidade do rotor e da velocidade do vento. Portanto, a equação que estabelece a potência mecânica em função do coeficiente de potência, quando um vento com velocidade v flui perpendicularmente através de uma área circular com raio R é expressa por

$$P_t = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p(\lambda, \beta) v^3 \quad (2.9)$$

Uma vez conhecida a potência mecânica e a velocidade do rotor da turbina, pode-se determinar o torque mecânico da turbina eólica, dado como

$$T_t = \frac{1}{2\lambda} \rho C_p(\lambda, \beta) A R v^2 \quad (2.10)$$

Assim, o processo de conversão de energia eólica em mecânica pode ser controlado pela variação do ângulo β , da variação da velocidade angular do rotor ω_t e da variação de velocidade do vento v .

A partir dos valores de C_p , por exemplo, é obtida a curva de potência mecânica em função da velocidade do rotor, permitindo o controle de rastreamento do ponto de máxima potência ou, como conhecido do inglês, *Maximum Power Point Tracker* (MPPT) da turbina, e assim garantindo sempre a máxima extração de potência ativa, conforme descrito a seguir.

2.1.1 Rastreamento do Ponto de Máxima Potência

Com base no exposto na seção anterior, para uma variação nula do ângulo β das pás da turbina, o processo de conversão da energia eólica em mecânica depende somente de ω_t . A Figura 2.4 ilustra o comportamento do coeficiente C_p em função de λ .

Figura 2.4: Características do coeficiente de potência em função do λ .

Fonte: a autora.

Portanto, conforme mostrado na figura, existe apenas um ponto ótimo, denominado $\lambda_{\text{ótimo}}$, que faz com que o C_p seja máximo. Logo, para uma operação contínua da turbina eólica é possível garantir, neste ponto, a obtenção da máxima potência disponível no vento para qualquer velocidade, como pode ser notado na Figura 2.5.

Observa-se que para cada velocidade do vento, existe um ponto específico entre a potência de saída da turbina eólica e a velocidade de rotação onde a potência de saída é maximizada. Em uma turbina com operação de velocidade variável comumente visa-se a extração da potência máxima do vento continuamente. Para isso é utilizado o controle de MPPT, onde o valor de λ será constante para todos os valores de potência (ABDULLAH et al., 2012). Assim, o objetivo deste rastreador é maximizar a extração de potência do vento quando a velocidade do vento está abaixo do valor nominal da turbina. Já na situação em que a velocidade do vento excede seu valor nominal, as lâminas da turbina são controladas para limitar a potência elétrica ao valor nominal.

Na Figura 2.5 a curva pontilhada representa o mapeamento dos pontos da extração máxima de potência para cada curva de velocidade do vento. Para isto foi utilizado o controle MPPT aplicado às curvas de velocidades do vento que abrangem a faixa de trabalho da turbina eólica, considerando uma faixa de velocidades que varia entre 3 m/s e

Figura 2.5: Características da potência da turbina eólica em função da velocidade do rotor para diferentes velocidades do vento.

Fonte: a autora.

20 m/s. Assim, o ponto de operação da turbina é definido pela velocidade de vento dada como entrada.

Este comportamento é observado uma vez que a potência mecânica obtida para uma certa velocidade do vento é máxima apenas para uma velocidade do rotor, dita velocidade ótima ω_{otima} . Esta velocidade corresponde a uma relação ótima λ_{otimo} e, consequentemente, um coeficiente de potência ótimo C_{potimo} . Assim, para obter a máxima extração de potência, a turbina eólica deve operar sempre no ponto de λ_{otimo} (MOUSA; YOUSSEF; MOHAMED, 2019; YIN et al., 2016). Isto é possível controlando a velocidade de rotação da turbina, garantindo que ela sempre opere na velocidade de rotação ótima. Portanto, uma vez escolhida a topologia de aerogeradores com velocidade variável para estudo, obtêm-se os pontos de máximo da curva C_p por meio da curva gerada pelo controle de MPPT. Com isso é possível determinar a curva de máxima potência da turbina em função da velocidade de rotação do seu eixo.

Visto que a velocidade de rotação do eixo da turbina é fator preponderante na determinação da potência mecânica gerada, são apresentadas na seção seguinte as principais características que descrevem o modelo mecânico dessa máquina rotativa.

2.2 Sistema Mecânico

As turbinas eólicas giram de acordo com a massa de ar que passa através de suas pás, logo, a uma velocidade baixa, ao mesmo tempo que o gerador elétrico opera a uma velocidade elevada. Sendo assim, as unidades eólicas contam com um sistema mecânico de acoplamento, que é responsável pela transmissão do torque da turbina, para o eixo do gerador. O acoplamento entre as duas partes é feito por meio de uma caixa de engrenagens ou transmissão. Além disso, para evitar possíveis rupturas entre as duas partes, são feitas conexões com acoplamentos flexíveis (CARRILLO, 2001).

Em trabalhos como o de Perdana (2008) e Mueen et al. (2007) são apresentados modelos complexos de três e até seis massas. Contudo, de Mueen et al. (2007) conclui-se que o modelo de duas massas é considerado suficiente para representar o sistema de acoplamento em estudos de estabilidade, diante grandes perturbações. Assim, a modelagem simplificada do sistema mecânico de duas massas é feita com base nos trabalhos de Boukhezzar et al. (2007a) e Carrillo (2001).

Na Figura 2.6 é ilustrado, de forma simplificada, um sistema de transmissão entre o eixo da turbina e do gerador com uma relação de transmissão entre as duas massas.

Figura 2.6: Diagrama de blocos do sistema mecânico de duas massas com engrenagens

Fonte: a autora.

As equações que modelam o sistema de acoplamento entre as duas massas são descritas conforme apresentado em Carrillo (2001), Carrillo et al. (2004) e Boukhezzar et al. (2007a). Os torques produzidos no eixo da turbina eólica T_t e no eixo do gerador elétrico T_g , dados em $N.m$ são descritos como

$$T_t - T_{tn} = J_t \frac{d\omega_t}{dt} + D_t \omega_t \quad (2.11)$$

$$T_{ng} - T_g = J_g \frac{d\omega_g}{dt} + D_g \omega_g \quad (2.12)$$

sendo T_{tn} e T_{ng} são os torques nos eixos de baixa e alta velocidade, respectivamente, dados em $[N.m]$. J_t e J_g são os momentos de inércia da turbina e do gerador, expressos em kgm^2 . Os coeficientes de amortecimento D_t e D_g são dados em $N.ms/rad$ e se referem a turbina e do gerador, respectivamente. Por fim, ω_t é a velocidade do eixo da turbina eólica e ω_g a velocidade no eixo do gerador, ambas dadas em rad/s e definidas como

$$\omega_t = \frac{d\theta_t}{dt} \quad (2.13)$$

$$\omega_g = \frac{d\theta_g}{dt} \quad (2.14)$$

Partindo do pressuposto que a caixa de transmissão é ideal, tem-se a seguinte relação

$$n = \frac{T_t}{T_g} = \frac{\omega_g}{\omega_t} \quad (2.15)$$

Com base nas Equações (2.11), (2.12) e (2.15) é feita a reflexão da dinâmica da turbina ao lado de alta velocidade, ou seja, ao lado do gerador. Assim, pode-se escrever a equação de torque como

$$\frac{T_t}{n} - T_g = \left(\frac{J_t}{n^2} + J_g \right) \frac{d\omega_g}{dt} + \left(\frac{D_t}{n^2} + D_g \right) \omega_g \quad (2.16)$$

Analogamente, um modelo mecânico que caracteriza a representação em laboratório do sistema de duas massas da máquina motriz (motor) acoplada a um gerador, pode ser ilustrado pela Figura 2.7 e descrita matematicamente, como segue:

$$T_m - T_g = (J_m + J_g) \frac{d\omega_g}{dt} + (D_t + D_g) \omega_g \quad (2.17)$$

onde

$$T_m = \frac{T_t}{n} + \left(J_m - \frac{J_t}{n^2} \right) \frac{d\omega_g}{dt} + \left(D_m - \frac{D_t}{n^2} \right) \omega_g \quad (2.18)$$

Um modelo ainda mais simplificado pode ser obtido removendo o amortecimento mútuo (PERDANA, 2008). Assim, o sistema passa a contar com apenas uma inércia que é equivalente a soma das inércias da turbina e rotor do gerador. Assim, o modelo pode ser escrito como

$$2(J_t + J_g) \frac{d\omega_g}{dt} = T_t - T_g \quad (2.19)$$

Além do modelo mecânico da estrutura aerogeradora, é importante ressaltar que as turbinas podem ser projetadas para operar em diferentes condições de regimes de vento. Assim, dependem de fatores como, a estrutura aerodinâmica e as máquina elétrica às quais estão acopladas, como será melhor detalhado na seção seguinte.

Figura 2.7: Diagrama de blocos do sistema mecânico de duas massa

Fonte: a autora.

2.3 Sistema de Geração Eólica

Em termos da velocidade de operação, as turbinas eólicas podem ser projetadas para operarem de duas formas, com velocidade fixa - *Fixed Speed Wind Turbine* (FSWT) - ou velocidade variável - *Variable Speed Wind Turbine* (VSWT) (MATHEW, 2006). Uma exemplificação comparativa entre a potência mecânica de unidades eólicas operando com velocidades fixa e variável é mostrada na Figura 2.8.

Figura 2.8: Curvas de potência mecânica para unidades eólicas de velocidade fixa e variável

Fonte: a autora.

Cada uma das curvas contínuas representa a variação da potência mecânica para uma velocidade de vento, enquanto a curva pontilhada caracteriza o comportamento da potência mecânica para um fluxo de vento variável. Da Figura 2.8 observa-se que para operação com velocidade variável a potência mecânica permanece quase sempre superior, o que se deve à capacidade de ajuste da velocidade da turbina.

No sistema de geração composto por um gerador de indução em gaiola - *Squirrel Cage Induction Generator* (SCIG) - o rotor consiste em um núcleo laminado cilíndrico com ranhuras paralelas para disposição dos condutores do rotor. Este gerador pode ser usado como gerador de velocidade fixa e de velocidade variável. As principais vantagens do uso de SCIG são o baixo custo, o rotor sem escovas, desempenho estável, menor demanda de manutenção, operação em altas velocidades, carcaça pequena, boa confiabilidade e robustez. Por outro lado, a maior desvantagem está em relação à dificuldade de construir um gerador de indução multipolar para gaiolas de esquilo e a incapacidade de controlar reativos (KUMAR; GAUR, 2013; DOMÍNGUEZ-GARCÍA et al., 2012).

Nas FSWTs o rotor do SCIG está diretamente conectado à rede elétrica como ilustrado na Figura 2.9. Assim a frequência do gerador é determinada pela rede elétrica e, conseqüentemente, a velocidade de rotação do rotor é definida pela frequência do gerador e pelo número de pares de pólos. Desse modo, é necessário uma caixa de câmbio para converter a velocidade de rotação do rotor para a velocidade da rede (ZOU; ELBULUK; SOZER, 2013). O SCIG possui uma velocidade que varia com a quantidade de potência gerada, contudo, essa variação é pequena, aproximadamente 1% a 2%. Ademais, este gerador não é capaz de fornecer o controle durante condições de mudanças transitórias súbitas na tensão da rede e nas condições onde o gerador se estabiliza em altas velocidades (KUTIJA; SUMINA; ČOLOVIĆ, 2015).

Figura 2.9: Turbina eólica acoplada a uma máquina de indução em gaiola (SCIG)

Fonte: a autora.

Os SCIGs sempre consomem energia reativa, o que pode causar problemas no nível

de tensão no ponto de conexão. Para compensar esse consumo de reativo pelo gerador de indução é preciso instalar bancos de capacitores. Em termos das FSWTs há também a necessidade de controlar o ângulo das pás da turbina em uma operação. Além disso, este tipo de gerador opera subexcitado e para condição de extração máxima da potência a faixa de velocidade do vento é estreita (PERDANA, 2008).

Já os sistemas de VSWTs são compostos pelo Gerador de Indução Duplamente Alimentado (GIDA), amplamente conhecido na literatura como DFIG do inglês *Doubly Fed Induction Generator*, e geradores síncronos de ímã-permanente - *Permanent Magnet Synchronous Generator* (PMSG). A principal diferença entre VSWT e FSWT está na capacidade de operar com velocidades diferentes da frequência da rede, uma vez que a velocidade mecânica e a frequência da rede estão desacopladas (SUN et al., 2009; TAZIL et al., 2010).

O DFIG é o gerador mais amplamente utilizado para a integração da geração eólica com a rede elétrica, fornecendo o controle de tensão e frequência dentro dos padrões especificados, mesmo diante velocidades variáveis do vento (MAHELA; SHAIK, 2016; SIRAJ; SIRAJ; NASIR, 2014). Este gerador permite o fornecimento de energia com alto rendimento, redução de esforços mecânicos, controle mais simples, menos flutuações na geração de potência, ampla controlabilidade da geração de potência ativa e reativa (LI; HASKEW; JACKSON, 2010).

A configuração duplamente alimentada, ilustrado no esquemático da Figura 2.10, consiste em uma conexão entre a turbina, por meio de engrenagens, e a máquina elétrica, que é alimentada por um conversor trifásico conectado aos terminais do rotor. Nessa configuração dois conversores conectados consecutivos fornecem as correntes de magnetização nos enrolamentos do rotor, conhecido como conversor *back-to-back* (LI; HASKEW, 2007). De fato, a fonte de alimentação trifásica ou a conexão à rede para um conversor trifásico fornece uma tensão estável, chamado como conversor do lado da rede. Além disso, essa tensão também pode ser usada como fonte de tensão para as outras três fases do conversor, que são conectadas diretamente aos terminais do enrolamento do rotor, assim é comumente chamado de conversor do lado do rotor (KHAJEH; GHAZI; ABARDEH, 2016; AKHMATOV, 2002). Com isso a frequência mecânica e elétrica do rotor são desacopladas e a frequência entre rotor e estator se equilibram, independente da velocidade mecânica do rotor.

Por fim, o PMSG é uma topologia constituída por um gerador síncrono com o eixo conectado diretamente à turbina e com os enrolamentos do estator completamente desacoplado da rede por meio do conversor (SLOOTWEG, 2003), conforme mostrado na Figura 2.11. O PMSG apresenta um bom desempenho em aplicações de velocidade variável do vento, devido à alta densidade de potência gerada, contando com um bom desempenho operacional. Dentre as vantagens do PMSG esta o acionamento direto do gerador, que fornece menos esforço mecânico em termos de engrenagens, o que resulta em perdas mecânicas reduzidas, mais confiabilidade, aumento da eficiência e menor peso (ZHANG et al.,

Figura 2.10: Geração eólica composta por uma máquina de indução duplamente alimentada (DFIG) conectada à rede elétrica

Fonte: a autora.

2010). No entanto, devido ao sistema convencional do conversor utilizado neste gerador, toda a energia injetada na rede passa pelo conversor, elevando o custo dos conversores à medida que a potência aumenta (WANG; LIPO; PAN, 2010).

Figura 2.11: Configuração da geração eólica utilizando a máquina síncrona com eixo conectado a um conversor (PMSG)

Fonte: a autora.

Há também os sistemas de geração com velocidade semivariável, onde são utilizados os SCIGs, nestes sistemas a resistência do circuito do rotor é modificada por meio dos conversores eletrônicos de potência. Ao variar a resistência, varia-se também a curva característica de torque em função da variação da velocidade do gerador. Desta forma, a

variação da velocidade é obtida a um custo relativamente baixo.

Os geradores síncronos conectados diretamente à rede elétrica estão presentes na maioria das estações de geração, exceto nos aerogeradores. Isto se deve a característica desfavorável quando usado como uma máquina primária com potência flutuante, podendo levar a instabilidade durante rajadas de vento (SLOOTWEG, 2003). Além do mais, necessitam de um sistema de sincronismo antes da conexão com a rede elétrica.

Aspectos construtivos e características de funcionamento de máquinas elétricas síncrona podem ser encontrados em exemplares como Kostenko e Piotrovski (1979), Fitzgerald et al. (2003) e Kosow (1972). Conceitos e estudos sobre a dinâmica das máquinas síncronas podem ser encontrados em trabalhos como o de Kundur, Balu e Lauby (1994).

Em suma, o que diferencia os sistemas é a forma como a eficiência aerodinâmica do rotor dos geradores é limitada durante altas velocidades de vento e o sistema de geração (MAHELA; SHAIK, 2016). Conforme exposto, devido às vantagens operativas apresentadas, bem como a vasta utilização deste gerador em sistemas de geração eólica, o DFIG foi escolhido para o ser a máquina geradora utilizada ao longo do desenvolvimento desta pesquisa. Deste modo, na seção seguinte são apresentadas com mais detalhes algumas características necessárias na modelagem do DFIG.

2.4 Modelagem do Gerador de Indução Duplamente Alimentado

A máquina elétrica girante é uma máquina capaz de converter energia mecânica em energia elétrica e energia elétrica em energia mecânica. Uma máquina elétrica girante opera como geradora quando converte energia mecânica em elétrica, ou seja, é estabelecida uma energia mecânica do eixo que conseqüentemente provoca um movimento relativo entre os condutores e o campo magnético, gerando energia elétrica (KOSTENKO; PIOTROVSKI, 1979).

O gerador de indução duplamente alimentado - do inglês DFIG - é um dos geradores mais utilizados em turbinas eólicas devido à sua operação com velocidade variável, controle de potência, menor capacidade do conversor e viabilidade da ligação à rede. No DFIG é possível controlar suas potências de saída, conforme exigido pelos operadores do sistema. Embora a potência ativa dependa da energia eólica transferida pelo vento à turbina, ela pode ser controlada recorrendo à energia cinética do sistema mecânico.

Os DFIGs possuem três enrolamentos de fase distribuídos uniformemente ao longo do *air-gap*, com enrolamento do rotor conectado por meio de conversores acoplados aos anéis coletores do rotor. Como o gerador é duplamente alimentado a tensão do estator é aplicada pela rede e a tensão do rotor é induzida pelo conversor. O conversor do rotor é controlado por meio da eletrônica de potência e essa operação corresponde a adição de tensão alternada aos enrolamentos do rotor. A tensão é controlada de modo que a

frequência do circuito do rotor corresponda a velocidade de rotação desejada (TANVIR; MERABET; BEGUENANE, 2015; AKHMATOV, 2002).

O DFIG apresenta algumas vantagens quando comparado aos geradores assíncronos convencionais, como a capacidade de controle de potência reativa, com isso além de melhorar a eficiência da transferência de energia eólica em elétrica, é fornecida aos parques eólicos a capacidade de contribuir significativamente para o suporte da rede com relação ao controle de tensão, desempenho transitório e amortecimento (TAZIL et al., 2010). Isto é possível, visto que há desacoplamento do controle de potência ativa e reativa por meio do controle independente de torque e corrente de excitação do rotor (AKHMATOV, 2002). Além disso, o conversor do DFIG precisa fornecer potência apenas para o rotor, sendo esta cerca de 25% da potência total do gerador, isso significa que os conversores são 25% menores que os usados nos projetos com gerador síncrono, consequentemente o custo é menor (AKHMATOV, 2002).

Com a crescente aplicação dos DFIGs para a produção de energia elétrica proveniente do vento, faz-se necessário a modelagem deste gerador para incorporação no sistema eólico. Isto permite, por meio de *softwares*, analisar o comportamento entre os aerogeradores e a rede, através de estudos no contexto de estabilidade transitória, de tensão e de velocidade, por exemplo.

De acordo com o nível de detalhamento exigido do modelo, o gerador de indução pode ser representado de diferentes formas. Normalmente o modelo é caracterizado pelo número de variáveis inclusas no modelo. Algumas considerações são adotadas para a modelagem da máquina elétrica de indução trifásica (PERDANA, 2008):

- ❑ A saturação magnética é omitida. Ela se deve à não linearidade do circuito indutivo, ou seja, à medida que a frequência aumenta, a corrente do rotor tende a se mover em direção a periferia do condutor do rotor, aumentando sua resistência.
- ❑ As perdas por correntes Foucault e histereses no material magnético também são desprezadas.
- ❑ Não é considerada a assimetria em relação ao eixo magnético dos enrolamentos. Assim, as forças magnetomotrizes e os fluxos no entreferro são descritos apenas pela componente fundamental.
- ❑ O efeito de distorção no fluxo devido às ranhuras é desprezado. Assume-se que a distribuição do fluxo é radial e senoidal e que os condutores possuem diâmetro desprezível.

O modelo matemático da máquina de indução é utilizado para estudos de transitórios eletromagnéticos através de simulações numéricas. No modelo do DFIG os enrolamentos do rotor não são curto circuitados, portanto a tensão no rotor não é igual a zero. As

Figura 2.12: Circuito equivalente da máquina de indução duplamente alimentada

Fonte: Elaborada pela autora.

equações que descrevem a dinâmica do DFIG são dadas na referência d-q (BAIMEL et al., 2017; TANVIR; MERABET; BEGUENANE, 2015; SLOOTWEG, 2003; AKHMATOV, 2002), cujo circuito equivalente é apresentado na Figura 2.12.

