



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

EDUARDO JOSÉ NOVAES MENEZES

**Controle de turbinas eólicas: desenvolvimento, simulação e análise de sistemas de
controle avançados para turbinas eólicas de grande porte**

RECIFE
2016

EDUARDO JOSÉ NOVAES MENEZES

Controle de turbinas eólicas: desenvolvimento, simulação e análise de sistemas de controle avançados para turbinas eólicas de grande porte

Dissertação apresentada ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Mecânica.

Área de Concentração: Projetos

Orientadora: Prof. Dra. Nadège Sophie Bouchonneau da Silva

Co-Orientador: Prof. Dr. Alex Maurício Araújo

RECIFE
2016

- M543c Menezes, Eduardo José Novaes.
Controle de turbinas eólicas: desenvolvimento, simulação e análise de sistemas de controle avançados para turbinas eólicas de grande porte / Eduardo José Novaes Menezes. - Recife: O Autor, 2016.
173 folhas, il., gráfs., tabs.
- Orientadora: Profa. Dra. Nadège Sophie Bouchonneau da Silva.
Coorientador: Prof. Dr. Alex Maurício Araújo.
Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, 2016.
Inclui Referências e Apêndices.
1. Engenharia Mecânica. 2. Turbinas eólicas. 3. Controle. 4. Sistemas de controle MIMO. 5. Redução de cargas mecânicas. 6. Dinâmica estrutural. I. Silva, Nadège Sophie Bouchonneau da. (Orientadora). II. Araújo, Alex Maurício. (Coorientador). III. Título.

UFPE

621 CDD (22. ed.)

BCTG/2016-159

29 de fevereiro de 2016.

“CONTROLE DE TURBINAS EÓLICAS: DESENVOLVIMENTO, SIMULAÇÃO E
ANÁLISE DE SISTEMAS DE CONTROLE AVANÇADOS PARA TURBINAS
EÓLICAS DE GRANDE PORTE”

EDUARDO JOSÉ NOVAES MENEZES

ESTA DISSERTAÇÃO FOI JULGADA ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO
TÍTULO DE MESTRE EM ENGENHARIA MECÂNICA

ÁREA DE CONCENTRAÇÃO: PROJETOS

APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
MECÂNICA/CTG/EEP/UFPE

Prof^a Dr^a NADÈGE SOPHIE BOUCHONNEAU DA SILVA
ORIENTADORA/PRESIDENTE

Prof. Dr. ALEX MAURÍCIO ARAÚJO
CO-ORIENTADOR

Prof. Dr. JORGE RECARTE HENRÍQUEZ GUERRERO
COORDENADOR DO PROGRAMA

BANCA EXAMINADORA:

Prof^a Dr^a NADÈGE SOPHIE BOUCHONNEAU DA SILVA (UFPE)

Prof. Dr. ALEX MAURÍCIO ARAÚJO (UFPE)

Prof. Dr. PAULO ROBERTO MACIEL LYRA (UFPE)

Prof. Dr. PEDRO MANUEL GONZALEZ DEL FOYO (UFPE)

Este trabalho é dedicado a Deus e a Nossa Senhora, bem como à minha mãe, Mônica, e ao meu pai, Valmar, que são meus exemplos em tudo o que faço e meus heróis, e às minhas irmãs Heleninha e Valquirinha. Amo muito e infinitamente vocês.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, antes de tudo, por ter me dado força e coragem e ter me permitido chegar aqui; e a Maria, Nossa Senhora, pela intercessão que sempre pedi. Foi uma longa caminhada e sem Deus nada poderia ter sido feito.

Agradeço à minha família amada. À minha mãe e ao meu pai, meus maiores exemplos e que sempre me ensinaram a lutar, trabalhar e estudar para conseguir meus objetivos. À minha mãe, verdadeiro poço de bondade e amor, a quem eu amo incomensuravelmente. Ao meu pai, verdadeiro e maior amigo, que desde cedo me ensinou a ser um homem corajoso e lutador como ele. Às minhas irmãs, Helena e Valquíria, as duas flores que Deus me deu para amar e cuidar. Agradeço a todos os professores que participaram da minha formação, desde os primeiros anos nos bancos escolares, até esta etapa que agora se cumpre. Agradeço-os na figura dos meus orientadores, Professor Alex Maurício e Professora Nadège Sophie, que estiveram comigo nesta luta do mestrado e sempre me incentivaram e apoiaram. A eles, o meu muito obrigado por terem me apoiado e acreditado no meu trabalho. Agradeço também aos professores membros da banca, Prof. Paulo Lyra e Prof. Pedro del Foyo, pela disponibilidade e pelas valiosas sugestões e correções neste trabalho.

Agradeço à Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), universidade pública, gratuita e de qualidade, à qual tenho a imensa honra de pertencer. Espero poder ajudar e continuar contribuindo com o avanço tecnológico do Brasil por meio da força e da tradição da nossa universidade.

O sertanejo é, antes de tudo, um forte.

EUCLIDES DA CUNHA

RESUMO

As turbinas eólicas são as máquinas responsáveis pela conversão de energia a partir de uma fonte primária profundamente irregular e variável, o vento. Para extrair energia do vento e transformá-la em energia elétrica de maneira eficiente e segura, os sistemas de controle são componentes essenciais das turbinas eólicas. Eles são responsáveis por regular velocidade e/ou potência e por reduzir as cargas mecânicas e as vibrações na estrutura. O crescente tamanho das atuais turbinas eólicas, que constituem estruturas de grande porte e cada vez mais flexíveis, faz com que a interação da dinâmica estrutural com os sistemas de controle se torne uma questão fundamental. O controle de pitch é utilizado para mitigar as cargas mecânicas e controlar a potência. Os sistemas de controle utilizados como padrão na indústria eólica são sistemas de uma entrada-uma saída (*single-input, single-output*, SISO). Sistemas avançados de múltiplas entradas e múltiplas saídas (*multiple-input, multiple-output*, MIMO) baseados no método de espaço de estados e no Controle por Acomodação de Distúrbios (DAC) podem melhorar a performance e resolver alguns problemas de instabilidade dinâmica que surgem com os sistemas de controle padrão. O uso de sistemas de controle avançados foi proposto e testado em trabalhos anteriores para uma turbina de médio porte, a CART-750kW, e bons resultados foram obtidos. No entanto, a mesma metodologia ainda não foi testada em turbinas de grande porte. Neste trabalho, a metodologia MIMO em espaço de estados é aplicada à turbina de grande porte NREL 5 MW, com o objetivo de controle estável de velocidade na Região 3 e de mitigação de cargas mecânicas através da adição de amortecimento ativo aos modos estruturais. Foram implantados e simulados os sistemas de controle padrão e avançados para esta turbina. Assim, é possível analisar a evolução da performance que os sistemas de controle avançados proporcionam em turbinas de grande porte e avaliar as diferenças entre as turbinas de médio porte (CART -750kW) e de grande porte (NREL 5 MW).

Palavras-chave: Turbinas Eólicas. Controle. Sistemas de Controle MIMO. Redução de cargas mecânicas. Dinâmica Estrutural.

ABSTRACT

Wind turbines are the machines that extract energy from the wind, a primary source deeply irregular and variable. Control systems are essential for extracting wind energy and transforming it into electrical energy in a efficient and safe manner. They are responsible for regulating speed/power and reducing mechanical loads/vibrations on the structure. The increasing size of wind turbines, which are becoming large-scale and flexible structures, makes the interaction of control systems and structural dynamics a main concern. The pitch control is used to mitigate mechanical loads and to regulate power. The standard control systems used in the wind industry are single-input, single-output control systems (SISO). Advanced multiple-input, multiple-output systems (MIMO) using state-space techniques and Disturbance Accommodating Control (DAC) can improve performance and solve some problems of dynamic instability of standard control systems. The use of advanced control systems was proposed and tested in previous works for a medium-scale turbine, CART-750kW, and good results were obtained. However, the same methodology has not yet been tested in large-scale turbines. In this work, MIMO control systems are applied to the large-scale turbine NREL 5 MW, with the goal of stable speed control in Region 3 and mitigation of mechanical loads by adding active damping to the structural modes. Standard and advanced control systems were implemented and simulated. Thus, it is possible to analyze the evolution of performance provided by advanced control systems in large-scale turbines and evaluate the differences between medium-scale turbines (CART -750kW) and large-scale (NREL 5 MW).

Keywords : Wind turbines. Control. MIMO control systems. Load reduction. Structural Dynamics.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Esquemático para uma turbina eólica de eixo horizontal	23
Figura 2.2 – Esquema de um sistema de controle em malha fechada.....	25
Figura 2.3 – Acionamentos do mecanismo de Pitch em Turbinas Eólicas.	26
Figura 2.4 – Regiões Operacionais de uma Turbina Eólica.....	28
Figura 3.1 – Controle de Torque do Gerador em uma Turbina Eólica.....	31
Figura 3.2 – Coeficiente de Potência.....	33
Figura 3.3 – Curvas de potência.....	38
Figura 3.4 – Exemplo de estrutura <i>smart rotor</i> em uma pá.....	49
Figura 4.1 – Turbina Eólica e seus principais graus de liberdade (GDLs).....	52
Figura 4.2 – Variação das frequências amortecidas com a velocidade do vento, turbina NREL 5MW.....	61
Figura 4.3 – Amortecimentos modais para a turbina NREL 5MW.....	62
Figura 5.1 – Sistema de Controle padrão.....	65
Figura 5.2 – Sistema de Controle avançado baseado em realimentação completa de estado.....	67
Figura 5.3 Modelo da turbina eólica e controladores no Simulink.....	74
Figura 6.1 – Reprodução da Fig. 5.1: Sistema de Controle padrão.....	76
Figura 6.2 – Sistema de Controle PID implementado no Simulink.....	79
Figura 6.3 – Detalhe do Controlador PID.....	79
Figura 6.4 – Série temporal de vento de referência.....	80
Figura 6.5 - Resultado da simulação, sistema de controle padrão.....	81
Figura 6.6 - Resultado da simulação, sistema de controle padrão, todos os GDLs ativados....	82
Figura 6.7 - Resultado da simulação, controle de velocidade com amortecimento ativo da torre.....	84
Figura 6.8 - Resultado da simulação, deflexão da torre.....	84
Figura 6.9 - Detalhe da deflexão da torre.....	85
Figura 6.10 - Controle de velocidade, Sistema de controle padrão com todos os GDLs ativos e amortecimento da torre.....	86
Figura 7.1 - Sistema de Controle avançado baseado em realimentação completa de estado.....	88
Figura 7.2 - Sistema de Controle 1-estado implementado no Simulink.....	90
Figura 7.3 - Detalhe do Controlador em Espaço de Estados.....	90
Figura 7.4 - Série temporal de vento de referência.....	91
Figura 7.5 – Resultado da simulação, controle 1-estado.....	91
Figura 7.6 – Resultado da simulação, turbina CART.....	92
Figura 7.7 – Resultado da simulação turbina CART, 2 GDLs ativados.....	93
Figura 7.8 – Resultado da simulação, modelo 1-estado, 2 GDLs ativados.....	93
Figura 7.9 – Resultado da simulação, turbina CART, modo de flap ativado.....	94
Figura 7.10 – Resultado da simulação com os modos de Flap ativados.....	95
Figura 7.11 - Resultado da simulação, modo de edge ativado.....	96
Figura 7.12 – Resultado da simulação, controlador 7-estados.....	99
Figura 7.13 – Resultado da simulação, controlador 7-estados.....	100
Figura 7.14 – Deflexão fore-aft da torre sem adição de amortecimento	101
Figura 7.15 – Detalhe do bloco Pitch Controller, modelo 9-estados.....	103
Figura 7.16 - Resultado da simulação, controlador 9-estados.....	104
Figura 7.17 - Resultado da simulação para o deslocamento fore-aft da torre.....	105

Figura 7.18 - Resultado da simulação, controlador 9-estados com amortecimento na transmissão.....	106
Figura 7.19 - Resultado da simulação, torque no eixo de alta rotação.....	107
Figura 7.20 - Detalhe do resultado da simulação, torque no eixo de alta rotação.....	107
Figura 7.21 - Modelo do Controlador IPC.....	111
Figura 7.22 - Detalhe do bloco "Subsystem".....	112
Figura 7.23 - Resultado da simulação, controlador IPC.....	113
Figura 7.24 - Instabilidade à medida que a velocidade do vento aumenta, primeiro controlador IPC.....	113
Figura 7.25 - Velocidade do Rotor, segundo controlador IPC.....	114
Figura 7.26 - Deflexão da pá.....	115
Figura 7.27 - Deflexão da pá utilizando DAC.....	116
Figura 8.1 - Diagrama de Bode para o controlador-observador e o modo estrutural da matriz A-BK.....	119
Figura 8.2 - Diagrama de Bode para o controlador-observador e o modo estrutural atenuado da matriz de estado A.....	120
Figura 8.3 - Controlador 1-estado sem observador.....	121
Figura 8.4 - Problemas do Sistema de Controle Padrão.....	122
Figura 8.5 - Sistema de Controle Avançado.....	123
Figura 8.6 - Reprodução da Figura 6.10: Controle de velocidade, Sistema de controle padrão com todos os GDLs ativos e amortecimento da torre.....	124
Figura 8.7 - Reprodução da Figura 7.16: Controle de velocidade, sistema de controle avançado, com amortecimento da torre.....	125
Figura 8.8 - Reprodução da Figura 7.20: Detalhe do gráfico mostrando o efeito do amortecimento.....	126
Figura 8.9 - Reprodução da Figura 7.27: Deflexão da pá utilizando DAC.....	127
Figura A.1: Exemplo de arquivo de saída do FAST.....	162

LISTA DE ACRÔNIMOS

CART	<i>Control Advanced Research Turbine</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
HAWT	<i>Horizontal Axis Wind Turbine</i> (Turbina Eólica de Eixo Horizontal)
VAWT	<i>Vertical Axis Wind Turbine</i> (Turbina Eólica de Eixo Vertical)
SISO	<i>Single-Input, Single-Output Control Systems</i> (Sistemas de controle de uma entrada e uma saída)
MIMO	<i>Multiple-Input, Multiple-Output Control Systems</i> (Sistemas de controle de várias entradas e várias saídas)
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
SCIG	<i>Squirrel Cage Induction Generator</i> (Gerador de indução de gaiola de esquilo)
WRIG	<i>Wound Rotor Induction Generator</i> (Gerador de indução de rotor bobinado)
CPs	Conversores de potência
OTC	<i>Optimal Torque Control</i>
OTR	<i>Optimally Tracking Rotor</i>
PSF	<i>Power Signal Feedback</i>
TSR	<i>Tip-Speed Ratio</i>
LQR	<i>Linear Quadratic Regulator</i> (Método do Regulador Quadrático Ótimo)
LQG	<i>Linear Quadratic Gaussian</i> (Método do Regulador Quadrático Ótimo com filtro)
DTC	<i>Disturbance Tracking Control</i>
HCS	<i>Hill-Climb Search</i>
P&O	<i>Perturb and Observe</i>
SMC	<i>Sliding Mode Control</i>
LIDAR	<i>Light Detection and Ranging</i>
MPC	<i>Model Predictive Control</i>
NMPC	<i>Nonlinear Model Predictive Control</i>
FLC	<i>Fuzzy-Logic Control</i>
NNs	<i>Neural Networks</i>
GRNN	<i>General Regressive Neural Network</i>
CPC	<i>Collective Pitch Control</i> (Controle Coletivo de Pitch)

IPC	<i>Individual Pitch Control</i> (Controle Individual de Pitch)
PID	Controlador Proporcional-Integral-Derivativo
PI	Controlador Proporcional-Integral
LPV	<i>Linear Parameter Varying</i>
FTC	<i>Fault Tolerant Control</i>
GDLs	Graus de Liberdade
DAC	<i>Disturbance Accomodating Control</i> (Controle por Acomodação de Distúrbios)
MBC	<i>Multi-Blade Coordinate Transformation</i>

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	17
1.1. Motivação.....	17
1.2. Objetivos de controle e sistema de controle avançados para turbinas de grande porte 18	
1.2.1. Objetivos de Controle	18
1.2.2. Sistemas de controle avançados e turbina eólica de grande porte.....	20
1.3. Objetivos da Dissertação.....	20
1.3.1. Objetivo Geral	20
1.3.2. Objetivos Específicos.....	20
1.4. Estrutura da Dissertação.....	21
2. TURBINAS EÓLICAS E SISTEMAS DE CONTROLE	22
2.1. Descrição básica de uma turbina eólica	22
2.2. Sistemas de Controle.....	23
2.3. Sistema de Controle de Pitch.....	25
2.4. Sistema de Controle de Torque do Gerador	26
2.5. Sistema de Controle de yaw	27
2.6. Sistema de controle de conexão à rede	27
2.7. Regiões Operacionais e objetivos de controle em turbinas eólicas	27
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	31
3.1. Controle de Torque do Gerador e Estratégias MPPT	31
3.1.1. Funcionamento do Controle de Torque do Gerador	31
3.1.2. Controle Ótimo de Torque (<i>Optimal Torque Control, OTC</i>).....	33
3.1.3. Optimally Tracking Rotor (OTR).....	34
3.1.4. Realimentação do Sinal de Potência (<i>Power Signal Feedback, PSF</i>)	34
3.1.5. Controle Tip Speed Ratio (TSR)	35
3.1.6. Hill-Climb Search (HCS).....	37
3.1.7. Sliding Mode Control (SMC).....	38
3.1.8. Controle baseado em LIDAR	39
3.1.9. Controle por Lógica Fuzzy (<i>Fuzzy-logic control, FLC</i>) e Redes Neurais	41
3.2. Controle de Pitch da Turbina Eólica.....	42
3.2.1. Funcionamento do Controle de Pitch.....	42

3.2.2.	Controle Coletivo de Pitch (CPC)	44
3.2.3.	Controle Individual de Pitch (IPC)	45
3.2.4.	Smart rotor.....	48
4.	MODELAGEM E ANÁLISE DINÂMICA DE TURBINAS EÓLICAS	51
4.1.	Modelagem de uma Turbina Eólica.....	51
4.2.	O software FAST	55
4.3.	Análise Dinâmica Estrutural	57
4.4.	A turbina de referência NREL 5MW	59
4.5.	Análise Dinâmica da turbina de referência NREL 5 MW	60
5.	PROJETO DE CONTROLE.....	63
5.1.	Projeto de Controle	63
5.2.	Projeto de Sistemas de Controle típicos da indústria.....	64
5.3.	Projeto de Sistemas de Controle Avançados.....	65
5.4.	Realimentação Completa de Estado	67
5.4.1.	Controlabilidade	69
5.4.2.	Alocação de polos.....	69
5.4.3.	Observabilidade	70
5.5.	Controle por Acomodação de Distúrbios (<i>Disturbance Accomodating Control</i> , DAC) 71	
5.6.	Implementação dos métodos de controle	72
5.7.	Ferramentas de Simulação	73
5.8.	Sistematização do Projeto de Controle	74
5.8.1.	Determinar os objetivos de controle	74
5.8.2.	Desenvolver um modelo dinâmico simplificado	74
5.8.3.	Aplicar ferramentas (ou técnicas) de controle especializadas.	75
5.8.4.	Realizar simulações dinâmicas com o controlador in-the-loop.....	75
6.	DESENVOLVIMENTO E SIMULAÇÃO DO SISTEMA DE CONTROLE PADRÃO	76
6.1.	Sistema de Controle padrão.....	76
6.2.	Modelagem matemática	76
6.3.	Desenvolvimento do Controlador PID.....	77
6.4.	Simulação do Controlador PID	78
6.5.	Controle de amortecimento ativo da torre.....	82
6.6.	Problemas do Sistema de Controle Padrão	85

7. DESENVOLVIMENTO E SIMULAÇÃO DOS SISTEMAS DE CONTROLE AVANÇADOS	87
7.1. Sistemas de Controle Avançados.....	87
7.2. Sistemas de Controle Avançados aplicados à turbina CART-750kW de médio porte	88
7.3. Desenvolvimento do Sistema de Controle a partir do modelo de 1-estado	88
7.3.1. Modelagem matemática	88
7.3.2. Desenvolvimento do Controlador.....	89
7.3.3. Simulação.....	89
7.4. Efeito dos modos não-modelados.....	94
7.5. Desenvolvimento do Sistema de Controle a partir do modelo de 7-estados.....	96
7.5.1. Modelagem matemática	96
7.5.2. Desenvolvimento do Controlador.....	97
7.5.3. Simulação	98
7.6. Desenvolvimento do Sistema de Controle a partir do modelo de 9-estados considerando amortecimento da torre	101
7.6.1. Modelagem matemática	101
7.6.2. Desenvolvimento do Controlador.....	102
7.6.3. Simulação	103
7.6.4. Adição do amortecimento no primeiro modo de torção da transmissão (<i>drive-train</i>)	105
7.7. Desenvolvimento de um sistema de controle baseado em Controle Individual de Pitch (IPC).....	108
7.7.1. Modelagem matemática	108
7.7.2. Desenvolvimento do Controlador.....	109
7.7.3. Simulação	110
8. ANÁLISE E CONCLUSÕES.....	117
8.1. Sistemas de Controle aplicados à turbina de grande porte <i>versus</i> médio porte	117
8.2. Sistemas de Controle Avançados <i>versus</i> Sistema de Controle Padrão	121
8.3. Conclusões	127
8.4. Contribuições.....	130
8.5. Recomendações	130
REFERÊNCIAS	132
APÊNDICE A.....	146

APÊNDICE B.....	163
-----------------	-----

1. INTRODUÇÃO

1.1.Motivação

A energia eólica constitui uma fonte energética limpa, renovável e inesgotável, que tem apresentado um significativo crescimento nos últimos anos. Ao contrário das fontes convencionais, como o petróleo e o gás natural, ela não está sujeita à emissão de gases causadores do efeito estufa. Além disso, não apresenta os problemas de fornecimento típicos de outras fontes, como a variação de preços ou a exaustão de jazidas, uma vez que seu combustível é gratuito e suas jazidas são inesgotáveis. Essas características fazem da energia eólica uma das mais adequadas fontes para atender às necessidades energéticas da sociedade moderna, dada a grave crise ambiental enfrentada pela humanidade e a constante busca das economias por mais segurança energética. Nesse contexto, sua capacidade instalada global passou de apenas 1,29 GW em 1995 para aproximadamente 370 GW no fim de 2014 (GWEC, 2015).

As turbinas eólicas são as máquinas responsáveis pela conversão eólico-elétrica. Devido ao avanço tecnológico e à crescente demanda, as turbinas eólicas evoluíram de modelos simples e de pequeno porte para complexas unidades geradoras de larga escala. Os sistemas de controle desempenham um papel essencial para garantir uma operação eficiente e segura das turbinas eólicas (MANWELL *et al.*, 2009), pelas razões expostas a seguir.

Diferente de outras fontes, o vento não é controlável. O fluxo de vento é um processo modelado como estocástico, podendo variar tanto no tempo, como no espaço. Esta variabilidade leva a um complexo processo de conversão de energia, com a turbina sujeita a uma entrada não uniforme, cargas mecânicas variáveis e a uma interação fluido-turbina com dinâmica não linear (LARSEN & NIELSEN, 2006). Portanto, para extrair energia a partir de uma fonte profundamente irregular e entrópica como o vento, são necessários sistemas que possam controlar todo o sistema de conversão de energia eólica de modo preciso.

A variabilidade do vento ocasiona uma geração variável de energia elétrica, causando problemas relacionados à qualidade da energia, como flicker, harmônicas e variações de frequência. Além disso, a maximização da potência produzida para uma dada condição de vento torna-se uma questão fundamental, uma vez que o recurso é estocástico e deve ser aproveitado enquanto estiver disponível. Por fim, a natureza estocástica do vento traz riscos à integridade mecânica da estrutura da turbina eólica (MUNTEANU *et al.*, 2008). Devido à variação dos carregamentos mecânicos induzidos pelo vento, os componentes da turbina estão fortemente sujeitos à fadiga estrutural. O movimento rotativo das pás é outro fator agravante, o qual

contribui para a variação cíclica de carga. Além da fadiga, devem ser considerados os carregamentos extremos que ocorrem quando o vento eventualmente atinge velocidades muito elevadas.

Assim, os sistemas de controle têm como objetivos: garantir um fornecimento de energia elétrica em conformidade com os parâmetros da rede distribuidora, maximizar a potência extraída do vento e reduzir as cargas estruturais dinâmicas.

Em uma turbina eólica moderna de grande porte, estão presentes o sistema de controle de torque do gerador, o sistema de controle de ângulo de *yaw* e o sistema de controle do ângulo de pitch das pás. Também está presente um sistema de controle da conexão à rede, composto por conversores de potência e filtros eletrônicos. Por fim, há um sistema de controle supervisão monitorando sensores e atuadores para gerenciar a operação da máquina.

Os sistemas de controle tradicionais e ainda hoje empregados pela maioria da indústria eólica são baseados em métodos no domínio da frequência e possuem uma entrada-uma saída (*single input, single output*, SISO). Os sistemas de controle avançados são baseados em métodos de espaço de estados, que permitem considerar várias entradas e saídas (*multiple input-multiple output*, MIMO).