As tensões são dadas pelo seguinte conjunto de equações,

$$\begin{aligned}
 v_{ds} &= R_s i_{ds} - \omega_s \Psi_{qs} + \frac{d\Psi_{ds}}{dt} \\
 v_{qs} &= R_s i_{qs} + \omega_s \Psi_{ds} + \frac{d\Psi_{qs}}{dt} \\
 v_{dr} &= R_r i_{dr} - s\omega_s \Psi_{qr} + \frac{d\Psi_{dr}}{dt} \\
 v_{qr} &= R_r i_{qr} + s\omega_s \Psi_{dr} + \frac{d\Psi_{qr}}{dt}
 \end{aligned} \tag{2.20}$$

sendo,

v_{ds}, i_{ds} : tensão e corrente do estator de eixo direto d (pu);

v_{qs}, i_{qs} : tensão e corrente do estator de eixo em quadratura q (pu);

v_{dr}, i_{dr} : tensão e corrente do rotor de eixo direto d (pu);

v_{qr}, i_{qr} : tensão e corrente do rotor de eixo em quadratura q (pu);

R_s : resistência do estator (pu);

R_r : resistência do rotor (pu);

ω_s : velocidade de rotação em termos de referência síncrona (pu/s);

Ψ_{qs}, Ψ_{ds} : fluxos magnéticos do estator de eixo em quadratura q e direto d (pu);

Ψ_{qr}, Ψ_{dr} : fluxos magnéticos do rotor de eixo em quadratura q e direto d (pu).

Como o referencial d-q gira na velocidade síncrona com o eixo q atrasado 90° do eixo d, a posição do eixo d coincide com o fluxo máximo do estator, ou seja, v_{qs} é igual a tensão terminal e v_{ds} é igual a zero. As equações do fluxo são descritas assumindo que a soma das correntes do rotor do DFIG é igual a zero.

$$\begin{aligned}\Psi_{ds} &= L_{s\sigma}i_{ds} + L_m i_{dr} \\ \Psi_{qs} &= L_{s\sigma}i_{qs} + L_m i_{qr} \\ \Psi_{dr} &= L_{r\sigma}i_{dr} + L_m i_{ds} \\ \Psi_{qr} &= L_{r\sigma}i_{qr} + L_m i_{qs}\end{aligned}\tag{2.21}$$

com

$L_{s\sigma}$: indutância de dispersão do estator (pu);

$L_{r\sigma}$: indutância de dispersão do rotor referida ao estator (pu);

L_m : indutância de magnetização (pu)

O escorregamento do rotor s é definido como

$$s = \frac{\omega_s - \frac{p}{2}\omega_g}{\omega_s}\tag{2.22}$$

em que,

ω_r : velocidade do rotor da máquina (pu/s);

p : número de pares de pólos.

Como ambos os enrolamentos, de estator e rotor, podem ser acessados, as equações para potências ativas e reativas no estator (P_s e Q_s) e no rotor (P_r e Q_r) do DFIG são dadas como

$$\begin{aligned}P_s &= \frac{3}{2}(v_{ds}i_{ds} + v_{qs}i_{qs}) \\ Q_s &= \frac{3}{2}(v_{qs}i_{ds} - v_{ds}i_{qs}) \\ P_r &= \frac{3}{2}(v_{dr}i_{dr} + v_{qr}i_{qr}) \\ Q_r &= \frac{3}{2}(v_{qr}i_{dr} - v_{dr}i_{qr})\end{aligned}\tag{2.23}$$

Pode-se notar que a potência reativa depende da estratégia de controle do conversor do lado da rede, que por sua vez alimenta o rotor. Enquanto a potência ativa é igual a da rede, pois apesar que o conversor possa gerar ou consumir potência reativa, não pode gerar ou consumir energia ativa, ao menos no tempo de simulações dinâmicas.

O conjugado eletromagnético desenvolvido pelo gerador é descrito como sendo

$$T_e = \frac{3}{2}p(\Psi_{dr}i_{qs} - \Psi_{qr}i_{ds})\tag{2.24}$$

As variações na velocidade do gerador se devem à diferença entre o torque elétrico e mecânico que podem ser calculadas por meio da seguinte equação:

$$\frac{d\omega_g}{dt} = \frac{1}{2H}(T_g - T_e)\tag{2.25}$$

sendo,

H : constante de inércia (segundos)

T_g : conjugado mecânico (pu).

Neste trabalho é utilizado um DFIG cujo sistema de controle baseia-se no modelo disponível no ambiente de simulações Simulink do Matlab®¹. Assim, é feita a seguir uma breve explicação do funcionamento das malhas de controle do DFIG empregado.

2.4.1 Sistema de Controle do DFIG

Como o desenvolvimento do sistema de controle do DFIG não consta no escopo deste trabalho, optou-se pelo uso do sistema disponibilizado pela MathWorks, no entanto há diversos trabalhos na literatura que abordam amplamente esta temática como, por exemplo, Ihedrane et al. (2019), Liu et al. (2018), Phan e Yamamoto (2016), Abdeddaim e Betka (2013), Ekanayake, Holdsworth e Jenkins (2003), dentre outros. Assim, para uma melhor explanação dos sistemas de controle utilizados nesta pesquisa, são apresentados os diagramas esquemáticos do modelo, juntamente com os sistemas de controle, do DFIG.

No DFIG é necessário controlar as correntes de rotor, ou seja, correntes de eixos direto e quadratura. A referência de corrente do eixo direto ($i_{dr_{ref}}$) é resultado do controle de potência reativa (Q) ou da tensão da rede (V), enquanto a referência da corrente de eixo em quadratura ($i_{qr_{ref}}$) é resultado do controle de potência ativa (P). Assim, este gerador pode contar com dois blocos de controle, sendo eles para o controle de reativo ou de tensão, o que permite efetuar regulações da potência reativa ou da tensão. Nas simulações feitas no decorrer deste trabalho, optou-se pela regulação da potência reativa, o que permite contribuir com o perfil de tensão das barras do sistema elétrico, situação comumente observada em sistemas de geração eólica. Com isso, na Figura 2.13 é ilustrado o sistema de controle do conversor no lado do rotor utilizando o sistema para regulação de reativos.

Neste sistema, a potência reativa usada como referência (Q_{ref}) é especificada conforme às necessidades do sistema, como não foram avaliadas as implicações da geração de reativos na microrrede, manteve-se como geração nula de reativos. Por outro lado, a referência de potência ativa ($P_{s_{ref}}$) é mensurada a partir da velocidade do rotor da turbina eólica (ω_{turb}), cuja relação é definida via controle de MPPT.

Do lado da rede, o controle também é feito em função das correntes de referência dos eixo direto ($i_{ds_{ref}}$) e em quadratura ($i_{qs_{ref}}$). A referência de corrente de eixo direto é determinada por meio da tensão de controle do barramento ($V_{cc_{ref}}$), conforme ilustrado no diagrama de blocos da Figura 2.14, já a $i_{qs_{ref}}$ é definida conforme especificações de operação.

¹Ambiente de computação numérica com uma linguagem de programação desenvolvida pela MathWorks

Figura 2.13: Diagrama de blocos do sistema de controle das correntes de rotor do DFIG

Fonte: Adaptado de Matlab®.

Figura 2.14: Diagrama de blocos do sistema de controle das correntes do lado da rede.

Fonte: Adaptado de Matlab®.

As modificações realizadas no modelo do sistema de controle do DFIG disponibilizado pela MathWorks consistem majoritariamente em ajustes empíricos nos ganhos dos controladores, a fim de possibilitar a conexão do modelo de geração ao sistema elétrico da microrrede utilizada ao longo deste trabalho.

Além da metodologia aqui apresentada, há vários outros trabalhos na literatura que visaram avaliar diferentes estratégias de controle para o DFIG. Uma das primeiras implementações de modelo para o DFIG é registrada no trabalho de Pena, Clare e Asher (1996), onde a estratégia de controle se baseia em controladores PI operando conjuntamente com uma modulação PWM senoidal. Implementações de diversos outros métodos

de controle aplicados ao conversor *back-to-back* acoplado no DFIG, bem como avaliações dinâmicas do sistema gerador-conversor podem ser encontrados também em trabalhos como o de Rahimi (2018), Baimel et al. (2017), Li et al. (2016), Khajeh, Ghazi e Abardeh (2016), Tanvir, Merabet e Beguenane (2015), Ozsoy et al. (2015), dentre outros trabalhos disponíveis na literatura.

Assim como as máquinas de indução, as máquinas de CC também são muito utilizadas em aplicações como máquinas motrizes, bombas a pistão, tornos, prensas, guinchos, por exemplo, visto que apresentam grande facilidade de se executar um controle sobre diversas condições de carga (SIEMENS, 2008). A seguir é apresentada a modelagem do motor CC, onde são evidenciadas as principais topologias e controles aplicados a ele.

2.5 Motor de Corrente Contínua

A máquina CC consiste basicamente em duas estruturas magnéticas que podem ser controladas ou excitadas de diferentes formas. O que faz com que a estrutura dos motores CC esteja relacionada com as formas de excitação ou de geração do campo. Sendo assim, os motores apresentam topologias de excitação de acordo com a aplicação. Dentre as topologias mais usuais destaca-se:

(a) Motores com excitação separada:

As máquinas que possuem os enrolamentos de campo separados fisicamente e eletricamente dos enrolamentos de armadura, Figura 2.15, são conhecidas como máquinas de excitação separada ou independente. O controle independente da corrente de campo e da corrente de armadura proporciona um melhor desempenho no controle da máquina, já que o torque e o fluxo podem ser controlados de modo independente (KRISHNAN, 2001).

O controle de fluxo é feito apenas controlando a corrente de campo. Ao assumir que o campo é constante, o torque é proporcional apenas à corrente de armadura. Com a autonomia entre o torque e o fluxo, é possível obter diferentes valores de torque independente da velocidade de operação.

Ao contrário da máquina de indução, a máquina CC possui o enrolamento de armadura no rotor, onde a corrente circula por meio de escovas de carvão. Enquanto o estator é constituído pelos enrolamentos de campo ou ímã permanente.

(b) Motores com excitação em derivação:

Quando os enrolamentos de campo são conectados em paralelo com os enrolamentos de armadura diz-se que a máquina possui excitação em derivação ou *shunt*. Nessa configuração os enrolamentos de campo não são alimentados por uma fonte externa, conforme Figura 2.16, ou seja, para uma tensão de alimentação constante, a corrente

Figura 2.15: Circuito equivalente da máquina de corrente contínua com excitação separada

Fonte: a autora.

e o fluxo são constantes. Isto pode gerar problemas quando a tensão de alimentação é variável, pois não é possível controlar de modo independente as correntes de armadura e de campo, como nas máquinas de excitação separada (KRISHNAN, 2001). Desse modo, para uma tensão de entrada fixa a medida que o torque aumenta a corrente de armadura aumenta, fazendo com que a tensão da armadura caia, e consequentemente a força eletromotriz induzida diminui. Dado que a força eletromotriz é reduzida, a velocidade também cai, se a corrente de campo permanece constante.

Figura 2.16: Circuito equivalente da máquina CC de excitação em derivação

Fonte: a autora.

(c) Motores com excitação série:

Da Figura 2.17 tem-se que as máquinas CC de excitação série são aquelas que possuem os enrolamentos de campo conectados em série com os enrolamentos de armadura. Portanto, assim como nas máquinas com excitação em derivação, não há independência entre o controle das correntes de campo e de armadura. O torque eletromagnético da máquina é proporcional ao quadrado da corrente de armadura,

dado que a corrente de campo é igual à corrente de armadura (KRISHNAN, 2001). Para baixas velocidades, tem-se uma elevada corrente de armadura, com uma grande diferença entre a tensão de entrada e a força eletromagnética. Como resultado é obtido um alto torque de partida e baixa velocidade, o que é ideal para aplicações que exigem elevados torques de partida.

Figura 2.17: Circuito equivalente da máquina CC de excitação série

Fonte: a autora.

(d) Motores com excitação composta:

Nas máquinas de excitação composta existem dois tipos de conexões possíveis, uma com relação ao enrolamento de campo e outro com relação ao de armadura 2.18. O que permite que a máquina seja classificada como máquina CC composta de derivação longa ou de derivação curta (KRISHNAN, 2001). Na derivação longa o campo de derivação engloba o campo série e os enrolamentos de armadura. Enquanto na derivação curta ele fica em paralelo com os enrolamentos da armadura.

Assim, a excitação do enrolamento de campo depende da força eletromotriz e da velocidade do rotor, desde que a queda de tensão em R_a seja desprezível em comparação com a força eletromotriz induzida (KRISHNAN, 2001).

Dado que as máquinas de excitação separada permitem um controle independente entre a corrente de campo e de armadura, consequentemente, permitem que o torque e o fluxo sejam controlados de forma independente, é feita modelagem da máquina CC com essa configuração. Na seção a seguir, é feita uma representação da máquina CC como um sistema dinâmico não-linear.

2.5.1 Modelagem do Motor CC com Excitação Separada

A Figura 2.15 ilustra o circuito elétrico de uma máquina CC, onde o circuito de armadura é composto por uma resistência R_a em série com uma indutância L_a e uma

Figura 2.18: Circuito equivalente da máquina CC de excitação composta

Fonte: a autora.

fonte de tensão e que representa a tensão gerada na armadura. Adicionalmente, o circuito de campo é formado por uma resistência R_f e uma indutância L_f . A velocidade do eixo do rotor da máquina é definido como ω_m e o torque eletromagnético gerado como T_e . As tensão de armadura e de campo, bem como suas respectivas correntes, são definidas como v_a , v_f , i_a e i_f .

De acordo com as equações do motor de corrente contínua (KRISHNAN, 2001) a equação da tensão de armadura, levando em consideração a força magnetomotriz induzida e , é definida como

$$v_a(t) = R_a i_a(t) + L_a \frac{di_a(t)}{dt} + e(t) \quad (2.26)$$

Com base na Figura 2.15, a tensão nos terminais de estator da máquina é descrita como

$$v_f(t) = R_f i_f(t) + L_f \frac{di_f(t)}{dt} \quad (2.27)$$

Os terminais do rotor da máquina CC são alimentados por uma fonte externa V_a . Pela Lei de Faraday uma tensão é induzida nos terminais de uma espira condutora que gira imersa em um campo magnético constante (FITZGERALD et al., 2003; KRISHNAN, 2001), ou seja,

$$e(t) = \frac{d\lambda_m(t)}{dt} \quad (2.28)$$

sendo λ_m o fluxo magnético concatenado.

Uma vez que e é proporcional ao fluxo magnético no entreferro (ϕ) de ar e a velocidade angular ω_m , então

$$e(t) = c_1 \phi(t) \omega_m(t) \quad (2.29)$$

em que c_1 é a constante específica da força contra eletromotriz.

Ao considerar que o fluxo ϕ que flui através dos enrolamentos do rotor é proporcional ao campo magnético e, conseqüentemente, à corrente que circula nos enrolamentos, tem-se que

$$T_e(t) = c_2 \phi(t) i_a(t) \quad (2.30)$$

Bem como nos enrolamentos do rotor, o fluxo ϕ gerado nos enrolamentos do estator é proporcional à corrente, deste modo das Equações (2.29) e (2.30) se obtém

$$e = c_1 K_\phi i_f \omega_m \quad (2.31)$$

e

$$T_e = c_2 K_\phi i_f i_a \quad (2.32)$$

onde K_ϕ é o coeficiente do fluxo de campo.

Das Equações (2.31) e (2.32) é possível obter a potência mecânica útil ou convertida, definida como

$$e(t) i_a(t) = \frac{c_1}{c_2} T_e(t) \omega_m(t) \quad (2.33)$$

A Equação (2.33) expressa a relação de conversão de energia mecânica em energia elétrica, ou seja, uma conversão eletromecânica de energia (KRISHNAN, 2001). As constantes c_1 e c_2 variam de acordo com as dimensões do motor. Além disso, quando a excitação (ϕ) é constante, pode-se obter as constantes de tensão (K_e) e de torque (K_t) do motor, definidas como

$$\begin{aligned} K_e &= c_1 \phi \\ K_t &= c_2 \phi \end{aligned} \quad (2.34)$$

Além das características elétricas da máquina é de suma importância a consideração das ações mecânicas sob estas. Deste modo, também são apresentadas, algumas considerações relevantes a cerca dos fatores mecânicos que influenciam na resposta eletromagnética da máquina.

Como mencionado anteriormente, o motor exerce um torque enquanto recebe uma tensão nos enrolamentos do estator e do rotor. Este torque atua como uma estrutura mecânica, que é caracterizada pela inércia do rotor J e pelo coeficiente de atrito viscoso K_D . Além disso, deve-se considerar também que durante a operação é exercido um torque de carga T_l sobre o motor. Portanto, pode-se dizer que

$$T_e(t) = T_l(t) + J \frac{d\omega_m(t)}{dt} + K_D \omega_m \quad (2.35)$$

sendo,

$$\omega_m(t) = \frac{d\theta_m(t)}{dt} \quad (2.36)$$

onde θ_m é a posição angular mecânica, com base nisso pode-se reescrever a Equação (2.35) como

$$T_e(t) = T_l(t) + J \frac{d^2\theta_m(t)}{dt^2} + K_D \frac{d\theta_m(t)}{dt} \quad (2.37)$$

Com as Equações (2.26), (2.27) e (2.35), obtém-se o modelo geral que permite descrever o comportamento dinâmico da máquina CC com excitação independente, como segue:

$$\begin{aligned} \frac{di_a(t)}{dt} &= -\frac{R_a}{L_a}i_a(t) + \frac{1}{L_a}v_a(t) - \frac{K_e}{L_a}i_e(t)\omega(t) \\ \frac{di_e(t)}{dt} &= -\frac{R_e}{L_e}i_e(t) + \frac{1}{L_e}v_e(t) \\ \frac{d\omega_m(t)}{dt} &= -\frac{K_D}{J}\omega_m(t) + \frac{K_t}{J}i_e(t)i_a(t) - \frac{T_l(t)}{J} \end{aligned} \quad (2.38)$$

Do espaço de estados apresentado é possível caracterizar o comportamento dinâmico do motor CC, o qual equivale a um sistema multivariável e não linear.

2.5.2 Controles do Motor CC

Com base no equacionamento apresentado nas seções anteriores, tem-se um modelo matemático que permite descrever o princípio de funcionamento do motor CC. A partir disto é possível projetar e implementar controles tanto de armadura quanto de campo, podendo estes serem combinados para abranger uma ampla faixa de velocidade.

De Krishnan (2001) as características de torque e velocidade do motor são avaliadas tanto para o torque entregue quando a máquina opera motorizada ou em regeneração. Assim, das equações elétricas obtidas anteriormente, tem-se as seguintes relações de proporcionalidade:

$$\omega_m \propto \frac{e}{\phi} \propto \frac{e}{i_f} \propto \frac{(v - i_a R_a)}{i_f} \quad (2.39)$$

ou seja, a velocidade do rotor é dependente da tensão aplicada aos terminais de armadura e da corrente de campo.

Assim sendo, uma vez que as tensões de entrada da armadura e/ou campo CC são controladas é possível controlar a velocidade do motor em toda sua faixa de operação, como mostrado na Figura 2.19.

(a) Controle de Campo

Figura 2.19: Regiões de operação do controle de campo e armadura do motor CC

Fonte: a autora.

No controle de campo, a corrente aplicada na armadura é mantida constante, e de (2.39), a velocidade do rotor é inversamente proporcional a corrente de campo. Ou seja, ao variar a corrente de campo, a velocidade do rotor também varia. Logo, quando há um enfraquecimento do fluxo de campo, a velocidade tende a aumentar. O sentido de rotação do motor pode ser modificado apenas invertendo a corrente de campo.

(b) Controle de Armadura

O controle da armadura do motor CC é o mais comum dentre as técnicas de controle, uma vez que permite que o fluxo dentro do motor se mantenha constante (KRISHNAN, 2001). Nesse controle a corrente de campo é mantida constante. Com base na Equação (2.39) a velocidade do rotor varia de acordo com a variação da tensão,

$$\omega_m \propto \frac{(v - i_a R_a)}{i_f} \quad (2.40)$$

Nesse caso, o sentido de rotação do motor pode ser modificado apenas invertendo a polarização da tensão de alimentação.

Além disso, o controle de armadura tem como vantagem a capacidade de controlar a corrente de armadura rapidamente, apenas ajustando a tensão aplicada. No entanto, a velocidade é limitada pela fonte de tensão e pelo isolamento do enrolamento de armadura.

(c) Controle de Armadura e de Campo

Combinando os controles de campo e armadura para velocidades abaixo e acima da velocidade nominal, respectivamente, é possível obter uma ampla faixa de operação, Figura 2.19. Assim, para velocidades abaixo da velocidade nominal, a tensão de armadura aplicada é variável enquanto a corrente de campo se mantém no valor nominal. Em contrapartida, para obter velocidades acima da velocidade nominal, a corrente de campo decresce enquanto a tensão de armadura é mantida constante. Com isso, a força eletromotriz induzida, a potência elétrica, o torque e corrente de campo versus a velocidade caracterizam esse tipo de controle (KRISHNAN, 2001).

Em virtude do escopo deste trabalho se basear em estudos acerca da operação de aerogeradores conectados em microrredes, é apresentado na seção seguinte uma breve descrição e modelagem da rede elétrica.

2.6 Rede Elétrica

O sistema elétrico de potência é composto por linhas de transmissão, transformadores de potência, geradores e cargas. Normalmente a geração de energia se encontra longe dos centros consumidores, tornando-se necessário o uso das linhas de transmissão para transportar a energia elétrica até os pontos de distribuição da mesma. Contudo, existem perdas de energia nos condutores das linhas de transmissão.

A partir do exposto, os sistemas elétricos de potência podem ser subdivididos em três grupos, são eles:

- ❑ Geração: converte alguma forma de energia em energia elétrica;
- ❑ Transmissão: é responsável pelo transporte da energia elétrica do ponto de geração até o consumidor;
- ❑ Distribuição: distribui a energia elétrica aos consumidores de grande, médio e pequeno porte.

O sistema de distribuição permite o transporte da energia elétrica, a partir do barramento secundário da subestação de distribuição até os pontos consumidores. Os alimentadores do sistema de distribuição alimentam cargas de diversas naturezas, podendo ser trifásicas, bifásicas ou monofásicas. Isso faz com que as correntes e tensões do sistema trifásico fiquem desequilibradas. Para analisar as condições do sistema é necessário modelar as três fases.