Os sistemas de controle SISO podem causar problemas de instabilidade dinâmica e baixa performance. A turbina eólica é uma estrutura com vários graus de liberdade (GDLs) dinâmicos. Se as malhas de controle não forem projetadas com muito cuidado, os sistemas SISO podem causar instabilidade em GDLs não considerados durante o projeto. Com os sistemas avançados MIMO, é possível considerar diretamente os GDLs e prevenir instabilidades. Também é possível aumentar o amortecimento de determinados GDLs e consequentemente reduzir os carregamentos na estrutura.

Nesta dissertação, pretende-se aplicar os sistemas de controle avançados a uma turbina de grande porte, a turbina experimental NREL 5MW. Para isso, é feita uma extensiva revisão bibliográfica sobre os sistemas de controle em turbinas eólicas. Também é realizado um estudo sobre projeto de controle. A partir daí, são desenvolvidos sistemas de controle padrão e avançados, de modo que estes solucionem os potenciais problemas ou melhorem a performance daqueles.

1.2. Objetivos de controle e sistema de controle avançados para turbinas de grande porte

1.2.1. Objetivos de Controle

Pode-se resumir os objetivos de controle de uma turbina eólica em três principais finalidades:

- Maximização da potência extraída
- Controle de potência e velocidade nominal do rotor (Controle de Pitch)
- Redução das cargas mecânicas atuantes na turbina

A maximização da potência extraída aumenta a eficiência da turbina e contribui para uma redução no custo da energia eólica. O controle de potência e velocidade nominal é fundamental para garantir uma operação segura e estabelecer as especificações nominais da turbina.

A redução das cargas mecânicas é um objetivo comum às regiões operacionais de carga parcial (Região 2) e de carga total (Região 3). A redução de carga é fundamental para garantir a integridade estrutural da turbina eólica e para reduzir o custo. Reduzindo as cargas de fadiga, aumenta-se o tempo de vida dos componentes da turbina e portanto reduz-se o custo da turbina eólica (DUNNE, FIONA *et al.*, 2011). A redução de carga pode levar a construção de componentes mais baratos e ainda reduzir os custos de manutenção ao longo da vida da turbina (JOHNSON; PAO, 2011). Além disso, a natureza estocástica do vento e a rotação do rotor trazem grandes variações de cargas e carregamentos cíclicos, agravando o problema da fadiga. A redução de carga é um objetivo proeminente na Região 3, em que a velocidade do vento é maior e a turbina está operando em carga total.

O crescente tamanho das turbinas eólicas, atingindo enormes proporções, tende a aumentar as cargas a que as turbinas estão submetidas (JOHNSON *et al.*, 2011). O aumento de tamanho do rotor também aumenta a variação do vento nas pás e consequentemente os carregamentos cíclicos.

O aumento de tamanho das turbinas também ocasiona um aumento da flexibilidade dos seus componentes e do acoplamento entre os modos estruturais (OZDEMIR; SEILER; BALAS, 2011). O aumento da flexibilidade precisa ser levado em conta, pois pode causar instabilidades dos modos estruturais, que ocasionam elevadas cargas dinâmicas e falhas na turbina eólica. De fato, com o aumento de tamanho das turbinas eólicas, os futuros projetos mecânicos deverão ser dirigidos a estabilidade (BIR, GUNJIT; JONKMAN, 2007). As instabilidades podem também ser causadas por sistemas de controle que desestabilizem modos estruturais fracamente amortecidos (WRIGHT, A D; FINGERSH; STOL, 2007). Sistemas de controle que mantenham comportamento estável em malha fechada e reduzam as cargas dinâmicas serão essenciais para os futuros projetos de turbinas eólicas.

Portanto, tendo em vista que a redução de carga e o comportamento dinâmico estável das turbinas eólicas é uma questão de controle fundamental para as turbinas eólicas de grande porte, os sistemas de controle serão desenvolvidos com esse objetivo. O desenvolvimento será feito considerando sistemas de controle de pitch na Região 3 e sistema de controle de torque que mantém torque fixo no valor nominal.

1.2.2. Sistemas de controle avançados e turbina eólica de grande porte

Os sistemas de controle típicos da indústria eólica são desenvolvidos baseados em uma entrada-uma saída (SISO), usando técnicas de controle clássicas no domínio da frequência. Os sistemas de controle avançados consideram várias entradas e várias saídas (MIMO) e são baseados em técnicas modernas de espaço de estados e Controle por Acomodação de Distúrbios (ver Cap.5).

Os sistemas de controle serão desenvolvidos para uma turbina eólica de grande porte, a turbina de referência NREL 5MW. Esta turbina foi desenvolvida pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis dos EUA (NREL, na sigla em inglês) como um modelo teórico de referência. É uma turbina de grande porte e na qual sistemas de controle podem apresentar resultados significativos (PLUMLEY *et al.*, 2014). A metodologia utilizada será baseada nos trabalhos de Wright (2004) e Wright & Fingersh (2008), que aplicaram sistemas de controle avançados para uma turbina de porte médio, a turbina CART 750 kW. Deseja-se utilizar as mesmas ferramentas de controle para a turbina NREL 5MW e efetuar comparações.

1.3 Objetivos da Dissertação

1.3.1 Objetivo Geral

Desenvolver sistemas de controle avançados para uma turbina de grande porte (NREL 5MW) na Região 3: regulação de velocidade/potência nominal e redução de cargas mecânicas/vibrações através da adição de amortecimento ativo aos modos estruturais.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Avaliar a estabilidade do controle PID clássico, tipicamente utilizado nos sistemas de controle de pitch das turbinas eólicas;
- Aplicar os sistemas de controle avançados em espaço de estados para resolver os problemas do controle PID e melhorar a performance;
- Reduzir as cargas mecânicas estruturais e as vibrações através do controle em espaço de estados com múltiplas entradas e múltiplas saídas, considerando os GDLs dinâmicos associados aos estados de controle;

- Avaliar se os sistemas de controle avançados aplicados à turbina de grande porte NREL 5 MW funcionam satisfatoriamente; como eles se comportam? Qual a resposta dinâmica e a quais modos estruturais pode-se adicionar amortecimento através da variação do pitch, para reduzir cargas mecânicas nesta turbina?
- Verificar se os sistemas de controle avançados em espaço de estados podem melhorar a performance e resolver problemas do controle PID para a turbina NREL 5MW.

1.4 Estrutura da Dissertação

O Capítulo 2 apresenta a estrutura básica de uma turbina eólica e seus sistemas de controle. O Capítulo 3 constitui a revisão bibliográfica sobre os métodos e técnicas de controle da turbina. Ao fim do Capítulo 3, são estabelecidos os objetivos de controle. O Capítulo 4 trata da modelagem e da análise estrutural de turbinas eólicas. O Capítulo 5 explica as técnicas de controle usadas nesta dissertação. O Capítulo 6 apresenta a implementação do sistema de controle típico, padrão. O Capítulo 7 apresenta o desenvolvimento de vários sistemas de controle modernos. O Capítulo 8 apresenta algumas análises sobre os sistemas projetados e as conclusões.

2. TURBINAS EÓLICAS E SISTEMAS DE CONTROLE

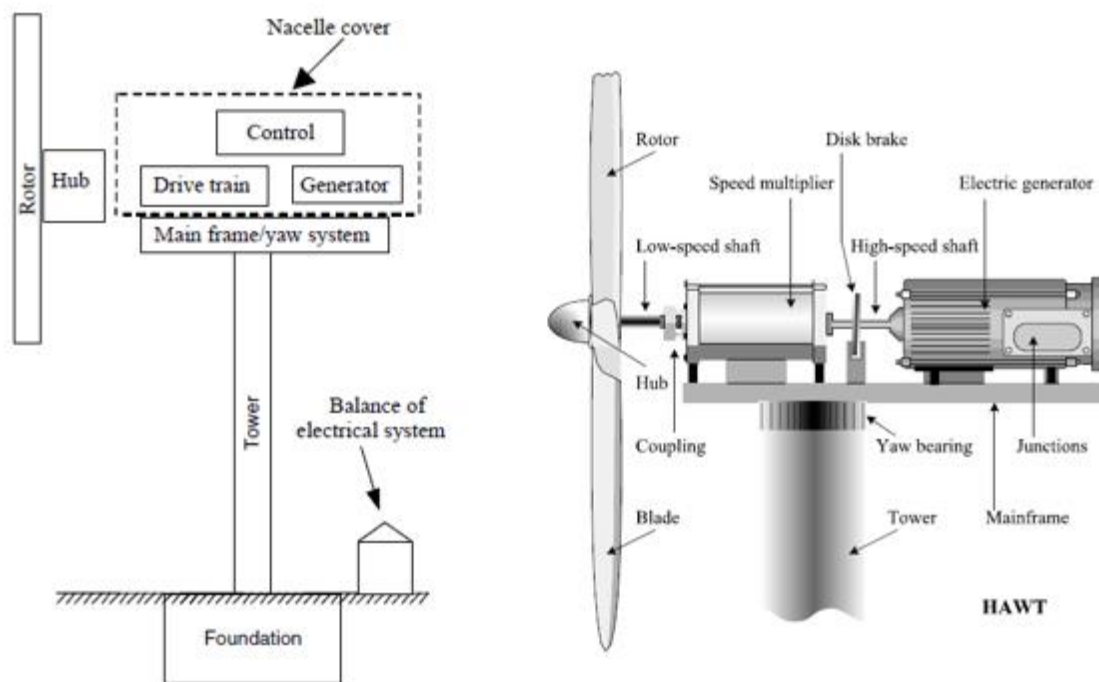
2.1. Descrição básica de uma turbina eólica

Uma turbina é por definição a máquina que extrai energia de um fluido (FOX; MCDONALD, 2001). A turbina eólica é uma máquina cujo fluido de trabalho (ou o combustível) é o vento. É uma máquina especialmente projetada para extrair energia mecânica do vento e transformá-la em energia elétrica.

As turbinas eólicas podem ser de dois tipos: turbinas eólicas de eixo vertical (vertical-axis wind turbines, VAWTs) e turbinas eólicas de eixo-horizantal (horizontal-axis wind turbines, HAWT). Todas as turbinas comercialmente disponíveis atualmente são de eixo horizontal (DNV, 2002). Os principais componentes de uma turbina eólica de eixo horizontal são o rotor, o sistema de transmissão (*drive-train*), a *nacelle*, o gerador e a torre. O funcionamento básico de uma turbina eólica é explicado a seguir.

A energia mecânica do vento é captada pelo rotor, que possui pás projetadas para desenvolver torque aerodinâmico. Pode ser constituído de 2 ou 3 pás, sendo mais comum o modelo de 3 pás. Suas seções transversais são aerofólios com a função de maximizar a força de sustentação (*lift*) e minimizar a força de arrasto (*drag*). O movimento do rotor é transmitido ao sistema de transmissão, que é constituído pelo eixo de baixa rotação, a caixa multiplicadora e o eixo de alta rotação. Sua função é transmitir o movimento do rotor para o gerador. O gerador faz a conversão mecânica-elétrica e pode ser de vários tipos: de indução simples, de indução duplamente alimentado ou síncrono. A *nacelle* é a estrutura que contém o gerador e o sistema de transmissão. A torre, que sustenta todo o conjunto, pode ser fabricada em concreto ou aço. A Fig. 2.1 mostra um esquemático de turbina eólica com seus principais componentes.

Figura 2.1: Esquemático para uma turbina eólica de eixo horizontal



Fonte: Manwell, McGowan e Rogers (2009) e Munteanu et al. (2008)

As turbinas eólicas podem ser classificadas como turbinas de pitch fixo ou de pitch variável. O ângulo de pitch representa a rotação das pás em torno do seu eixo longitudinal. Em determinadas turbinas esse ângulo pode ser variado através de motores hidráulicos ou elétricos. As turbinas ainda podem ser classificadas de acordo com a velocidade do rotor como turbinas de velocidade fixa ou de velocidade variável. Nas turbinas de velocidade variável, a velocidade do rotor pode ser ajustada controlando-se o torque no sistema de transmissão.

As turbinas eólicas de pitch variável e velocidade variável dominam o mercado eólico, pois apresentam maior eficiência, maior tempo de vida útil e melhor qualidade da energia, apesar do seu maior custo inicial (JAFARNEJADSANI; PIEPER; EHLERS, 2013).

2.2. Sistemas de Controle

Um sistema de controle é o sistema que atua sobre um determinado processo (ou planta) com o propósito de obter uma saída desejada, dada uma determinada entrada de referência (NISE, 2015). Para tanto, o sistema de controle atua sobre determinadas variáveis do processo (ou planta), denominadas variáveis manipuladas. A saída desejada é expressa por meio das variáveis controladas. O controle é o ajuste das variáveis manipuladas para atingir operação aceitável de um sistema (processo, planta) (SKOGESTAD; POSTLETHWAITE, 2005). Os

sistemas de controle estão presentes em todos os campos da engenharia e da ciência (OGATA, 2010).

Os componentes básicos dos sistemas de controle são os atuadores, os sensores e um controlador. Atuadores são os dispositivos responsáveis por alterar as variáveis manipuladas. Os sensores monitoram as variáveis controladas e eventualmente outros parâmetros do processo. O controlador determina como as variáveis devem ser manipuladas para atingir o controle desejado. O controlador pode ser um dispositivo hidráulico, pneumático ou elétrico. Entretanto, a imensa maioria dos sistemas de controle atuais utiliza controle digital, em que o computador faz a função do controlador.

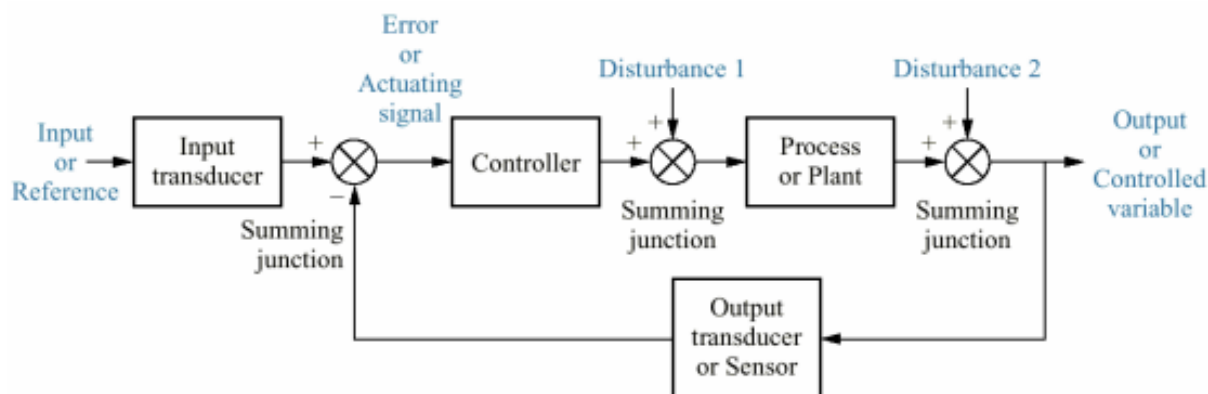
Dependendo do processo ou planta controlada, existem vários métodos de controle disponíveis. No entanto, é possível classificar os sistemas de controle em dois tipos básicos:

- **Sistemas de Controle em Malha Aberta:** São aqueles em que o sinal de saída, ou variável controlada, não influencia na ação de controle. Não há realimentação da saída para a entrada.
- **Sistemas de Controle em Malha Fechada (Sistemas de Controle com realimentação):** São aqueles em que a variável controlada é mensurada e a diferença entre o valor medido e o valor desejado é usada para alterar a ação de controle.

Em qualquer sistema de controle de malha aberta, a saída não é comparada com a entrada de referência. Assim, a cada entrada de referência corresponde uma condição fixa de operação. Dessa maneira, a precisão do sistema depende de uma calibração. Na presença de distúrbios, o controle em malha aberta não atinge resultados satisfatórios (OGATA, 2010).

Os sistemas de controle em malha fechada, pelo fato de usarem realimentação, são capazes de compensar distúrbios atuantes no processo (ou planta). Por isso, são largamente utilizados nas aplicações de controle. A estrutura básica de um sistema de controle realimentado está mostrada na Fig. 2.2.

Figura 2.2: Esquema de um sistema de controle em malha fechada



Fonte: Menezes, Araújo e Bouchonneau (2015)

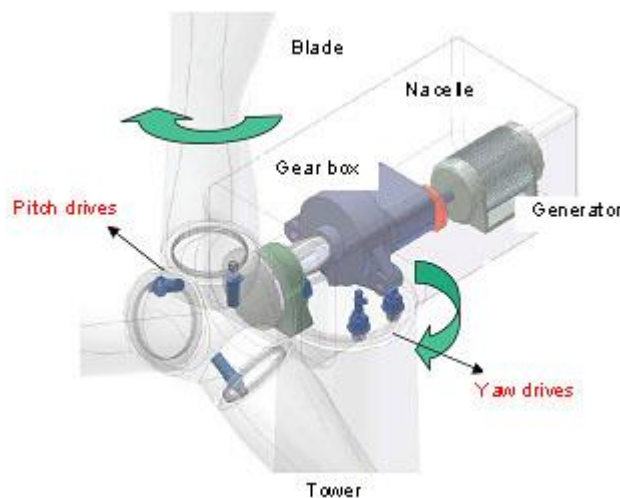
Pode-se observar no esquema acima que o controlador recebe a entrada de referência e a saída realimentada. A comparação dos dois valores é utilizada pelo controlador para implementar uma lei de controle, que determina as variáveis manipuladas.

Uma turbina eólica comercial típica possui diversos sistemas de controle que auxiliam em sua operação. São eles: sistema de controle de pitch, sistema de controle de torque, sistema de controle de yaw e sistema de controle de conexão à rede. Também está presente um sistema de controle supervisorio que atua gerenciando o funcionamento da máquina. O supervisorio constitui um sistema de controle em outro nível operacional e, portanto, não será detalhado adiante.

2.3. Sistema de Controle de Pitch

O sistema de controle de pitch é encontrado apenas em turbinas de pitch variável. Ele permite ajustar o ângulo de pitch das pás de acordo com as condições de vento. A variação de pitch altera a aerodinâmica das pás e influencia todas as forças e torques induzidos pelo vento na turbina (LEITHEAD *et al.*, 1991). O controle de pitch está mostrado na Fig. 2.3. Dependendo de como a pá está posicionada em relação ao vento, o torque aerodinâmico (e demais forças induzidas na estrutura) pode ser máximo ou mínimo. Assim é possível o controle da produção de potência mecânica e a redução das cargas mecânicas. O controle de pitch auxilia no início de operação da máquina, no desligamento ou frenagem, e na produção de potência nominal.

Figura 2.3: Acionamentos do mecanismo de Pitch em Turbinas Eólicas



Fonte: Product, Design and Development. Disponível em: < <http://www.pddnet.com/article/2012/10/powering-wind-turbine-gear-performance-realistic-simulation>>. Acesso em 14/02/2016.

Em início de operação, o pitch é ajustado para o valor mínimo (ângulo de 0°), que proporciona máximo torque aerodinâmico nas pás e acelera o rotor até a velocidade operacional. Em situações de desligamento ou em ventos muito fortes, o controle de pitch atua como frenagem aerodinâmica, alterando o pitch para reduzir o torque aerodinâmico. Em operação normal, a principal função do pitch é manter a potência nominal e reduzir as cargas na estrutura, quando o vento atinge velocidades elevadas. Nesses casos, o torque aerodinâmico deve ser reduzido e o pitch é alterado controladamente com esta finalidade.

2.4. Sistema de Controle de Torque do Gerador

O sistema de controle de torque controla o torque eletromagnético do gerador. Ele funciona baseado em conversores de potência. Estes são dispositivos eletrônicos que fazem a interface do gerador com a rede elétrica. Os conversores de potência fazem o chaveamento eletrônico das voltagens do estator e do rotor para produzir as frequências e correntes desejadas. Assim, é possível controlar o torque do gerador e também a potência ativa/reativa entregue à rede elétrica (SØRENSEN; HANSEN; IOV, 2005).

É o controle de torque que possibilita a operação em velocidade variável das turbinas. O controlador deve ajustar o torque eletromagnético para acelerar ou desacelerar o conjunto gerador/rotor. Para cada velocidade de vento, existe uma velocidade ótima para o rotor, que possibilita maior eficiência aerodinâmica. O controle de torque permite ajustar continuamente a velocidade da máquina para esta condição. As turbinas eólicas de velocidade fixa não

possuem controle de torque. Neste caso, a velocidade do gerador é determinada pela frequência da rede (STIEBLER, 2008).

2.5. Sistema de Controle de yaw

O yaw representa o ângulo de giro do rotor em relação à direção do vento. Para maior eficiência, o ideal é que o vento esteja sempre perpendicular ao rotor. Portanto, as turbinas possuem um mecanismo de giro (yaw), que possibilite ao rotor seguir as variações de direção do vento. O controle de yaw tem uma dinâmica mais lenta do que o controle de pitch e de torque. Por conta disso, ele é menos estudado do ponto de vista da engenharia de controle (JOHNSON *et al.*, 2006).

2.6. Sistema de controle de conexão à rede

A integração das turbinas eólicas nos sistemas de potência exige um sistema de controle de conexão à rede, pois a natureza flutuante do vento induz flutuações na produção de energia elétrica, o que provoca variações de frequência e de voltagem. A integração das turbinas eólicas pode causar problemas relativos tanto à estabilidade do sistema de potência quanto à qualidade da energia (SAQIB; SALEEM, 2015).

Em relação à qualidade da energia, o controle de conexão à rede é composto por conversores de potência e compensadores reativos que permitem ajustar os níveis de voltagem/potência reativa. A estabilidade do sistema de potência envolve a manutenção da frequência nominal do sistema, que depende do balanceamento entre carga e geração elétrica. As turbinas devem controlar sua potência de saída para atender às demandas de potência do sistema (AHO; BUCKSPAN; LAKS, 2012). Este controle de potência ativa pode ser realizado usando a variação de pitch ou torque do gerador (YINGCHENG; NENGLING, 2011).

2.7. Regiões Operacionais e objetivos de controle em turbinas eólicas

Após a descrição dos sistemas de controle, cabe analisar os objetivos específicos de cada sistema e a região de atuação, conforme o regime operacional da máquina. O regime operacional de uma turbina eólica depende da velocidade do vento e da correspondente produção de potência. Em uma turbina eólica, a produção de potência relaciona-se com a velocidade do vento segundo a expressão (ROHATGI; VAUGHN, 1994):

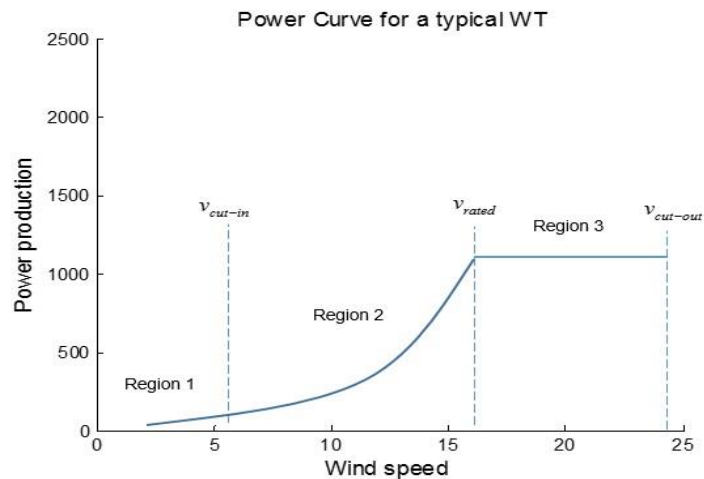
$$P_w = \frac{1}{2} \rho A C_p v^3$$

Em que P_w é a potência extraída do vento, ρ é a densidade do ar, A é a área varrida pelo rotor, v é a velocidade do vento e C_p é o coeficiente de potência. Este último é um parâmetro que depende do ângulo de pitch das pás e da razão entre a velocidade linear da ponta da pá e a velocidade do vento, chamada *tip speed ratio*:

$$\lambda = \frac{\Omega R}{v}$$

Em que Ω é a velocidade e R o raio do rotor. Portanto, de acordo com a velocidade do vento e a potência extraída, a turbina eólica possui três principais regiões operacionais (LUO; VIDAL; ACHO, 2014; VIVEIROS *et al.*, 2015). A Fig. 2.4 mostra a curva de potência de uma turbina eólica com as regiões operacionais destacadas.

Figura 2.4: Regiões Operacionais de uma Turbina Eólica



Fonte: Menezes, Araújo e Bouchonneau (2015)

Na Região 1, a velocidade do vento é muito baixa para justificar a operação da máquina. A velocidade do vento a partir da qual a máquina entra em operação é denominada velocidade de *cut-in*, tipicamente em torno de 5-7 m/s, dependendo da turbina. Após a velocidade de *cut-in*, a máquina entra na Região 2, caracterizada por uma crescente produção de potência à medida que o vento aumenta. Esta região caracteriza o regime de carga parcial da máquina. Quando o vento atinge a velocidade nominal, tipicamente em torno de 15-20m/s, a máquina entra no regime de carga total, ou Região 3. Nesta região operacional, a potência da máquina atinge o valor nominal e deve ser mantida constante, mesmo com o aumento da velocidade do vento. Alguns autores identificam uma Região 2.5, onde o rotor da turbina atingiu a velocidade nominal mas o torque ainda está abaixo do valor nominal (AHO; PAO; HAUSER, 2013). Pode-se considerar também a Região 4, caracterizada pela velocidade de cut-out, onde o vento atinge

regimes extremamente elevados e a máquina deve ser desligada por segurança (GHAFARI; KRSTIC; SECHAGIRI, 2014). Os objetivos de controle dependem da região operacional.

Na Região 2, o principal objetivo de controle é maximizar a extração de potência do vento. Estudos aerodinâmicos, simulações e testes de campo mostram que o coeficiente de potência (Eq. 1) é máximo para um certo valor ótimo de tip-speed ratio e de ângulo de pitch (CARLIN; LAXSON; MULJADI, 2003). O sistema de controle de pitch não atua, e o pitch é mantido fixo no seu valor ótimo.

O sistema de controle de torque atua para variar a velocidade do rotor à medida que a velocidade do vento varia, para manter $\lambda = \lambda_{opt}$. De fato, λ depende da razão entre as velocidades (Eq. 2). O controle de torque na Região 2 é denominado método ou estratégia MPPT (Maximum Power Point Tracking).

Na Região 3, o principal objetivo de controle é manter a potência no seu valor nominal, bem como o torque e a velocidade do rotor nominais. O sistema de controle de torque mantém o torque do gerador constante no seu valor nominal. O sistema de controle de pitch atua para reduzir o torque aerodinâmico, controlando assim a potência extraída do vento. Ao reduzir o torque aerodinâmico, o sistema de controle de pitch realiza o controle de velocidade do rotor, mantendo-a no seu valor nominal.

O controle também possui o objetivo principal de reduzir as cargas estruturais da turbina eólica, seja na Região 2 ou 3. Os sistemas de controle podem reduzir os carregamentos dinâmicos durante a operação da turbina (HARRIS; HAND; WRIGHT, 2006b). A redução das cargas diminui a fadiga da estrutura, portanto aumenta o tempo de vida dos componentes e ajuda a reduzir o custo de investimento das turbinas eólicas. Na Região 3, como as velocidades de vento são mais altas, a redução de carga se torna um objetivo proeminente. O sistema de controle de pitch é o principal responsável pelo controle para redução de cargas mecânicas, uma vez que a variação de pitch controla as forças incidentes na estrutura.

As Regiões 1 e 4 são apenas regiões de início ou desligamento da máquina, e não há objetivos de controle específicos. Apenas o sistema de controle de pitch atua para acelerar ou frear o rotor, conforme ativado pelo controle supervisor.

Pode-se assim resumir as regiões operacionais e sistemas de controle:

- Regiões 1 e 4: A turbina eólica deve estar em procedimento de início ou desligamento. O controle supervisor ativa o controle de pitch para aceleração/frenagem.

- Região 2: Maximização da produção de potência. O sistema de controle de torque atua para regular a velocidade da máquina e manter o valor ótimo da tip-speed ratio (Eq. 2), induzindo o mínimo de variações de torque para evitar a fadiga no sistema de transmissão.
- Região 2.5: A velocidade nominal do rotor deve ser mantida constante e o torque do gerador deve ser levado ao valor nominal, assegurando uma transição suave entre as Regiões 2 e 3.
- Região 3: Nesta região operacional, se a turbina operar de maneira não controlada, a potência produzida aumentará com o cubo da velocidade do vento, e causará sobreaquecimento no gerador, além do aumento das forças aerodinâmicas na máquina, que podem causar danos estruturais (FROST, SUSAN; BALAS; WRIGHT, 2009). O sistema de controle de pitch deve manter a potência constante e reduzir as cargas estruturais.

Os sistemas de controle de pitch e de torque atuam controlando a potência extraída do vento e as cargas estruturais. O controle de *yaw* tem uma função mais simples e é geralmente negligenciado, pois sua resposta é lenta o suficiente para não contribuir com carregamentos extremos ou de fadiga (JONKMAN, JM *et al.*, 2009). O controle de conexão à rede atua em todas as regiões operacionais, em relação à qualidade da energia, na parte elétrica. Em relação à estabilidade do sistema, o controle de pitch e torque podem contribuir para o balanceamento carga/geração elétrica.

Assim, os sistemas de controle de pitch e de torque são os mais relevantes do ponto de vista da operação da turbina. Eles atuam para controlar a potência e velocidade da máquina e para reduzir as cargas extremas ou de fadiga na estrutura.

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo é essencialmente uma revisão abrangente de métodos relativos aos sistemas de controle de turbinas eólicas. Discutem-se os principais métodos de controle de torque e de pitch. A revisão da literatura é essencial para obter uma visão geral sobre o controle de turbinas e definir os objetivos dos sistemas de controle a serem desenvolvidos. Ao fim do capítulo, os objetivos de controle desta dissertação são estabelecidos.

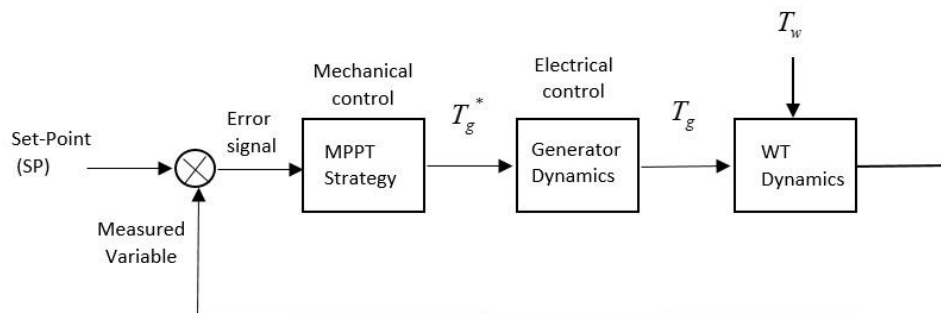
3.1. Controle de Torque do Gerador e Estratégias MPPT

3.1.1. Funcionamento do Controle de Torque do Gerador

O controle de torque do gerador é essencial para a operação na Região 2. Ele permite controlar a velocidade da turbina eólica a fim de obter a máxima produção de potência, via operação em velocidade variável. O controlador deve ajustar o torque do gerador para acelerar ou desacelerar a turbina.

O sistema da turbina eólica pode ser visto como uma planta sujeita ao torque do vento, torque do gerador e tendo inércia, rigidez e amortecimento como sua dinâmica interna (JASSMANN *et al.*, 2014). À medida que a velocidade do vento muda, o torque do vento aumenta ou diminui e o torque do gerador deve ser o atuador que leva o sistema dinâmico ao ponto operacional ótimo. Um esquema típico de um controle de torque em malha fechada é mostrado na Fig. 3.1.

Figura 3.1: Controle de Torque do Gerador em uma Turbina Eólica



Fonte: Menezes, Araújo e Bouchonneau (2015)

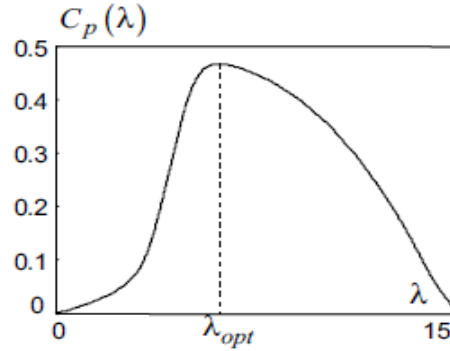
As primeiras turbinas eólicas comerciais não possuíam controle de torque do gerador. As turbinas eólicas usavam um gerador de gaiola de esquilo (*Squirrel Cage Induction Generator*, *SCIG*) conectado diretamente à rede, portanto o torque não era controlado e a velocidade do gerador estava atrelada à frequência da rede elétrica. Algumas turbinas eólicas

usavam um gerador de indução de rotor bobinado (*Wound Rotor Induction Generator, WRIG*) com um resistor externo que habilitava um controle de velocidade muito limitado, apenas dentro dos valores de deslizamento (*slip*) do gerador.

A possibilidade real de velocidade variável e de controle de torque do gerador surgiu devido ao avanço na tecnologia de dispositivos de estado sólido. Conversores eletrônicos de potência (*power converters, PCs*) se tornaram adaptados para uso em aplicações de turbinas eólicas. Os conversores de potência são dispositivos que fazem a interface do gerador com a rede elétrica, desacoplando a velocidade do gerador da frequência da rede. Os PCs fazem o chaveamento eletrônico das voltagens do estator e do rotor para produzir as correntes e frequências desejadas. Assim, é possível controlar o torque do gerador e também a potência ativa/reactiva produzida e fornecida para a rede (SØRENSEN; HANSEN; IOV, 2005). Atualmente, a maioria dos geradores usados em velocidade variável incluem o gerador de gaiola de esquilo duplamente alimentado (*Doubly-Fed Induction Generator, DFIG*) e o gerador síncrono de ímã permanente (*Permanent Magnet Synchronous Generator, PMSG*) (BABU; ARULMOZHIVARMAN, 2013).

O controle de torque da turbina eólica é realizado por controladores em dois níveis, em uma estrutura em cascata (BOUKHEZZAR, BOUBEKEUR; SIGUERDIDJANE, 2011). A malha de controle interna, também denominada de malha de controle elétrico, é implementada via PCs, desde que ela recebe o *set-point* de torque da malha de controle externa, também denominada malha de controle mecânico. Como a dinâmica elétrica do gerador é muito mais rápida do que a dinâmica mecânica da turbina eólica, a malha de controle elétrico é frequentemente suposta atuar como um real atuador, fornecendo instantaneamente o torque solicitado pela malha de controle mecânico (LISERRE *et al.*, 2011). Este torque de referência deve levar a turbina eólica ao ponto de operação ótimo e ao mesmo tempo reduzir as cargas mecânicas, especialmente evitando a fadiga no sistema de transmissão. Como mostrado na Fig. 3.2, o coeficiente de potência C_p (Eq.1, Cap.2) é máximo para um determinado valor de *tip-speed ratio* λ_{opt} (Eq. 2, Cap.2). À medida que o vento muda, a velocidade do rotor deve ser alterada respectivamente para manter λ_{opt} .

Figura 3.2: Coeficiente de Potência



Fonte: Munteanu et al. (2008)

Para realizar este objetivo, o método de controle de torque é denominado estratégia ou método *Maximum Power Point Tracking* (MPPT). Existem muitas estratégias MPPT propostas na literatura. A seguir, uma revisão das pesquisas sobre os métodos MPPT e as modernas técnicas de controle usadas em MPPT é apresentada.

3.1.2. Controle Ótimo de Torque (*Optimal Torque Control, OTC*)

Esta é a estratégia MPPT padrão, que é largamente implementada nas turbinas eólicas comerciais (WANG, CHEN; WEISS, 2009; WRIGHT, 2008). Consiste em impor o torque do gerador de acordo com uma lei quadrática baseada na velocidade do rotor, Eq. 3.1:

$$T_G = k\Omega^2 \quad (3.1)$$

Em que k é uma constante derivada das características aerodinâmicas para cada turbina eólica, resumidas pelo valor ótimo do coeficiente de potência $C_{p,opt}$ e o valor ótimo de tip-speed ratio λ_{opt} , Eq. 3.2:

$$k = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \frac{C_{p,opt}}{\lambda_{opt}^3} \quad (3.2)$$

Ajustar o torque para o valor indicado na Eq. 3.1 é equivalente a impor o torque que mantém a velocidade constante quando se atinge a velocidade ótima do rotor. Este é um método muito simples e que assegura operação em torno do coeficiente de potência ótimo (LEITHEAD, W E, 1990; MANONMANI; KAUSALYADEVI, 2014). Como é desejável uma mitigação das cargas mecânicas, pode ser incluído uma malha de controle adicional para adicionar amortecimento ativo ao modo de torção do sistema de transmissão (GIRSANG et al., 2013; LICARI; UGALDE-LOO, 2013).

O método do OTC requer apenas um sensor de velocidade do gerador, o qual é normalmente disponível em turbinas eólicas comerciais. É um método clássico e frequentemente utilizado como controle padrão para comparação com controladores modernos em trabalhos de pesquisa (KIM *et al.*, 2013; NASIRI; MILIMONFARED; FATHI, 2014; PATSIOS *et al.*, 2009). Adicionalmente, OTC é apontado como o método MPPT típico usado em turbinas comerciais. Apesar de sua vantajosa simplicidade, o OTC tem algumas desvantagens. Primeiro, o valor preciso de k não é fácil de ser obtido e é uma constante particular para cada turbina. Além disso, as condições aerodinâmicas das pás mudam ao longo do tempo devido, por exemplo, ao desgaste ou poeira, e portanto o valor de k pode mudar, causando operação não-ótima. Elevada turbulência no vento pode também levar a uma fraca performance, pois a turbina eólica não operará em condições estáveis e o OTC é essencialmente um método em estado estável (YU ZOU; ELBULUK; SOZER, 2013). Alguns autores sugerem abordagens de controle adaptativo para com as incertezas de k , obtendo melhor performance (JOHNSON, 2008).

3.1.3. Optimally Tracking Rotor (OTR)

Esta estratégia deriva do tradicional OTC. Ela propõe uma lei de controle mais refinada para o set-point de torque, dada pela Eq. 3.3, onde G_{OTR} é o ganho de controle do OTR (FINGERSH; CARLIN, 1998):

$$T_g = k\Omega^2 - G_{OTR}(T_w - k\Omega^2) \quad (3.3)$$

Isto permite controlar a taxa de aceleração ou desaceleração do rotor, pelo ajuste correto de G_{OTR} , desde que o ganho de controle determina um torque líquido adicional considerando o torque do vento T_w . Portanto, técnicas de estimação para o torque do vento são necessárias (BURTON *et al.*, 2001). O aumento da potência extraída mostrado em simulações é pequeno, na ordem de 1%, portanto testes de campo de longo prazo são necessários para detectar estas variações. Atualmente, tais testes não estão presentes na literatura. Comparações entre OTR e OTC podem ser encontradas no trabalho de Johnson *et al.* (2004). OTR não tem recebido muita atenção da comunidade acadêmica, mas recentemente ele tem sido considerado para uso com LIDAR (*Light Detection and Ranging*), uma nova tecnologia de sensoriamento do vento que pode ser utilizada para propósitos de controle.

3.1.4. Realimentação do Sinal de Potência (*Power Signal Feedback*, PSF)

Esta estratégia MPPT supõe um controle em malha fechada da potência. Devem ser conhecidos os valores ótimos de C_p e λ , de modo que a potência ótima possa ser calculada de acordo com a Eq. 3.4 (VLAD *et al.*, 2010):

$$P_{opt} = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \frac{C_{p,opt}}{\lambda_{opt}} \Omega^3 \quad (3.4)$$

Esta lei de controle segue essencialmente a mesma trajetória operacional da estratégia OTC, mas utiliza uma malha de controle de potência ao invés de diretamente impor o torque (CHENG; ZHU, 2014). Ajustando a potência ótima levará o sistema a operar no ponto de máxima eficiência em estado estável. Esta técnica tem as mesmas desvantagens do OTC, isto é, a necessidade de um valor preciso para o coeficiente de potência ótimo e o tip-speed ratio ótimo, bem como a performance fraca em ventos turbulentos (BUEHRING *et al.*, 1981). Em trabalhos iniciais como os de (MULJADI, 2001), os autores demonstram que a suavidade das variações na velocidade do rotor dependem da diferença entre a potência elétrica de referência e a potência mecânica do vento. Utilizando a Eq. 3.4, operação em torno do coeficiente de potência ótimo é alcançada. Adicionalmente, o uso do PSF torna possível ajustar os set-points de potência ativa e reativa e portanto uma melhor integração à rede (HANSEN; HANSEN; LARSEN, 2005). Isto foi realizado por Kyaw (2011), onde um controlador PSF foi projetado considerando aspectos de regulação de voltagem e estratégias de controle de falhas. A malha de controle de potência pode ser estabelecida de várias formas. O trabalho de Hilloowala e Sharaf (1994) usa um controlador proporcional-integral (PI) para regular a potência de saída. A referência de potência é tomada da velocidade do vento e não da velocidade de rotação como no PSF padrão. No trabalho de Carranza *et al.* (2013), um esquema PSF é usado em uma malha externa, enquanto na malha interna uma malha de controle de velocidade e uma malha de controle de torque são comparadas. É mostrado que a malha de controle de velocidade apresenta melhores resultados. Controle com programação de ganho é considerado no trabalho de Bianchi, Mantz e Christiansen (2005), onde um problema multivariável é resolvido usando técnicas de controle H_∞ . Um procedimento geral para programação de ganho é desenvolvido e os autores estabelecem que qualquer método de controle linear pode ser usado com este procedimento. Apesar da diversidade de implementações do PSF, todas elas focam em ajustar a referência de potência de acordo com a potência ótima disponível no vento, dada pela Eq. 3.4 acima.

3.1.5. Controle Tip Speed Ratio (TSR)

O controle TSR é um método MPPT baseado em um controle em malha fechada para a velocidade do rotor, onde a referência de velocidade ω_{ref} é dada pelo valor ótimo de TSR (λ_{opt}), de acordo com a Eq. 3.5:

$$\omega_{ref} = \frac{\lambda_{opt}v}{R} \quad (3.5)$$

O controle TSR considera manter λ_{opt} para assegurar máxima captura de potência do vento (FARH; ELTAMALY, 2013). Portanto, sua aplicação depende do estabelecimento do valor ótimo λ_{opt} , o qual é específico para cada turbina eólica. Um controle em malha fechada de velocidade é definido, onde o torque do gerador é o atuador. Similar ao PSF e ao OTC, este método precisa de um conhecimento a priori da aerodinâmica da turbina eólica para obter λ_{opt} . Entretanto, ele fornece um controle mais rápido, impondo diretamente a velocidade ótima do rotor, enquanto PSF e OTC dependem de set-points de potência e de torque (KAZMI *et al.*, 2010). É preciso notar que o controle TSR precisa de uma variável adicional, isto é, a velocidade do vento, que é determinada por sensores adicionais ou técnicas de estimação (TAN; ISLAM, 2004). Logo, a implementação do TSR pode ser mais cara. Muitos trabalhos de pesquisa lidam com o controle TSR.

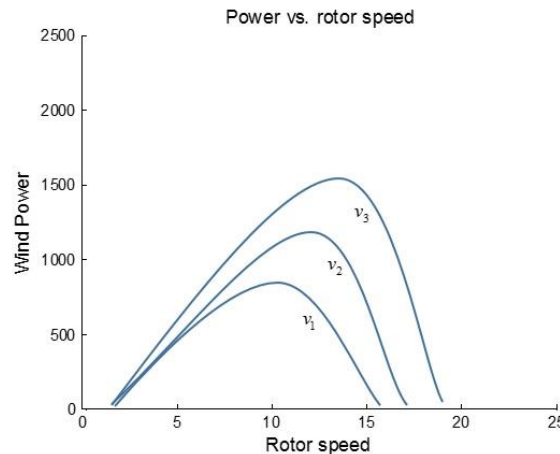
No trabalho de (ROCHA, 2011), um controle sem sensor (*sensorless*) é desenvolvido utilizando um preditor de Kalman para estimar a referência de velocidade do rotor. O controle TSR é baseado no método do regulador quadrático ótimo (*Linear Quadratic Regulator*, LQR). Os resultados são operação próxima de $C_{p,opt}$ e picos de torque reduzidos. O trabalho de (NOVAK *et al.*, 1995) também usa o controle TSR usando um filtro Gaussiano junto com LQR, o que é chamado método *Linear Quadratic Gaussian* (LQG). Conclui-se nesta pesquisa que o LQG, embora seja um método linear, fornece bons resultados mesmo considerando não-linearidades da turbina. No mesmo contexto, o trabalho de (BOUKHEZZAR, B.; SIGUERDIDJANE, 2010) o LQG e o método de realimentação de estados não-linear, considerando a captura de potência e a redução de cargas no sistema de transmissão. A velocidade do vento é estimada eliminando a necessidade de um sensor de velocidade. Os resultados mostram que o controle não-linear supera o controle LQG especialmente sob condições de vento turbulento, resultando menos esforço no sistema de transmissão. No trabalho de (HUANG; LI; JIN, 2015) um modelo linear é utilizado, mas uma nova estratégia de otimização é sugerida. Os autores propõem a minimização de uma função custo, a qual engloba índices para a máxima potência e para variações no torque do gerador. O Controle por

Seguimento de Distúrbios (*Disturbance Trackin Control*, DTC) é utilizado por (STOL, 2003) para seguir λ_{opt} , enquanto um controlador de torque para aumentar o amortecimento no sistema de transmissão é sugerido para pesquisa posterior. Testes experimentais da efetividade do método TSR podem ser encontrados em (CAMBLONG *et al.*, 2006), onde o clássico OTC é comparado com o TSR em uma teste de bancada (em escala reduzida). O controle TSR é implementado via controlador PI. É demonstrado que o controlador PI proporciona melhor captura de potência, mas implica maiores esforços de torque, reduzindo o tempo de vida do sistema de transmissão.

3.1.6. Hill-Climb Search (HCS)

Este método é bastante robusto e não depende de um conhecimento *a priori* das características da turbina eólica. O coeficiente de potência ótimo e o tip-speed ratio ótimo não precisam ser conhecidos, como precisam nos métodos PSF, OTC e controle TSR. O método HCS é um procedimento iterativo no qual o controlador envia um sinal de variação de velocidade ($\Delta\Omega$) para a turbina eólica e observa a variação resultante de potência (ΔP). O sinal da razão $\Delta P/\Delta\Omega$ determina se a velocidade deve ser aumentada ou diminuída (RAZA KAZMI *et al.*, 2011). Isto é possível uma vez que a curva da potência *versus* velocidade do rotor tem um esboço parabólico, caracterizado por um único ponto de máximo para cada velocidade do vento, como mostrado na Fig. 3.3. Este método é principalmente usado para turbinas de pequeno e médio porte. Turbinas de larga escala possuem uma grande inércia rotacional e mudanças na velocidade e na potência são mais difíceis de serem observadas. Devido a suas características, o HCS também é conhecido como método *Perturb and Observe* (P&O) (GONZÁLEZ *et al.*, 2010).

Figura 3.3: Curvas de potência



Fonte: Menezes, Araújo e Bouchonneau (2015)

Há muitas possibilidades para a implementação do HCS. A principal questão é como a perturbação deve ser aplicada. Uma perturbação pequena pode levar a uma resposta lenta, enquanto uma perturbação muito forte pode forçar excessivamente a turbina eólica ou mesmo tornar o sistema instável (ABDULLAH *et al.*, 2012). Vários artigos usam diferentes técnicas para aplicar a perturbação e tomar decisões baseadas na variável observada. No trabalho de (YAOQIN; ZHONGQING; BINGGANG, 2002), o método HCS é usado com uma perturbação de grau variável, proporcional à derivada $dP/d\Omega$ da curva de potência. Isto é suposto aumentar a convergência do HCS e levar a melhorias na captura de potência. Uma perturbação de grau fixa é usada em (DATTA; RANGANATHAN, 2003), onde a referência de velocidade é ajustada proporcionalmente à perturbação de velocidade. Um teste experimental mostrou que este método funcionou tão bem quanto o tradicional OTC. Alguns trabalhos consideram uma sinergia entre o HCS e o método PSF. Em (ZHU *et al.*, 2012), o método HCS é utilizado para determinar uma referência de potência, a qual será a entrada para uma malha de controle de potência. Uma comparação é feita com o controle TSR e os autores estabelecem que esta abordagem híbrida pode obter um bom controle de potência. Técnicas baseadas em lógica Fuzzy e em Redes Neurais são largamente empregadas para obter referências de velocidade no método HCS (LI, HUI *et al.*, 2006; SIMOES; BOSE; SPIEGEL, 1997). Estas são as chamadas abordagens inteligentes, que são detalhadas na seção 3.1.8.