Portanto, a modelagem das linhas de distribuição é de extrema importância durante o estudo do comportamento dos sistemas elétricos de potência. A seguir, é apresentada a modelagem das linhas de distribuição, com base nos estudos de Kersting (2006).

2.6.1 Linha de Distribuição

Nas linhas aéreas a impedância série é uma função dos campos magnéticos em torno do condutor. Assume-se que as correntes em todos os condutores estejam fluindo para fora da página e que a soma das correntes é zero. O fluxo total no condutor é

$$\lambda_i = N_\lambda \phi = 2 \times 10^{-7} \left(I_1 \ln \frac{1}{D_{i1}} + I_2 \ln \frac{1}{D_{i2}} + \dots I_i \ln \frac{1}{GMR_i} + \dots I_n \ln \frac{1}{D_{in}} \right) \quad (2.41)$$

sendo N_{lambda} o número de vezes que a linha fluxo envolve o condutor, quando uma corrente I circula por este, D_{in} é a distância entre o condutor i e o condutor n , e, por fim, GMR_i é o raio médio geométrico do condutor i - *Geometric Mean Radius* (GMR).

Já as indutâncias próprias (L_{ii}) e mútuas (L_{in}) dos condutores, em $[H/m]$, são definidas como:

$$L_{ii} = \frac{\lambda_{ii}}{I_i} = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{1}{GMR_i} \quad (2.42)$$

$$L_{in} = \frac{\lambda_{in}}{I_n} = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{1}{D_{in}} \quad (2.43)$$

Como os sistemas de distribuição são constituídos por cargas monofásicas, bifásicas ou trifásicas desequilibradas é necessário considerar as impedâncias próprias e mútuas dos condutores. Além disso, deve ser considerado a presença do solo para as cargas desbalanceadas. Assim, assumindo que os condutores possuem comprimento igual a um metro, com resistências conhecidas e que a frequência de operação do sistema é 60 Hz, as impedâncias próprias (Z_{ii}) e mútuas (Z_{ij}) são descritas, respectivamente, pelas Equações (2.44) e (2.45) e dadas em termos de Ω/m .

$$Z_{ii} = r_d + r_i + j0,12134 \left(\ln \frac{1}{GMR_i} + \ln \frac{D_{id}D_{dn}}{GMR_d} \right) \quad (2.44)$$

$$Z_{in} = r_d + j0,12134 \left(\ln \frac{1}{D_{in}} + \ln \frac{D_{dn}D_{id}}{GMR_d} \right) \quad (2.45)$$

No entanto, o método de John Carson exige que a resistência do solo r_d , o GMR_d e as distâncias entre os condutores sejam conhecidos, o que limita a aplicação do método, uma vez que nem sempre esses parâmetros são conhecidos. Assim, ao utilizar uma aproximação das equações de Carson e assumindo $r_d = 0,09530 \Omega/m$, conforme apresentado em Kersting (2006), as impedâncias passam a ser descritas como:

$$Z_{ii} = r_i + 0,09530 + j0,12134 \left(\ln \frac{1}{GMR_i} + 7,93402 \right) \quad (2.46)$$

$$Z_{in} = 0,09530 + j0,12134 \left(\ln \frac{1}{D_{in}} + 7,93402 \right) \quad (2.47)$$

Figura 2.20: Modelo esquemático do sistema de distribuição trifásico

Fonte: adaptado de Kersting (2006).

Assim, a partir das equações de Carson, a matriz de impedância para as linhas aéreas do sistema elétrico é composta pelas impedâncias próprias e mútuas, conforme mostrado na Figura 2.20. Com isso, o sistema de equações é definido como:

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \\ V_{nn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{am} \\ V_{bm} \\ V_{cm} \\ V_{nm} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & Z_{nn} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{anm} \\ I_{bnm} \\ I_{cnm} \\ I_{nm} \end{bmatrix}$$

Para situações em que o neutro é aterrado, as tensões v_{nn} e v_{nm} são iguais a zero, o que faz com que as matrizes se reduzam ao seguinte sistema de equações,

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{am} \\ V_{bm} \\ V_{cm} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{anm} \\ I_{bnm} \\ I_{cnm} \end{bmatrix}$$

Assim como para as relações de tensão, dadas em função das impedâncias, as equações que relacionam as correntes do nó de entrada (n) com o nó de saída (m) podem ser descritas em função das admitâncias do sistema. Com base na Figura 2.20 e pelas Leis de Kirchhoff, o sistema de equações é dado por

$$\begin{bmatrix} I_{an} \\ I_{bn} \\ I_{cn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{am} \\ I_{bm} \\ I_{cm} \end{bmatrix} + \frac{1}{2} \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} V_{anm} \\ V_{bnm} \\ V_{cnm} \end{bmatrix}$$

As correntes que entram no nó n são definidas como

$$\begin{bmatrix} I_{an} \\ I_{bn} \\ I_{cn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{am} \\ I_{bm} \\ I_{cm} \end{bmatrix} + \frac{1}{2} \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix}$$

Das matrizes apresentadas é possível obter as condições de operação do sistema elétrico, caracterizando-o em termos dos módulos de tensão e as aberturas angulares entre as barras. A partir dessas análises preliminares pode-se determinar fluxos de potências entre as barras e perdas nas linhas. O cálculo do fluxo de potência de uma rede elétrica permite determinar o estado de operação da rede em determinado instante, sendo fundamental para análises e estudos do SEP. Neste contexto, para maior detalhamento a cerca deste tema sugere-se o trabalho de Monticelli (1983). Adicionalmente, as cargas são responsáveis por diversas condições de operação da rede, tornando-se necessária uma breve abordagem a respeito da modelagem destas.

2.6.2 Cargas no Sistema Elétrico

A operação do sistema de potência depende da capacidade de geração e das cargas que o constituem. Bem como na geração, a modelagem das cargas é um fator importante para os estudos relacionados a dinâmica da rede elétrica. Contudo, o sistema elétrico é composto por diversos tipos de cargas, que mudam de comportamento constantemente, seja de acordo com um período do dia, das condições climáticas e ate mesmo econômicas (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

Outro fator preponderante é a dimensão do sistema elétrico, o que inviabiliza a modelagem individual de todas as cargas, mesmo quando todas são conhecidas. Sendo assim, normalmente são feitas diversas simplificações durante a representação das cargas (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

Na modelagem das cargas considerando-as como estáticas, o consumo de potência pode ser dividido em duas parcelas, sendo uma ativa e uma reativa, conforme Equações (2.48) e (2.49). A parcela ativa está relacionada às cargas ditas de corrente constante e possui dependência linear com o módulo da tensão aplicada aos seus terminais. Já a parcela reativa relaciona-se às cargas de impedância constante, possuindo dependência quadrática com relação ao módulo da tensão.

$$P_L = P_0 \left(\frac{|V|}{|V_0|} \right) \quad (2.48)$$

$$Q_L = Q_0 \left(\frac{|V|}{|V_0|} \right)^2 \quad (2.49)$$

Das equações supracitadas, P_L e Q_L são as potências ativa e reativa demanda pela carga L , respectivamente. Já as potências P_0 e Q_0 são as demandadas pela carga L assim que o processo de simulação se inicia. A tensão $|V|$ é o módulo da tensão terminal da

carga e $|V_0|$ é o módulo da tensão terminal da carga dado como valor inicial para a simulação.

2.7 Considerações Finais

Neste capítulo os conceitos básicos a respeito da geração eólica foram apresentados, tais como a modelagem dos sistemas aerodinâmico e mecânico das turbinas eólicas. Adicionalmente foram apresentados os mecanismos básicos do gerador de indução duplamente alimentado, assim como seus sistemas de controles. A modelagem matemática do motor de corrente contínua também foi apresentada, uma vez que se pretende utilizá-lo como máquina motriz no processo de emulação. Além disso, uma breve explanação a cerca da descrição matemática das redes elétricas, já que objetiva-se realizar a conexão da geração eólica à rede elétrica de potência.

Conforme exposto, o motor de corrente contínua apresenta diversas vantagens, em termos de praticidade e robustez, justificando sua aplicação ao longo deste trabalho. Assim sendo, métodos de controle serão utilizadas e aplicadas a este motor, a fim de elaborar um projeto que permita caracterizar o comportamento dinâmico das turbinas eólicas. A descrição do projeto de controle para o motor CC, elaborado a fim de avaliar a viabilidade dos sistemas de emulação, é apresentado em mais detalhes no próximo capítulo.

Projeto do Controlador para Simular a Emulação das Turbinas Eólicas

Os sistemas de emulação para turbinas eólicas apresentam diversas vantagens, tanto de implementação, redução de custo e espaço, tal como a possibilidade de ajustes e adaptações desejadas nos perfis de vento, sem a necessidade de se restringir a condições climáticas. Para isto, o emulador é comumente composto por um conjunto formado por uma máquina motriz e um gerador acoplados por um eixo, sendo a máquina motriz acionada por um conversor e controlada por um ambiente computacional que permita caracterizar comportamentos presentes no eixo de uma turbina eólica. Diante disso, sistemas de controle que permitam essa caracterização são desenvolvidos. Sendo assim, este capítulo apresenta os procedimentos realizados para o projeto de um controlador que será utilizado no processo de simulação dos emuladores de turbinas eólicas e, com isso, avaliar a viabilidade deste sistema.

Neste contexto, a Seção 3.1 apresenta os princípios do sistema de emulação, evidenciando como o motor CC passa a desempenhar o comportamento mecânico da turbina, sob o gerador. Por conseguinte, nas Seções 3.2 e 3.3 são feitas revisões bibliográficas sobre os controladores PID e o conversor *chopper* aplicados ao sistema de emulação utilizando o motor CC. Já na Seção 3.4 é apresentado o procedimento realizado durante o projeto do controlador aplicado ao motor. Por fim, a Seção 3.5 apresenta as considerações finais dos apontamentos feitos neste capítulo.

3.1 Esquemático do Sistema de Emulação das Turbinas via *Software*

O sistema de geração eólica simulado, neste trabalho, é formado por uma curva de velocidade do vento, obtida através do TurbSim, pelos modelos da turbina eólica e do DFIG acoplado à microrrede, como mostra o diagrama de blocos da Figura 3.1. O

TurbSim é um *software* estocástico para obtenção de séries temporais de velocidade do vento que foi desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL, 2019), o qual permite a representação de parque eólico como uma turbina equivalente, mais detalhes sobre este *software* são apresentados no Capítulo 4.

A simulação consiste em quatro etapas realizadas utilizando os *softwares* TurbSim e Matlab, no qual se aplica o método iterativo de resolução de Runge-Kutta. As quatro etapas consistem em: extrair os dados de velocidade do vento (v) do TurbSim; passá-los como entrada ao modelo matemático da turbina eólica; a conversão da potência mecânica do vento em velocidade de rotação no eixo da turbina (ω_t), sendo imposta ao eixo do DFIG, que por sua vez retorna um torque (T_{eDFIG}); e, por fim, a injeção da potência elétrica gerada ($S_{3\varphi}$) pelo DFIG na rede elétrica.

Figura 3.1: Sistema de geração eólica utilizando a turbina eólica

Fonte: a autora.

A estrutura apresentada no diagrama esquemático da Figura 3.1 foi implementada a fim de gerar uma base de comparação, a qual será utilizada no decorrer deste trabalho. O bloco da turbina, em destaque, representa a parcela do sistema que se deseja emular. Os resultados preliminares de simulações realizadas a partir do modelo da turbina, descrito no Capítulo 2 e ilustrado acima, encontram-se no Apêndice C.

Para simular o comportamento dinâmico do torque da turbina eólica é utilizada a Equação (2.10) do modelo, onde são empregados alguns parâmetros para caracterização do mesmo, como os apresentados na Tabela 3.1 (WIND TURBINE MODELS, 2019). Na Tabela 3.2 são apresentados os valores dos coeficientes C_1 a C_6 utilizados na Equação (2.7), com base em Heier (2014). Esses parâmetros podem variar de acordo com as características aerodinâmicas da turbina, uma vez que a curva $C_p(\lambda, v)$ versus λ é obtida experimentalmente, mudando de acordo com as características físicas da turbina, fornecida pelo próprio fabricante.

De modo geral, as velocidades de vento muito baixas não justificam a partida da turbina eólica, já que a energia contida no vento nem sempre compensa as perdas do sistema mecânico, desta forma é necessária uma velocidade mínima de vento, denominada v_{cut-in} ,

Tabela 3.1: Dados da turbina eólica

Parâmetros	Valor	Unidade
Potência P	1.500	kW
Raio do rotor R	38,5	m
v_{cut-in}	3,0	m/s
v_{nom}	11,8	m/s
$v_{cut-out}$	20,0	m/s
v_{turb}	24,06	rpm
Peso das pás	3,6	Ton
Peso do rotor	20,3	Ton
Peso do nacelle	52,2	Ton

Tabela 3.2: Coeficientes de potência

C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6
0,5176	116	0,4	5	21	0,0068

para iniciar o processo de geração. Por outro lado, para velocidades muito elevadas, que podem danificar a estrutura mecânica, chamadas de $v_{cut-out}$, a turbina é desligada por quesitos de segurança e para evitar esforços estruturais (HEIER, 2014). Assim, este trabalho tem como foco a análise do comportamento dinâmico da turbina eólica quando esta opera na Região 2, representada na Figura 3.2, que se encontra entre a velocidade de v_{cut-in} e a de $v_{cut-out}$ da turbina.

Figura 3.2: Regiões de operação do sistema de geração eólico

Fonte: a autora.

Na Região 2 o controlador da turbina eólica aplica a técnica de MPPT para atingir a potência ideal durante as variações na velocidade do vento. Já na Região 3 a velocidade

do vento é superior a velocidade nominal de operação e o controlador *pitch* atua para restringir a geração de energia mecânica e minimizar o estresse mecânico da turbina eólica, mantendo-a em um região segura de operação (ABDELBAKY; LIU; JIANG, 2020; BOUKHEZZAR et al., 2007b; JOHNSON et al., 2006).

Conforme mencionado anteriormente, visto que a realização de estudos experimentais em laboratórios com turbinas eólicas é inviável devido à dimensão e custo, uma alternativa é a emulação deste sistema usando o motor CC. Na Figura 3.3 é apresentado um diagrama esquemático corresponde ao sistema de emulação que se pretende avaliar para as análises enumeradas nas Seções 1.1 e 1.2.

Figura 3.3: Diagrama esquemático do sistema de emulação implementado

Fonte: a autora.

Ao fazer uma comparação entre os esquemáticos das Figuras 3.1 e 3.3 se percebe que são idênticos a menos dos blocos contidos na área pontilhada. Essa região na Figura 3.3 ilustra o sistema de emulação que visa caracterizar o mesmo desempenho da turbina eólica destacada na Figura 3.1. No sistema de emulação o vetor de velocidade do vento (v) obtido por meio do TurbSim é passado aos modelos aerodinâmico e mecânicos descritos no Capítulo 2 pelas equações (2.10) e (2.18), respectivamente. A partir disso, obtém-se a velocidade mecânica de rotação a ser utilizada como referência (ω_{ref}) pelo sistema de controle do motor CC. Além da velocidade de referência, a velocidade de rotação no eixo do motor (ω_{mcc}) e a corrente de armadura (i_a) do motor são passadas como entrada do sistema de controle do mesmo, que por sua vez, retorna um sinal de comando para o conversor eletrônico (V_c). Este sinal faz com que a amplitude da tensão de alimentação

da armadura (V_a) do motor seja modificada de acordo com a demanda do sistema de geração. Por consequência, a velocidade do motor tende a variar conforme o torque aplicado, exigindo uma ação do sistema de controle. Adicionalmente, o eixo do DFIG passa a girar com uma velocidade de rotação ω_{mec} , que em resposta exerce um torque eletromagnético (T_{eDFIG}) ao motor e entrega uma potência trifásica ($S_{3\phi}$) à rede elétrica por meio do conversor *back-to-back* (NI et al., 2019; TAVEIROS; BARROS; COSTA, 2015; CARLSSON, 1998; PENA; CLARE; ASHER, 1996), que é conectado aos terminais do rotor, e pelo estador que esta diretamente conectado à rede. O sistema de controle do DFIG opera seguindo a referência de potência definida pelo controle de MPPT do gerador, que utiliza sua velocidade de rotação como variável de entrada.

A exceção da etapa de obtenção das séries temporais de velocidade do vento, todas as demais são implementadas no Matlab, sendo realizadas por meio de roteiros de simulação e na plataforma Simulink. Os modelos aerodinâmicos e mecânicos das turbinas eólicas, os controles e os conversor do motor CC, bem como o sistema de equações que descreve o comportamento dinâmico do motor CC, foram todos descritos em um roteiro de simulação. Enquanto o modelo do gerador DFIG e de seu conversor, assim como seus respectivos controles foram descritos na plataforma Simulink de simulações. Ademais, o sistema elétrico da microrrede utilizada, que é melhor detalhada na Seção 4.3 do Capítulo 4, também faz uso do Simulink.

Da Figura 3.3 as potências ativa P e reativa Q no estator e no rotor do gerador são representadas pelos subscritos s e r , respectivamente. Além disso, as potências vindas do rotor que passam pelo conversor *back-to-back* são definidas com o subscrito g .

Nas seções seguintes são melhor explanadas as etapas descritas acima, visando a elaboração do projeto do controlador para emulação da geração eólica em microrredes. Com o objetivo de avaliar a viabilidade do sistema de emulação para as turbinas eólicas, à partir de uma máquina de corrente contínua, é apresentado o sistema de controle do motor CC utilizando controladores PI. Além disso, no Apêndice C é descrito como se sucedeu a implementação do modelo em espaço de estados, Equação (2.38), do motor CC. Além disso, apresenta-se o comportamento da resposta dinâmica de velocidade do mesmo com e sem a ação de controle.

3.1.1 Sistema de Controle do Motor de Corrente Contínua

Visto que se deseja um controle que permita uma resposta satisfatória em termos de torque do motor CC, uma vez que este deverá caracterizar o mesmo comportamento da turbina eólica, optou-se pelo controle da corrente de armadura, Figura 3.4.

Da Figura 3.4, o conversor eletrônico fornece uma tensão contínua (V_a) aos terminais da armadura do motor CC, que varia de acordo com o sinal de controle (V_c) imposto, enquanto um torque variável (T_{eDFIG}), vindo da carga, é aplicado ao eixo do motor. A velocidade do rotor (ω_m), medida ou calculada, é comparada com a velocidade de

Figura 3.4: Malhas de controle de velocidade e corrente do motor CC

Fonte: a autora.

referência (ω_{ref}), produzindo assim um sinal de erro. Esse sinal passa por um controlador PI, retornando um sinal de referência para a corrente de armadura ($i_{a_{ref}}$). A corrente $i_{a_{ref}}$ é comparada com a corrente medida na armadura do motor (i_a) e, posteriormente, o sinal de erro resultante é dado como entrada de outro bloco PI de controle. No caso em que há erro, o controlador PI na malha de corrente modifica o sinal de controle do conversor, alterando assim a tensão de saída, que por sua vez alimenta a armadura do motor.

Com base no exposto, apontando uma situação em que a rede exija do gerador acoplado ao eixo do motor uma potência alta, este exigirá do motor um torque eletromecânico alto. Em um segundo momento, no qual a rede exija uma potência baixa, esse torque do gerador também o será. Dado que a referência de torque mecânico passada ao motor será fornecida pela velocidade do vento, se essa velocidade proporcionar um torque mecânico menor que o torque eletromecânico, o motor não gira e a potência exigida não é entregue à rede elétrica. Caso o torque mecânico, obtido por meio da velocidade do vento, seja maior que o torque eletromecânico, o motor acelera, caso não haja uma proteção do sistema. Situações estas que evidenciam o mesmo comportamento de uma turbina eólica, como desejado. Portanto, a Figura 3.4 nada mais é que um diagrama esquemático das malhas de controle da corrente (malha interna) e de velocidade (malha externa) do motor CC com excitação separada.

A malha interna do controle de corrente garante uma resposta de corrente mais rápida, limitando esta a uma faixa de valores seguros. Já a malha externa de velocidade faz com que a velocidade do rotor sempre convirja para um valor igual à velocidade de referência. Assim, o controlador utilizado no motor CC é apresentado na seção seguinte.

3.2 Controlador PID

O controlador PID é um dos algoritmos de controle mais comuns, permitindo diferentes formas de implementação. O controlador PID conta com um termo proporcional (P), um termo integral (I) e um termo derivativo (D) (ÅSTRÖM; HÄGGLUND, 1995). No domínio

do tempo a equação de saída pode ser descrita como

$$u(t) = K \left(e(t) + \frac{1}{T_i} \int_0^t e(\tau) d\tau + T_d \frac{de(t)}{dt} \right) \quad (3.1)$$

onde u é a variável de controle e e é o erro de controle, definido como a diferença entre entrada e a saída. Os parâmetros do controlador são proporcionais ao ganho K , ao tempo de integração T_i e o tempo de derivação T_d .

No domínio da frequência, a função de transferência que o descreve é dada por

$$G(s) = K \left(1 + \frac{1}{sT_i} + sT_d \right) \quad (3.2)$$

Figura 3.5: Diagrama de blocos do controlador PID inserido em uma planta

Fonte: a autora.

A ação de controle proporcional corresponde a uma ponderação do erro, ou seja,

$$u(t) = K e(t) + u_b \quad (3.3)$$

A variável u_b pode ser dita como *bias*, podendo ser um valor fixo da média entre o valor máximo e mínimo da variável de controle, ou ajustado manualmente. Quando o erro e é zero, $u(t)$ passa a ser exatamente u_b .

Normalmente, utilizando apenas com a ação do controle proporcional ainda há a existência de erro em regime permanente. Como a ação integral tem como objetivo principal garantir que a saída do processo siga a referência definida para o regime permanente, essas duas ações são comumente combinadas.

Na ação integral um pequeno erro positivo sempre aumenta o sinal de controle e um erro negativo leva ao decrescimento desse sinal, independente da ordem de grandeza do erro (ÅSTRÖM; HÄGGLUND, 1995). Este comportamento leva a conclusão de que em

regime permanente, o erro tende a ser zero para o caso em que o sistema é estável. Da Equação (3.1) o sinal de controle é

$$u(t) = K \left(e(t) + \frac{e}{T_i} t \right) \quad (3.4)$$

Da Equação (3.4), se o erro for diferente de zero, então o sinal de controle $u(t)$ não é constante. A ação integral faz com que o termo u_b do controle proporcional seja zerado.

Devido à dinâmica do processo, há um tempo de atraso entre a detecção da variação na saída do processo e o ajuste da variável de controle. Sendo assim, o sistema de controle estará sempre atrasado na correção do erro (ÅSTRÖM; HÄGGLUND, 1995). A fim de melhorar a estabilidade da malha de controle, surge a ação derivativa, descrita como

$$u(t) = K \left(e(t) + T_d \frac{de(t)}{dt} \right) \quad (3.5)$$

Juntamente com a ação proporcional, esse controle opera como uma predição proporcional ao erro da saída do processo, sendo essa previsão feita extrapolando o erro por meio de uma curva tangente à curva do erro. Deste modo, o sinal de controle é proporcional a uma estimativa do erro no tempo T_d adiante, onde esta estimativa é feita por uma extrapolação linear (ÅSTRÖM; HÄGGLUND, 1995) que pode ser feita utilizando expansão em séries de Taylor

$$e(t + T_d) \approx e(t) + T_d \frac{de(t)}{dt} \quad (3.6)$$

Neste trabalho não pretende-se utilizar a ação derivativa do controlador, uma vez que é muito susceptível a ruídos de alta frequência, além de acúmulo dos erros estimados.

3.3 Conversor *Chopper*

O conversor eletrônico adotado neste trabalho é um *chopper* de dois quadrantes, visto que é necessária uma resposta rápida frente a variações positivas e negativas no torque. Além do mais se assume que o motor girará apenas em um sentido de rotação. Este conversor permite uma resposta rápida diante as variações do torque mecânico, já que uma das propriedades desta topologia é a regeneração do conversor.

Na Figura 3.6 é apresentado o circuito elétrico que constitui a configuração do conversor de dois quadrantes.

Além de atender as necessidades de projeto, o circuito elétrico do conversor pode ser descrito simplificadaamente, por uma função de transferência de primeira ordem. A modelagem é representada por um ganho associado a um atraso de primeira ordem, onde a constante de tempo corresponde ao tempo de condução médio, que pode variar entre 0 e

Figura 3.6: Diagrama esquemático do conversor eletrônico de dois quadrantes

Fonte: a autora.

$2T_r$, que corresponde a frequência de chaveamento do conversor (f_r) (KRISHNAN, 2001), ou seja,

$$T_r = \frac{1}{2f_r} \quad (3.7)$$

Portanto, dado um valor de T_r a saída temporal do conversor pode ser descrita como

$$V_a(t) = K_r v_c(t - T_r) \quad (3.8)$$

onde v_c é o sinal de controle do conversor e K_r é a razão entre a tensão da fonte de alimentação e a tensão máxima de operação do controle.

Aplicando a transformada de Laplace, a função transferência do conversor é definida como

$$G_r(s) = K_r e^{-T_r s} \quad (3.9)$$

Quando o termo de atraso puro é aproximado por um termo de primeira ordem, a forma final do modelo do conversor é descrita como

$$G_r(s) = \frac{K_r}{T_r s + 1} \quad (3.10)$$

ou, no domínio do tempo, dada como

$$V_a(t) = \frac{K_r}{T_r} e^{-t/T_r} \quad (3.11)$$

Em uma situação, na qual aumenta-se a frequência de chaveamento do conversor, o tempo de atraso diminui, a função de transferência passa a ser apenas um ganho.

3.4 Projeto do Controlador Aplicado ao Motor de Corrente Contínua

Conforme apresentado na Seção 2.5.1, o conjunto de equações mostrado na (2.38) descreve o comportamento dinâmico do motor CC. Esse conjunto de equações permite, através da Transformada de Laplace, a obtenção do diagrama de blocos que ilustra as inter-relações deste sistema, como sintetizado em Figura 3.7. Além de possibilitar uma melhor análise da relação saída (ω_m) e entrada (V_a) do motor.

Figura 3.7: Diagrama de bloco do motor de CC

Fonte: a autora.

No diagrama apresentado assume-se que a carga é proporcional a velocidade, ou seja, definida como o produto entre o coeficiente de atrito da carga K_{D_L} e a velocidade de rotação do eixo ω_m , isto é,

$$T_1 = K_{D_L} \omega_m \quad (3.12)$$

Para uma análise mais detalhada desse sistema, é necessário desacoplar o laço de corrente da máquina, em termos práticos, separar as funções de transferências associadas a velocidade e tensão (KRISHNAN, 2001). Assim, com base na Figura 3.7 pode-se descrever a relação $\omega_m(s)/V_a(s)$ como uma razão entre velocidade e corrente de armadura ($\omega_m(s)/I_a(s)$) e outra entre corrente e tensão de entrada ($I_a(s)/V_a(s)$), ou seja,

$$\frac{\omega_m(s)}{V_a(s)} = \frac{\omega_m(s)}{I_a(s)} \frac{I_a(s)}{V_a(s)} \quad (3.13)$$

em que

$$\frac{\omega_m(s)}{I_a(s)} = \frac{K_t}{K_{D_t}(1 + sT_m)} \quad (3.14)$$

e

$$\frac{I_a(s)}{V_a(s)} = K_1 \frac{(1 + sT_m)}{(1 + sT_1)(1 + sT_2)} \quad (3.15)$$

com

$$K_1 = \frac{K_{D_t}}{K_t^2 + R_a K_{D_t}} \quad (3.16)$$

bem como

$$T_m = \frac{J}{K_{D_t}} \quad (3.17)$$

sendo K_{D_t} o coeficiente de atrito viscoso total, definido como

$$K_{D_t} = K_{D_1} + K_{D_L} \quad (3.18)$$

Além disso, na Equação (3.15) T_1 e T_2 são constantes que descrevem os polos da função transferência e são definidas pelas Equações (3.19) e (3.20).

$$-\frac{1}{T_1} = -\frac{1}{2} \left[\frac{K_{D_t}}{J} + \frac{R_a}{L_a} \right] - \sqrt{\frac{1}{4} \left(\frac{K_{D_t}}{J} + \frac{R_a}{L_a} \right)^2 - \left(\frac{K_b^2 + R_a K_{D_t}}{J L_a} \right)} \quad (3.19)$$

$$-\frac{1}{T_2} = -\frac{1}{2} \left[\frac{K_{D_t}}{J} + \frac{R_a}{L_a} \right] + \sqrt{\frac{1}{4} \left(\frac{K_{D_t}}{J} + \frac{R_a}{L_a} \right)^2 - \left(\frac{K_b^2 + R_a K_{D_t}}{J L_a} \right)} \quad (3.20)$$

Uma vez conhecidas as funções de transferências que descrevem o comportamento do motor CC, inicia-se o projeto dos controladores. Primeiramente é realizado o projeto da malha interna de corrente do motor. Para isto são substituídos na Equação (3.15) os dados no motor, disponíveis no Apêndice B, ou seja,

$$\frac{I_a(s)}{V_a(s)} = \frac{0,02078s + 0,002827}{0,05891s^2 + 5,439s + 1} \quad (3.21)$$

No sistema em estudo, considera-se a presença de um conversor *chopper* que alimenta o motor, sendo assim, é necessário incluir a função de transferência no mesmo neste projeto dos controladores. Deste modo, para uma tensão de alimentação nominal de 500 V, tem-se:

$$\frac{I_a(s)}{V_a(s)} G_c(s) = \frac{10,39s + 1,413}{0,05891s^2 + 5,439s + 1} \quad (3.22)$$

O requisito mínimo para o desempenho da resposta das malhas de corrente é que elas sejam, pelo menos, 10 vezes mais rápidas que as variáveis das malhas externas. Assim, foi estipulado um tempo de regime em 0,001 s, com sobressinal máximo de até 1% a fim de assegurar a integridade física da máquina. Usando o *toolbox rltool*, do Matlab, obteve-se um ajuste do controlador PI, cuja função transferência é descrita por

$$PI_I = \frac{18,75(s + 16)}{s} \quad (3.23)$$

Para esta configuração, conforme Equação (3.23), os ganhos do controlador são definidos como: $K_P = 18,75$ e $K_I = 300$. Na Figura 3.8 é mostrado o *Lugar Geométrico das Raízes* (LGR) do controle da malha de corrente, através do qual pode-se observar a disposição dos polos do sistema, atestando estabilidade do mesmo.

Figura 3.8: Representação do lugar das raízes para malha fechada de corrente

Fonte: a autora.

A máquina CC utilizada possui uma corrente nominal nos enrolamentos de armadura igual a 7,45 A, devido a este limite físico foram utilizados saturadores de 10 A para as correntes demandas pelos controladores. A partir dos ajustes obtidos, constatou-se que a tensão máxima exigida pelo sistema de controle, dada uma entrada em degrau é de 145 V. Portanto, os parâmetros encontrados para o controlador de corrente atende satisfatoriamente às especificações nominais do motor, garantindo a integridade física da máquina, conforme desejado.

O projeto do controlador para malha de velocidade é feito de modo semelhante ao da corrente. Aqui deseja-se um desempenho tão satisfatório quanto o de corrente após a variação da carga, portanto, adota-se um tempo de regime que seja inferior a 0,01 s, e sobressinal máximo de 1%. Ao substituir os dados do motor na função de transferência (3.14), tem-se

$$\frac{\omega_m(s)}{I_a(s)} = \frac{3,169 \times 10^4 s^2 + 5,113 \times 10^5 s + 6,896 \times 10^4}{0,4332 s^4 + 1473 s^3 + 2,333 \times 10^4 s^2 + 6263 s + 424} \quad (3.24)$$

Assim como no projeto da malhada de controle da corrente, foi utilizado o *toolbox* `rltool` que retornou como melhor ajuste, para os requisitos desejados, um controlador PI cujos ganhos são $K_P = 20$ e $K_I = 20$, conforme Equação (3.25).

$$PI_{\omega_m} = \frac{20(s+1)}{s} \quad (3.25)$$

A Figura 3.9 mostra o LGR de malha fechada para o controle de velocidade. Do gráfico é possível observar que os polos e zeros do sistema se encontram sobre o eixo real do semi-plano esquerdo, caracterizando um sistema estável e sobreamortecido, onde os zeros mais próximos ao eixo real são, praticamente, cancelados com os polos do sistema.

Figura 3.9: Lugar das raízes para a malha fechada de velocidade

Fonte: a autora.

Com base no exposto, tem-se a função transferência completa do sistema de controle do motor de corrente contínua definida como

$$G_m = \frac{1,4631 \times 10^6 \times (s+16) \times (s+1) \times (s+0,136)}{(s+2875) \times (s+507,4) \times (s+16,01) \times (s+1,002) \times (s+0,136)} \quad (3.26)$$

Por fim, são agrupados na Tabela 3.3 os critérios de projeto, bem como os respectivos ganhos de ajuste dos controladores, para que esses critérios fossem atendidos.

Ao submeter o sistema em malha fechada a uma entrada do tipo degrau, têm-se um tempo de resposta em regime de 0,012 s, com sobressinal de 0,136%, para os ajustes estabelecidos, com base nos critérios de projeto mostrados na Tabela 3.3. A partir destes

Tabela 3.3: Critérios de projeto para o sistema de controle do motor CC

Parâmetros	Malha de Corrente	Malha de Velocidade
Sobressinal máximo	1%	1%
Tempo de regime	0,001 s	0,01 s
K_p	18,75	20
K_i	300	20

índices resultantes, fica evidente o cumprimento dos requisitos de projeto, uma vez que a resposta dinâmica consegue ser rápida e sem a presença de sobressinal.

3.5 Considerações Finais

Neste capítulo os conceitos básicos dos sistemas de emulação foram apresentados, partindo do modelo esquemático em diagramas de bloco da geração eólica. Inicialmente é ilustrado o sistema real de geração eólica implementado em ambiente de simulação e que, posteriormente, subsidiará no processo de avaliação de desempenho do controle aplicado ao motor CC. Em seguida, é ilustrado o sistema de geração composto por um motor que tem como objetivo substituir a turbina eólica, onde busca-se evidenciar a constância das variáveis de entrada e saída.

Um vez construído o esquemático do sistema de emulação, é feita uma descrição a respeito das malhas de controles do motor CC e, por conseguinte, uma breve revisão da literatura a respeito dos controladores PIDs e do conversor *chopper* é elaborada. Com base nisso, é descrito o procedimento realizado para projetar o sistema de controle do motor, a fim de que este possibilite caracterizar fielmente o comportamento dinâmico da turbina eólica diante diferentes regimes de vento.

Neste contexto, torna-se imprescindível avaliar o desempenho do sistema de controle projetado para condições adversas de velocidade do vento. Para isto, foi utilizado o *software* TurbSim que permite gerar perfis de vento com diversas intensidades de turbulência. Portanto, no capítulo seguinte é feita uma descrição detalhada acerca da incorporação deste *software* para geração de diferentes séries temporais de vento.

Incorporação de Séries Temporais Turbulentas de Velocidade do Vento

As turbinas eólicas podem ser submetidas a diversos regimes de vento, podendo estes ser mais brandos ou intensos, o que varia de acordo com as regiões de instalação e as condições climáticas atreladas a elas. Dado que os sistemas de emulação visam caracterizar o comportamento dinâmico das turbinas eólicas expostas a vários regimes de vento, com a praticidade de obter essas informações em ambiente laboratoriais, buscou-se por uma ferramenta de fácil acesso, que garantisse confiabilidade e robustez aos testes realizados.

Neste âmbito, o capítulo é dividido da seguinte forma: a Seção 4.1 faz uma explanação a respeito do *software* TurbSim; de modo complementar, a Seção 4.2 descreve o procedimento realizado para geração das séries temporais de velocidade do vento; na sequência, a Seção 4.2.1 expõe a necessidade de uma reamostragem dos dados para incorporação destes ao Simulink; ademais, a Seção 4.3 descreve o sistema elétrico da microrrede utilizada como cenário para os testes realizados no Capítulo 5; e por fim, na Seção 4.4 são feitas as considerações finais das abordagens realizadas neste capítulo.

4.1 TurbSim

Para caracterizar o modelo eólico optou-se pelo uso do software TurbSim, desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável - *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) (NREL, 2019). O TurbSim é um simulador estocástico que usa um modelo estatístico para simular numericamente séries temporais com velocidades de vento dadas em três componentes, dispostas em um plano bidirecional de uma grade retangular vertical (JONKMAN; KILCHER, 2012), conforme apresentado na Figura 4.1.

Como este trabalho visa a simulação do processo de emulação do torque dinâmico da turbina eólica frente diferentes perfis de vento, não são levados em consideração os efeitos do vento sob diferentes pontos das pás da turbina, uma vez que a geometria das mesmas não é inserida no modelo. Portanto, o vetor de velocidade obtido do TurbSim

Figura 4.1: Exemplificação do sistema de coordenadas utilizado pelo TurbSim

Fonte: Retirado de Jonkman e Kilcher (2012)

representa o comportamento do vento que incide no centro da área varrida pelas pás da turbina. Vale ressaltar que o TurbSim permite obter uma série temporal de velocidade do vento que caracteriza o perfil de vento incidente sob um parque eólico, onde este parque é representado como uma turbina eólica equivalente.

Em sua configuração padrão, o TurbSim pressupõe que a simulação das séries temporais será realizada em um processo estacionário, ou seja, sem a ocorrência de rajadas de vento. Para realização de simulações na presença de componentes não estacionárias é necessário configurar as estruturas turbulentas (JONKMAN; KILCHER, 2012), para que, assim, as séries temporais geradas sejam coerentes. Essas estruturas turbulentas podem ser definidas de acordo com os modelos de Kaimal e von Karman, bem como suas intensidades. Ambos os modelos podem se associar ao espectro de turbulência, sendo especificado em porcentagem ou de acordo com as categorias de turbulência estabelecidas pela Comissão Internacional de Eletrotécnica - *International Electrotechnical Commission* (IEC). As turbulências IEC podem ser divididas em A, B ou C, sendo a categoria A a mais turbulenta (COMMISSION et al., 2005). Essas categorias são utilizadas para definir se o modelo de turbulência da velocidade do vento é normal ou extrema de acordo com a IEC.

Os modelos IEC Kaimal (IECKAI) e IEC Von Karman (IECVKM) se diferenciam pelo fato do primeiro apresentar uma base empírica de turbulência considerando condições atmosféricas típicas, enquanto o segundo descreve as turbulências se baseando em

condições de um túnel de vento. Como o modelo IEC Kaimal possibilita uma modelagem mais próxima aos cenários reais de implantação das unidades de geração eólica, optou-se pelo uso deste modelo ao longo desse projeto de pesquisa. Na seção seguinte é apresentado o procedimento realizado para geração das séries temporais de vento utilizando os softwares Matlab e TurbSim.

4.2 Metodologia Aplicada

Conforme mencionado anteriormente, o TurbSim é um software estocástico para geração de séries de dados contendo vetores de velocidade do vento. Para executá-lo pela primeira vez é necessário rodar o *CertTest.bat* no *MS-DOS*, que tem como finalidade verificar se o programa foi instalado corretamente. Este arquivo executará o raiz *TurbSim.inp*, onde são definidas as condições de execução tais como, a inicialização do Gerador de Números Pseudoaleatórios - *Pseudorandom Number Generator* (PRNG).

Como uma análise de carácter estatístico foi realizada, a fim de avaliar a robustez do sistema de controle projetado conforme detalhado na Seção 5.1, fez-se a comunicação entre TurbSim e Matlab com o intuito de modificar as condições do PRNG.

Por meio de um roteiro implementado no Matlab, são realizados N sorteios de número inteiros com até dez dígitos seguindo uma distribuição uniforme de probabilidade. A cada iteração um novo número é gerado e passado ao TurbSim para reinicializar sua semente (*seed*). A partir dessa nova semente o TurbSim executa o método de Kaimal, com base nos parâmetros previamente estabelecidos, e retorna um vetor de velocidades do vento com aproximadamente 1200 pontos que é salvo em arquivo com extensão *.mat*.

A definição dos parâmetros de entrada do modelo Kaimal como, a categoria de turbulência, configurações da área varrida pelas pás da turbina e opções do tempo de execução, por exemplo, são feitas no arquivo *Kaimal.inp*. Outras configurações de ajustes que o TurbSim disponibiliza dizem respeito, por exemplo, as dimensões da turbina eólica e a velocidade média de vento da região de instalação da mesma. Os valores utilizados nestas pesquisas, durante os testes realizados, estão expostos na Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Parâmetros definidos como entrada do TurbSim

Parâmetros	Valor	Unidade
Altura da rede	80,0	m
Largura da rede	80,0	m
Tempo de amostragem	0,05	s
Velocidade média do vento	11,0	m/s

Nas simulações executadas foram consideradas turbulências de nível C e A, seguindo o padrão IEC 61400-1 do Modelo Normal de Turbulência - *Normal Turbulence Model* (NTM) (COMMISSION et al., 2005). Para exemplificar as curvas geradas pelo TurbSim

as Figuras 4.2 e 4.3 apresentam perfis típicos de séries temporais da velocidade do vento quando turbulência de nível C e A são gerada, respectivamente. Dos perfis de velocidade apresentados nas figuras, é possível observar que a série da categoria A possui variações de velocidade mais severas que as da categoria C, abrangendo uma maior faixa de operação durante o mesmo intervalo de tempo, variando em torno de 7 m/s e 17 m/s para a série ilustrada. Enquanto que a série temporal com turbulência de nível C apresenta oscilações mais suaves em torno da velocidade média de vento. Vale ressaltar que o TurbSim permite avaliar séries temporais mais fidedignas aos regimes de ventos, como pode-se perceber através de uma análise qualitativa das séries ilustradas, diferentes das séries utilizadas comumente que são compostas pela sobreposição de sinais que variam minimamente em torno de uma velocidade média.

Figura 4.2: Curva de velocidade do vento obtida pelo TurbSim para IEC-C

Fonte: a autora.

De acordo com o exposto anteriormente, para avaliar o desempenho do controle projetado na Seção 3.4 foram geradas séries temporais turbulentas dentro das categorias C e A, ou seja, mínimo e máximo índice de turbulência.

As séries geradas são passadas como entrada para o modelo de simulação que é feito em Simulink, vide Capítulo 3. No entanto, o método de integração utilizado (Runge-Kutta) é variável ao longo do tempo e ajustado de acordo com o erro a cada passo, em contrapartida o vetor de velocidade do vento é amostrado a um passo fixo. Assim, na

Figura 4.3: Série temporal de velocidade do vento para condição de turbulência IEC-A

Fonte: a autora.

Seção seguinte é apresentado o processo de interpolação linear entre os pontos do vetor provindo do TurbSim.

4.2.1 Reamostragem da Série Temporal

Conforme discutido anteriormente, o TurbSim retorna um vetor de velocidade com 1200 pontos amostrados a uma taxa de 0,05 s, representando a variação da velocidade durante um minuto. Uma vez que as simulações são realizadas por meio do Simulink e este utiliza passos de integração variáveis ao longo do tempo, optou-se pela reamostragem do vetor. Essa reamostragem é feita empregando o conceito de interpolação linear entre dois pontos como, por exemplo, (x_0, y_0) e (x_1, y_1) . Com base no conceito de proporcionalidade, têm-se

$$\frac{y - y_0}{x - x_0} = \frac{y_1 - y_0}{x_1 - x_0} \quad (4.1)$$

sendo assim, é possível determinar o valor de y para o valor de x no ponto (x, y) . Assim, dado um tempo x em segundos, é possível definir a velocidade de vento y correspondente em m/s .