3.1.7. Sliding Mode Control (SMC)

Sliding Mode Control é um método de controle moderno e não-linear, recentemente pesquisado para aplicações de turbinas eólicas (OUDAH; I.MOHD; HAMEED, 2014). SMC é especialmente adequado para turbinas eólicas devido a sua reconhecida robustez à incerteza dos

parâmetros e sua estrutura não-linear. O método reside em ações (leis) de controle que são chaveadas de acordo com uma variável de deslizamento (o que leva ao nome *sliding*) (YOUNG; UTKIN; ÖZGÜNER, 1999). Como uma técnica geral de controle em malha fechada, SMC pode ser aplicado para controle TSR ou PSF. Um dos primeiros trabalhos propondo SMC para turbinas eólicas foi o de (BATTISTA *et al.*, 2000), onde o SMC é projetado para maximização da energia e a robustez do método é enfatizada. Desde então, muito esforço de pesquisa tem sido feito e os mais recentes trabalhos envolvem também a redução de carga mecânica na transmissão. Neste contexto, a pesquisa de (MUNTEANU *et al.*, 2008) considera a superfície de deslizamento dependendo de uma variável que representa a escolha entre o esforço de torque e a captura de potência. Em (AGUILAR; JORGE, 2014), duas estratégias usando SMC são esboçadas. Os autores projetam um controlador SMC de primeira ordem e um de segunda ordem para seguir a ótima tip-speed ratio. Em seguida, um controlador SMC de alta ordem quase contínuo foi proposto baseado na realimentação do sinal de potência. Ambas as estratégias são comparadas com o controle OTC e simulações mostram melhores resultados em termos de maximização de potência e características dinâmicas. SMC de altas ordens são frequentemente apontados como capazes de reduzir o fenômeno de *chattering*, o que representa menos vibrações no sistema de transmissão (EVANGELISTA; PULESTON; VALENCIAGA, 2010). O método PSF é usado em (BELTRAN *et al.*, 2008) onde um controlador SMC é proposto e é relatada uma redução no estresse mecânico do sistema de transmissão. Os mesmos autores consideram um SMC de segunda ordem para obter menos *chattering* (BELTRAN *et al.*, 2009). Algumas pesquisas propõem SMC com uma ação de controle integral imposta à superfície de deslizamento. Os autores (SARAVANAKUMAR; JENA, 2015) propõem um SMC e um SMC integral (ISMC). Uma importante vantagem do ISMC é a continuidade da ação de controle entre as Regiões 2 e 2.5. Similarmente, o trabalho de (JENA; RAJENDRAN, 2015) propõe um ISMC para controle TSR, mas utilizando um algoritmo Newton-Raphson para estimar a velocidade do vento. Além dos métodos MPPT, o SMC é também largamente utilizado na malha de controle elétrico para controlar os conversores de potência (ASUHAIMI *et al.*, 2013). Métodos para controle de corrente elétrica e de potência ativa/reativa usando SMC ao invés do tradicional controle PI são comuns na literatura, por exemplo (BENBOUZID *et al.*, 2014; SAAD; SATTAR; MANSOUR, 2015).

3.1.8. Controle baseado em LIDAR

LIDAR (*Light Detection and Ranging*) é uma tecnologia de sensoriamento recentemente pesquisada para aplicações de controle em turbinas eólicas. O LIDAR consiste em uma

poderosa ferramenta para determinar o fluxo de vento alguns metros à frente do rotor da turbina. LIDAR emite um feixe de luz coerente que é difundido por aerossóis naturais tais como partículas de poeira ou gotas de água em suspensão. A luz refletida é detectada e processada de acordo com o efeito Doppler para determinar a velocidade do vento (HARRIS *et al.*, 2007). Esta tecnologia abre possibilidades para novos conceitos de controle em energia eólica tais como o controle *feedforward* e o controle preditivo baseado em modelo (*Model Predictive Control*, MPC) (SCHLIPF, D; SCHLIPF; KÜHN, 2013a). O principal foco da pesquisa de controle baseado em LIDAR é a redução de cargas estruturais e o controle de pitch (ver tópico 4, mais adiante). Entretanto, o uso do LIDAR para melhorar a captura de energia e controle de torque MPPT é também possível (RETTENMEIER *et al.*, 2011). O principal método de controle baseado em LIDAR é o MPC. O MPC é uma moderna estratégia de controle, a qual considera estados futuros como entradas para otimizar a lei de controle (WANG, 2009). O LIDAR pode fornecer esses estados futuros medindo a velocidade do vento à frente do rotor. MPC é um controle multivariável e os trabalhos de pesquisa consideram o torque e o pitch como entradas de controle, para alcançar um controle único para as Regiões 2 e 3. O trabalho de (BOTTASSO, C.L. *et al.*, 2014) considera um controlador MPC e um controlador LQR preditivo. As simulações mostram que o LQR preditivo supera o controle LQR tradicional, principalmente em regimes de vento turbulentos. No trabalho de (JAIN *et al.*, 2015), um procedimento sistemático para ajuste de um controlador MPC é desenvolvido de acordo com critérios de otimização tais como potência média de saída e taxa de torção do eixo. Adicionalmente, há trabalhos sobre MPC nos quais a previsão do vento é obtida por técnicas de estimação ao invés de medições LIDAR. No trabalho de (KUSIAK; LI; SONG, 2010), uma série temporal é usada para estimar a velocidade do vento e implementar um controlador MPC. Os autores usam também um procedimento de mineração de dados (*data mining*) para a modelagem da turbina, extraíndo dados de um sistema de supervisão SCADA. A estimação do vento está também presente no trabalho de (LINDEBERG, 2009), onde o MPC é aplicado especificamente para turbinas eólicas offshore, englobando todas as regiões operacionais. Um algoritmo Fuzzy é desenvolvido para a mudança dos controladores entre essas regiões. Uma importante característica do MPC é sua habilidade para lidar com restrições. A taxa de atuação do torque ou o limite de velocidade do rotor são restrições que podem ser explicitamente levadas em conta na formulação do MPC. Um MPC com restrições é estudado por (HENRIKSEN, L.C.; HANSEN; POULSEN, 2012), onde uma comparação é feita com controladores PI. Os autores demonstram a superioridade da abordagem proposta para atender as restrições de potência máxima do gerador. Por fim, a mais recente tendência em MPC é o

MPC robusto (RMPC), o qual considera incertezas nas variáveis do horizonte de previsão (CANNON; KOUVARITAKIS; WU, 2009; MAZENC *et al.*, 2015). Além dos modernos métodos MPC, aplicações do LIDAR para o controle tradicional aparecem no trabalho de (WANG; JOHNSON; WRIGHT, 2013), onde OTR e o controle DTC usando medições LIDAR são comparados com um controlador de torque *feedforward*. É demonstrado por simulações que o controlador *feedforward* tem melhor performance considerando redução de carga e captura de potência. Recentes abordagens incluem o controle baseado em LIDAR para melhorar a captura de potência na Região 2.5 por meio de controladores de torque *feedforward* (WANG *et al.*, 2013, 2014). Uma completa revisão das aplicações do LIDAR em controle pode ser encontrada em (BOSSANYI, EA; KUMAR; HUGUES-SALAS, 2012).

3.1.9. Controle por Lógica Fuzzy (*Fuzzy-logic control*, FLC) e Redes Neurais

Abordagens baseadas em FLC e Redes Neurais são denominados métodos de controle “inteligente”, adequados para controle e identificação de sistemas não-lineares (MO, 2003). Lógica Fuzzy é um método usado em muitas áreas da engenharia para otimização, controle e técnicas de estimação. Ela converte os valores rígidos da lógica tradicional (0 ou 1) em variáveis fuzzy, as quais consideram diferentes intervalos para aplicar diferentes decisões lógicas. A Lógica Fuzzy tem quatro principais estágios: fuzzificação, base de conhecimento, máquina de inferência e defuzzificação (CHEN, G; PHAM, 2000). Em métodos MPPT, Fuzzy é usado tanto para estimação do vento como para estratégias de controle. A principal aplicação é para técnicas HCS usando a base de regras da lógica Fuzzy para tomar decisões sobre o processo de busca do máximo ponto de potência (ELTAMALY; FARH, 2013). Uma estratégia de controle híbrida é implementada em (ABDEDDAIM; BETKA, 2013), onde o método HCS com Lógica Fuzzy é usado para obter a referência de velocidade e o controle TSR tenta seguir esta referência. Em (BELMOKHTAR; DOUMBIA; AGBOSSOU, 2014), estimação da velocidade do vento e do rotor é feita por Lógica Fuzzy, a fim de desenvolver um controle sem sensor. O controle TSR é também projetado usando FLC. Em (GHANI *et al.*, 2013), um controlador PI é aplicado para seguir o ótimo TSR e dois controladores FLC são usados para ajustar o seu ganho. Similarmente, o trabalho de (SHEIKHAN; SHAHNAZI; YOUSEFI, 2013) emprega FLC para escolher o ganho de controladores PI, mas desta vez utilizando um algoritmo de otimização *Particle Swarm Optimization* (PSO), para diferentes velocidades do vento. Uma aplicação inovadora da Lógica Fuzzy consiste na identificação de sistemas na turbina eólica usando modelos fuzzy Takagi-Sugeno (T-S), proposta em (SIMANI; CASTALDI, 2013). Finalmente,

a malha de controle elétrico do gerador também pode ser controlada usando FLC, como apresentado em (SUGANYA; RENGARAJAN, 2014).

Por outro lado, as Redes Neurais (*Neural Networks*, NNs) são modelos computacionais desenvolvidos para emular os neurônios naturais. As Redes Neurais têm importantes capacidades de auto-aprendizado e reconhecimento de padrões. NNs são treinadas com respeito a certos conjuntos de dados até que elas aprendam os padrões apresentados nestes dados. Uma vez que as redes estejam treinadas, novos padrões podem ser apresentados a elas para previsão ou classificação (KALOGIROU, 2001). Aplicações em sistemas de turbinas eólicas incluem previsão, detecção de falhas e controle. Em (SEDIGHIZADEH; REZAZADEH, 2008), um identificador NN é construído para lidar com a incerteza de modelagem da turbina eólica e o controlador proposto é auto-ajustado por um processo de treinamento. (JAFARNEJADSANI; PIEPER; EHLERS, 2013) segue o mesmo procedimento, mas emprega uma Rede Neural com função de base radial (*Radial Basis Function Neural Network*, RBFNN). Os autores consideram o problema da transição suave entre as regiões operacionais, na Região 2.5. Uma Rede Neural usada junto com HCS é proposta em (LIN; HONG, 2010). O *link* de voltagem entre os conversores de potência é a variável perturbada e uma Wilcoxon RBFNN (WRBFNN) controla a referência de voltagem. Alguns trabalhos propõem NNs não-convencionais como em (GANJEFAR; GHASSEMI; AHMADI, 2014), onde os autores utilizam uma Rede Neural quântica (*Quantum Neural Network*, QNN) para o controle TSR e OTC, e os resultados para seguimento da potência máxima são satisfatórios. Um controle mais complexo é considerado em (HONG; CHENG; CHEN, 2014). Os autores consideram uma Rede Neural de regressão geral (*General Regression Neural Network*, GRNN) para aumentar a robustez de um controlador linear quadrático ótimo. Os pesos da GRNN são ajustados pelo algoritmo *Adaptive Ant Colony Optimization* (AACO). Os resultados mostram melhor performance do que o controlador PI tradicional. Uma revisão completa das aplicações de Redes Neurais em turbinas eólicas pode ser encontrada em (ATA, 2015).

3.2. Controle de Pitch da Turbina Eólica

3.2.1. Funcionamento do Controle de Pitch

O controle de pitch permite mudar o ângulo de pitch das pás da turbina eólica a fim de controlar sua eficiência aerodinâmica. O ângulo de pitch é um parâmetro importante da turbina uma vez que ele determina o ângulo de ataque do vento (HAU; VON RENOUARD, 2005).

Portanto, ao girar as pás em torno do seu próprio eixo longitudinal, muda-se o fluxo de vento relativo e consequentemente as cargas aerodinâmicas exercidas no rotor. Além disso, o coeficiente de potência $C_p(\lambda, \beta)$ varia de acordo com o ângulo de pitch, e assim também varia a captura de potência. Portanto, o controle de ângulo de pitch tem um papel duplo: regulação de potência e redução de carga. Estes objetivos são proeminentes na operação na Região 3 onde a produção de potência deve ser limitada à potência nominal e as altas velocidades do vento impõem severas cargas à estrutura da turbina eólica e ao rotor (JOHNSON *et al.*, 2011). Diferentes conceitos foram propostos, ao longo dos anos, para a regulação de potência e redução de cargas mecânicas nas turbinas.

As primeiras turbinas eólicas eram controladas por meios passivos, usando as características aerodinâmicas das pás. Os aerofólios eram projetados a fim de sofrer estolamento quando sujeitos a altos regimes de vento, o que é denominado controle por stall passivo (VENKATESH; KULKARNI, 2006). Nenhum atuador adicional era necessário, fornecendo um controle simples e de baixo custo. Entretanto, a controlabilidade era muito limitada, visto que era baseada em um fenômeno natural de stall sem qualquer controle ativo. No controle de stall passivo, a turbina está sujeita a mais flutuações de potência, picos de torque e esforço mecânico variável. Para superar estas desvantagens, as modernas turbinas eólicas usam controle de pitch ativo, com atuadores hidráulicos ou elétricos. Na Região 3, o torque do gerador é usualmente mantido constante enquanto o controle de pitch deve estar atuando para manter velocidade do rotor constante. Enquanto muda o ângulo de pitch, o sistema de controle está consequentemente mudando o torque do vento e acelerando ou desacelerando a turbina (BANG; POLINDER, 2007). À medida que o torque e a velocidade são ajustados para serem constantes, a produção de potência fica limitada e as cargas mecânicas são reduzidas, como desejado na Região 3. Tipicamente, o loop de controle de pitch usa somente a velocidade do rotor como um sinal de realimentação e o valor de pitch comandado é o mesmo para as 3 pás. Isto é chamado Controle Coletivo de Pitch (*Collective Pitch Control*, CPC). Um controle de pitch moderno, pesquisado com a finalidade específica de redução de carga, é o método do Controle Individual de Pitch (*Individual Pitch Control*, IPC). Ambas as técnicas de controle de pitch são revisadas a seguir. Um recente desenvolvimento relativo à redução de cargas mecânicas em turbinas eólicas é o conceito do *smart rotor*. Métodos *smart rotor* não podem ser classificados como controle de pitch. Contudo, uma sub-seção adicional contendo os mais recentes desenvolvimentos neste campo foi incluída aqui, por duas razões. Primeiro, o *smart rotor* tem um objetivo comum com o controle de pitch, isto é, a redução de carga. Segundo, no

futuro o smart rotor deverá ser usado junto com o controle de pitch, como dois sistemas complementares (DAYNES; WEAVER, 2012; ENGELS; KANEV; ENGELEN, 2010; ZHANG; YU; XU, 2014).

3.2.2. Controle Coletivo de Pitch (CPC)

Este é o método tradicional de controle de pitch, o qual é largamente implementado em turbinas comerciais. O comando de pitch é enviado coletivamente para as pás, significando que a mesma ação de controle é tomada em cada uma delas. Usualmente, a implantação do CPC utiliza um simples controlador PID (proporcional-integral-derivativo), com a velocidade do rotor sendo o sinal de erro para o controle em malha fechada. Um procedimento sistemático para a seleção dos ganhos de controle PID para turbinas eólicas pode ser encontrado em (HAND; BALAS, 2009). Como a turbina é um sistema não-linear, a aplicação de uma lei de controle linear como o PID requer a linearização em torno de um ponto operacional. Diferentes condições operacionais degradam a performance do controlador e portanto técnicas de programação de ganho (*gain scheduling*) são necessárias para melhorar a eficiência (JONKMAN, JM *et al.*, 2009). Tais técnicas estão largamente presentes na literatura (BIANCHI; MANTZ; CHRISTIANSEN, 2005; LI, PENG *et al.*, 2015). Embora o controle PID com programação de ganho seja a implementação clássica do CPC, a constante busca por redução de carga motivou o aparecimento de abordagens CPC modernas em muitos trabalhos de pesquisa. Métodos robustos e adaptativos são usados para superar as incertezas de modelagem. Em (FROST, S; BALAS; WRIGHT, 2009) os autores desenvolvem um controle de pitch adaptativo com respeito à rejeição de distúrbios. Este trabalho é continuado pelos mesmos autores onde um controlador adaptativo é estendido com um filtro de modo residual (*residual mode filter*, RMF) para evitar que modos estruturais da turbina sejam excitados, especialmente durante operação em condições turbulentas (FROST, S.; BALAS; WRIGHT, 2011). Um controlador robusto CPC é desenvolvido em (GENG; YANG, 2010), baseado em um modelo não-linear. Modelagem não-linear é também usada em (BOUOUDEN *et al.*, 2012), onde métodos Fuzzy desenvolvem um modelo Takagi-Sugeno (T-S) para controle de pitch. Um controle completamente baseado em pitch junto com uma bancada de testes experimental são apresentados em (VAN *et al.*, 2015). Um controle híbrido PI-Fuzzy é considerado em (DUONG *et al.*, 2014), onde o foco é CPC para suavização de potência. Controladores baseados em redes neurais, embora menos presentes na literatura, também podem ser considerados (POULTANGARI; SHAHNAZI; SHEIKHAN, 2012; YILMAZ; ÖZER, 2009). O CPC com controle tolerante à falha (*fault tolerant control*, FTC) tem sido pesquisado para instalações de

difícil manutenção, como turbinas *offshore*. A capacidade de suportar falhas é essencial para reduzir os tempos ociosos da turbina. No trabalho de (SLOTH; ESBENSEN; STOUSTRUP, 2011), é proposta a utilização de controladores tolerantes à falha ativos (AFTC) e passivos (PFTC), que podem trabalhar bem mesmo na presença de um vazamento no sistema hidráulico de pitch. O AFTC utiliza informações de um sistema de diagnóstico enquanto o PFTC não depende de um tal sistema, porém sua performance é pior. Uma abordagem mais sofisticada está presente em (LUZAR; WITCZAK, 2014). A identificação do sistema é realizada por uma rede neural para montagem de um sistema *Linear Parameter Varying* (LPV), o que permite lidar com as não-linearidades do sistema e desenvolver um AFTC. No trabalho de (GEORG; HEYDE; SCHULTE, 2014) validações experimentais de algoritmos FTC são apresentadas. Detecção de falhas e FTC são apontados como campos de pesquisa críticos para as futuras turbinas eólicas (LAKS; PAO; WRIGHT, 2011). A pesquisa em CPC preditivo e *feedforward* tem sido promissora, graças aos avanços na tecnologia LIDAR. Um trabalho inicial conduzido pela equipe do NREL considerando *feedforward*-CPC demonstrou reduções de carga significativas, na ordem de 10% (HARRIS; HAND; WRIGHT, 2006a). Desde então, muitos trabalhos de pesquisa têm demonstrado estes benefícios. O trabalho de (DUNNE, FIONA *et al.*, 2011) considera medições LIDAR para projetar um controlador *feedforward* usando uma expansão em série não-causal para controle baseado em inversão do modelo. A inversão do modelo objetiva cancelar os distúrbios afetando as saídas controladas. O controlador proposto desempenhou melhor do que o controlador padrão CPC. Métodos adaptativos para controle *feedforward* são considerados em (WANG, NA; JOHNSON; WRIGHT, 2012) para aumentar o loop de feedback do CPC. Uma pesquisa recente feita por (KOERBER; KING, 2013) sugere o uso do Controle Preditivo Baseado em Modelo (MPC) projetado usando medições LIDAR como informações de previsão. MPC é, por definição, um método multivariável e que trata restrições nas variáveis. Os autores utilizam o torque e o pitch como sinais de controle e consideram restrições na taxa de mudança do pitch. O MPC permite um procedimento de otimização e as simulações mostram melhor performance do que o controlador PID. Outras simulações considerando o MPC e métodos em *feedforward* geral são apresentadas por (BOTTASSO, C L; CROCE; SAVINI, 2007; SIMLEY *et al.*, 2014). Por último, testes de campo provando a efetividade do CPC *feedforward* podem ser encontrados em (SCHLIPF, DAVID *et al.*, 2014).

3.2.3. Controle Individual de Pitch (IPC)

O IPC é o mais recente desenvolvimento em controle de pitch, o qual tem sido intensivamente pesquisado nos últimos anos, mas ainda não completamente implementado nas turbinas eólicas comerciais. Espera-se que a tecnologia IPC seja largamente aplicada na próxima geração de turbinas para incrementar o projeto de turbinas eólicas em direção a pás cada vez maiores e mais flexíveis (SHAN; ADELTA, 2014). O IPC é uma técnica frequentemente apontada na literatura como capaz de reduzir as cargas e o dano de fadiga (BOSSANYI, EA *et al.*, 2012; GEYLER; CASELITZ, 2007). O controle individual de pitch torna a turbina eólica inerentemente um sistema de várias entradas e várias saídas (*Multiple-Input, Multiple-Output Systems*, MIMO), uma vez que são requeridos comandos individuais para cada pá e a presença de sensores adicionais. Estes podem ser extensômetros ou acelerômetros habilitando a medição de variáveis tais como momento na raiz da pá ou deslocamento da torre. Baseado nestas medições, o controlador realiza uma ação de controle adicional que é individual para cada pá. O objetivo é ajustar o ângulo de pitch para reduzir o momento na raiz da pá ou amortecer modos estruturais. Os comandos IPC funcionam em uma faixa diferente de frequência daqueles do CPC. O CPC tem o objetivo de regular a velocidade do rotor, enquanto o IPC considera pequenos ajustes no ângulo de pitch para reduzir cargas (LARSEN; MOGENSEN, 2006). Embora as simulações demonstrem os benefícios do IPC, os testes de campo e a implementação prática ainda estão em curso (BOSSANYI, E; WRIGHT, 2009; VAN SOLINGEN *et al.*, 2015; WRIGHT, ALAN D.; FINGERSH; BALAS, 2006). Do ponto de vista de equipamentos, o desafio permanece em relação à confiabilidade dos sensors, uma vez que as modernas turbinas eólicas já são equipadas com atuadores individuais de pitch para cada pá. Os sensores instalados nas pás operariam sob condições severas e de difícil manutenção (EHLERS; DIOP; BINDNER, 2007). Há também uma preocupação devido ao desgaste nos mecanismos de pitch individual devido ao maior ciclo de atuação (JELAVIĆ; PETROVIĆ; PERIC, 2010). Apesar destas questões de ordem prática, os trabalhos de pesquisa sobre IPC geralmente focam em métodos de controle e este tem sido um forte campo de pesquisa. As primeiras proposições sobre IPC consistiam em controle por realimentação baseado em sensores estruturais (BOSSANYI, 2005). O mais recente avanço consiste em usar a tecnologia LIDAR para controle *feedforward*. A informação prévia sobre o fluxo de vento fornecido pelo LIDAR permite ao sistema de controle agir em antecipação a eventos eólicos tais como rajadas ou distúrbios. No trabalho de (LAKS, JASON; PAO; WRIGHT; *et al.*, 2011), o IPC *feedforward* é comparado com o IPC que usa apenas realimentação, baseado em técnicas H_{∞} . Os resultados das simulações mostram reduções nas cargas equivalentes de dano (*Damage Equivalent Loads*, DELs), uma medida padrão do dano de fadiga. No trabalho de (SCHLIPF *et al.*, 2010), um controlador *feedforward*

usando LIDAR e baseado em modelo reduz as cargas na torre e nas pás. Um recente relatório do NREL (DUNNE, 2012) trata diferentes estratégias baseadas em LIDAR para IPC, comparando variações nos tempos de previsão e tipos de LIDAR. Estratégias *feedforward* usando o MPC, que é um método MIMO por natureza, são muito adequadas para IPC. Em um estudo inicial realizado por (HENRIKSEN, 2007) a um controlador MPC linear é proposto, enquanto em (KUMAR; STOL, 2009) é sugerido um procedimento de programação de ganho, o qual permite uma melhor performance devido ao ajuste mais refinado. Em (LAKS *et al.*, 2011), o LIDAR é considerado para MPC, incluindo uma avaliação dos erros de medição, e bons resultados são ainda obtidos. A previsão LIDAR junto com medições do fluxo de entrada local são usadas para desenvolver um controlador MPC mais preciso no trabalho de (KRAGH; HANSEN, 2010). Previsões eólicas de curto prazo podem também ser usadas para propósitos MPC e são consideradas em uma pesquisa recente realizada por (SPENCER *et al.*, 2013). Por último, podem-se citar métodos híbridos como o mais recente avanço em controle de pitch MPC, apresentado no trabalho de (NAVALKAR *et al.*, 2014). Nesta pesquisa, os autores consideram um controle repetitivo, que é uma moderna técnica de controle “*learning*” (controle de aprendizado (WANG, LIUPING *et al.*, 2010)), auxiliado por um MPC com o objetivo de tratamento das restrições. Outro foco de pesquisa está relacionado com o IPC em turbinas eólicas *offshore*. Os pesquisadores têm considerado a possibilidade de utilizar o pitch individual para ajudar na estabilização das plataformas de turbinas eólicas flutuantes propostas. No trabalho de (NAMIK, H.; STOL, 2011), o IPC baseado em Controle por Acomodação de Distúrbios (*Disturbance Accomodating Control*, DAC) é considerado para plataformas do tipo balsa (*barge*) ou plataformas de pernas atirantadas (*tension leg platforms*). Em (CHAABAN; FRITZEN, 2014), MPC é desenvolvido para reduzir as cargas nas pás e o movimento de yaw de uma plataforma do tipo balsa. Este trabalho é seguido pelo de (RAACH *et al.*, 2014), mas desta vez um MPC não linear (NMPC) é empregado. Mais informação sobre métodos de controle para turbinas eólicas *offshore* flutuantes podem ser encontradas em trabalhos específicos sobre o tema, como os de (JONKMAN, 2008), (NAMIK; STOL, 2009) e (NAMIK; STOL, 2010). Além das aplicações *offshore*, têm aumentado os estudos dos efeitos do IPC nas cargas últimas das turbinas eólicas. De fato, o IPC tradicional foca em mitigar as cargas de fadiga, mas ele pode também ser útil para reduzir as cargas últimas (BOTTASSO, C. L. *et al.*, 2014). Uma sugestão inovadora para controladores IPC atuando em diferentes espectros de carregamento é apresentado por (HAN; LEITHEAD, 2014), para redução das cargas cíclicas, bem como das cargas últimas. No trabalho de (PETROVIĆ; JELAVIĆ; BAOTIĆ, 2015) um controlador IPC é projetado para reduzir as cargas estruturais causadas por assimetrias no rotor.

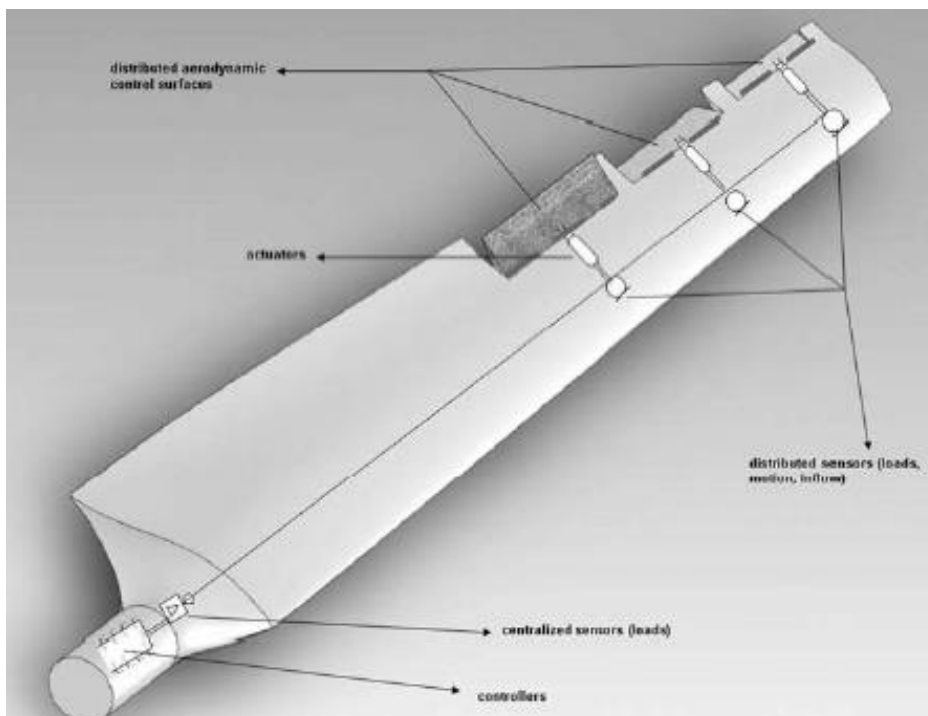
Adicionalmente, um método de transformação de carga é introduzido para habilitar o algoritmo de controle a usar medições de carga de vários componentes da turbina eólica. Um controlador IPC robusto é considerado por (CORCUERA *et al.*, 2014), baseado na redução da norma H_∞ , e são feitas simulações de casos extremos de carga. Finalmente, o trabalho em (BOTTASSO, C. L. *et al.*, 2013) considera uma arquitetura de controle em múltiplas camadas, focando no alívio de cargas de rajada e em cargas não-determinísticas e cíclicas. Confirmando o IPC como uma futura tendência para turbinas eólicas ainda maiores, o trabalho de (CHEN, Z J; STOL, 2014) e as referências nele registradas consideram a performance do IPC em turbinas de muito grande porte com especificações de até 15 MW, através de um modelo *upscaled* (SIEROS *et al.*, 2012), obtendo bons resultados. Por outro lado, os mais recentes testes de campo em escala normal foram realizados por (BOSSANYI; FLEMING; WRIGHT, 2013), na turbina experimental do NREL, a CART-3 (*3-bladed Control Advanced Research Turbine*). Os testes demonstraram mais uma vez a efetiva redução de carga, como era esperado.

3.2.4. Smart rotor

O *smart rotor* (ou rotor inteligente) é um intensivo campo de pesquisa que trata da redução de carga para as futuras turbinas eólicas. O conceito de rotor “inteligente” inclui a presença de sensores e atuadores locais, distribuídos ao longo das pás com inteligência embarcada. É uma nova abordagem de controle ativo de carga em turbinas eólicas, fortemente pesquisada na última década. Ao invés de controlar o ângulo de pitch por meio da rotação de toda a pá comandada por um motor de pitch, o *smart rotor* controla o fluxo relativo de vento ou as cargas por meio de atuadores específicos localizados ao longo da envergadura da pá. Assim, o rotor da turbina eólica torna-se uma estrutura inteligente, capaz de reagir de maneira rápida e precisa aos eventos de carga, tais como rajadas de vento. Um exemplo de estrutura *smart rotor* está mostrado na Fig. 3.4. As primeiras investigações sobre pás inteligentes foram desenvolvidas pelo NREL em meados dos anos 1990. Naquela época, *flaps* para frenagem aerodinâmica integrados às pás foram considerados (MILLER, 1996; QUANDT; MIGLIORE, 1996). Desde então, muitas proposições foram feitas para instalação de dispositivos de controle ativo de carga nas pás das turbinas. Possíveis tecnologias são os *flaps* de borda de fuga (ANDERSEN *et al.*, 2010; BERGAMI; GAUNAA, 2010; SMIT *et al.*, 2015), os *microtabs* (DAM *et al.*, 2007; NAKAFUJI *et al.*, 2001), o controle de torção ativo das pás (KOTA, 2008) e dispositivos para controle de camada limite, como por exemplo os atuadores de plasma ou os jatos sintéticos (MALDONADO *et al.*, 2008; NELSON *et al.*, 2008; VAN DAM; BERG;

JOHNSON, 2008). O assunto é extenso e merece uma revisão específica, que pode ser encontrada em referências como (JOHNSON *et al.*, 2010) e (BARLAS; VAN KUIK, 2010).

Figura 3.4: Exemplo de estrutura smart rotor em uma pá



Fonte: Barlas e Van Kuik (2007).

Simulações têm mostrado resultados promissores para aplicações do *smart rotor*, ver por exemplo, os trabalhos recentes de (COOPERMAN, A; BLAYLOCK; VAN DAM, 2014; GILLEBAART *et al.*, 2014; JUKES, 2015; VRIES; WEIDE; HOEIJMAKERS, 2014; ZHANG; TAN; XU, 2015). Técnicas de controle modern são empregadas, tais como controladores MPC (CASTAIGNET *et al.*, 2013), controle H_∞ (WINGERDEN, JAN-WILLEM VAN *et al.*, 2011) e controle por aprendizado iterativo (TUTTY *et al.*, 2014). Experimentos em túneis de vento com modelos em escala reduzida também foram realizados (HULSKAMP *et al.*, 2011; VAN WINGERDEN *et al.*, 2008). Entretanto, os testes de campo ainda estão em fase inicial. Atualmente, há apenas dois testes de campo apresentados na literatura, ambos usando *flaps* como dispositivos ativos (BERG *et al.*, 2014; CASTAIGNET *et al.*, 2014). A implementação do *smart rotor* em turbinas eólicas comerciais apresenta algumas dificuldades (PLUMLEY *et al.*, 2014). Primeiro, os atuadores e os sensores a serem instalados nas pás devem alcançar um alto nível de confiabilidade, devido à sua difícil manutenção e para evitar o aumento nos custos operacionais da turbina (COOPERMAN; MARTINEZ, 2015). Além disso, implementar estes dispositivos exigiria um caro reprojetado das pás (PLUMLEY *et al.*, 2014). Por estas razões, alguns autores consideram que os conceitos *smart rotor*

trabalhariam apenas como auxiliares ao invés de serem os únicos dispositivos de controle de carga nas futuras turbinas. Nesse contexto, o *smart rotor* poderia atuar apenas para complementar os sistemas de controle de pitch (DAYNES; WEAVER, 2012; PLUMLEY *et al.*, 2014; WILSON *et al.*, 2009)

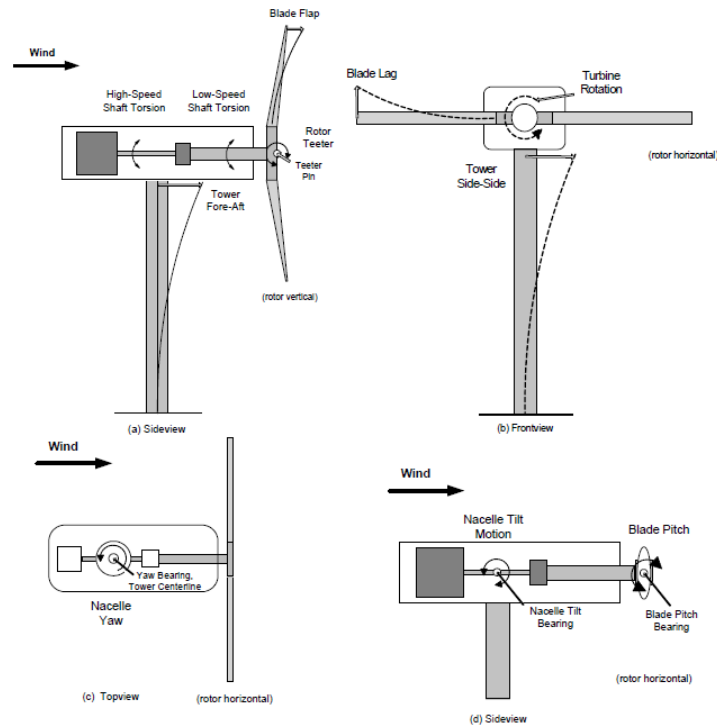
4. MODELAGEM E ANÁLISE DINÂMICA DE TURBINAS EÓLICAS

A modelagem é fundamental para o desenvolvimento do sistema de controle. Para projetar o sistema, é preciso ter um modelo da planta a ser controlada. O modelo também é necessário para simulação e teste do sistema. Além disso, a análise dinâmica das turbinas eólicas é essencial para o desenvolvimento dos sistemas de controle que envolvam a redução das cargas mecânicas. Para projetar o controle para redução de carga é preciso saber determinar os carregamentos estruturais. Portanto, antes de iniciar o projeto de controle, é necessário estudar a dinâmica estrutural das turbinas eólicas. Neste capítulo, são apresentadas a modelagem e as principais técnicas de análise estrutural de turbinas eólicas. A modelagem é realizada para a turbina de referência utilizada neste trabalho.

4.1. Modelagem de uma Turbina Eólica

O modelo básico de uma turbina eólica é constituído por seus principais elementos, ou seja, as pás, a torre, a *nacelle* e o sistema de transmissão (*drive-train*). Estes elementos e o funcionamento de uma turbina eólica já foram explicados no Cap. 2. A turbina eólica pode apresentar várias deformações nos seus componentes e movimentos relativos entre eles. A Fig. 4.1 mostra um modelo básico da turbina com as principais deformações/movimentos de uma turbina eólica.

Figura 4.1: Turbina Eólica e seus principais graus de liberdade (GDLs)



Fonte: Wriqth (2004)

As deformações surgem como resposta aos carregamentos aplicados, pois os componentes estruturais não são perfeitamente rígidos. Podem-se observar as deformações da torre na direção lateral (*side-side*) e longitudinal (*fore-aft*); as deformações das pás na direção perpendicular ao plano de rotação (*flapwise*) e paralela ao plano (*edgewise*); também se observam os movimentos de alguns componentes: o movimento de *yaw* do rotor e o movimento de rotação das pás.

O problema de modelagem consiste em estabelecer um modelo dinâmico que considere a atuação dos sistemas de controle e a resposta dinâmica da turbina, ou seja, o comportamento da estrutura quando exposta aos esforços (forças) que a excitam. Neste trabalho, será considerado um modelo dinâmico baseado na análise modal. A turbina eólica será considerada como uma estrutura contendo múltiplos graus de liberdade (GDLs).

As equações dinâmicas não-lineares da turbina podem ser expressas de acordo com o método de Kane (KANE; LEVINSON, 1985):

$$M(q, u, t)\ddot{q} + f(q, \dot{q}, u, u_d, t) = 0 \quad (4.1)$$

Em que M é a matriz massa, f é a função de força não linear, t representa o tempo, q é o vetor dos deslocamentos dos GDLs, u é o vetor das entradas de controle (que podem ser ângulo de pitch, de *yaw* e/ou torque do gerador) e u_d é o vetor dos “distúrbios” de entrada do

vento, que caracteriza o fluxo de vento (velocidade do vento, gradientes de velocidade ao longo do rotor e direção do vento).

Este modelo deve ser linearizado para realizar a análise modal clássica, baseada nas matrizes de inércia, amortecimento e rigidez. Além disso, as técnicas de controle a serem aplicadas nos próximos capítulos precisam de um modelo linear. A linearização deve ser realizada em um ponto de operação escolhido. Um ponto de operação é um conjunto de valores para os deslocamentos dos GDLs, entradas de controle e entradas de distúrbios que caracterizam uma condição em regime permanente da turbina eólica (WRIGHT; FINGERSH, 2008). O modelo linearizado possui uma característica periódica, uma vez que as interações dinâmicas entre o rotor e o fluxo de vento variam periodicamente à medida que as pás do rotor giram. Os pesquisadores usualmente obtêm um modelo por meio da média dos modelos computados em diferentes azimutes do rotor (BIR; JONKMAN, 2007). Após a linearização, o modelo dinâmico para uma estrutura com múltiplos GDLs é dado pela Eq. 4.2:

$$M\Delta\ddot{\mathbf{q}} + C\Delta\dot{\mathbf{q}} + K\Delta\mathbf{q} = F\Delta\mathbf{u} + F_d\Delta\mathbf{u}_d \quad (4.2)$$

Em que M é a matriz de inércia, C é a matriz de amortecimento, K é a matriz de rigidez, $\Delta\mathbf{q}$ é o vetor perturbação dos GDLs em torno do ponto de operação, F é o vetor das entradas de controle e F_d é o vetor do fluxo de vento.

A Eq. 4.2 é uma equação diferencial ordinária de segunda ordem que descreve a dinâmica do sistema envolvendo massa, rigidez e amortecimento, e por isso é dita uma equação no domínio físico (BIR, 2008). Da Eq. 4.2 podem ser derivadas equações no domínio do espaço de estados, que são equações de primeira ordem. Os vetores das perturbações nos GDLs ($\Delta\ddot{\mathbf{q}}, \Delta\dot{\mathbf{q}}, \Delta\mathbf{q}$) são substituídos pelo vetor de estado $\mathbf{x}$ e pelo vetor derivada de estado $\dot{\mathbf{x}}$:

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \Delta\mathbf{q} \\ \Delta\dot{\mathbf{q}} \end{bmatrix}; \dot{\mathbf{x}} = \begin{bmatrix} \Delta\dot{\mathbf{q}} \\ \Delta\ddot{\mathbf{q}} \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

Assim, a representação em espaço de estados do sistema é dada por:

$$\dot{\mathbf{x}} = A\mathbf{x} + B\Delta\mathbf{u} + B_d\Delta\mathbf{u}_d \quad (4.4a)$$

$$\mathbf{y} = C\mathbf{x} + D\Delta\mathbf{u} + D_d\Delta\mathbf{u}_d \quad (4.4b)$$

Em que A é a matriz de estado, B é a matriz de entrada de controle, B_d é a matriz de entrada dos distúrbios. C , D e D_d são as matrizes de saída, que relacionam as variáveis de saída às variáveis de estado. As variáveis de saída são aquelas sobre as quais o sistema de controle deve atuar.

A modelagem em espaço de estados é essencial para o desenvolvimento dos sistemas de controle. Além disso, ela é recomendada para a análise modal de sistemas amortecidos que

possam ter autovalores/autovetores complexos (RAO, 2016). Os estados contidos no vetor de estado x estão associados aos GDLs da turbina, conforme mostrado na Eq. 4.3.

Do ponto de vista da análise modal, uma estrutura contínua possui, na verdade, infinitos GDLs estruturais, bem como infinitos modos de vibração e frequências associadas. Os modos de vibração correspondem a uma configuração específica dos GDLs; quando superpostos, os modos de vibração fornecem a resposta dinâmica completa da estrutura.

Na modelagem da turbina eólica, consideram-se apenas os GDLs correspondentes aos primeiros modos de vibração de cada elemento estrutural. Por exemplo, para a torre, são considerados apenas dois modos de flexão lateral e longitudinal. As pás são consideradas flexíveis em dois modos na direção perpendicular ao plano do rotor (*flapwise*) e um modo na direção paralela ao plano (*edgewise*). Todos os GDLs considerados estão descritos na Tabela I na próxima seção.

Os esforços (forças) atuantes na turbina devem ser considerados na modelagem e podem ser classificados em cargas externas e internas como (CAMBLONG *et al.*, 2014):

- Cargas aerodinâmicas e gravitacionais (externas)
- Cargas estruturais (internas)

Como em qualquer estrutura mecânica, os carregamentos externos induzem deformações, às quais correspondem cargas estruturais. Estas são forças internas, que surgem como reação da estrutura aos carregamentos externos aplicados. Existem diferentes formas de se modelar o comportamento dinâmico da turbina em resposta a estes carregamentos (ver tópico 4.3). O cálculo das forças, tanto externas como internas, é complexo porque envolve efeitos inerciais (forças de Coriolis e força centrífuga no rotor) e efeitos aerodinâmicos. De fato, a aerodinâmica das turbinas é altamente não-linear.

Para realizar a modelagem apresentada acima e considerar o cálculo das forças, GDLs e resposta dinâmica da estrutura, será utilizado neste trabalho o software FAST (acrônimo para *Fatigue, Aerodynamics, Structures, Turbulence*) (NREL FAST User's Guide, 2005). Dada a complexidade das turbinas eólicas e das forças que a excitam, foram desenvolvidos softwares específicos para simulação e modelagem da resposta dinâmica-estrutural das turbinas eólicas. Podem-se citar o FAST, GH Bladed (GNV DL, 2003) e o HAWC2 (DNV-Riso, 2007).

Mais precisamente, estes softwares são ferramentas de simulação e modelagem que incorporam sofisticados modelos de fluxo de vento; carregamentos aerodinâmicos, gravitacionais e inerciais do rotor, da *nacelle* e da torre; e respostas de atuação dos sistemas de controle, (JONKMAN, 2007). Neste trabalho, será utilizado o FAST para obter os modelos (Eqs. 4.1-4.3), simular e analisar a turbina eólica. O FAST será detalhado na próxima seção.

4.2. O software FAST

O FAST é um software de simulação aero-servo-elástica que possibilita uma abrangente simulação das turbinas eólicas de eixo horizontal. Ele permite obter diferentes parâmetros de operação da máquina, cargas mecânicas e deflexões. O FAST foi desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis dos Estados Unidos (NREL, na sigla em inglês) e é livremente distribuído pela internet. Além disso, o FAST foi certificado para o projeto de turbinas eólicas (Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH, 2005). Por essas razões, é um software amplamente utilizado tanto na academia como na indústria.

O FAST modela a turbina eólica através dos seus principais graus de liberdade, considerando os movimentos relativos entre os componentes e os modos flexíveis de cada um deles. Cada GDL está associado ao movimento ou à deformação de um dos componentes, e a modelagem é feita considerando a combinação de corpos rígidos e flexíveis. No total, o FAST é capaz de modelar até 24 GDLs para as turbinas de 3 pás. O FAST utiliza o método dos modos assumidos para modelar os principais modos flexíveis da estrutura, no qual são assumidas funções de forma para a resposta dinâmica dos componentes. Os GDLs assumidos pelo FAST para cada um dos componentes estão mostrados na Tabela 4.1.

Fonte: Wriqth (2004)

Variable	Description
q_1	Blade 1 flapwise tip displacement for mode 1
q_2	Blade 2 flapwise tip displacement for mode 1
q_3	Teeter angle
q_4	Azimuth angle, rotor side
q_5	Nacelle tilt angle
q_6	Nacelle yaw angle
q_7	Fore-aft tower top displacement for mode 1
q_8	Side-side tower top displacement for mode 1
q_9	Fore-aft tower top displacement for mode 2
q_{10}	Side-side tower top displacement for mode 2
q_{11}	Blade 1 flapwise tip displacement for mode 2
q_{12}	Blade 2 flapwise tip displacement for mode 2
q_{13}	Blade 1 edgewise tip displacement for mode 1
q_{14}	Blade 2 edgewise tip displacement for mode 1
q_{15}	Azimuth angle, generator side

Tabela 4.1: Principais GDLs do FAST

A torre é assumida como uma viga engastada, apresentando dois modos de flexão na direção longitudinal (*fore-aft*) e dois modos na transversal (*side-side*). Cada pá é assumida como

tendo dois modos de flexão na direção perpendicular ao plano de rotação (*flapwise*) e um modo na direção paralela ao plano de rotação (*edgewise*). O sistema de transmissão é modelado com flexibilidade no primeiro modo de torção. A plataforma de suporte é modelada com 6 GDLs, 3 de translação e 3 de rotação. A velocidade variável do gerador corresponde a um GDL. Outros GDLs estão associados ao movimento de *yaw* e ao movimento de *furling* do rotor.

O programa resolve as equações não-lineares da dinâmica da turbina (Eq. 4.1) e pode ser executado em dois modos distintos: modo simulação e modo linearização. No modo simulação, ele calcula as saídas a partir dos dados de entrada. No modo linearização, o FAST calcula modelos lineares para a turbina eólica, linearizando as equações de movimento no ponto operacional selecionado pelo usuário.

Assim, o FAST pode ser utilizado como uma ferramenta de simulação no domínio do tempo e como uma ferramenta para obter modelos lineares para o projeto de controle. Os modelos e as simulações podem ser considerados com diferentes GDLs, conforme o usuário deseje. Pode-se iniciar com o modelo mais simples possível, com apenas um GDL, e ir aumentando-se gradativamente a complexidade. Os modelos lineares obtidos pelo FAST são formulados de acordo com a modelagem das Eqs 4.1-4.3.

O FAST funciona na interface MS-DOS, e é constituído por vários arquivos de entrada, que devem ser configurados pelo usuário, conforme as características da turbina (dados estruturais, tipos de controle, GDLs) e os dados de vento (velocidade, gradientes espaciais). Um exemplo de arquivo de entrada do FAST está mostrado no Apêndice A. O arquivo de entrada primário descreve a geometria da turbina, as inércias dos componentes e os sistemas de controle ativos (pitch, yaw ou torque). O arquivo de entrada primário também define o tempo total de execução e o modo (simulação ou linearização), bem como os GDLs que estão ativos. Além do arquivo de entrada primário, o usuário deve configurar os arquivos de entrada da torre e das pás. Estes arquivos contêm a distribuição das características estruturais (rigidez/amortecimento/inércia) em vários pontos ao longo da envergadura. Eles também devem conter os coeficientes polinomiais dos primeiros modos de forma correspondentes aos GDLs modelados.

Para o cálculo das forças aerodinâmicas, o FAST executa um sub-módulo denominado AeroDyn. Os arquivos de entrada do AeroDyn incluem um arquivo primário, que determina as condições gerais do modelo aerodinâmico, os arquivos dos aerofólios e o arquivo de entrada do vento. Os arquivos dos aerofólios descrevem cada seção da pá ao longo da envergadura e devem ser preenchidos pelo usuário conforme a turbina que está sendo analisada. Os arquivos de vento contêm a velocidade do vento na altura do cubo do rotor, o gradiente vertical de vento (se

considerado), o gradiente horizontal de vento (se considerado). Os arquivos de vento podem ser escritos pelo usuário ou gerados a partir de programas específicos, como o IECWind (NREL, 2012), para produzir modelos turbulentos de vento.

Portanto, o usuário precisa fornecer/preencher até 10 arquivos de entrada, dependendo da turbina, para realizar a análise. Os arquivos de entrada permitem que o FAST incorpore todas as variáveis envolvidas na modelagem das turbinas e possa resolver as equações dinâmicas não-lineares. Os resultados das simulações são colocados em arquivos de saída, que são arquivos de texto contendo os nomes e os valores das variáveis. Um exemplo de arquivo de saída está no Apêndice A.

A grande vantagem computacional do FAST é que ele pode ser usado em conjunto com os softwares MATLAB® e Simulink® (MathWorks Inc., 2011), como ferramenta de simulação. Para tanto, está disponível uma versão em S-Function do FAST. A S-Function é uma ferramenta do Simulink que incorpora rotinas em Fortran como um bloco de simulação. Portanto, os modelos podem ser simulados dentro do ambiente MATLAB, o que possibilita uma grande flexibilidade na realização dos testes e na plotagem dos resultados.

4.3. Análise Dinâmica Estrutural

A dinâmica estrutural das turbinas eólicas é fundamental para a análise dos resultados e para o desenvolvimento dos sistemas de controle. Os sistemas de controle regulam a velocidade da turbina, reduzem as cargas mecânicas e podem atuar evitando ou mitigando instabilidades. Compreender a dinâmica da estrutura é parte essencial nesse processo.