A partir dessa reamostragem obtém-se uma equivalência entre o vetor com a série temporal da velocidade do vento e o tempo da simulação realizada. Com isso, para cada

passo de integração é calculada a velocidade do vento através da interpolação linear. Desta forma, estes valores são utilizados como entrada do modelo matemático da turbina eólica, apresentado na Seção 2.1, conforme ilustrado no diagrama esquemático da Figura 3.1. Posteriormente, com base neste modelo obtém-se as curvas de potência gerada (P_t) e de torque mecânico da turbina (T_t), por conseguinte, determina-se a velocidade de referência (ω_{ref}).

Dos diagramas esquemáticos ilustrados nas Figuras 3.1 e 3.3, o sistema de emulação é composto por uma velocidade de vento fornecida como entrada ao modelo de geração. O gerador, por sua vez, converte a energia rotacional em elétrica, alimentando uma carga. Diferente de muitos trabalhos encontrados na literatura, nesta análise investigativa optou-se pelo estudo do sistema de emulação conectado a uma microrrede. A descrição detalhada da microrrede utilizada como cenário de testes durante o desenvolvimento deste trabalho é apresentada a seguir.

4.3 Descrição do Sistema Elétrico

A microrrede utilizada como cenário de testes é constituída por um sistema de distribuição com oito barras, como mostrado na Figura 4.4. O sistema elétrico corresponde a uma adaptação do sistema apresentado em Jenkins e al. (2000), com dados dinâmicos do gerador síncrono retirados de Freitas et al. (2006) e os dados do gerador de indução adaptados de Pena, Clare e Asher (1996).

Figura 4.4: Diagrama unifilar do sistema elétrico utilizado

Fonte: adaptado de Jenkins e al. (2000).

O sistema de teste corresponde a um sistema de subtransmissão trifásico de 132 kV, 1500 MVA e frequência de 60 Hz, representado por um equivalente de Thévenin, que alimenta um sistema de distribuição equilibrado de 33 kV, por meio de dois transformadores (T1 e T2) de 132 kV para 33 kV. O sistema original é formado por seis barras, onde quatro dessas possuem cargas conectadas. Na barra 6 está conectado, através de um transformador (TGS) de 33 kV para 6,9 kV, um Gerador Síncrono (GS) de corrente alternada com capacidade de 30 MVA. Esta geração pode ser caracterizada como uma usina

térmica, a qual não serão realizados estudos durante o desenvolvimento deste trabalho. Adicionalmente, as linhas de distribuição deste sistema, por serem consideradas curtas, são representadas como um equivalente RL série durante a modelagem do sistema.

Para os testes realizados neste trabalho, foram acrescentadas duas novas barras (7 e 8), uma carga de 5 MW e um transformador (TGI) que seguem as mesmas características do ramo entre as barras 4 e 6. Na barra 8 são conectados 20 unidades aerogeradoras que utilizam o DFIG como máquina elétrica de geração. Cada uma das unidades geradoras possuem uma capacidade de 1,5 MW totalizando 30 MVA de potência instalada no parque eólico.

Por fim, todos os dados dos componentes elétricos que compõem o sistema descrito e utilizado como cenário para realização dos testes feitos durante o desenvolvimento desta pesquisa estão apresentados no Apêndice B.

4.4 Considerações Finais

Os sistemas de emulação são desenvolvidos a fim de permitir a caracterização do comportamento dinâmico das turbinas eólicas, diante diferentes condições climáticas, em um ambiente laboratorial. Para isto, testes devem ser realizados para auferir a robustez do sistema de controle, aplicado a máquina motriz, a fim de atestar sua robustez.

Neste contexto, este capítulo buscou apresentar o procedimento realizado para obtenção das séries temporais de vento através do *software* TurbSim, o qual possibilita uma maior diversificação e variabilidade das séries temporais do regime de vento, passados como entrada do sistema de controle. Além disso, comumente os parques eólicos estão conectados a sistemas elétricos, os quais podem influenciar no desempenho dinâmico dos aerogeradores de acordo com a demanda de carga do mesmo. Com base nisto, buscou-se também ressaltar o uso de um sistema elétrico que caracteriza uma microrrede, sendo utilizado como cenário para testes ao longo dos estudos realizados neste trabalho.

A partir do exposto aqui e com o embasamento teórico apresentado nos capítulos anteriores, são mostrados, no capítulo seguinte, os estudos realizados a cerca do desempenho do sistema de controle projetado. Para tal, são feitas análises comparativas entre as velocidades no eixo do rotor da turbina eólica e no eixo do motor CC, para diferentes séries temporais de vento dadas como entrada do sistema. A fim de, certificar-se a respeito da efetividade do sistema de controle projeto para um emulador de turbinas eólicas.

Análise de Desempenho do Sistema de Controle Projetado para Avaliar a Viabilidade dos Emuladores

Os estudos sobre o desempenho do sistema de controle descrito no Capítulo 3 visa verificar a eficácia do sistema de emulação e avaliar a robustez do mesmo mediante a variação da velocidade do vento. Em vista disso, são utilizadas simulações no domínio do tempo a fim de avaliar a dinâmica do sistema frente as variações do vento.

Assim, este capítulo é dedicado aos resultados obtidos durante as simulações realizadas a partir dos modelos da turbina eólica e do motor de corrente contínua, dissertados no Capítulo 2. No que segue, será possível observar o comportamento da turbina eólica operando sob condições adversas, para regimes variáveis de vento ao longo do tempo. Portanto, a avaliação realizada se resume em determinar um intervalo de confiança, sobre o erro do sistema de controle do motor CC, para a análise de viabilidade do sistema de emulação das turbinas eólicas, diante diversas condições dos regimes de vento. Deste modo, para avaliação do índice de desempenho do controlador, optou-se pela realização de uma análise quantitativa, sendo esta dada através de métricas estatísticas. No contexto geral, diversos métodos de solução têm sido propostas, dentre elas tem-se as aplicações técnicas de Monte Carlo, que podem ser encontradas em processos estocásticos e avaliação de confiabilidade.

A partir disto, neste capítulo é feita uma breve explanação, na Seção 5.1, a respeito das simulações utilizando o método de Monte Carlo. Na Seção 5.2 são apresentados os resultados obtidos quando séries de vento pouco turbulentas (categoria IEC-C) são fornecidas como entrada do sistema de geração. Na sequência, a Seção 5.3 traz os resultados para as séries com elevado nível de turbulência, categoria IEC-A. Nesta seção, faz-se um estudo acerca do desempenho do sistema de controle quando pequenos ajustes nos parâmetros dos controladores são feitos, a fim de ilustrar situações comumente realizadas nas plantas de controle. Além disso, avalia-se, também, a variabilidade do erro ISE quando a

inércia do parque eólico é reduzindo, visando observar a influência da inércia do sistema mecânico sobre o sistema de controle do emulador. Por fim, na Seção 5.4 são feitas as considerações finais dos resultados obtidos e descritos neste capítulo.

5.1 Simulações de Monte Carlo

A técnica de Monte Carlo é um método estatístico que se baseia na realização de amostragens aleatórias para obtenção de resultados numéricos, isto é, são feitas sucessivas simulações por um elevado número de vezes, a fim de possibilitar cálculos probabilísticos heurísticamente (SHONKWILER; MENDIVIL, 2009). O método de Monte Carlo pode ser categorizado como um método de simulação sequencial, não-sequencial, pseudo-sequencial e associado às meta-heurísticas. A escolha do método mais adequado para o cumprimento de determinada análise se faz com base na cronologia dos eventos em estudo (RUBINSTEIN; KROESE, 2016).

Diante o contexto de simulação utilizando o método de Monte Carlo, a análise de desempenho do sistema de controle projetado visa avaliar a integral do erro ao quadrado - *Integral Square Error* (ISE) -, Equação (5.1), entre o sinal de referência (ω_{ref}) e a ação de controle (ω_m). Com base nisto, tem-se um problema não-sequencial, visto que a avaliação do erro para cada série temporal de vento não possuem nenhuma relação cronológica preestabelecida com outras séries.

$$ISE = \int_0^{\infty} (\omega_{ref}(t) - \omega_m(t))^2 dt \quad (5.1)$$

Em termos matemáticos, a Equação (5.2) define a estimativa do índice de confiabilidade da função de performance H avaliada para um índice X_k de performance, dado um espaço formado por N cenários do sistema.

$$\tilde{E}[H(X)] = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N H(X_k) \quad (5.2)$$

Assim, a análise de desempenho do controle pode ser calculada com base na Equação (5.2) considerando que para um caso k onde o erro supera os limites definidos se atribui um valor 1 ($X_k=1$) e em situações contrárias 0, ou seja, $X_k=0$. Com isso, torna-se possível a determinação do percentual de casos dentro do conjunto de N casos avaliados que infringem os limites determinados.

A incerteza do processo de Monte Carlo pode ser verificada através do coeficiente de variação β_{IC} , que permite verificar a convergência da simulação (RUBINSTEIN; KROESE, 2016). Esse coeficiente pode ser escrito em termos da razão do desvio padrão (σ) do valor médio pelo próprio valor médio, ou seja,

$$\beta_{IC} = \frac{\sigma E[H(X)]}{\tilde{E}[H(X)]} 100\% \quad (5.3)$$

em que $\sigma E[H(X)]$ pode ser expresso como

$$\sigma E[H(X)] = \frac{\sigma[H(X)]}{\sqrt{N}} \quad (5.4)$$

O desvio padrão associado a função do índice de performance avaliado pode ser descrito como sendo

$$\sigma[H(X)] = \sqrt{\frac{1}{N-1} \left[\sum_{k=1}^N H(X_k)^2 - NE^2[H(X)] \right]} \quad (5.5)$$

Como as simulações de Monte Carlo avaliam de modo iterativo um conjunto de casos N cada vez maior, a convergência do índice avaliado ($E[H(X)]$) ocorre quando o coeficiente de dispersão β_{IC} atende um valor mínimo desejado. Desta forma, é possível representar o comportamento global do sistema em termos do índice avaliado. Comumente, adota-se o coeficiente de dispersão como sendo no máximo 5% (ISSICABA, 2013).

Conforme ilustrado na Figura 3.3 e descrito na Equação (5.1), a resposta em velocidade de rotação no eixo do motor CC é a variável de controle avaliada neste trabalho. Aqui, o erro do sistema de controle projetado foi mensurado com base no cálculo do ISE entre as velocidades de rotação do motor e a referência de velocidade fornecida pelo modelo da turbina eólica, de acordo com a descrição do Capítulo 2. Para tal fim, foram utilizados perfis de vento pouco (categoria IEC-C) e muito turbulento (categoria IEC-A) como entrada do sistema de geração eólica. Assim, as simulações de Monte Carlo serão aplicadas na avaliação do Intervalo de Confiança (IC) construído em termos do desempenho do sistema de controle projetado para o motor CC quando submetido a diferentes condições eólicas.

Com base no exposto, foram feitas, a priori, análises com séries de vento pouco turbulentas, caracterizando condições em que a velocidade do vento apresenta variações pouco abruptas, isto é, variações suaves. Deste modo, são apresentados a seguir os resultados obtidos quando este perfil de vento é inserido ao modelo do sistema de emulação.

5.2 Análise de Desempenho do Sistema de Controle diante Séries de Vento Pouco Turbulentas

A fim de descrever a distribuição de velocidade do vento das séries da categoria IEC-C geradas, é ilustrado na Figura 5.1 um histograma da distribuição de velocidade média das 450 séries temporais com baixo índice de turbulência avaliadas. Assim, da figura, tem-se no eixo das abscissas a faixa média da velocidade do vento para cada série de vento gerada pelo TurbSim. Por conseguinte, o eixo das ordenadas descreve quantas séries possuem valor médio dentro de uma determinada faixa de vento.

Figura 5.1: Histograma da distribuição média de velocidade das séries temporais de vento da categoria IEC-C

Fonte: a autora.

Todas as séries foram obtidas conforme descrito no Capítulo 4, a partir disso, estas séries serviram como parâmetros de entradas do sistema de emulação, ilustrado na Figura 3.3. Com base nisso foi realizado o computo do ISE, de acordo com a Equação (5.1), ao longo do tempo, para cada uma das séries de velocidade do vento. Durante esse processo, aplicou-se a metodologia de Monte Carlo para analisar qual o comportamento do coeficiente de variação β_{IC} à medida que o número de séries verificadas aumenta, e consequentemente de erro ISE, e, então, observar qual o intervalo de confiança. Para ilustrar este comportamento, a Figura 5.2 mostra o decaimento do coeficiente β_{IC} de variação ao passo que o número de amostras do ISE aumenta. Para atender o critério de $\beta_{IC} \leq 5\%$, segundo a metodologia apresentada na Seção 5.1, o ISE obtido de 238 séries temporais da velocidade do vento seriam suficientes, contudo, optou-se por avaliar um número maior de séries, a fim de atestar o comportamento até então observado. No entanto, conforme esperado não foram observadas discrepâncias dos resultados e assim, para as 450 séries de vento avaliadas, chegou-se a um IC igual a 98,2121%.

Na Figura 5.3 estão ilustrados os erros ISE da resposta do controle ordenados de forma crescente, para cada uma das diferentes séries de vento geradas. Nota-se que dentre todas as séries o erro do sistema de controle varia entre uma faixa de aproximadamente 1,0235 e 4,0986 - valores estes obtidos para o mínimo e máximo erro ISE calculado para os 115 s de simulação imediatamente após o motor CC atingir as condições nominais de

Figura 5.2: Desempenho do coeficiente de variação para as séries da categoria IEC-C de turbulência avaliadas

Fonte: a autora.

operação. Uma vez avaliados 115 s de simulação, pode-se presumir, por meio de uma análise qualitativa, que a diferença entre as velocidade no eixo do motor e no eixo da turbina são bem inferiores a 0,1 rad/s a cada instante de tempo da simulação, como mostrado nos detalhes das Figuras 5.4 e 5.6.

A Figura 5.4 ilustra o comportamento dinâmico da velocidade do motor ao longo do tempo quando este é submetido à série de vento apresentada na Figura 5.5, situação para a qual o menor erro foi obtido. Do período de tempo mostrado no detalhe da figura, verifica-se que as curvas do controle e de referência são praticamente idênticas para um regime de vento pouco turbulento. O mesmo pode ser observado na resposta do sistema de controle para a condição em que o erro foi máximo, Figura 5.6, quando a série temporal da Figura 5.7 é fornecida como entrada.

Das respostas temporais obtidas, bem como nos detalhes das Figuras 5.4 e 5.6, vê-se que a velocidade do motor CC apresenta pequenos distanciamentos ao longo do tempo em relação à referência de velocidade no eixo da turbina. Isto se deve às características intrínsecas do controlador PI, fazendo com que a diferença, quase desprezível, existente entre o sinal de referência e a resposta do controle permaneça ao longo do tempo. Contudo, a dinâmica da turbina se mostra lenta o suficiente para ser rastreada pelo controlador PI. Portanto, com base no comportamento observado do sistema de controle do emulador com relação a curva de referência, estes pequenos erros se devem a ação integrativa do controlador, que, por sua vez, não afeta no desempenho do emulador.

Figura 5.3: ISE para as 450 séries de velocidade do vento na categoria IEC-C avaliadas

Fonte: a autora.

Figura 5.4: Resposta temporal da ação de controle sobre a velocidade no eixo do motor CC para entrada de vento que caracterizou o menor erro

Fonte: a autora.

Figura 5.5: Curva de velocidade do vento que resultou no menor valor de erro

Fonte: a autora.

Figura 5.6: Velocidade no eixo do motor CC para série de vento em que se obteve o maior erro do sistema de controle

Fonte: a autora.

Figura 5.7: Perfil de velocidade do vento para o qual o ISE obtido foi máximo

Fonte: a autora.

Assim, para os pontos de operação avaliados o ajuste dos controladores atendem satisfatoriamente aos requisitos do sistema, ou seja, a resposta em velocidade do motor acompanha efetivamente a referência da turbina eólica. Entretanto, conforme mencionado anteriormente, as séries temporais aqui avaliadas possuem um perfil pouco turbulento, com variações suaves ao longo do tempo. Com base nisto, a fim de averiguar o desempenho do sistema de controle diante regimes mais severos de vento, foram realizados estudos utilizando séries da categoria IEC-A de turbulência. Os resultados encontrados durante esta análise são apresentados e discutidos na seção seguinte.

5.3 Avaliação do Sistema de Controle Projetado para Séries Muito Turbulentas

A metodologia aplicada aqui se assemelha a utilizada na seção anterior, diferindo-se apenas pelos dados de entrada vindos do TurbSim, que passam a apresentar comportamento com elevado nível de turbulência - categoria IEC-A. Para essas condições de operação foram avaliadas 200 séries temporais do vento cuja distribuição das velocidades médias de cada série, bem como o desvio padrão, estão ilustrados nos histogramas das Figuras 5.8 e 5.9. Conforme mencionado no Capítulo 4, as séries temporais geradas seguem o perfil de uma distribuição uniforme de probabilidade, como pode ser observado

nos histogramas apresentados.

Figura 5.8: Histograma das velocidades médias do vento com turbulência da categoria IEC-A

Fonte: a autora.

Das séries com alto índice de turbulência, também foram feitas simulações durante 115 s nos quais computou-se o ISE segundo a Equação (5.1) para analisar o desempenho do sistema de controle. A partir dos erros obtidos se construiu o histograma da distribuição do ISE, mostrado na Figura 5.10.

De modo análogo ao estudo realizado para as séries da categoria IEC-C, aplicou-se a metodologia de Monte Carlo e constatou-se que para atender o critério de $\beta_{IC} \leq 5\%$ apresentado, 138 amostras de ISE são suficientes, garantindo um intervalo de confiança igual a 95%. Ao analisar 200 séries temporais, obteve-se um intervalo de confiança ainda maior, igual a 98,7230% para os casos testados. Cabe também ressaltar que a média da distribuição do ISE se dá em torno de 3,5241, com um desvio padrão de 0,6477 e valor máximo de 5,1512. Deste modo, os parâmetros extraídos do histograma, da Figura 5.10, mostram também a magnitude do erro, que se mantém bem próxima a obtida nas situações analisadas anteriormente, o que pode ser visualizado na resposta temporal apresentada na Figura 5.11.

A Figura 5.11 retrata o comportamento dinâmico da série de vento turbulento ilustrado na Figura 5.12, responsável pelo maior ISE da resposta temporal do sistema de controle do motor CC. Esta série apresenta uma variação de vento mínima de 8,59 m/s e máxima de 17,19 m/s, com velocidade média de 13,25 m/s.

Figura 5.9: Histograma do desvio padrão das velocidades do vento com alto nível de turbulência

Fonte: a autora.

Figura 5.10: Distribuição de erro do sistema de controle para entradas de vento da categoria IEC-A

Fonte: a autora.

Figura 5.11: Desempenho do sistema de controle para a série de vento turbulento que apresentou o maior erro

Fonte: a autora.

Conforme visto, o erro ISE calculado para análise de desempenho do controle projetado se manteve com valores satisfatórios para ambas as categorias de vento turbulento avaliados, o que pode ser comprovado qualitativamente através das respostas temporais apresentadas e quantitativamente por meio das distribuições dos erros ISE.

A partir disto, optou-se pela análise do comportamento do ISE do sistema quando pequenas alterações nos ajustes do controle projetado são realizadas. Esta alteração nos ajustes do controle se fez pela variação dos ganhos dos controladores PIs, a fim de se aproximar dos cenários laboratoriais, onde pequenas variações nos ganhos já projetados ocorrem comumente, muitas vezes devido às características intrínsecas da planta em estudos, perdas no sistema, dentre outros fatores. Portanto, foram feitos novos testes, detalhados a seguir, onde realizou-se alterações nos parâmetros de ganhos do controlador projetado para, assim, incluir estas incertezas.

5.3.1 Análise de Robustez do Sistema de Controle para Variações nos Parâmetros Obtidos na Fase de Projeto

Neste contexto, adotou-se uma variação de até $\pm 10\%$ nos valores nominais de ganho dos controladores projetados, ou seja, nos ganhos proporcionais K_p e integrais K_i das malhas de corrente e velocidade do motor CC, a fim de certificar-se da estabilidade e desempenho do sistema. Deste modo, estão descritos na Tabela 5.1 as combinações

Figura 5.12: Comportamento temporal da série de vento da categoria IEC-A que proporcionou o maior erro na resposta de controle

Fonte: a autora.

testadas dos fatores que ponderam o ganho de cada controlador e, por conseguinte, os parâmetros da distribuição de erro ISE obtida com base na metodologia de Monte Carlo para as séries temporais de vento da categoria IEC-A. Assim sendo, dentre os parâmetros de distribuição do erro ISE caracterizados estão, a média (μ), o desvio padrão (σ) e o erro máximo (ISE_{max}), também apresenta-se o número de iterações (N) mínimo e necessários para que a distribuição das amostras de ISE avaliadas estivessem dentro de um intervalo de confiança igual a pelo menos 95%.

Buscou-se avaliar os ajustes que caracterizassem uma maior variação dos ganhos com relação aqueles definidos durante a fase de projeto do sistema de controle. Além disso, foram avaliadas as séries temporais com maior índice de turbulência (IEC-A), visando assim, investigar as condições de operação do sistema de emulação, quando este é submetido a condições muito turbulentas de regimes de vento. Assim, durante esta etapa de estudo foram avaliadas 14 combinações de variações nos ajustes dos controladores para diferentes perfis de velocidade do vento até que a condições $\beta_{IC} \leq 5\%$ fosse atendida.