A análise dinâmica possibilita determinar as cargas atuantes na turbina, as instabilidades, e os modos e frequências naturais. Pode ser realizada por vários métodos, sendo os mais importantes o Método do Elemento Finito (MEF), a Análise Modal e a Análise Multicorpo.

- **Método do Elemento Finito (MEF):**

O MEF é uma das principais ferramentas de análise e projeto em Engenharia. O MEF, na definição mais ampla, é um método de resolução de equações diferenciais, que, quando aplicado a problemas estruturais, permite obter uma distribuição detalhada das tensões e deformações. Sua aplicação consiste em dividir o componente estrutural em pequenos elementos, discretizando o contínuo espacial e temporal. Para uma análise global da turbina eólica, o MEF não é muito indicado porque resultaria em modelos muito complexos e detalhados. Em turbinas eólicas, o MEF é mais utilizado para a análise de componentes específicos, para analisar, por exemplo, a concentração de tensões.

- **Análise Modal:**

A análise modal consiste em determinar os modos de vibração e as frequências naturais da estrutura. A resposta dinâmica é então obtida pela superposição dos modos de vibração. A cada modo/frequência está associado um grau de liberdade. Em uma estrutura, existem na verdade infinitos GDLs estruturais. No entanto, para realizar a análise, se consideram apenas alguns modos de vibração. A estrutura é dividida em componentes, para os quais são determinados os primeiros modos de vibração e as primeiras frequências. Modos correspondentes a frequências mais elevadas não são geralmente de interesse (pois são raramente excitados).

- **Análise Multicorpo:**

A análise multicorpo corresponde à divisão da estrutura em elementos independentes que se movimentam em conjunto e se conectam uns aos outros através de juntas (conexões), que podem ser de diferentes tipos (rotativas, deslizantes, entre outras). Nas turbinas eólicas, os corpos ou elementos de análise seriam, por exemplo, as pás e a torre. A análise multicorpo consiste na formulação das equações de movimento envolvendo os vários corpos e as conexões entre eles (MANWELL; ROGERS; MCGOWAN, 2009). Então, a partir do conhecimento das forças aplicadas, as equações são resolvidas para determinar as coordenadas do movimento de cada elemento.

Os métodos de análise estrutural denotados acima têm sido utilizados em muitos trabalhos de pesquisa para análises dinâmicas detalhadas da turbina eólica. Os autores propõem modelos analíticos para cálculo (PEREIRA, 1993), análises por meio de softwares de elementos finitos (ASSIS, 2012) ou até mesmo análises em softwares especializados em turbina eólica, como o GH Bladed (FARO DO AMARAL LEMOS, 2007). Nestes trabalhos, o foco é a comparação de modelos ou a análise da turbina sob várias condições de carregamento.

Embora o foco deste trabalho não seja a análise estrutural, ela será necessária para avaliar as instabilidades e as cargas resultantes na turbina em operação submetida aos sistemas de controle.

Neste trabalho, a resposta dinâmica da turbina será abordada segundo a ótica da análise modal. O FAST, a ferramenta de simulação utilizada, propicia uma abordagem híbrida modal-multicorpo para a dinâmica da turbina. O FAST e os demais softwares especializados são um grande avanço na análise estrutural, porque possibilitam uma análise dinâmica integrada de toda a turbina eólica e fornecem diretamente as cargas e deflexões.

A partir da modelagem física obtida (Eq. 4.1), podem-se obter os modos e as frequências da estrutura. É necessário resolver um problema de autovalores e autovetores que possibilite

obter uma base de autovetores e torne o sistema desacoplado. Os autovalores representam as frequências de vibração e os autovetores correspondem à configuração dos GDLs, ou seja, a amplitude dos GDLs em cada modo. Numa turbina eólica, os modos correspondem a determinadas configurações de deformação dos componentes (correspondentes aos GDLs), seja a flexão da torre, das pás, a torção do sistema de transmissão, o movimento de *yaw* ou a rotação do rotor.

A Eq. 4.1 depende da linearização em torno de um ponto de operação. Portanto, as frequências naturais de cada modo variam com a velocidade do rotor. Para analisar a variação das frequências pode-se utilizar o Diagrama de Campbell, que mostra as frequências de uma estrutura em relação à velocidade de rotação. No tópico 4.5, o Diagrama de Campbell é construído para a turbina de referência.

Além disso, para uma análise completa e que capte os efeitos periódicos, será usada a transformação MBC (*Multi-Blade Coordinate Transformation*). Os modelos obtidos para a dinâmica das pás do rotor estão expressos em um sistema de referência fixo nas pás e girante em relação ao sistema de referência inercial. A transformação MBC é uma transformação de coordenadas que integra a dinâmica das pás e a expressa em um sistema de referência inercial. É também denominada transformação Coleman ou transformação de Fourier e é usada no estudo de helicópteros (JOHNSON, 1980). Ela é importante na análise modal porque comumente as equações dinâmicas da turbina eólica são computadas e é realizada uma média das matrizes sobre o período de rotação do rotor. A média, no entanto, elimina todos os termos periódicos que contribuem para a dinâmica do sistema e podem causar resultados errôneos (BIR, GUNJIT S, 2008). Ao usar a transformação MBC, os modos periódicos das pás passam a ser analisados como modos fixos do rotor e a média das matrizes pode ser tomada sem maiores problemas. A transformação dos modos será analisada no tópico 4.5.

Com estas ferramentas de análise, pode-se caracterizar completamente a resposta dinâmica da estrutura. Será possível identificar analisar a estabilidade, calcular as cargas mecânicas e avaliar o amortecimento dos modos estruturais e quais modos podem ser melhor amortecidos.

4.4. A turbina de referência NREL 5MW

A turbina usada neste trabalho é uma turbina eólica desenvolvida pelo NREL para servir como modelo padrão de referência para estudos no campo da energia eólica. O NREL desenvolveu as especificações detalhadas para uma turbina de grande porte que é representativa das típicas turbinas multi-megawatt, tradicionais ou *off-shore* (JONKMAN, JM *et al.*, 2009).

Para criar o modelo, foram usadas informações disponíveis de fabricantes, especialmente da máquina REpower 5M. No entanto, como os dados detalhados não são públicos, a equipe de engenheiros do NREL coletou dados de vários projetos de pesquisa de modelos conceituais e elaborou um modelo próprio.

A turbina de referência NREL 5MW é uma típica turbina de 3 pás, velocidade variável e controlada por pitch, com potência nominal de 5MW. Todas as especificações da turbina, incluindo as propriedades estruturais, aerodinâmicas são descritas. Também é descrito um sistema de controle de referência, que será chamado aqui de sistema de controle padrão. Ele representa os sistemas de controle típicos da indústria eólica e servirá para comparação com os sistemas de controle avançados.

Na Tabela 4.2, estão resumidas as principais especificações para a turbina de referência NREL 5MW. Um modelo implementado no FAST está disponível no site do NREL, contendo os arquivos de entrada do programa na forma padrão. O arquivo primário de entrada está contido no Apêndice A.

Fonte: NREL (2009)

Rating	5 MW
Rotor Orientation, Configuration	Upwind, 3 Blades
Control	Variable Speed, Collective Pitch
Drivetrain	High Speed, Multiple-Stage Gearbox
Rotor, Hub Diameter	126 m, 3 m
Hub Height	90 m
Cut-In, Rated, Cut-Out Wind Speed	3 m/s, 11.4 m/s, 25 m/s
Cut-In, Rated Rotor Speed	6.9 rpm, 12.1 rpm
Rated Tip Speed	80 m/s
Overhang, Shaft Tilt, Precone	5 m, 5°, 2.5°
Rotor Mass	110,000 kg
Nacelle Mass	240,000 kg
Tower Mass	347,460 kg
Coordinate Location of Overall CM	(-0.2 m, 0.0 m, 64.0 m)

Tabela 4.2: Especificações gerais da turbina de referência NREL 5MW

A turbina de referência NREL 5MW foi escolhida pelo fato de ser largamente usada em pesquisa de controle e também por ser de grande porte, tornando desejável o emprego de técnicas avançadas de controle para redução de cargas (PLUMLEY *et al.*, 2014).

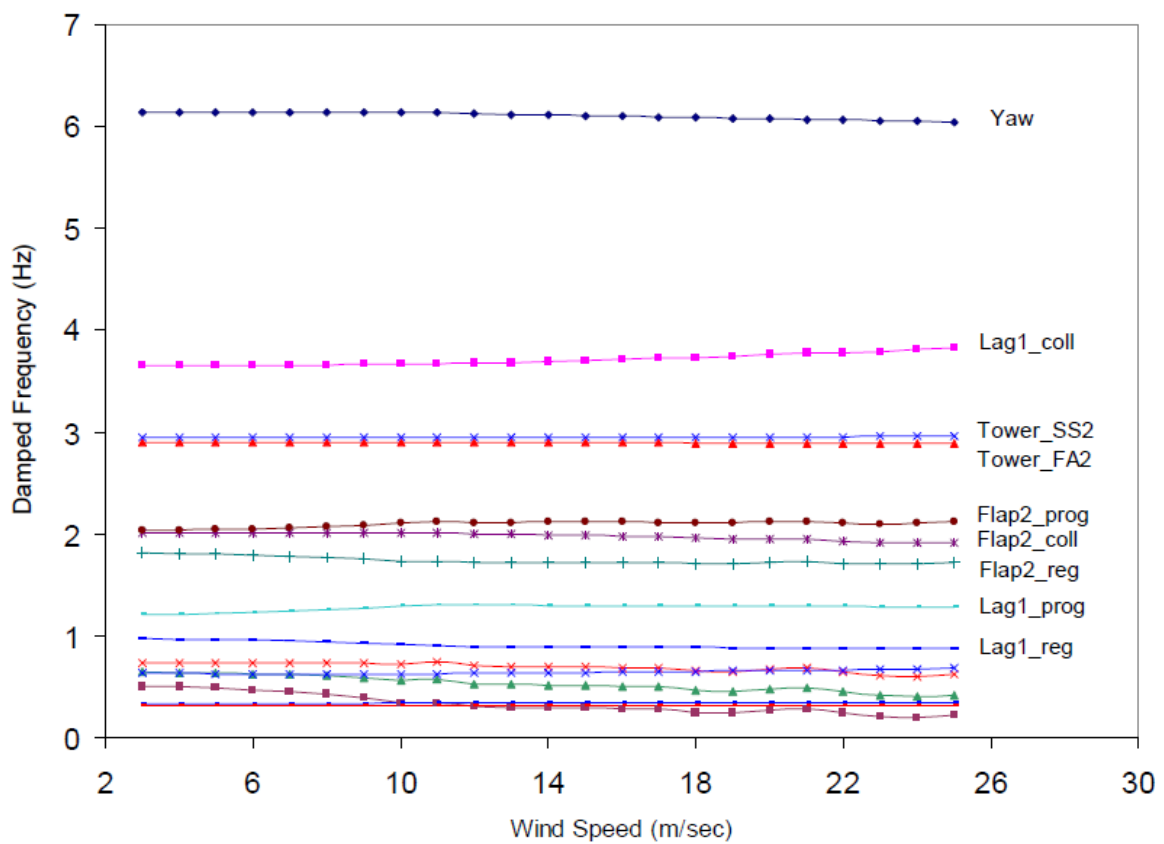
4.5. Análise Dinâmica da turbina de referência NREL 5 MW

A modelagem da turbina de referência foi realizada segundo a metodologia dos tópicos 4.1 e 4.2, usando o software FAST. Foram obtidos os modelos lineares para um ponto operacional caracterizado pela velocidade do vento $v = 16\text{m/s}$, a velocidade do rotor $\omega =$

12.1 rpm e ângulo de pitch $\beta = 0.2104 \text{ rad}$ (SCHLIPF, D; SCHLIPF; KÜHN, 2013b) Os parâmetros obtidos na modelagem estão contidos nos próximos capítulos, quando serão usados para o desenvolvimento dos sistemas de controle.

Pode-se analisar a modelagem em outras velocidades do vento, podendo ser gerado um diagrama similar ao Diagrama de Campbell, mostrado na Fig. 4.2. Este propicia uma visão geral da dinâmica estrutural e mostra como as frequências dos diferentes modos estruturais variam dentro da faixa de velocidades operacionais.

Figura 4.2: Variação das frequências amortecidas com a velocidade do vento, turbina NREL 5MW



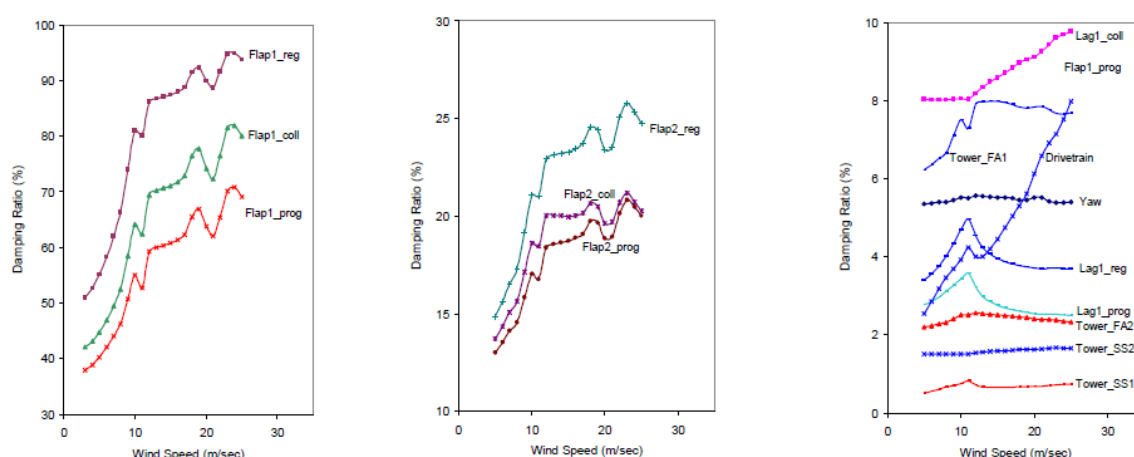
Fonte: Jonkman (2007)

Para a identificação dos modos em cada velocidade, deve ser realizada uma análise dos autovetores. O modo está associado, assim, ao seu GDL de maior amplitude. Nos próximos capítulos, a análise de autovetores é utilizada para identificar o GDL dominante quando se deseja aumentar o amortecimento em um modo específico.

Pode-se utilizar a mesma abordagem para determinar os amortecimentos modais na faixa de velocidades operacionais do vento. Desta forma, é possível verificar *a priori* quais são os modos menos amortecidos. Jonkman e Bir (2007) plotaram os diagramas da razão de amortecimento modal em função da velocidade do vento para a turbina NREL 5MW,

reproduzidos na Fig. 4.3. É importante ressaltar que esta constitui uma análise meramente preliminar, e que os amortecimentos dos modos serão calculados com exatidão nos próximos capítulos.

Figura 4.3: Amortecimentos modais para a turbina NREL 5MW



Fonte: Jonkman e Bir (2007).

Na Fig. 4.3, observa-se que os modos de *flap* da pá são altamente amortecidos, chegando a atingir razões de amortecimento de mais de 50%. Portanto, espera-se que estes modos não causem problemas de instabilidade ou oscilações excessivas. No entanto, os modos correspondentes aos GDLs da torre e do sistema de transmissão (*drive-train*) apresentam razões de amortecimento abaixo de 10%, em toda a faixa de velocidades. Obviamente, o controle deverá aumentar o amortecimento nestes modos estruturais para reduzir os carregamentos mecânicos e as instabilidades.

Os diagramas apresentados denotam uma determinada tendência em relação ao comportamento dos modos estruturais. É preciso verificar, através de simulações e da análise de autovetores, o valor exato do amortecimento modal. Em seguida, a adição do controle de pitch baseado em espaço de estados poderá ser utilizada para aumentar o amortecimento nestes modos mais críticos. Esta análise será demonstrada nos próximos capítulos.

5. PROJETO DE CONTROLE

O projeto de sistemas de controle será tratado neste capítulo. O processo de projeto de controle é explicado e os sistemas de controle típicos da indústria são descritos juntamente com os sistemas de controle avançados propostos. A técnica adotada será a do modelo em espaço de estados e do Controle por Acomodação de Distúrbios (*Disturbance Accomodating Control*, DAC), que é explicada neste capítulo.

5.1. Projeto de Controle

O projeto de sistemas de controle é, como todo projeto, um processo com etapas bem definidas. Ele inicia-se com o estudo prévio do sistema a ser controlado e a decisão sobre os tipos de atuadores/sensores a serem utilizados, bem como o tipo do controlador e outras questões de implementação prática. Em seguida, procede-se à modelagem matemática e à aplicação das técnicas de controle. Testes em simulação e testes de campo são realizados para verificar o desempenho do sistema de controle. O processo é iterativo e caso o desempenho atingido não seja satisfatório, o projetista deve voltar para as etapas iniciais e re-projetar o sistema. Pode-se compilar as etapas de projeto de controle para turbinas eólicas como (WRIGHT; FINGERSH, 2008):

1. Determinar os objetivos de controle.
2. Desenvolver um modelo dinâmico simplificado a partir do qual o controle possa ser projetado.
3. Aplicar ferramentas (ou técnicas) de controle especializadas.
4. Realizar simulações dinâmicas com o controlador in-the-loop para testar a performance em malha fechada.
5. Repetir passos 1 a 4, até que seja alcançada a performance desejada.
6. Implementar algoritmos de controle em um software controlador para teste de campo em uma turbina real.
7. Testar os atuadores e sensores.
8. Testar o controlador em uma turbina eólica real.
9. Repetir os passos 1 a 8, até que a performance de controle desejada seja alcançada nos testes de campo.

As etapas de 1 a 4 consistem no desenvolvimento de sistemas de controle, enquanto as etapas de 5 a 9 dizem respeito à validação experimental dos sistemas desenvolvidos. A determinação dos objetivos de controle e o desenvolvimento de um modelo dinâmico podem

ser vistos como etapas preliminares no desenvolvimento de sistemas de controle e já foram tratadas nos capítulos 3 e 4, respectivamente. As ferramentas ou técnicas de controle especializadas envolvem projetar o controlador, determinando sua lei de controle. Após o projeto do controlador, as simulações devem ser realizadas.

5.2. Projeto de Sistemas de Controle típicos da indústria

O projeto de sistemas de controle de turbinas eólicas comerciais, usados pela indústria eólica, já está bem estabelecido. Tipicamente, as turbinas comerciais possuem os sistemas de controle de pitch, de torque do gerador e de yaw. O controle de yaw possui uma constante de tempo muito maior do que os outros dois e não influencia significativamente na dinâmica da turbina, não participando da regulação de velocidade e/ou de potência.

Os atuadores podem ser considerados os motores de pitch, que movem as pás, e o torque aplicado pelo gerador à turbina. Os sensores utilizados resumem-se basicamente a um sensor de velocidade do gerador. As outras variáveis mensuradas são a potência elétrica produzida e a direção do vento (através de um dispositivo denominado *wind vane*).

O sistema de controle de torque visa a controlar a velocidade do rotor para atingir o ponto de máxima eficiência aerodinâmica, atuando principalmente na Região 2. O torque é tipicamente controlado baseado na velocidade do rotor, segundo a Eq. 3.1 (Cap.3), reproduzida aqui:

$$T_g = k\Omega^2 \quad (3.1)$$

Em que k é uma constante aerodinâmica que depende de cada turbina eólica (ver Capítulo 3).

Na Região 3, o controle de torque mantém o torque constante no seu valor nominal e a Eq. 3.1 não é mais utilizada como lei de controle.

O sistema de controle de pitch atua na Região 3, a fim de manter a potência nominal da máquina. O objetivo principal é regular a velocidade do rotor, mantendo a velocidade nominal constante para consequentemente manter a potência nominal, uma vez que o torque já está fixado pelo controle de torque. O sistema de controle de pitch funciona por realimentação da velocidade do rotor, usando um controlador PID, segundo a Eq. 5.1

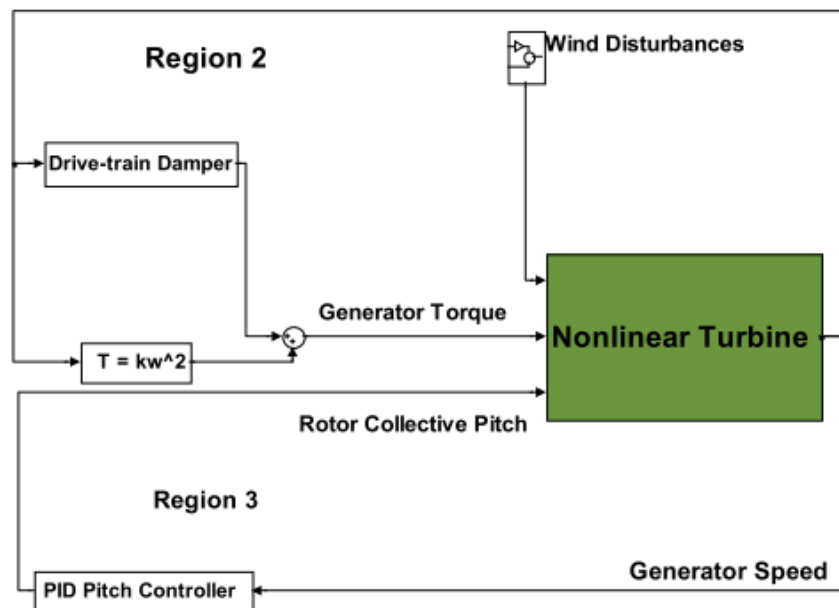
$$\Delta\theta = K_p\Delta\Omega + K_i \int \Delta\Omega(t)dt + K_d\Delta\dot{\Omega} \quad (5.1)$$

Em que K_p , K_i e K_d são respectivamente os ganhos proporcional, integral e derivativo, e $\Delta\Omega$ e $\Delta\theta$ são as variações na velocidade do rotor e do ângulo de pitch.

Um objetivo adicional dos sistemas de controle é reduzir as cargas dinâmicas. Isto pode ser feito aumentando-se o amortecimento de alguns modos estruturais. Algumas turbinas implementam uma malha adicional de controle de torque para amortecer o modo de torção do sistema de transmissão, reduzindo as cargas dinâmicas neste componente. Tipicamente, o sistema de controle de pitch usa uma malha adicional de controle de pitch para mitigar o movimento longitudinal (*fore-aft*) da torre.

Os sistemas de controle típicos da indústria serão denominados como sistemas de controle “padrão”, em oposição aos sistemas de controle avançados a serem desenvolvidos. Assim, os sistemas de controle padrão utilizam duas malhas de controle (torque e pitch), projetadas independentemente, baseadas no sensor de velocidade da turbina. Podem ser classificados como sistemas de uma entrada-uma saída (*single input, single output, SISO*). Um esquemático de um sistema de controle padrão está mostrado na Fig. 5.1.

Figura 5.1: Sistema de Controle padrão



Fonte: Wriugh e Fingersh (2008)

5.3. Projeto de Sistemas de Controle Avançados

Existem muitos trabalhos na literatura sugerindo novos sistemas de controle para as turbinas eólicas. Uma extensa revisão bibliográfica sobre estes métodos de controle foi realizada no Capítulo 2. Os sistemas de controle padrão usam apenas o sensor de velocidade e são baseados em métodos convencionais como o PID. Atualmente, são pesquisados sistemas de controle que englobem o uso de outros sensores, como extensômetros e acelerômetros, bem

como técnicas mais modernas de controle, como o controle preditivo, o controle *feedforward* e o controle em espaço de estados (ver Cap. 2).

Neste contexto, pode-se dizer que os sistemas de controle padrão são sistemas SISO, baseados em uma única entrada e única saída, utilizando técnicas de controle clássicas, como a resposta em frequência e o lugar das raízes. Os sistemas de controle avançados são sistemas de controle multivariáveis, com várias entradas e várias saídas (*multiple input, multiple output*, MIMO), e baseados em técnicas de controle modernas de espaço de estados (OGATA, 2010).

Os sistemas de controle padrão SISO apresentam a desvantagem de usar várias malhas de controle projetadas independentemente para regular velocidade, potência e mitigar cargas estruturais. Devido à dinâmica acoplada, as malhas de controle podem interagir e desestabilizar a turbina (WRIGHT; FINGERSH, 2008).

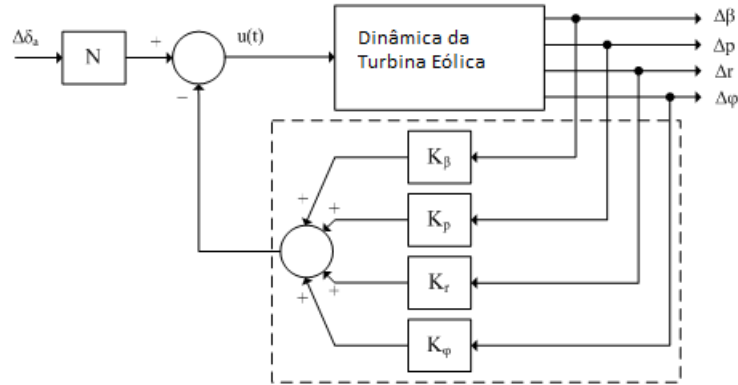
Com o aumento de tamanho das turbinas eólicas, atingindo grandes proporções, a flexibilidade e interação dos modos estruturais aumenta. São necessários sistemas de controle que considerem a dinâmica acoplada da turbina e que possam, além de regular a velocidade e a potência, reduzir as cargas estruturais.