Da Tabela 5.1 é possível notar que o desempenho do sistema de controle é bem semelhante aqueles obtidos e apresentados para o sistema de controle projetado e testado para as séries da categoria IEC-C e IEC-A. Aqui o erro ISE máximo obtido é de 6,4278 ocorrendo quando se reduz os ganhos da malha de corrente e se eleva os da malha de velocidade. No entanto, sabido que o erro máximo obtido para condição de operação com os ganhos encontrados na fase de projeto é de 3,8281, conforme descrito anteriormente na

Tabela 5.1: Parâmetros de erro ISE obtidos para variações de $\pm 10\%$ nos ajustes dos ganhos do controlador projetado para o motor CC

Malha de Corrente		Malha de Velocidade		Parâmetros de Distribuição do Erro			Número de Iterações
K_p	K_i	K_p	K_i	μ	σ	ISE_{max}	N
0,9	0,9	1	1	4,0981	0,8225	6,1983	72
1	1	0,9	0,9	3,3089	0,6920	5,2539	98
0,9	1	0,9	1	3,8339	0,7461	5,5248	86
1	0,9	1	0,9	3,4637	0,7531	5,7304	91
0,9	0,9	0,9	0,9	4,0094	0,8312	5,7221	74
1,1	1,1	1	1	2,5676	0,5814	4,0036	78
1	1	1,1	1,1	3,3491	0,7203	5,3177	84
1,1	1	1,1	1	2,8954	0,6136	4,7248	97
1	1,1	1	1,1	3,0095	0,6667	5,0042	83
1,1	1,1	1,1	1,1	2,6219	0,6088	4,3003	78
0,9	1,1	0,9	1,1	3,6773	0,6765	5,2480	83
1,1	0,9	1,1	0,9	3,0933	0,6413	4,7803	91
0,9	0,9	1,1	1,1	3,8657	0,8874	6,4278	82
1,1	1,1	0,9	0,9	3,3491	0,7203	5,3177	84

Seção 5.3, portanto, tem-se quase o dobro do ISE.

De acordo com os resultados qualitativos e quantitativos do erro ISE obtidos durante os estudos realizados até aqui, constata-se que mesmo para dinâmicas rápidas na velocidade do vento, a dinâmica do sistema mecânico de geração é lenta o suficiente para considerar a velocidade no eixo da turbina quase em regime permanente, ou seja, operando dentro da faixa de frequências rastreáveis pelo controlador PI, onde este consegue apresentar um bom desempenho. Isto ocorre devido ao fato do parque eólico dispor de um momento de inércia relativamente grande, apresentando um comportamento semelhante ao de um filtro passa baixa, isto é, suavizando os efeitos rápidos da dinâmica do vento que ocorrem em pequenos intervalos de tempo. Assim sendo, testes foram realizados considerando uma redução gradativa da inércia do sistema de geração, ou seja, assumiu-se o desligamento de algumas unidades aerogeradoras do parque eólico, para verificar a faixa de confiança alcançada quando novas séries temporais de velocidade do vento são avaliadas.

5.3.2 Análise de Robustez do Sistema de Controle diante Reduções Gradativas do Número de Unidades Aerogeradoras

A fim de possibilitar uma melhor apresentação dos resultados obtidos, optou-se pela disposição dos parâmetros quantitativos que descrevem o histograma resultante, para cada cenário de testes realizados, em uma tabela. Deste forma, na Tabela 5.2 estão descritos a média (μ), o desvio padrão (σ), o erro máximo (ISE_{max}) e o intervalo de confiança

(IC) do erro ISE para um conjunto de 200 séries da categoria IEC-A de turbulência do vento avaliadas, quando N_g unidades aerogeradoras estão em operação no parque eólico. Portanto, esta tabela sumariza o resultado da avaliação de 200 séries temporais de vento para 20 condições de operação da fazenda eólica - visto que, a fazenda eólica em estudo é constituída por 20 unidades geradoras, conforme descrito no Apêndice B deste documento.

Tabela 5.2: Parâmetros da distribuição do erro ISE e intervalo de confiança quando N_g unidades de geração eólica estão em operação

N_g	μ	σ	ISE_{max}	$IC [\%]$
20	3,5241	0,6477	5,1512	98,6565
19	3,4787	0,6850	5,6359	98,5284
18	3,8294	0,7511	6,1918	98,5301
17	4,2461	0,8190	6,8364	98,6061
16	4,7234	0,9066	7,5941	98,6135
15	5,2831	1,0123	8,4850	98,6166
14	5,9500	1,1387	9,5400	98,6190
13	6,8212	1,4038	15,8703	98,5149
12	7,9450	3,0057	45,1796	97,2883
11	9,1972	3,6139	54,4812	97,1838
10	10,7308	4,2012	63,0621	97,1861
9	12,7289	4,7477	71,3542	97,3185
8	15,2950	5,3161	79,4543	97,4996
7	18,7590	5,9908	88,6614	97,7005
6	23,5474	6,7317	97,6480	97,9386
5	30,4493	7,7538	106,8215	98,1393
4	40,8700	9,5311	116,0141	98,2768
3	57,8828	23,0478	309,8891	97,1824
2	86,8853	28,4684	324,5389	97,7378
1	151,0759	50,4945	372,6214	97,4809

À medida que as unidades eólicas saem de operação, a inércia do parque é reduzida, o que faz com que a dinâmica do vento se manifeste mais intensamente no comportamento da velocidade de referência do controle, isto é, na velocidade da turbina, bem como na resposta do controlador. De acordo com a Tabela 5.2, percebe-se que os parâmetros que descrevem a distribuição do ISE aumentam conforme o número de aerogeradores é desligado, ou saem, de operação. Isto reafirma a ideia de que a inércia mecânica do parque de geração eólica é um fator preponderante na dinâmica do sistema.

Ademais, a fim de ilustrar o comportamento dinâmico da velocidade do motor CC no decorrer do tempo, ao passo que unidades aerogeradoras são desligadas, estão representadas na Figura 5.13 as 20 curvas obtidas para uma mesma série temporal. Vale explicitar que, esta figura caracteriza a resposta do sistema de controle para a série de vento mostrada na Figura 5.12, ou seja, a série que, para o caso com $N_g = 20$ gerou o maior erro

ISE durante os estudos realizados para esta condição de operação.

Figura 5.13: Velocidade no eixo do rotor do motor CC representada para ventos com alto índice de turbulência quando N_g unidades eólicas de geração estão em operação

Fonte: a autora.

A Figura 5.14 ilustra tanto o comportamento da velocidade no eixo do rotor do motor quanto no eixo da turbina eólica, a fim de evidenciar qualitativamente a aproximação entre essas curvas. Aqui são destacadas três curvas em especial, sendo elas as quais caracterizam a resposta dinâmica da velocidade de rotação do sistema quando a fazenda eólica opera com geração máxima, média e mínima, isto é, 20, 10 e 1 unidades geradoras. Na legenda da Figura 5.14 se adotou o subscrito r para as curvas de referência e m para o motor.

Na sequência é apresentada a Figura 5.15, onde é evidenciado o comportamento dinâmico da velocidade de rotação nos eixos tanto da turbina quanto do motor CC, para a situação em que o erro ISE obtido foi o maior, ou seja, para situação em que o parque opera apenas com uma unidade geradora. Nesta figura é destacado um intervalo de simulação semelhante ao destacado na Figura 5.11. Ressalta-se que a Figura 5.11 ilustra o comportamento do sistema simulado para a situação em que as 20 unidades aerogeradoras estão operando, ou seja, aquela na qual o erro ISE é o menor, dentre as situações descritas na Tabela 5.2. Com base no comportamento dinâmico mostrado nessas figuras, observa-se que há um distanciamento muito pequeno entre as curvas de referência e a resposta do motor, contudo, para ambas as situações não é observada variação superiores a nem

Figura 5.14: Comportamento dinâmico da velocidade de referência e a resposta do motor para condições em que o número de aerogeradores em operação é máximo, médio e mínimo

Fonte: a autora.

1 rad/s na velocidade de rotação do motor com relação a referência. Isto mostra que mesmo mantendo o ajuste do sistema de controle para todas as situações investigadas, o comportamento da resposta permanece satisfatório, atendendo as exigências operativas.

Como mencionado anteriormente e observado novamente no estudo realizado nesta subseção, o comportamento dinâmico da velocidade de rotação da turbina é suavizado pelo momento de inércia das turbinas eólicas de grande porte, da ordem de megawatts. Essas turbinas possuem uma estrutura mecânica pesadas, podendo exceder algumas toneladas, consequentemente, suas respostas são lentas às rápidas mudanças na velocidade do vento, o que torna a velocidade de rotação do rotor suave diante as grandes oscilações de vento. Isto faz com que seja possível o uso de um sistema de controle composto por controladores PIs para emular este comportamento dinâmico, uma vez que resposta pode ser considerada praticamente em regime permanente.

5.4 Considerações Finais

Neste Capítulo uma metodologia de avaliação da robustez do sistema de controle projetado é apresentada, partindo do método estatístico de Monte Carlo. Com isto, buscou-se avaliar o comportamento da distribuição do erro ISE existente entre a velocidade

Figura 5.15: Comparação entre as dinâmicas de velocidade no eixo do rotor da turbina e do motor CC para a situação em que o erro ISE é máximo

Fonte: a autora.

de referência do eixo do rotor da turbina eólica e a velocidade controlada de rotação do eixo do motor CC. A aplicação deste método possibilitou a obtenção de resultados que permitiram descrever um intervalo de confiança mínimo de 95% para os valores de ISE. Com o uso dessa abordagem, 238 séries temporais de velocidade do vento dentro da categoria IEC-C de turbulência foram suficientes para atender este intervalo de confiança. Contudo, buscou-se realizar novos testes e avaliar o comportamento da distribuição do ISE. A partir destas simulações adicionais constatou-se um intervalo de confiança igual a 98,2121% para 450 séries temporais, ou seja, aumentou-se o intervalo de confiança, conforme esperado, sem a presença de dados discrepantes.

Nos estudos feitos com as séries IEC-C, o maior erro ISE obtido foi de 4,0986. Uma vez sabido que o tempo de simulação para o qual o ISE foi calculado, para cada série, é de 115 s, e conforme mostrado qualitativamente nos resultados obtidos, a diferença entre as curvas de referência e a velocidade do motor CC não excedem 1 rad/s em um determinado instante de tempo observado. Já nas análises realizadas com séries muito turbulentas (IEC-A) verificou-se que o erro ISE máximo encontrado é de 5,1512 para um intervalo de confiança de 98,6565% quando 200 séries temporais são consideradas, evidenciando novamente um bom desempenho da ação de controle. Das situações investigadas, tem-se que, para a situação onde há apenas uma unidade aerogeradora em operação, o ISE

máximo encontrado foi de 372,6214. No entanto, o computo do erro ISE é acumulativo ao longo do tempo, além disso, as análises qualitativas das respostas temporais mostram que a diferença existente entre a referência e a resposta do sistema de controle é praticamente desprezível, sendo consequência apenas da ação integrativa do controlador.

Visto que este trabalho busca avaliar a viabilidade da construção em ambiente laboratorial de um sistema para emulação da dinâmica das turbinas eólicas e, sabendo que, durante os ensaios laboratoriais alguns ajustes empíricos são necessários, buscou-se incorporar essas incertezas nos testes realizados. Para isto, foram feitas variações de $\pm 10\%$ nos parâmetros dos ganhos já configurados durante a etapa de projeto dos controladores. Nessa análise foram utilizadas séries temporais da categoria IEC-A para analisar 14 combinações de variações entre os ganhos do sistema de controle. Essas combinações foram feitas de modo a incluir mudanças mais significativas no desempenho das malhas de controle, a fim de investigar situações mais críticas de operação do sistema de controle. Segundo os resultados obtidos nessa abordagem, o máximo erro ISE ocorre quando uma alteração de -10% é realizada nos ganhos da malha de corrente e quando os ganhos da malha de velocidade são acrescidos em $+10\%$, levando a 6,4278 de ISE. Porém, este valor ainda é bem pequeno e não caracteriza instabilidade e/ou condições inadequadas de operação do emulador. Além do mais, este resultado foi obtido para um conjunto de 82 amostras do ISE, obtidas a partir das séries temporais de vento da categoria IEC-A, garantindo um intervalo de confiança de 95% pela metodologia de Monte Carlo aplicada.

Com base nas análises realizadas ao longo deste capítulo, constatou-se que mesmo frente a uma alta variabilidade presente nas séries temporais avaliadas, o sistema de controle projetado garante ao processo de emulação um bom desempenho, uma vez que, possibilita uma resposta de velocidade do motor muito próxima àquela tomada como referência para o controle. Fato este que se estende tanto a operação de todo o parque eólico quanto a uma única unidade aerogeradora, devido à sua considerável inércia mecânica.

Ademais, no capítulo seguinte, as conclusões gerais da presente pesquisa serão apresentadas, bem como as perspectivas futuras de desenvolvimento.

Conclusões e Perspectivas Futuras de Desenvolvimento

Como exposto ao longo deste texto, a presente pesquisa se constituiu no desenvolvimento do projeto e simulação de um controlador, de modo a avaliar a viabilidade do sistema de emulação para o parque eólico conectado a uma microrrede utilizando um motor de corrente contínua como máquina motriz. Diferente da maioria dos trabalhos encontrados na literatura, que apresentam sistemas para a emulação de turbinas eólicas considerando apenas o gerador acoplado a uma carga restiva ou avaliando exclusivamente o comportamento do sistema de controle do conversor eletrônico, aqui se propôs uma análise de viabilidade desses sistemas de emulação em termos das condições climáticas nas quais as turbinas eólicas podem ser submetidas, quando o sistema de emulação esta conectado a uma microrrede.

Na contextualização do processo de emulação das turbinas eólicas a partir de um motor CC, os conceitos básicos que constituem a geração eólica foram apresentados, tais como, o sistema aerodinâmico e mecânico das turbinas eólicas, os principais geradores que compõem estes aerogeradores - com destaque para o gerador de indução duplamente alimentado adotado como máquina geradora ao longo deste trabalho -, descrição do motor de corrente contínua com excitação separada - utilizado aqui como máquina motriz visando um desempenho semelhante ao da turbina - e, por fim, fez-se uma elucidação acerca da representação matemática das redes elétricas.

A análise de desempenho do sistema de controle projetado no Capítulo 3 foi realizada no Capítulo 4, onde uma descrição detalhada sobre como séries temporais de velocidade do vento no *software* TurbSim são geradas. Neste *software* foi possível configurar especificações com relação ao tipo de turbulência desejada, a amostragem das séries temporais de vento, duração da série temporal e o modelo estatístico aplicado a geração destas séries. Aqui, destaca-se uma das contribuições importantes deste trabalho, uma vez que o TurbSim permite avaliar a robustez do sistema de controle para uma maior gama de perfis do vento, diferentemente da maioria dos trabalhos encontrados na literatura, contanto com

a inclusão desde séries pouco turbulentas até aquelas com alto índice de turbulência, ou seja, pertencentes às categorias IEC-C e IEC-A, respectivamente.

Para mensurar o erro ISE entre o perfil de velocidade no eixo da turbina eólica e do sistema de emulação utilizando o motor CC, ao longo dos 115 s de simulação, empregou-se a metodologia de Monte Carlo. Com isso, buscou-se avaliar o comportamento da distribuição do ISE quando diferentes séries temporais de velocidade do vento são aplicadas como entradas do sistema de emulação, visando assim, assegurar que o erro ISE se mantenha dentro de um intervalo de confiança igual a pelo menos 95%.

Dos resultados encontrados, em especial das respostas temporais apresentadas, observou-se que mesmo para dinâmicas rápidas/turbulentas da velocidade do vento, o comportamento dinâmico da velocidade no eixo da turbina eólica é suave o suficiente para ser considerada quase em regime permanente. Nota-se também, que a inércia mecânica do conjunto de geração é um fator preponderante para a avaliação de desempenho do sistema de emulação, sendo grande o bastante a ponto de amenizar essas oscilações na velocidade do vento. Disso, buscou-se contabilizar o ISE para as situações em que as unidades de geração são reduzidas, para isso, considerou-se o desligamento gradativo dos aerogeradores, a fim de diminuir a inércia do sistema e possibilitar uma maior influência da dinâmica eólica sobre a velocidade no eixo do rotor das turbinas.

Para análise dos efeitos da inércia mecânica sobre o comportamento dinâmico da velocidade da turbina, foram utilizadas séries de vento da categoria IEC-A para avaliar diferentes números de aerogeradores em operação. Isto é, foram obtidos os erros ISE das séries testadas para 20 condições de operação da fazenda eólica, dado que após atingido o intervalo de confiança exigido para a distribuição do ISE, uma unidade eólica sai de operação e o processo se repete até que apenas uma unidade geradora permaneça em operação. Nesta etapa, também foram incluídas mais amostras de ISE e, conseqüentemente, séries temporais de vento, a fim de atestar os resultados obtidos pelo método de Monte Carlo e, além disso, aumentar o intervalo de confiança para cada uma das situações avaliadas.

As simulação ilustram que à medida que as unidades aerogeradoras são desligadas, reduz-se a inércia do sistema e, por conseguinte, uma maior parcela de pequenas variações na velocidade do vento passam a influenciar na resposta dinâmica do sistema de geração eólico. Com isto, o perfil da curva de referência do sistema de controle deixa de apresentar um comportamento praticamente em regime permanente e o erro do sistema de controle começa a aumentar. Neste ponto vale ressaltar que, o erro ISE é acumulativo ao longo do tempo de simulação e é computado a cada passo de integração do método de Runge-Kutta realizado no Simulink do Matlab. Portanto, com base na comparação qualitativa entre as respostas temporais das velocidade de rotação no eixo da turbina e do motor CC, fica evidente que a diferença existente entre essas curvas em um determinado instante de tempo é praticamente irrisória, mesmo para a situação em que apenas um aerogerador encontra-se em operação. Dessa forma, os resultados tanto numéricos quanto qualitativos

mostram que o sistema permanece estável e com uma divergência entre as velocidades de referência e a velocidade do motor CC bem inferiores a 1 rad/s para um determinado instante de tempo, caracterizando um desempenho satisfatório para o sistema de emulação diante as diversas condições de operação analisadas.

Assim, baseando-se nas análises realizadas durante este trabalho, observa-se uma viabilidade de implementação dos sistemas de emulação dos parques eólicos para estudos dos comportamentos dinâmicos das turbinas eólicas. A proposta de pesquisa se mostra promissora para o cenário atual das microrredes, visto que há um crescente número de geradores eólicos inseridos nessas microrredes. Consequentemente, é exigido da geração eólica um maior grau de confiabilidade, a fim de garantir a operação das cargas conectadas à rede, o que exige dos sistemas de emulação respostas fidedignas àquelas resultantes do sistema eólico real.

A partir da pesquisa desenvolvida e dos resultados alcançados, as perspectivas de trabalhos futuros para esta dissertação são:

- ❑ Aprimorar o método de resolução do fluxo de potência da rede elétrica de distribuição, a fim de reduzir o tempo de processamento das simulações;
- ❑ Incorporar os efeitos das alterações no carregamento da rede elétrica sobre a operação do gerador e da turbina eólica, a fim de avaliar a robustez do sistema de controle do emulador para diferentes configurações da microrrede;
- ❑ Incluir os fenômenos aerodinâmicos das pás das turbinas eólicas, bem como o controle *pitch* ao modelo do aerogerador para avaliar o desempenho do sistema de emulação;
- ❑ Avaliar a estratégia de controle diante variações tanto na velocidade do vento quanto aquelas ocasionadas devido às faltas elétricas na microrrede, em busca do aprimoramento da estratégia de controle, para assim, permitir ao sistema de emulação distinguir as duas variações e atender aos critérios estabelecidos pela curva de LVRT do gerador;
- ❑ Implementar o sistema de emulação em ambiente laboratorial para certificação dos resultados obtidos durante as simulações realizadas neste trabalho.

Referências

- ABDALLAH, M.; ARAFA, O. Design and control of one kilowatt dc motor-based wind turbine emulator. **Electronics research institute. Dokki, Giza, Egypt. Volume**, n. 5, p. 185–189, 2016.
- ABDEDDAIM, S.; BETKA, A. Optimal tracking and robust power control of the dfig wind turbine. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 49, p. 234–242, 2013.
- ABDELBAKY, M. A.; LIU, X.; JIANG, D. Design and implementation of partial offline fuzzy model-predictive pitch controller for large-scale wind-turbines. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 145, p. 981–996, 2020.
- ABDULLAH, M. A.; YATIM, A.; TAN, C. W.; SAIDUR, R. A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems. **Renewable and sustainable energy reviews**, Elsevier, v. 16, n. 5, p. 3220–3227, 2012.
- AKHMATOV, V. Variable-speed wind turbines with doubly-fed induction generators: Part i: Modelling in dynamic simulation tools. **Wind engineering**, SAGE Publications Sage UK: London, England, v. 26, n. 2, p. 85–108, 2002.
- ALVES, M.; SEGURADO, R.; COSTA, M. Increasing the penetration of renewable energy sources in isolated islands through the interconnection of their power systems. the case of pico and faial islands, azores. **Energy**, Elsevier, v. 182, p. 502–510, 2019.
- ÅSTRÖM, K. J.; HÄGGLUND, T. **PID controllers: theory, design, and tuning**. [S.l.]: Instrument society of America Research Triangle Park, NC, 1995. v. 2.
- BABU, B. C.; MOHANTY, K. Doubly-fed induction generator for variable speed wind energy conversion systems-modeling & simulation. **International Journal of Computer and Electrical Engineering**, IACSIT Press, v. 2, n. 1, p. 141, 2010.
- BAIMEL, D.; BELIKOV, J.; GUERRERO, J. M.; LEVRON, Y. Dynamic modeling of networks, microgrids, and renewable sources in the dq0 reference frame: A survey. **Ieee Access**, IEEE, v. 5, p. 21323–21335, 2017.
- BAJPAI, R.; GOYAL, M.; GUPTA, R. Modeling and control of variable speed wind turbine using laboratory simulator. **Journal of Renewable and Sustainable Energy**, AIP Publishing, v. 7, n. 5, p. 053127, 2015.