Nos sistemas de controle avançados, o método em espaço de estados considera cada GDL como sendo um estado. O ângulo de azimuth do gerador e sua derivada constituem 1 GDL da turbina, usado para controle de velocidade. Os modos estruturais constituem os demais GDLs. Para reduzir as cargas estruturais, os sistemas de controle avançados adicionam amortecimento aos modos estruturais, utilizando a técnica de realimentação completa de estado.

O controle por acomodação de distúrbios (DAC) é um método de controle usado em conjunto com a realimentação completa de estado que pode melhorar a performance do sistema e também é usado em sistemas de controle avançados

Um esquemático de um sistema de controle avançado MIMO está mostrado na Fig. 5.2.

Figura 5.2: Sistema de Controle avançado baseado em realimentação completa de estado



Fonte: Adaptado pelo autor a partir de Akyazi et al. (2012)

5.4. Realimentação Completa de Estado

A técnica de realimentação completa de estado (*full-state feedback*) é aplicada para sistemas modelados em espaço de estados. Ela permite determinar a localização de todos os polos em malha fechada do sistema, determinando, assim, sua resposta dinâmica. Uma das desvantagens dos métodos clássicos de projeto no domínio da frequência é justamente a localização apenas do par de polos dominantes (NISE, 2015). O método de projeto baseado em realimentação completa de estado é também denominado projeto por alocação de polos.

Um sistema em espaço de estados é modelado de acordo com a Eq. 4.4 (Cap. 4), aqui reproduzida:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}\mathbf{x} + \mathbf{B}\Delta\mathbf{u} + \mathbf{B}_d\mathbf{u}_d \quad (4.4a)$$

$$\mathbf{y} = \mathbf{C}\mathbf{x} + \mathbf{D}\Delta\mathbf{u} + \mathbf{D}_d\mathbf{u}_d \quad (4.4b)$$

A resposta dinâmica deste sistema é determinada pelos polos em malha fechada, que são os autovalores da matriz de estado ($\mathbf{A}$). De fato, a resposta dinâmica da equação de estado homogênea é fornecida pela Eq. 5.2 (OGATA, 2010):

$$\mathbf{x}(t) = e^{\mathbf{A}t}\mathbf{x}(0) \quad (5.2)$$

Em que há uma exponencial de matriz e $\mathbf{x}(0)$ representa o vetor das condições iniciais. Pode-se demonstrar que, se $\mathbf{A}$ é uma matriz diagonal, sua exponencial é calculada por:

$$e^{\mathbf{A}t} = \begin{bmatrix} e^{\lambda_1} & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & e^{\lambda_n} \end{bmatrix} \quad (5.3)$$

Em que $\lambda_1, \dots, \lambda_n$ são os autovalores da matriz. É possível diagonalizar uma matriz utilizando a sua base de autovetores. Se $\mathbf{P}$ é a matriz de mudança de base para uma base de autovetores, tem-se que a matriz:

$$P^{-1}AP \quad (5.4)$$

É uma matriz diagonal. Pode-se utilizar a transformação $\mathbf{x} = P\mathbf{z}$ para representar a Eq. 5.1 em uma base de autovetores, obtendo-se:

$$\dot{\mathbf{z}} = P^{-1}AP\mathbf{z} + P^{-1}B\Delta\mathbf{u} + P^{-1}B_d\Delta\mathbf{u}_d \quad (5.5)$$

Portanto, a solução da equação de estado (4.), não considerando-se as entradas de controle e os distúrbios, pode também ser expressa como:

$$\mathbf{z}(t) = \begin{bmatrix} e^{\lambda_1 t} \\ e^{\lambda_2 t} \\ \vdots \\ e^{\lambda_n t} \end{bmatrix} \mathbf{z}(0) \quad (5.6)$$

Pode-se observar claramente que a resposta dinâmica depende dos autovalores e que estes constituem os polos em malha fechada, podendo ser reais ou complexos. Para analisar a resposta dinâmica, pode-se considerar a transformada de Laplace dos termos na Eq. 5.6, considerando uma entrada arbitrária $U(s)$, tem-se:

$$\frac{Z(s)}{U(s)} = \frac{1}{s+a}, \quad \lambda = -a \quad (5.7a)$$

$$\frac{Z(s)}{U(s)} = \frac{1}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2}, \quad \lambda = -\xi\omega_n \pm i\omega_n\sqrt{1-\xi^2}, \quad 0 < \xi < 1 \quad (5.7b)$$

A resposta dinâmica na Eq. 5.7a corresponde a autovalores reais e na Eq. 5.7b a autovalores complexos. No domínio do tempo, estas respostas são respectivamente:

$$z(t) = e^{-at} z(0) \quad (5.8a)$$

$$z(t) = e^{-\xi\omega_n t} \left(\cos(\omega_n\sqrt{1-\xi^2}t) + \frac{\xi}{\sqrt{1-\xi^2}} \sin(\omega_n\sqrt{1-\xi^2}t) \right) z(0) \quad (5.8b)$$

Na Eq. 5.8a, o autovalor $\lambda = -a$ determina a constante de tempo da resposta $\tau = \frac{1}{a}$.

Na Eq. 5.8b, ξ é o coeficiente de amortecimento e ω_n a frequência natural da resposta. Particularmente para sistemas de segunda ordem como os descritos na Eq. 5.7b, o valor de ξ determina a natureza da resposta. Se $\xi \geq 1$, o sistema é superamortecido ou criticamente amortecido e a resposta é exponencial decrescente. Na análise em espaço de estados, os autovalores complexos possuem necessariamente $0 < \xi < 1$ e, portanto, a resposta é como na Eq. 5.8b.

A análise das equações no domínio da frequência (5.7) e no domínio do tempo (5.8) mostra resultados interessantes. Inicialmente, verifica-se que para estabilidade os autovalores devem ser negativos ou possuírem partes reais negativas, para que as exponenciais em 5.8a e

5.8b sejam decrescentes. Além disso, quanto mais distantes do eixo imaginário no plano complexo, maior a velocidade da resposta. Particularmente, para autovalores complexos, quanto mais distantes do eixo imaginário maior o coeficiente de amortecimento (ξ).

Portanto, escolhendo-se os polos de forma adequada no plano complexo, pode-se aumentar o amortecimento de modos estruturais, mitigando assim as cargas dinâmicas. Ao mesmo tempo, pode-se melhorar a resposta do controle de velocidade.

Para realizar a alocação de polos, o vetor das entradas de controle é calculado como uma combinação linear dos estados do sistema, como mostrado na Eq. 5.9:

$$\mathbf{u} = -K\mathbf{x} \quad (5.9)$$

Ao introduzir as entradas de controle, a dinâmica do sistema modifica-se para:

$$\dot{\mathbf{x}} = (A - BK)\mathbf{x} + B_d\mathbf{u}_d \quad (5.10)$$

O ganho da realimentação completa K é escolhido de forma que a nova matriz de estado $A - BK$ possua os polos (ou autovalores) nas posições desejadas. É possível mostrar que existe um tal ganho K , desde que o sistema em (4.4a) atenda às condições de controlabilidade.

5.4.1. Controlabilidade

A condição de controlabilidade determina se sempre é possível encontrar o ganho de realimentação, seja qual for a localização desejada dos polos. Neste caso, o sistema é denominado de estado completamente controlável. Pode-se mostrar que a condição de controlabilidade completa de estado em um sistema com n estados exige que a matriz $n \times n$ dada pela equação (KUO, 2007):

$$[B : AB : \dots : A^{N-1}B] \quad (5.11)$$

Tenha posto completo, ou posto $p = n$

5.4.2. Alocação de polos

Cada estado modelado nas Eq. 4.4 corresponde a um GDL da turbina (ver Cap. 4). A decisão sobre a alocação de polos depende de qual GDL deseja-se alterar a dinâmica. Os polos estão associados a determinados modos estruturais, e cada modo possui um GDL predominante. Para mitigar ou reduzir as cargas dinâmicas, deve-se aumentar o amortecimento nos modos correspondentes àqueles GDLs. Isto é feito alocando-se os polos à esquerda do eixo imaginário no plano complexo, aumentando o coeficiente de amortecimento (ξ).

A alocação de polos também pode ser realizada usando-se o método do regulador quadrático ótimo (LQR). O LQR é um procedimento de otimização no qual os polos são alocados de acordo com o peso que se atribui a cada variável de estado. Ele também engloba as demandas de atuação do controlador. O índice de otimização minimizado pelo LQR é descrito pela Eq. 5.12 (ROCHA, 2011):

$$J = \int_0^{\infty} (\mathbf{x}^T \mathbf{Q} \mathbf{x} + \mathbf{u}^T \mathbf{R} \mathbf{u}) dt \quad (5.12)$$

Em que $\mathbf{Q}$ é a matriz que pondera as variáveis de estado e $\mathbf{R}$ as entradas de controle. A matriz $\mathbf{R}$ determina a magnitude das entradas de controle em relação aos objetivos de controle nas variáveis de estado.

5.4.3. Observabilidade

A realimentação completa de estado e a lei de controle denotada na Eq. 5.9 pressupõem que todos os estados do sistema podem ser mensurados para realimentação. Na prática, porém, algumas variáveis de estado não podem ser medidas, por questões de custo ou de implementação dos sensores. Neste caso, as variáveis devem ser estimadas. A estimativa das variáveis de estado é denominada observação (OGATA, 2010). O modelo matemático do observador está descrito na Eq. 5.13:

$$\dot{\tilde{\mathbf{x}}} = \mathbf{A}\tilde{\mathbf{x}} + \mathbf{B}\mathbf{u} + \mathbf{K}_e(\mathbf{y} - \mathbf{C}\tilde{\mathbf{x}}) \quad (5.13)$$

A única variável mensurada pelo observador é a saída $\mathbf{y}$. Como mostrado na Eq. 5.13, o observador de estado utiliza um modelo da planta e a variável de saída $\mathbf{y}$ para reconstruir as variáveis de estado, minimizando o erro entre as variáveis estimadas e o seu valor real. O erro é obtido subtraindo-se a Eq. 5.12 da Eq. 5.1, obtendo a Eq. 5.14:

$$\dot{\mathbf{x}} - \dot{\tilde{\mathbf{x}}} = \mathbf{A}\mathbf{x} - \mathbf{A}\tilde{\mathbf{x}} - \mathbf{K}_e(\mathbf{C}\mathbf{x} - \mathbf{C}\tilde{\mathbf{x}}) = (\mathbf{A} - \mathbf{K}_e\mathbf{C})(\mathbf{x} - \tilde{\mathbf{x}}) \quad (5.14)$$

Nota-se a similaridade entre a Eq. 5.14 e a Eq. 5.10. De fato, pode-se escolher um ganho $\mathbf{K}_e$ para o observador de estado (Eq. 5.13) a fim de alterar a dinâmica do erro e fazer com que as variáveis estimadas convirjam para as variáveis mensuradas tão rápido quanto se deseje.

Para tanto, é necessária uma condição análoga à condição de controlabilidade, denominada observabilidade. Diz-se que um sistema é de estado completamente observável se a matriz $n \times m$ dada pela equação:

$$\begin{bmatrix} C \\ CA \\ \vdots \\ CA^{N-1} \end{bmatrix} \quad (5.15)$$

Tiver posto $p = n$.

Nos sistemas de controle avançados o observador de estado será usado com frequência para estimar variáveis que não são mensuradas.

5.5. Controle por Acomodação de Distúrbios (*Disturbance Accomodating Control, DAC*)

O Controle por Acomodação de Distúrbios foi inicialmente desenvolvido por JOHNSON (1976), para sistemas parametrizados. O objetivo do DAC é reduzir ou contrabalançar o efeito de distúrbios persistentes atuando no sistema a ser controlado. É uma técnica muito adequada para ser usada em controle de turbinas eólicas, uma vez que o vento pode ser considerado como um principal distúrbio atuando no sistema. Trabalhos que consideram o uso do DAC em turbinas eólicas incluem o trabalho pioneiro de (BALAS *et al.*, 1998) o trabalho de (STOL, 2003) e (HARRIS, 2005). Mais recentemente, há os trabalhos de (NAMIK; STOL, 2014), que analisam o DAC para turbinas *offshore*, e o trabalho de (WANG, 2013) que utiliza DAC para controle de torque na Região 2. A abordagem utilizada no presente trabalho será a adotada por (WRIGHT, 2004) e (WRIGHT; FINGERSH, 2008). Estes autores descrevem o uso da metodologia DAC em conjunto com métodos em espaço de estados (MIMO) para controle de velocidade e redução de cargas mecânicas na Região 3.

A ideia básica do DAC é utilizar o modelo matemático dos distúrbios para equilibrar ou eliminar seus efeitos no sistema de controle. Os distúrbios são modelados em espaço de estados de acordo com a equação:

$$\dot{\mathbf{z}}_d(t) = \mathbf{F}\mathbf{z}_d(t) \quad (5.16a)$$

$$\mathbf{u}_d(t) = \mathbf{\Theta}\mathbf{z}_d(t) \quad (5.16b)$$

Em que $\mathbf{z}_d$ é o vetor de estado dos distúrbios e $\mathbf{u}_d$ o vetor de distúrbios. $\mathbf{F}$ e $\mathbf{\Theta}$ são as matrizes de estado e de saída respectivamente.

A Eq. 5.16 recria os distúrbios através de um modelo assumido para a forma da onda (WRIGHT, 2004). Na maioria dos sistemas de controle desenvolvidos neste trabalho será considerado um modelo em degrau para os distúrbios, o qual representa bem variações repentinas na velocidade do vento uniforme incidindo no rotor

$$\dot{\mathbf{z}}_d = \mathbf{0}\mathbf{z}_d \quad (5.17a)$$

$$\mathbf{u}_d = \mathbf{z}_d \quad (5.17b)$$

Note que, neste caso, $F = 0$ e $\Theta = 1$.

Para utilizar os estados de distúrbio é preciso aumentar o observador de estado para incluir a estimação dos distúrbios. O controle utiliza os estados de distúrbio ($\mathbf{z}_d$) para serem realimentados junto com os demais estados, usando um ganho de distúrbio G_d para cancelar os efeitos dos distúrbios. Isto pode ser feito considerando-se G_d como (WRIGHT; FINGERSH, 2008):

$$G_d = -B^{-1}B_d\Theta; \quad \mathbf{u} = G_d\mathbf{u}_d \quad (5.18)$$

Substituindo a Eq. 5.18 na Eq. 4.4, verifica-se o cancelamento dos efeitos dos distúrbios:

$$\dot{\mathbf{x}} = A\mathbf{x} - BB^{-1}B_d\Theta\mathbf{u}_d + B_d\mathbf{u}_d = A\mathbf{x} - B_d\mathbf{u}_d + B_d\mathbf{u}_d = A\mathbf{x} \quad (5.19)$$

Utilizando o DAC em conjunto com a realimentação completa de estado, obtém-se a lei de controle completa:

$$\mathbf{u} = G\mathbf{x} + G_d\mathbf{u}_d \quad (5.20)$$

Em que $G = -K$ (ver Eq. 5.8).

Os estados de distúrbio não são mensurados e devem ser estimados. Para tanto, é preciso ampliar o modelo do observador de estado (Eq. 5.13), incluindo o modelo de distúrbios. As matrizes ampliadas correspondem a:

$$\bar{A} = \begin{bmatrix} A & B_d \\ 0 & F \end{bmatrix}; \bar{B} = \begin{bmatrix} B \\ 0 \end{bmatrix}; \bar{C} = [C \ 0] \quad (5.21)$$

Com essas matrizes, pode-se calcular o ganho ampliado do observador $\bar{K}_E$.

5.6. Implementação dos métodos de controle

Os métodos de realimentação completa de estado (tópico 5.3) e de Controle por Acomodação de Distúrbios (tópico 5.4) exigem o cálculo de várias matrizes e ganhos de controle. O processo de cálculo manual inviabilizaria a aplicação dos sistemas de controle avançados.

Para realizar o cálculo das matrizes e ganhos, será utilizado o software MATLAB, que possui rotinas embarcadas para projeto de controle.

O comando “place” permite calcular o ganho de realimentação, dadas as matrizes de estado e de controle, para alocar os polos nas posições desejadas.

O comando “ctrb” checa a condição de controlabilidade completa de estado de um sistema em espaço de estados. O comando “obsv” checa a condição de observabilidade do mesmo sistema.

O comando “lqr” calcula o ganho de realimentação usando o método LQR, dadas as matrizes R e Q .

Por fim, o comando “eig” fornece os autovalores e autovetores da matriz de estado A .

O MATLAB também será usado como ferramenta de simulação, em conjunto com o FAST (ver tópico 5.6).

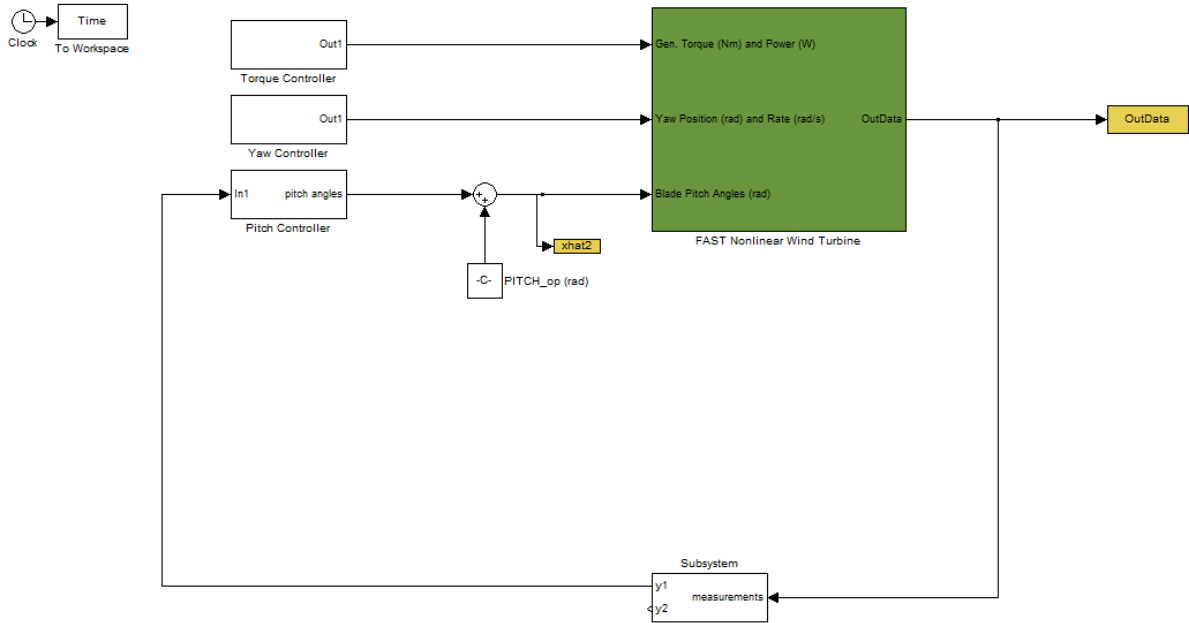
5.7. Ferramentas de Simulação

A simulação dos sistemas de controle é realizada usando os softwares MATLAB e Simulink (MathWorks Inc., 2011). O Simulink é um módulo do MATLAB especializado para análise e simulação de sistemas de controle.

O Simulink pode incorporar rotinas Fortran customizadas em um bloco chamado S-Function. As rotinas Fortran do FAST foram incorporadas com uma rotina *gateway* padrão do MATLAB, para usar as equações dinâmicas do FAST em uma S-Function que pode ser incorporada em um modelo Simulink. Assim, o controle de torque do gerador e o controle de pitch podem ser projetados dentro do ambiente MATLAB/Simulink e simulados fazendo uso das equações dinâmicas completas e não-lineares disponíveis no FAST (JONKMAN, 2005).

O Simulink possui vários blocos de controle, correspondendo aos diferentes subsistemas. O bloco da turbina eólica é mostrado na Fig. 5.3, juntamente com demais componentes da simulação. Este bloco contém as equações de movimento da turbina como modeladas no FAST.

Figura 5.3: Modelo da turbina eólica e controladores no Simulink



Fonte: o autor.

As variáveis de saída do modelo Simulink são as mesmas definidas como saídas nos arquivos de configuração do FAST (ver Cap.4). Estas variáveis podem ser transpostas para o *workspace* do MATLAB e plotadas para análise.

5.8. Sistematização do Projeto de Controle

5.8.1. Determinar os objetivos de controle

Os objetivos de controle já foram listados ao fim do Cap. 3. Deseja-se projetar um controlador para controle de velocidade na Região 3 e mitigação das cargas dinâmicas, usando-se controle coletivo de pitch (CPC) e controle individual de pitch (IPC), mantendo o torque fixo, pelo sistema de controle de torque, no valor nominal.

5.8.2. Desenvolver um modelo dinâmico simplificado

O modelo dinâmico foi descrito no Cap. 4 e consiste em uma modelagem em espaço de estados, descrita nas Eqs. 4.4. O modelo é linearizado em torno de um ponto de operação na Região 3, correspondendo a velocidade do vento $v = 16m/s$ e ângulo de pitch $\beta_0 = 0.2104 rad$ (SCHLIPF et al., 2014), e velocidade do rotor $\Omega_0 = 12.1 rpm$.

5.8.3. Aplicar ferramentas (ou técnicas) de controle especializadas.

Serão aplicados o método da realimentação completa de estado e do Controle por Acomodação de Distúrbios. Será utilizado o observador de estado para estimar os estados não mensuráveis.

5.8.4. Realizar simulações dinâmicas com o controlador in-the-loop

As simulações serão realizadas utilizando os softwares FAST, MATLAB e Simulink, usados em conjunto. O Simulink interfaceado com o FAST permite testar a turbina eólica com o controlador *in-the-loop*.

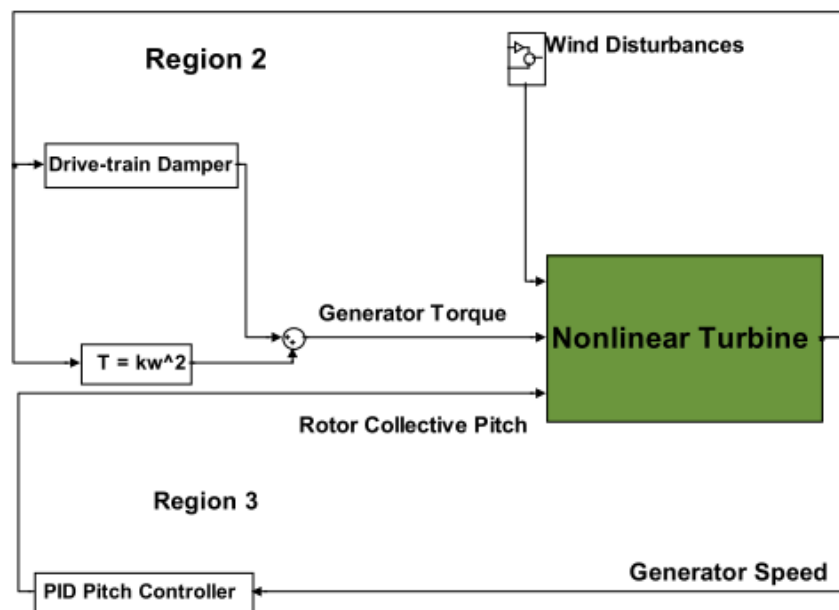
6. DESENVOLVIMENTO E SIMULAÇÃO DO SISTEMA DE CONTROLE PADRÃO

Neste capítulo, serão apresentados o desenvolvimento e a simulação do sistema de controle padrão para a turbina de referência NREL 5MW. Inclui-se o controle de velocidade e o amortecimento ativo do modo de flexão longitudinal (*fore-aft*) da torre. Testes são realizados no Simulink para analisar a efetividade do controle.

6.1. Sistema de Controle padrão

O sistema de controle padrão será desenvolvido para a Região 3. Ele tem por objetivo regular a velocidade do rotor e adicionar amortecimento ativo no primeiro modo *fore-aft* da torre, pois sabe-se que este é o principal indutor da fadiga na estrutura da torre (LEITHEAD; DOMINGUEZ, 2006). O esquemático do sistema de controle padrão está apresentado na Fig. 5.1 (ver Cap.5), aqui reproduzida:

Fig. 6.1: Reprodução da Fig. 5.1: Sistema de Controle padrão



Fonte: Wrigth e Fingersh (2008).

O sistema de controle de torque mantém o torque constante, enquanto o sistema de controle de pitch regula o ângulo de pitch através de uma lei de controle PID.