BARKER, P. P.; MELLO, R. W. D. Determining the impact of distributed generation on power systems. i. radial distribution systems. In: IEEE. **Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE**. [S.l.], 2000. v. 3, p. 1645–1656.

BLAABJERG, F.; CHEN, Z.; KJAER, S. B. Power electronics as efficient interface in dispersed power generation systems. **IEEE transactions on power electronics**, IEEE, v. 19, n. 5, p. 1184–1194, 2004.

BLAABJERG, F.; LISERRE, M.; MA, K. Power electronics converters for wind turbine systems. **IEEE Transactions on industry applications**, IEEE, v. 48, n. 2, p. 708–719, 2012.

BLAABJERG, F.; TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; TIMBUS, A. V. Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems. **IEEE Transactions on industrial electronics**, Citeseer, v. 53, n. 5, p. 1398–1409, 2006.

BOUKHEZZAR, B.; LUPU, L.; SIGUERDIDJANE, H.; HAND, M. Multivariable control strategy for variable speed, variable pitch wind turbines. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 32, n. 8, p. 1273–1287, 2007.

_____. Multivariable control strategy for variable speed, variable pitch wind turbines. **Renewable energy**, Elsevier, v. 32, n. 8, p. 1273–1287, 2007.

BURTON, T.; SHARPE, D.; JENKINS, N.; BOSSANYI, E. **Wind Energy Handbook**. [S.l.]: John Wiley & Sons, Ltd, 2001.

CARLSSON, A. **The back to back converter: control and design**. [S.l.]: Department of Industrial Electrical Engineering and Automation, Lund University, 1998.

CARRILLO, C. Análisis y simulación de sistemas eólicos aislados. **PhD, Universidade de Vigo (Spain)**, 2001.

CARRILLO, C.; FEIJOO, A. E.; CIDRAS, J.; GONZALEZ, J. Power fluctuations in an isolated wind plant. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 19, n. 1, p. 217–221, March 2004. ISSN 0885-8969.

CHEN, Z.; GUERRERO, J. M.; BLAABJERG, F. A review of the state of the art of power electronics for wind turbines. **IEEE Transactions on power electronics**, IEEE, v. 24, n. 8, p. 1859–1875, 2009.

CHOMPOO-INWAI, C.; LEE, W.-J.; FUANGFOO, P.; WILLIAMS, M.; LIAO, J. R. System impact study for the interconnection of wind generation and utility system. **IEEE transactions on Industry Applications**, IEEE, v. 41, n. 1, p. 163–168, 2005.

COMMISSION, I. E. et al. Iec 61400-1: Wind turbines part 1: Design requirements. **International Electrotechnical Commission**, 2005.

CONSTANTE-FLORES, G. E.; ILLINDALA, M. S. Data-driven probabilistic power flow analysis for a distribution system with renewable energy sources using monte carlo simulation. **IEEE Transactions on Industry Applications**, IEEE, v. 55, n. 1, p. 174–181, 2018.

- DOMÍNGUEZ-GARCÍA, J. L.; GOMIS-BELLMUNT, O.; TRILLA-ROMERO, L.; JUNYENT-FERRÉ, A. Indirect vector control of a squirrel cage induction generator wind turbine. **Computers & Mathematics with Applications**, Elsevier, v. 64, n. 2, p. 102–114, 2012.
- EKANAYAKE, J.; HOLDSWORTH, L.; JENKINS, N. Control of dfig wind turbines. **Power Engineer**, IET, v. 17, n. 1, p. 28–32, 2003.
- FADAEINEDJAD, R.; MOALLEM, M.; MOSCHOPOULOS, G. Simulation of a wind turbine with doubly fed induction generator by fast and simulink. **IEEE Transactions on energy conversion**, IEEE, v. 23, n. 2, p. 690–700, 2008.
- FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY, C.; UMANS, S. D.; JAMES, B. **Electric machinery**. [S.l.]: McGraw-Hill New York, 2003. v. 5.
- FREITAS, W.; VIEIRA, J. C.; MORELATO, A.; SILVA, L. C. D.; COSTA, V. F. D.; LEMOS, F. A. Comparative analysis between synchronous and induction machines for distributed generation applications. **IEEE transactions on Power Systems**, IEEE, v. 21, n. 1, p. 301–311, 2006.
- GARG, H.; DAHIYA, R. Modeling and development of wind turbine emulator for the condition monitoring of wind turbine. **International Journal of Renewable Energy Research**, v. 5, n. 2, p. 591–597, 2015.
- GROUP, I. W. et al. Recommended practice for excitation system models for power system stability studies. **IEEE Std 421.5-1992**, 1992.
- HANSEN, A. D.; SØRENSEN, P.; BLAABJERG, F.; BECHO, J. Dynamic modelling of wind farm grid interaction. **wind engineering**, SAGE Publications Sage UK: London, England, v. 26, n. 4, p. 191–210, 2002.
- HAU, E.; RENOUEARD, H. von. **Wind turbines: fundamentals, technologies, application, economics**. [S.l.]: Springer, 2003.
- HEIER, S. **Grid Integration of Wind Energy - Onshore and Offshore Conversion Systems**. Third. British Library: John Wiley & Sons., 2014.
- IEEE. Task force on microgrid stability analysis and modeling: Microgrid stability definitions, analysis, and modeling. **IEEE Power & Energy Society**, abr. 2018. Disponível em: <http://resourcecenter.ieee-pes.org/pes/product/technical-publications/PES_TR0066_062018>.
- IHEDRANE, Y.; BEKKALI, C. E.; BOSSOUFI, B.; BOUDERBALA, M. Control of power of a dfig generator with mppt technique for wind turbines variable speed. In: **Modeling, Identification and Control Methods in Renewable Energy Systems**. [S.l.]: Springer, 2019. p. 105–129.
- ISSICABA, D. **Block-oriented Agent-based Architecture to Support the Power Distribution System Operation**. Tese (Doutorado) — PhD thesis, Faculty of Engineering of Porto University, 2013.
- JENKINS, N.; AL. et. **Embedded Generation**. Institution of Engineering and Technology, 2000. (Energy Engineering). Disponível em: <<https://digital-library.theiet.org/content/books/po/pbpo031e>>.

JOHNSON, K. E.; PAO, L. Y.; BALAS, M. J.; FINGERSH, L. J. Control of variable-speed wind turbines: standard and adaptive techniques for maximizing energy capture. **IEEE Control Systems Magazine**, IEEE, v. 26, n. 3, p. 70–81, 2006.

JONKMAN, B.; KILCHER, L. **TurbSim users guide: version 1.06.00**. [S.l.], 2012.

KALDELLIS, J. The wind potential impact on the maximum wind energy penetration in autonomous electrical grids. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 33, n. 7, p. 1665–1677, 2008.

KALDELLIS, J.; TZANES, G.; PAPAPOSTOLOU, C.; KAVADIAS, K.; ZAFIRAKIS, D. Analyzing the limitations of vast wind energy contribution in remote island networks of the aegean sea archipelagos. **Energy Procedia**, Elsevier, v. 142, p. 787–792, 2017.

KAPSALI, M.; ANAGNOSTOPOULOS, J.; KALDELLIS, J. Wind powered pumped-hydro storage systems for remote islands: a complete sensitivity analysis based on economic perspectives. **Applied energy**, Elsevier, v. 99, p. 430–444, 2012.

KERSTING, W. H. **Distribution system modeling and analysis**. [S.l.]: CRC press, 2006.

KHAJEH, A.; GHAZI, R.; ABARDEH, M. H. Implementation of the maximum power point tracking algorithm on indirect matrix converter controlled dfig wind turbine. In: IEEE. **2016 Iranian Conference on Renewable Energy & Distributed Generation (ICREDG)**. [S.l.], 2016. p. 11–15.

KOJABADI, H. M.; CHANG, L.; BOUTOT, T. Development of a novel wind turbine simulator for wind energy conversion systems using an inverter-controlled induction motor. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 19, n. 3, p. 547–552, Sept 2004. ISSN 0885-8969.

KOSOW, I. L. **Electric machinery and transformers**. [S.l.]: Prentice-Hall, 1972. v. 4.

KOSTENKO, M.; PIOTROVSKI, L. **Máquinas Elétricas, Máquinas de Corrente Alternada, vol II**. [S.l.: s.n.], 1979.

KRISHNAN, R. **Electric motor drives: modeling, analysis, and control**. [S.l.]: Prentice Hall New Jersey, 2001. v. 626.

KROPOSKI, B.; MARTIN, G. Hybrid renewable energy and microgrid research work at nrel. In: IEEE. **PES General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–4. ISSN 1932-5517.

KUMAR, S.; GAUR, K. Excitation process in three phase squirrel cage induction generator for wind mill application. In: IEEE. **2013 International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability**. [S.l.], 2013. p. 414–419.

KUNDUR, P.; BALU, N. J.; LAUBY, M. G. **Power system stability and control**. [S.l.]: McGraw-hill New York, 1994. v. 7.

KUTIJA, M.; SUMINA, D.; ČOLOVIĆ, I. Magnetization of speed sensorless squirrel-cage induction generator for wind power application using a phase-locked loop. **Electric power systems research**, Elsevier, v. 122, p. 119–129, 2015.

- LEI, Y.; MULLANE, A.; LIGHTBODY, G.; YACAMINI, R. Modeling of the wind turbine with a doubly fed induction generator for grid integration studies. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 21, n. 1, p. 257–264, March 2006. ISSN 0885-8969.
- LI, S.; HASKEW, T. A. Analysis of decoupled dq vector control in dfig back-to-back pwm converter. In: IEEE. **2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting**. [S.l.], 2007. p. 1–7.
- LI, S.; HASKEW, T. A.; JACKSON, J. Integrated power characteristic study of dfig and its frequency converter in wind power generation. **Renewable energy**, Elsevier, v. 35, n. 1, p. 42–51, 2010.
- LI, S.; WANG, H.; TIAN, Y.; AITOUCH, A.; KLEIN, J. Direct power control of dfig wind turbine systems based on an intelligent proportional-integral sliding mode control. **ISA transactions**, Elsevier, v. 64, p. 431–439, 2016.
- LIU, Y.; WANG, Z.; XIONG, L.; WANG, J.; JIANG, X.; BAI, G.; LI, R.; LIU, S. Dfig wind turbine sliding mode control with exponential reaching law under variable wind speed. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 96, p. 253–260, 2018.
- MAHELA, O. P.; SHAIK, A. G. Comprehensive overview of grid interfaced wind energy generation systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 57, p. 260–281, 2016.
- MARTINEZ, F.; HERRERO, L. C.; PABLO, S. de. Open loop wind turbine emulator. **Renewable Energy**, v. 63, p. 212 – 221, 2014. ISSN 0960-1481. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148113004862>>.
- MATHEW, S. **Wind energy: fundamentals, resource analysis and economics**. [S.l.]: Springer, 2006. v. 1.
- MONFARED, M.; KOJABADI, H. M.; RASTEGAR, H. Static and dynamic wind turbine simulator using a converter controlled dc motor. **Renewable Energy**, v. 33, n. 5, p. 906 – 913, 2008. ISSN 0960-1481. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148107002170>>.
- MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. [S.l.]: E. Blucher, 1983.
- MOUSA, H. H.; YOUSSEF, A.-R.; MOHAMED, E. E. Variable step size p&o mppt algorithm for optimal power extraction of multi-phase pmsg based wind generation system. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 108, p. 218–231, 2019.
- MOUSSA, I.; BOUALLEGUE, A.; KHEDHER, A. New wind turbine emulator based on dc machine: hardware implementation using fpga board for an open-loop operation. **IET Circuits, Devices & Systems**, IET, v. 13, n. 6, p. 896–902, 2019.
- MULJADI, E.; BUTTERFIELD, C.; PARSONS, B.; ELLIS, A. Effect of variable speed wind turbine generator on stability of a weak grid. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, IEEE, v. 22, n. 1, p. 29–36, 2007.

- MURTHY, K.; RAHI, O. A comprehensive review of wind resource assessment. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 72, p. 1320 – 1342, 2017. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116306918>>.
- MUYEEN, S.; ALI, M. H.; TAKAHASHI, R.; MURATA, T.; TAMURA, J.; TOMAKI, Y.; SAKAHARA, A.; SASANO, E. Comparative study on transient stability analysis of wind turbine generator system using different drive train models. **IET Renewable Power Generation**, IET, v. 1, n. 2, p. 131–141, 2007.
- NI, K.; HU, Y.; LAGOS, D. T.; CHEN, G.; WANG, Z.; LI, X. Highly reliable back-to-back power converter without redundant bridge arm for doubly fed induction generator-based wind turbine. **IEEE Transactions on Industry Applications**, IEEE, v. 55, n. 3, p. 3024–3036, 2019.
- NREL. **MS Windows NT Kernel Description**. 2019. Disponível em: <<https://nwtc.nrel.gov/>>.
- OZSOY, E. E.; GOLUBOVIC, E.; SABANOVIC, A.; GOKASAN, M.; BOGOSYAN, S. A novel current controller scheme for doubly fed induction generators. **automatika**, Taylor & Francis, v. 56, n. 2, p. 186–195, 2015.
- PENA, R.; CLARE, J.; ASHER, G. Doubly fed induction using back-to-back pwm converters and its application to variable-speed wind-energy generation. **IEE Proceedings-Electric power applications**, IET, v. 143, n. 3, p. 231–241, 1996.
- PERDANA, A. Dynamic models of wind turbines a contribution towards the establishment of standardized models of wind turbines for power system stability studies. In: . [S.l.: s.n.], 2008.
- PHAN, D.-C.; YAMAMOTO, S. Rotor speed control of doubly fed induction generator wind turbines using adaptive maximum power point tracking. **Energy**, Elsevier, v. 111, p. 377–388, 2016.
- PRIETO-ARAUJO, E.; OLIVELLA-ROSELL, P.; CHEAH-MAÑE, M.; VILLAFILAROBLES, R.; GOMIS-BELLMUNT, O. Renewable energy emulation concepts for microgrids. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 50, p. 325–345, 2015.
- PRODIST (Ed.). **PRODIST: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica**. [S.l.]: ANEEL, 2018.
- RAHIMI, M. Improvement of energy conversion efficiency and damping of wind turbine response in grid connected dfig based wind turbines. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 95, p. 11–25, 2018.
- RAHMANN, C.; PALMA-BEHNKE, R. Optimal allocation of wind turbines by considering transmission security constraints and power system stability. **Energies**, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 6, n. 1, p. 294–311, 2013.
- RAMTHARAN, G.; EKANAYAKE, J. B.; JENKINS, N. Frequency support from doubly fed induction generator wind turbines. **IET Renewable Power Generation**, v. 1, n. 1, p. 3–9, March 2007. ISSN 1752-1416.

- RUBINSTEIN, R. Y.; KROESE, D. P. **Simulation and the Monte Carlo method**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2016. v. 10.
- SÁEZ, D.; ÁVILA, F.; OLIVARES, D.; CAÑIZARES, C.; MARÍN, L. Fuzzy prediction interval models for forecasting renewable resources and loads in microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 6, n. 2, p. 548–556, March 2015. ISSN 1949-3053.
- SAJADI, A.; ROSŁANIEC, Ł.; KŁOS, M.; BICZEL, P.; LOPARO, K. A. An emulator for fixed pitch wind turbine studies. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 87, p. 391–402, 2016.
- SHONKWILER, R. W.; MENDIVIL, F. **Explorations in Monte Carlo Methods**. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2009.
- SIEMENS. **DC Motors**. Catalog da 12. [S.l.], 2008.
- SINGH, M.; KHADKIKAR, V.; CHANDRA, A.; VARMA, R. K. Grid interconnection of renewable energy sources at the distribution level with power-quality improvement features. **IEEE transactions on power delivery**, IEEE, v. 26, n. 1, p. 307–315, 2011.
- SIRAJ, K.; SIRAJ, H.; NASIR, M. Modeling and control of a doubly fed induction generator for grid integrated wind turbine. In: IEEE. **2014 16th International Power Electronics and Motion Control Conference and Exposition**. [S.l.], 2014. p. 901–906.
- SLOOTWEG, J. G. **Wind Power Modelling and Impact on Power System Dynamics**. Tese (Doutorado) — Technische Universiteit Delft, dez. 2003.
- SLOOTWEG, J. G.; HAAN, S. W. H. de; POLINDER, H.; KLING, W. L. General model for representing variable speed wind turbines in power system dynamics simulations. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 18, n. 1, p. 144–151, Feb 2003. ISSN 0885-8950.
- SLOOTWEG, J. G.; KLING, W. L. Aggregated modelling of wind parks in power system dynamics simulations. In: **2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings**,. [S.l.: s.n.], 2003. v. 3, p. 6 pp. Vol.3–.
- SMITH, J. W.; BROOKS, D. L. Voltage impacts of distributed wind generation on rural distribution feeders. In: IEEE. **Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001 IEEE/PES**. [S.l.], 2001. v. 1, p. 492–497.
- SUN, Y.; LIN, J.; LI, G.; LI, X. A review on the integration of wind farms with variable speed wind turbine systems into power systems. In: **2009 International Conference on Sustainable Power Generation and Supply**. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–6. ISSN 2156-9681.
- SUPPIONI, V.; GRILO, A. P. Analysis of the flicker level produced by a fixed-speed wind turbine. **International Journal of Emerging Electric Power Systems**, De Gruyter, v. 14, n. 6, p. 571–580, 2013.
- TANVIR, A.; MERABET, A.; BEGUENANE, R. Real-time control of active and reactive power for doubly fed induction generator (dfig)-based wind energy conversion system. **Energies**, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 8, n. 9, p. 10389–10408, 2015.

TAVEIROS, F.; BARROS, L.; COSTA, F. Back-to-back converter state-feedback control of dfig (doubly-fed induction generator)-based wind turbines. **Energy**, Elsevier, v. 89, p. 896–906, 2015.

TAZIL, M.; KUMAR, V.; BANSAL, R. C.; KONG, S.; DONG, Z. Y.; FREITAS, W.; MATHUR, H. D. Three-phase doubly fed induction generators: an overview. **IET Electric Power Applications**, v. 4, n. 2, p. 75–89, February 2010. ISSN 1751-8660.

VIDYANANDAN, K. V.; SENROY, N. Primary frequency regulation by deloaded wind turbines using variable droop. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 2, p. 837–846, May 2013. ISSN 0885-8950.

WANG, Y.; LIPO, T. A.; PAN, D. Half-controlled-converter-fed open-winding permanent magnet synchronous generator for wind applications. In: IEEE. **Proceedings of 14th International Power Electronics and Motion Control Conference EPE-PEMC 2010**. [S.l.], 2010. p. T4–123.

WEISSER, D.; GARCIA, R. S. Instantaneous wind energy penetration in isolated electricity grids: concepts and review. **Renewable energy**, Elsevier, v. 30, n. 8, p. 1299–1308, 2005.

WIND TURBINE MODELS. **AAER A 1500-70**. 2019. Disponível em: <<https://en.wind-turbine-models.com/turbines/597-aaer-a1500-70>>. Acesso em: 2019.

YAN, J.; FENG, Y.; DONG, J. Study on dynamic characteristic of wind turbine emulator based on pmsm. **Renewable Energy**, v. 97, p. 731 – 736, 2016. ISSN 0960-1481. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148116305584>>.

YIN, M.; LI, W.; CHUNG, C. Y.; ZHOU, L.; CHEN, Z.; ZOU, Y. Optimal torque control based on effective tracking range for maximum power point tracking of wind turbines under varying wind conditions. **IET Renewable Power Generation**, IET, v. 11, n. 4, p. 501–510, 2016.

ZHANG, S.; TSENG, K.-J.; VILATHGAMUWA, D. M.; NGUYEN, T. D.; WANG, X.-Y. Design of a robust grid interface system for pmsg-based wind turbine generators. **IEEE transactions on industrial electronics**, IEEE, v. 58, n. 1, p. 316–328, 2010.

ZOU, Y.; ELBULUK, M. E.; SOZER, Y. Simulation comparisons and implementation of induction generator wind power systems. **IEEE Transactions on industry applications**, IEEE, v. 49, n. 3, p. 1119–1128, 2013.

Apêndices

APÊNDICE **A**

Publicações

Este apêndice apresenta de modo resumido os trabalhos publicados até o momento, na forma de artigos para congressos que estão relacionados a esta pesquisa de mestrado.

A.1 Artigo em Congresso Internacional

- Maiara C. Oliveira and Rodrigo A. Ramos, "*Design and simulation of a controller for emulation of a wind turbine by a dc motor*", in 2019 Workshop on Communication Networks and Power Systems (WCNPS). IEEE, Brasilia, DF, BR, Oct 2019, pp. 1-5. <https://doi.org/10.1109/WCNPS.2019.8896315>
- Anna G. M. Moraco, Ahda P. Grilo, Rodrigo B. Otto, Maiara C. Oliveira and Rodrigo A. Ramos, "*Comparative Evaluation of Methods for Switching Temporary Frequency Support in Islanded Systems*", in 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America). IEEE, Gramado, BR, Sept 2019, pp 1-6. <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2019.8895324>

A.2 Artigo em Congresso Nacional

- Maiara C. Oliveira e Rodrigo A. Ramos, "*Modelagem e Simulação de um Emulador para Turbinas Eólicas utilizando Motor CC*", in XIV Conferência Brasileira de Dinâmica, Controle e Aplicações (DINCON). São Carlos, SP, BR, Nov 2019, pp. 1-7.

Sistema Elétrico de Potência Utilizado como Cenário para Testes - Dados

Neste apêndice são apresentados os dados da rede e os parâmetros dos geradores síncrono e assíncrono que compõem o sistema utilizado como cenário de testes para caracterizar os resultados desta pesquisa.

B.1 Dados da Rede

Na Tabela A.1 estão dispostos os valores das impedâncias das linhas que constituem o diagrama unifilar da Figura 4.4. Os valores são referentes às componentes de sequência positiva dos mesmo, correspondendo a uma adaptação dos valores apresentados em Jenkins e al. (2000).

Tabela A.1: Impedâncias dos elementos que compõem o sistema elétrico de teste

Parâmetros	Valor [Ω]
Z_{23}	$0,1459 + j0,6262$
Z_{34}	$0,7797 + j1,3569$
Z_{24}	$0,7024 + j1,1195$
Z_{45}	$0,3899 + j0,6784$
Z_{sub}	$0,0000 + j0,7253$
Z_{T1}	$0,1089 + j0,4356$
Z_{T2}	$0,1002 + j0,4356$
Z_{TG1}	$0,3572 + j1,4288$
Z_{TG2}	$0,3572 + j1,4288$

Fonte: Adaptado de Jenkins e al. (2000).

A nomenclatura apresentada para identificação da impedância das linhas do sistema é descrita como Z_{ij} , em que i e j representam as barras nas quais a linha de distribuição se encontra conectada. A impedância de curto-circuito é nomeada como Z_{sub} , quanto as

impedâncias dos transformadores possuem o mesmo nome dos componentes ilustrados na Figura 4.4.

B.2 Parâmetros do Gerador Síncrono

Os parâmetros do gerador síncrono, implementado no ambiente de simulações do Simulink, foram obtidos de Freitas et al. (2006) e são apresentados na Tabela A.2. A potência nominal do gerador, 30 MVA, é utilizada como base para o cálculo em por unidade.

Tabela A.2: Parâmetros do modelo dinâmico da máquina síncrona

Parâmetros	Valor	Unidade
R_a	0,0014	p.u.
L_l	0,050	p.u.
L_d	1,400	p.u.
L_q	1,372	p.u.
L'_d	0,231	p.u.
L'_q	0,800	p.u.
L''_d	0,118	p.u.
τ'_{d0}	5,50	s
τ'_{q0}	1,25	s
τ''_{d0}	0,05	s
τ''_{q0}	0,19	s
D	0,0	p.u./p.u.
H	1,5	s

Fonte: Adaptado de Freitas et al. (2006).

□ Parâmetros do Sistema de Excitação

Na Tabela A.3 são apresentados os valores dos parâmetros dos modelos do sistema de excitação, obtidos de Group et al. (1992).

B.3 Parâmetros do Gerador de Indução Duplamente Alimentado

Na Tabela A.4 são apresentados os dados de especificação para o modelo do gerador de indução utilizado neste trabalho. Os valores são obtidos no bloco padrão do Simulink, intitulado *Wind Turbine Doubly-Fed Induction Generator (Phasor Type)*.

Tabela A.3: Dados do modelo dinâmico do sistema de excitação do gerador síncrono

Parâmetros	Valor	Unidade
T_R	0,02	s
R_C	0,0	p.u.
X_C	0,0	p.u.
T_B	1,0	s
K_A	210,0	s
T_A	0,0	p.u./p.u.
K_F	0,0	s
V_{RMAX}	6,43	p.u./p.u.
V_{RMIN}	-6,0	p.u./p.u.
K_C	0,038	p.u./p.u.

Fonte: Adaptado de Group et al. (1992).

Tabela A.4: Parâmetros do modelo dinâmico do DFIG

Parâmetros	Valor	Unidade
P_n	1,5	MVA
V_n	6,9	kV
R_s	0,00706	p.u.
L_s	0,171	p.u.
R_r	0,005	p.u.
L_r	0,156	p.u.
L_m	2,9	p.u.
H	5,04	s
F	0,01	p.u.
p	3	s

B.4 Parâmetros dos Controles do Gerador de Indução Duplamente Alimentado

As Tabelas A.5 e A.6 apresentam os dados dos controladores utilizados para regulação de potência e tensão do gerador de indução utilizado nos aerogeradores do parque eólico. Os blocos de controle baseiam-se no bloco padrão do Simulink, conforme apresentado na Seção 2.4.1, acrescidos de algumas adaptações tais como, a remoção do controle de *pitch* e inclusão do controle em MPPT. Realizadas as modificações necessárias nos controladores, os parâmetros foram ajustados empiricamente conforme a observação da dinâmica imposta pelo sistema teste.

Tabela A.5: Parâmetros dos controladores para regulação de potência do DFIG

Potência Reativa		
K_p	1,3	p.u./p.u.
K_i	1,7	p.u./p.u.
Potência Ativa		
K_p	1,5	p.u./p.u.
K_i	6,25	p.u./p.u.

Tabela A.6: Dados dos reguladores de tensão na barra CC e nos lados da rede e do rotor

Barra CC		
K_p	0,005	p.u./p.u.
K_i	0,03	p.u./p.u.
Lado da Rede		
K_p	5,0	p.u./p.u.
K_i	100,0	p.u./p.u.
Lado do Rotor		
K_p	1,0	p.u./p.u.
K_i	50,0	p.u./p.u.

B.5 Parâmetros do Motor de Corrente Contínua

Na Tabela A.7 são apresentados os parâmetros do motor CC implementado analiticamente em ambiente Matlab, a partir do modelo em espaço de estados descrito na Seção 2.5.1. Estes valores foram obtidos do bloco *preset* presente no ambiente Simulink do Matlab.

Tabela A.7: Parâmetros do motor CC utilizado

Parâmetros	Valor	Unidade
R_a	11,2	Ω
L_a	0,1215	H
R_f	281,3	Ω
L_f	156,0	H
J	0,02215	$kg.m^2$
K_e	1,976	$V.s$
K_t	1,976	$V.s$
B_m	0,002953	$N.m.s$
T_f	0,5161	$N.m$

Fonte: Matlab.

Construção da Base de Comparação através do Modelo da Turbina Eólica

Este apêndice apresenta alguns testes preliminares realizados utilizando os modelos aerodinâmico e mecânico da turbina eólica, a partir dos quais foi possível construir a base de comparação para o sistema de controle projetado. As simulações foram realizadas utilizando o *software* Matlab, em especial a plataforma Simulink, no qual se aplicou o método iterativo de resolução de Runge-Kutta.

Na sequência, são apresentados as respostas dinâmicas dos modelos da turbina e do gerador de indução duplamente alimentado, Seção C.1. Nelas são observados os comportamentos da velocidade do rotor, potência e torque mecânico da turbina eólica e, na sequência, as potências ativa e reativa do gerador DFIG. Uma vez que o objetivo deste trabalho é simular o comportamento dinâmico da turbina eólica através do motor de corrente contínua, também foram realizadas algumas análises preliminares do comportamento dessa máquina. Adicionalmente, apresenta-se na Seção C.2 a dinâmica obtida para a velocidade do motor CC modelado e utilizado como máquina motriz durante o desenvolvimento desta pesquisa, operando sem e sobre a ação de controladores do tipo PI quando uma entrada variável de torque é aplicada ao seu eixo mecânico.

C.1 Comportamento de uma Unidade Eólica Conectada a um Sistema Elétrico

Em um primeiro momento é obtida uma série temporal de velocidade do vento. Essa série é gerada pelo TurbSim e utilizada como dado de entrada para o modelo da turbina eólica. Com a série temporal de velocidade do vento foi possível obter alguns parâmetros que caracterizam o comportamento da turbina.

A fim de caracterizar o comportamento da turbina eólica conectada ao sistema elétrico, foram inicialmente impostas três condições para a velocidade de vento. A primeira abaixo

da velocidade nominal da turbina (8 m/s), a segunda como sendo a velocidade nominal (12 m/s) e uma terceira sendo superior à velocidade nominal de operação e inferior à velocidade de corte (14 m/s). Para as condições descritas, são mostrados na Figura C.1 o comportamento da variação do vento, o coeficiente de potência da turbina (C_p), a velocidade do rotor da turbina (ω_r), a potência mecânica gerada (P_m) e o respectivo torque mecânico (T_m).

Figura C.1: Resposta da turbina eólica para velocidades diferentes de vento

Fonte: a autora.

Para a situação avaliada, foi considerado que o sistema inicia sua operação em 6 m/s e após decorridos 2 s a velocidade do vento aumenta para 8 m/s. As outras duas transições de velocidade ocorrem em 15 s e 30 s.

Da Figura C.1, para velocidades iguais e inferiores a velocidade nominal da turbina (12 m/s) o coeficiente C_p permanece próximo 0,49 que corresponde ao $C_{P_{otimo}}$. Para manter a operação da turbina neste ponto há um aumento da velocidade de rotação, da potência mecânica gerada e, conseqüentemente, do torque mecânico. Na situação em que a velocidade do vento excede a velocidade nominal da turbina, o controle em MPPT faz com que a potência entregue permaneça igual a 1 p.u. e, portanto, a velocidade do rotor aumenta. Como as grandes turbinas eólicas ou aerogeradores possuem uma grande capacidade de geração, optou-se, nesta etapa, por tratar os dados em por unidade (p.u.) com o intuito de facilitar análises comparativas entre os sistemas.

Durante os testes realizados, verificou-se que para velocidade nominal de vento, a velocidade da turbina ω_r é ligeiramente superior a 1 p.u.. Identificou-se também que para obter 1 p.u. de velocidade do rotor são necessários 11,36 m/s de velocidade do vento, sendo esta ligeiramente inferior a nominal da turbina. Para compreender este comportamento sugere-se que há uma pequena variação dos coeficientes de potência, que são obtidos empiricamente para cada turbina, e os que são descritos pela literatura.

Ao direcionar as análises para o comportamento do DFIG, são observados alguns parâmetros tais como, o torque eletromecânico (T_e) produzido, a velocidade do rotor (ω_r) e as potências entregues ao sistema elétrico no qual o gerador esta conectado. As variáveis de saída do DFIG podem ser observadas na Figura C.2.

Nota-se que para velocidades inferiores à nominal, T_e permanece crescente em módulo e a partir da velocidade nominal, T_e se reduz e ω_r aumenta. Esse aumento de ω_r ocorre devido ao controle de MPPT implementado, que mantém a potência mecânica em 1 p.u. para condições de torques superiores a 1 p.u.. Visto que o torque mecânico é passado como entrada ao DFIG, juntamente com a referência de velocidade, para que a potência permaneça constante faz-se necessário que o torque eletromecânico caia, satisfazendo assim, a condição de igualdade entre a variação de velocidade e a diferença entre os torques mecânicos e eletromecânico.

Na Figura C.2 observa-se também que a potência ativa entregue ao sistema aumenta, acompanhando o crescimento da velocidade do vento. Da figura, a potência permanece em 1 p.u. mesmo para velocidades superiores a velocidade nominal, conforme determinado pelo controle de MPPT. Vale ressaltar também que para velocidade de 12 m/s do vento a potência ativa entregue não é exatamente 1 p.u.. Isso acontece por conta das perdas dos sistemas elétrico e mecânico do gerador.

Nessa simulação optou-se por desabilitar o controle de tensão do gerador e manter o controle de potência reativa, porém, para geração nula de reativos. Assim, como apresentado, a potência reativa permanece nula para toda a faixa de operação.

Em um segundo momento foram feitos testes com o vetor de velocidade do vento mostrado na Figura C.3. A partir disso, na Figura C.4 é ilustrado o comportamento do vento ao longo do tempo, com amplitudes variando entre 5,25 m/s e 10,91 m/s, portanto,

Figura C.2: Comportamento do DFIG diante diferentes velocidades de vento

Fonte: a autora.

entre v_{cut-in} e v_{nom} da turbina.

O perfil de velocidades utilizado decresce com o passar do tempo e retoma a velocidade inicial, caracterizando o perfil sazonal do vento. Consequentemente, há pequenas variações dos coeficientes C_p da curva de potência, que são notadas a cada mudança do valor de v , principalmente para velocidades muito próximas a v_{cut-in} . Como esperado, a velocidade do rotor da turbina acompanha a dinâmica do vento, variando em uma faixa de 0,9263 p.u. e 0,4823 p.u. para as velocidades máximas e mínimas do vento. Como o torque é uma função do produto entre a potência mecânica e a velocidade do eixo da turbina, seu contorno segue as variações de ambos, com um sinal negativo, representando a ação geradora.

Figura C.3: Curva de velocidade do vento obtida pelo TurbSim para categoria IEC-C

Fonte: a autora.

Dada a velocidade de rotação da turbina e o torque mecânico, o gerador de indução retorna uma velocidade e torque eletromecânico que tendem a acompanhar a dinâmica do vento, conforme mostra a Figura C.5.

Na situação em análise a velocidade do vento não excede a nominal da turbina, fazendo com que a turbina opere sempre na parte crescente da curva, Figura 2.5, ou seja, com potência mecânica e velocidade inferiores a 1 p.u.. Por conseguinte, com potência elétrica gerada também inferior a 1 p.u.. Uma vez estabelecido o controle de reativo em 0,5 p.u., pode-se verificar no gráfico da Figura C.5 que a saída do gerador é mantida constante.

Na Figura C.6 é apresentada a relação da potência elétrica gerada pelo DFIG em função da velocidade do vento. Observa-se um perfil de potência com curvatura positiva até 12 m/s, neste ponto se verifica uma inflexão da curva que, a partir dos 13 m/s passa a ter uma curvatura negativa até a velocidade de corte da turbina. Conforme visto na Figura 2.5 se esperava um perfil assintótico da resposta de potência elétrica. Contudo, tal comportamento não é notado aqui, uma vez que nesta análise são levadas em consideração as perdas mecânicas e elétricas do gerador utilizado.

O comportamento ilustrado na Figura C.6 acompanha o mesmo apresentado por Slootweg (2003), onde discute-se sobre a aproximação dos coeficientes C_p do modelo da turbina eólica, conforme apontado no início desta seção.

Além do sistema eólico e mecânico também foi necessário realizar adaptações aos sistemas de controle do gerador de indução, bem como o ajuste de seus controladores, já que o comportamento do DFIG impacta diretamente na resposta da turbina, em termos de velocidade do rotor.

Figura C.4: Resposta da turbina eólica para velocidades reais do vento

Fonte: a autora.

Nos testes realizados, foram consideradas, a princípio, velocidades de vento dentro da faixa de operação da turbina e variações abruptas, onde se observa um bom comportamento do conjunto turbina e DFIG, o qual opera conforme o esperado. Para as condições em que é inserida a dinâmica do vento como entrada, nota-se que o modelo da turbina também caracteriza satisfatoriamente a entrada, seguindo o perfil imposto.

Visto que o motor de corrente contínua foi escolhido para operar como máquina motriz, no sistema de emulação, no lugar da turbina eólica, foram realizadas simulações utilizando o modelo dinâmico desta máquina. Nessas simulações, foi verificada a resposta do motor para operações com variação de carga, uma situação inicial sem a presença de controle e, posteriormente, com o controle. Em ambas situações o sistema responde bem às variações

Figura C.5: Saídas do DFIG para operação com velocidades reais do vento

Fonte: a autora.

do torque de carga. Verifica-se também que os controladores de corrente e velocidade conseguem zerar os erros de regime, evidenciando um bom ajuste de seus ganhos.

C.2 Comportamento Dinâmico do Motor CC

Para implementação do modelo em espaço de estados do motor CC, é feito o uso do bloco *S-Function* no Matlab/Simulink. Este bloco recebe como parâmetros de entrada o torque mecânico e a tensão de saída do conversor eletrônico, retornando para o Simulink as correntes de armadura e campo, bem como a velocidade de rotação do rotor.

Na Figura D.1 são apresentadas as respostas dinâmicas do motor CC obtidas através

Figura C.6: Potências elétricas entregues pelo DFIG ao sistema elétrico

Fonte: a autora.

do modelo matemático do mesmo. Durante a simulação é inserida uma carga nominal, a fim de caracteriza o comportamento do motor quando este é submetido a um torque mecânico em seu eixo.

Figura C.7: Comportamento dinâmico do motor CC sem a ação de controle

Fonte: a autora.

Observa-se da Figura D.1 que quando o motor opera a vazio, com tensão de alimentação nominal e não conta com a ação dos sistemas de controles, sua velocidade se mantém

em um valor superior ao nominal. No entanto, quando há inserção de uma carga em seu eixo, a velocidade cai e a corrente aumenta até atingirem os respectivos valores de regime.

Ao inserir os controles de velocidade e corrente assegura-se uma maior faixa de operação do motor, além de garantir faixas seguras de operação. Na Figura D.2 são apresentadas as curvas de velocidade, tensão e corrente de armadura do motor CC.

Figura C.8: Comportamento dinâmico do motor CC com controle após inserção de uma carga

Fonte: a autora.

Neste caso, assume-se a entrada de uma carga que exerce um torque aproximadamente igual ao torque nominal da máquina. Com a inserção da carga em 1s, a velocidade tende a cair e a corrente começa a aumentar, demandando um aumento da tensão de entrada para o conversor. Uma vez identificado um aumento na demanda de corrente o controle solicitada ao conversor, há uma elevação tensão de alimentação, o oposto ocorre para situação em que a corrente diminui, onde o conversor reduz a tensão entregue.

Para esta situação em que uma carga constante é acoplada ao motor instantaneamente, os erros dos controladores são praticamente nulos. Logo no início da simulação há os erros do integrador dos controladores, contudo, este comportamento só é observado antes mesmo do motor atingir a velocidade nominal. Assim que os controles começam a atuar, o erro tende a zero, bem como quando a carga é inserida, caracterizando uma boa atuação dos controles do motor.

Resposta Temporal do Motor CC Operando como Máquina Motriz

Como o objetivo é emular o comportamento dinâmico da turbina eólica através do motor de corrente contínua, foram realizadas algumas análises preliminares do comportamento dessa máquina. São apresentadas a seguir duas situações do comportamento dinâmico do MCC, inicialmente sem a presença das malhas de controle descritas na Seção 3.1.1 e em seguida com as malhas.

D.1 Comportamento Dinâmico do Motor CC

Para implementação do modelo em espaço de estados do motor CC, Equação 2.38, é feito o uso do bloco *S-Function* no Matlab/Simulink. Este bloco recebe como parâmetros de entrada o torque mecânico e a tensão de saída do conversor eletrônico, retornando para o Simulink as correntes de armadura e campo, bem como a velocidade de rotação do rotor.

Na Figura D.1 são apresentadas as respostas dinâmicas do MCC obtidas através do modelo matemático da Equação 2.38. Os parâmetros do motor CC estão disponíveis no Apêndice A. Durante a simulação é inserida uma carga nominal (entenda-se como um torque mecânico) ao eixo do motor no instante igual a 1s da simulação.

Observa-se da Figura D.1 que quando o motor opera a vazio, com tensão de alimentação nominal e não conta com a ação dos sistemas de controles, sua velocidade se mantém em um valor superior ao nominal. No entanto, quando há inserção de uma carga em seu eixo, a velocidade cai e a corrente aumenta até atingirem os respectivos valores de regime.

Ao inserir os controles de velocidade e corrente assegura-se uma maior faixa de operação do motor, além de garantir faixas seguras de operação. Na Figura D.2 são apresentadas as curvas de velocidade, tensão e corrente de armadura do motor CC.

Figura D.1: Comportamento dinâmico do motor CC sem a ação de controle

Fonte: a autora.

Figura D.2: Comportamento dinâmico do motor CC com controle após inserção de uma carga

Fonte: a autora.

Neste caso, assume-se a entrada de uma carga que exerce um torque aproximadamente igual ao torque nominal da máquina. Com a inserção da carga em 1s, a velocidade tende a cair e a corrente aumenta, demandando um aumento da tensão de entrada para o conversor.

Para esta situação em que uma carga constante é acoplada ao motor instantaneamente, os erros dos controladores são praticamente nulos. Logo no início da simulação há os erros do integrador dos controladores, contudo, este comportamento só é observado antes mesmo do motor atingir a velocidade nominal. Assim que os controles começam a atuar, o erro tende a zero, bem como quando a carga é inserida, caracterizando uma boa atuação dos controles do motor.

D.2 Desempenho do Motor CC com Torque de Carga Variável

Com o objetivo de verificar o comportamento do motor CC operando como uma turbina eólica, é inserido ao modelo do motor o torque mecânico obtido com os dados de velocidade do vento, Figura D.3. Bem como no caso anterior, considera-se a presença de ambos os controles, de velocidade e corrente.

Figura D.3: Perfil de torque mecânico do motor diante uma entrada de vento variável

Nas Figuras D.4, D.5 e D.6 são apresentadas a velocidade do rotor (ω_m), a corrente de armadura (i_a) e a tensão de armadura (v_a), respectivamente.

Figura D.4: Velocidade do motor CC com aplicação de um torque variável

Figura D.5: Comportamento dinâmico da corrente de armadura do motor CC

A Figura D.4 mostra a velocidade do rotor com destaque para o intervalo de tempo que o motor trabalha com torque variável. Pode-se perceber que a velocidade varia conforme o inverso da variação do torque de carga, mantendo-se em torno da velocidade de referência (1 p.u.).

De modo análogo, a corrente apresenta um comportamento que acompanha o torque mecânico. Da Figura D.5 a variação da corrente segue a dinâmica do torque, como

esperado, uma vez que estão diretamente relacionados.

Dado um aumento de corrente o controle solicita ao conversor uma elevação tensão de alimentação, o oposto ocorre para situação em que a corrente diminui, onde o conversor reduz a tensão entregue. Consequentemente, pequenas variações no perfil da tensão de entrada serão observadas, conforme mostrado na Figura D.6.

Figura D.6: Variação da tensão de armadura do motor CC operando com torque variável

Visto que há oscilações no torque de entrada e, consequentemente, na corrente e velocidade, os controladores atuam para que o motor consiga entregar o torque que lhe é solicitado e manter a velocidade de operação constante.