6.2. Modelagem matemática

Para desenvolver o controle PID de velocidade, é necessário obter um modelo linear da turbina eólica. Como o objetivo do controle básico é o controle de velocidade, o modelo linear de 1-estado é suficiente para desenvolver o controle. O único estado de interesse é o azimuth do rotor, cuja derivada constitui a velocidade:

$$\Delta\dot{\Omega} = A\Delta\Omega + B\Delta\theta + B_d\Delta w \quad (6.1)$$

Como a dinâmica da turbina eólica é não linear, o modelo deve ser linearizado em torno de um ponto de operação. O ponto de operação deve estar localizado na Região 3, entre as velocidades nominal e de *cut-out*, num ponto que garanta a convergência para uma solução estável em torno da qual deve ser realizada a linearização. Para a turbina de referência NREL 5MW, é utilizado em outros trabalhos o ponto operacional definido por (SCHLIPF; JONKMAN):

$$v = 16 \text{ m/s}; \Omega_0 = 12.1 \text{ rpm}; \beta_0 = 0.2105 \text{ rad}$$

Em que v é a velocidade do vento, Ω_0 é a velocidade nominal do rotor, β_0 é o ângulo de pitch que nesta velocidade do vento assegura a velocidade nominal do rotor.

Executando o FAST em modo linearização, deve-se ativar apenas o GDL de azimuth do gerador, ajustando GenDOF=True, no arquivo primário de entrada. O FAST fornece, assim, os valores dos parâmetros na Eq. 6.1 como:

$$A = -0.1691; B = -0.9439; B_d = 0.02524$$

6.3. Desenvolvimento do Controlador PID

No controle clássico, não se utiliza o método em espaço de estados e deve-se transformar a Eq. 6.1 para o domínio da frequência, usando a transformada de Laplace. Pode-se considerar a saída como sendo a velocidade do rotor e a entrada, o distúrbio de vento. O ângulo de pitch é projetado segundo a lei de controle PID, baseado no erro de velocidade, ou a diferença entre o valor medido e o valor nominal:

$$\Delta\theta = K_p\Delta\Omega + K_i \int \Delta\Omega(t)dt + K_d\Delta\dot{\Omega} \quad (6.2)$$

Tomando-se a transformada de Laplace da Eq. 6.2, obtém-se a Eq. 6.3:

$$\Delta\theta(s) = K_p\Delta\Omega(s) + K_i \frac{1}{s}\Delta\Omega(s) + K_d s\Delta\Omega(s) \quad (6.3)$$

Substituindo na Eq. 6.1, também transformada por Laplace, chega-se à função de transferência em malha fechada do sistema controlado:

$$\frac{\Delta\Omega(s)}{\Delta w(s)} = \frac{B_d s}{1 - BK_d s + (-A - BK_p)s + (-BK_i)} \quad (6.4)$$

Analisando a Eq. 6.4, tem-se que a função de transferência constitui um sistema de segunda ordem, tal como aquele apresentado na Eq. 5.7b (ver Cap. 5). As características da resposta dinâmica são definidas pelo coeficiente de amortecimento e pela frequência natural:

$$s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2 \quad (6.5)$$

Em que $-A - BK_p = 2\xi\omega_n$ e $-BK_i = \omega_n^2$. Desenvolvendo, tem-se:

$$K_p = -\frac{A}{B} - \frac{2\xi\omega_n(1-BK_d)}{B}; K_i = \frac{-\omega_n^2(1-BK_d)}{B} \quad (6.6)$$

Calcularam-se os valores de K_p e K_i em função de K_d . A maioria dos autores sugere que nas turbinas comerciais assume-se $K_d = 0$ (AHO *et al.*, 2013; WANG *et al.*, 2013). Adotando essa abordagem, pode-se calcular os ganhos K_p e K_i em função dos valores desejados para o coeficiente de amortecimento e a frequência. De acordo com o renomado centro de pesquisa Riso (2005), os valores de coeficiente de amortecimento devem estar entre 0.6 e 0.7, enquanto a frequência deve ser ajustada para 0.6, a fim de se obter uma performance razoável. Wright & Fingersh (2008) sugerem que estes valores provavelmente dependem de cada turbina. Adota-se o valor sugerido para $\omega_n = 0.6$. O coeficiente de amortecimento é escolhido como $\xi = 1$,

para obter o máximo amortecimento possível. Substituindo esses valores na Eq. 6.6, juntamente com os parâmetros do modelo linearizado (ver tópico 6.2), obtêm-se os ganhos de controle:

$$K_p = 1.094$$

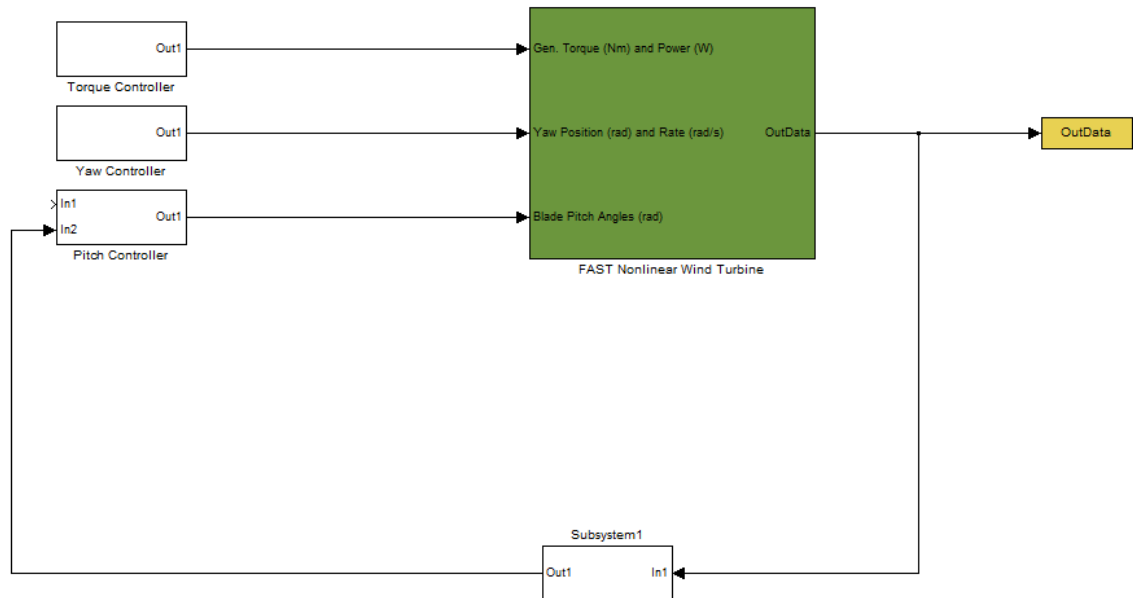
$$K_i = 0.381$$

Foi desenvolvido um script em MATLAB para automatizar os cálculos dos ganhos K_p e K_i , se desejado, dados os valores de ω_n e ξ . O script está fornecido no Apêndice B.

6.4. Simulação do Controlador PID

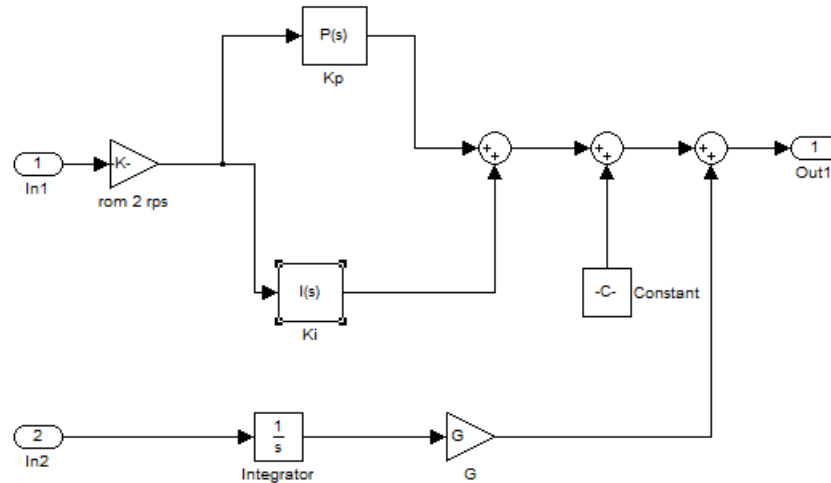
A simulação do controlador desenvolvido é necessária para verificar a performance. Um modelo em Simulink foi construído e interfaceado com o software FAST. O modelo está reproduzido na Fig. 6.2. O bloco correspondente à turbina eólica é configurado através dos arquivos de entrada do FAST, operando em modo simulação. O sistema de controle de pitch desenvolvido está no bloco “Pitch Controller”, detalhado na Fig. 6.3. Os sistemas de controle de torque e de yaw não são objeto da simulação e são definidos internamente ao FAST. O controle de torque mantém apenas torque constante e o sistema de controle de yaw supõe erro igual a zero, estando inativo. O bloco “Subsystem 1” representa a medição da velocidade do gerador, que é extraída do bloco do FAST e comparado com o valor nominal. A diferença, ou o valor da velocidade perturbada do gerador, é a entrada do “Pitch Controller”. Inicialmente, esta velocidade é convertida de rotações por minuto (rpm) para velocidade angular (rad/s), bem como convertida para velocidade do rotor, dividindo-se pela razão de transmissão de 97. Esta é a função do ganho K na Fig. 6.3. O valor obtido é multiplicado pelos blocos “P(s)” e “I(s)” que implementam os ganhos proporcional (K_p) e integral (K_i) respectivamente. A saída do controlador PI é somada com o ângulo de pitch nominal $\beta_0 = 0.2105 \text{ rad}$ para fornecer o pitch de entrada para o bloco do FAST.

Figura 6.2: Sistema de Controle PID implementado no Simulink



Fonte: o autor.

Figura 6.3: Detalhe do Controlador PID



Fonte: o autor.

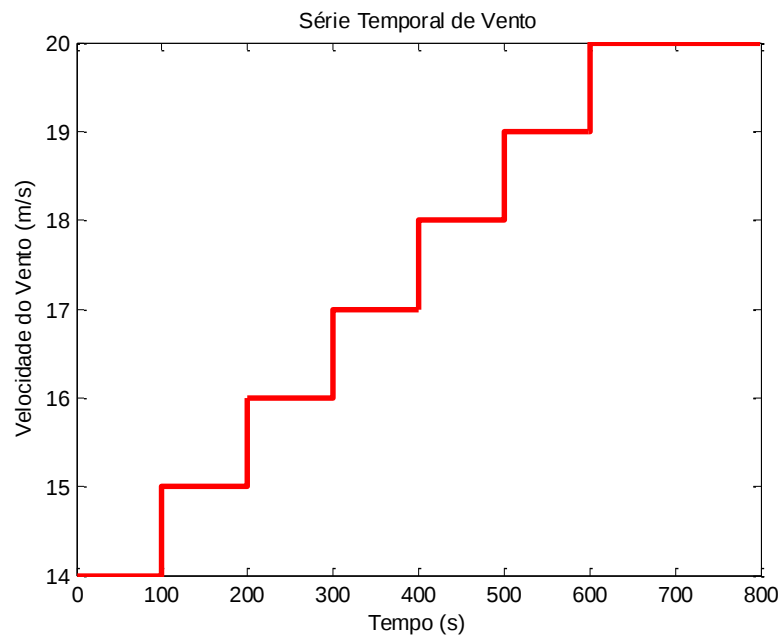
O bloco “Subsystem 2” mede a aceleração *fore-aft* no topo da torre, que é usada para adicionar amortecimento ao primeiro modo estrutural *fore-aft*. O ganho G na Fig. 6.3 é responsável por adicionar este amortecimento. Nesta primeira simulação, supõe-se $G = 0$.

O sistema de controle é simulado usando-se uma série de entradas em degrau de velocidade do vento uniformes, iniciando-se em $v = 14\text{m/s}$ e indo até $v = 20\text{m/s}$. Esta série temporal de vento é utilizada em outros trabalhos (WRIGHT, A D; FINGERSH, 2007) e a

mesma utilizada para a turbina de médio porte CART-750kW no trabalho de (WRIGHT; FINGERSH, 2008), com a qual deseja-se comparar a turbina NREL 5MW. Por estas razões, esta série temporal de vento será utilizada em todas as simulações deste trabalho e será denominada série temporal de vento de referência.

O vento é configurado no arquivo de entrada de vento do FAST, que está disponível no Apêndice A. A série temporal de vento pode ser plotada no MATLAB e está mostrada na Fig. 6.4.

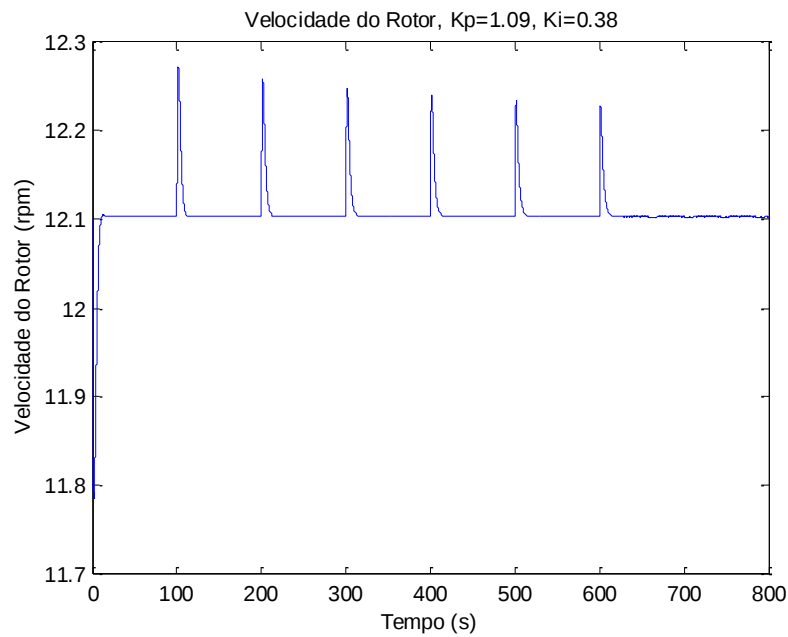
Figura 6.4: Série temporal de vento de referência



Fonte: o autor.

O resultado da simulação está mostrado na Fig. 6.5. Observa-se que o controlador PI, embora projetado com um modelo linearizado em $v = 16\text{ m/s}$ apresenta comportamento robusto em toda a faixa de velocidades do vento. Também observa-se que o sistema apresenta comportamento criticamente amortecido, uma vez que $\xi = 1$. A velocidade do rotor apresenta um máximo sobrepasso em torno de 12.25 rpm .

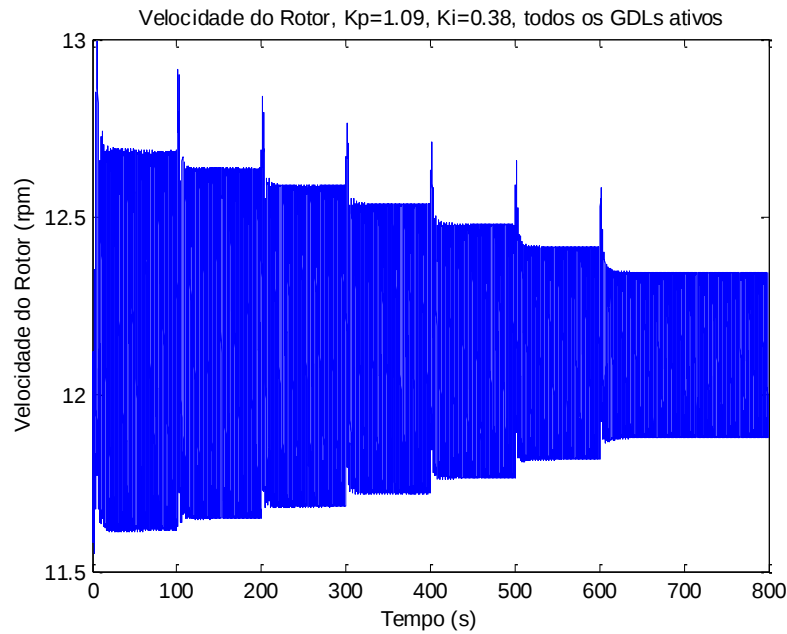
Figura 6.5: Resultado da simulação, sistema de controle padrão



Fonte: o autor.

A simulação foi realizada apenas com o GDL da velocidade do rotor, com o qual controle foi projetado, supondo-se a estrutura da turbina perfeitamente rígida. Para testar completamente a performance, deve-se ativar todos os GDLs disponíveis no FAST, englobando a flexibilidade da torre, das pás e do sistema de transmissão (*drive-train*), para verificar se o controle continua satisfatório. O resultado não é satisfatório e está mostrado na Fig. 6.6. Pode-se observar que o sistema de controle padrão apresenta grandes oscilações em torno da velocidade nominal do rotor.

Figura 6.6: Resultado da simulação, sistema de controle padrão, todos os GDLs ativados



Fonte: o autor.

Isto ocorre porque o sistema de controle foi projetado considerando-se apenas 1 GDL, sem considerar os modos flexíveis da turbina. Como a dinâmica é acoplada, a atuação do sistema de controle pode excitar alguns modos estruturais. Para controladores PID padrões, o uso de um filtro passa-baixa pode resolver este problema (WRIGHT; FINGERSH, 2008). Geralmente, escolhe-se como frequência de canto $\frac{1}{4}$ da maior frequência natural da turbina eólica. O uso de filtros não será considerado neste trabalho.

6.5. Controle de amortecimento ativo da torre

O controle de amortecimento ativo da torre é tipicamente empregado em turbinas comerciais. Ele consiste em utilizar o controle de pitch para adicionar amortecimento ao primeiro modo *fore-aft* da torre. Outra malha de controle é, assim, adicionada ao controle PID. Para implementar o amortecimento ativo, é necessário obter um modelo linear que relacione a deflexão *fore-aft* da torre com o ângulo de pitch das pás. É um modelo de 1-estado, em que o estado é a deflexão *fore-aft*. Neste modelo, é mais conveniente utilizar a formulação da equação dinâmica de segunda ordem, englobando a inércia M , a rigidez K e o amortecimento C , como na Eq. 6.7:

$$M\Delta\ddot{x} + C\Delta\dot{x} + K\Delta x = B\Delta\theta + B_d\Delta w \quad (6.7)$$

Em que Δx representa a deflexão *fore-aft* da torre.

Para adicionar amortecimento ativo, aplica-se um ganho ao ângulo de pitch perturbado $\Delta\theta$, que é proporcional à velocidade de deflexão da torre $\Delta\dot{x}$:

$$\Delta\theta = G\Delta\dot{x} \quad (6.8)$$

Substituindo a Eq. 6.8 na Eq. 6.7, é fácil verificar que a inclusão deste ganho aumenta o amortecimento da torre, se $G < 0$:

$$M\Delta\ddot{x} + (C - BG)\Delta\dot{x} + K\Delta x = B_d\Delta w \quad (6.9)$$

Tomando-se a transformada de Laplace da Eq. 6.9, verifica-se um sistema de segunda ordem, dado pela Eq. 6.10:

$$\frac{\Delta x(s)}{\Delta w(s)} = \frac{B_d s}{Ms^2 + (C - BG)s + Ks} \quad (6.10)$$

Para sistemas de segunda ordem, sabe-se que a forma da equação padrão (Eq. 6.5) determinam o coeficiente de amortecimento e a frequência de vibração em analogia com os parâmetros da Eq. 6.10 como:

$$\omega_n = \sqrt{K/M}; \quad \xi = \frac{C - BG}{2M\omega_n} \quad (6.11)$$

Para obter os parâmetros estruturais, deve-se executar o FAST em modo linearização, e ativar apenas o GDL do primeiro modo *fore-aft*, ajustando TwFADOF1=True, no arquivo primário de entrada. O FAST fornece, assim, os valores dos parâmetros na Eq. 6.9 como:

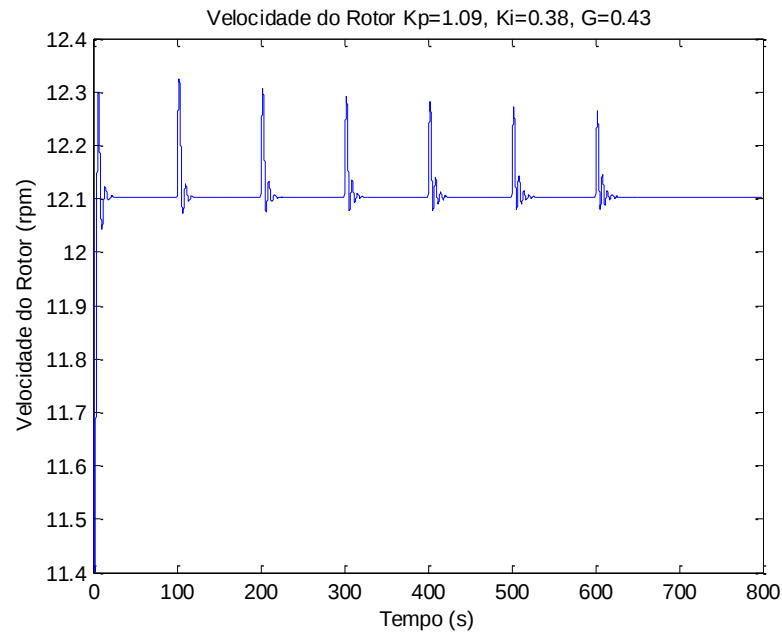
$$M = 4.38 \times 10^5; C = 1.04 \times 10^5; K = 1.85 \times 10^6$$

Isto permite calcular ω_n e consequentemente o ganho G para o amortecimento desejado. Para a turbina de referência NREL 5MW, $\xi = 0.058$, se $G = 0$. Calculando-se G para obter amortecimento crítico $\xi = 1$, obtém-se $G = 0.43$. Foi desenvolvido um script em MATLAB para automatizar o cálculo de G dado qualquer valor de ξ . O script está disponível no Apêndice B.

A simulação é realizada usando-se o mesmo modelo Simulink das Figs. 6.2 e 6.3. O sinal mensurado é a aceleração *fore-aft*, que passa por um bloco integrador $1/s$ para obter o sinal de velocidade. Aplica-se o ganho G e o sinal adicional de pitch é somado ao sinal do controlador PID.

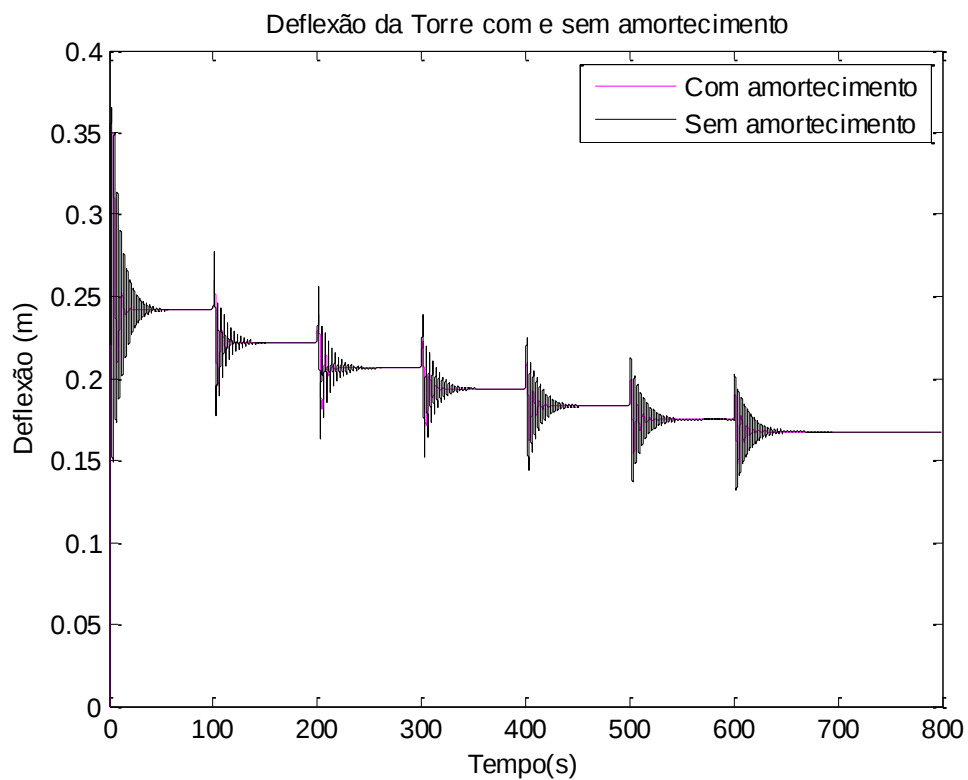
O modelo de entrada de vento é o mesmo mostrado na Fig. 6.5 e os resultados para controle de velocidade e deflexão *fore-aft* são apresentados nas Figs. 6.6 e 6.7. A Fig. 6.7 também mostra a deflexão *fore-aft* sem o amortecimento ativo. Observa-se uma notável redução na amplitude de oscilação da torre.

Fig. 6.7: Resultado da simulação, controle de velocidade com amortecimento ativo da torre.



Fonte: o autor.

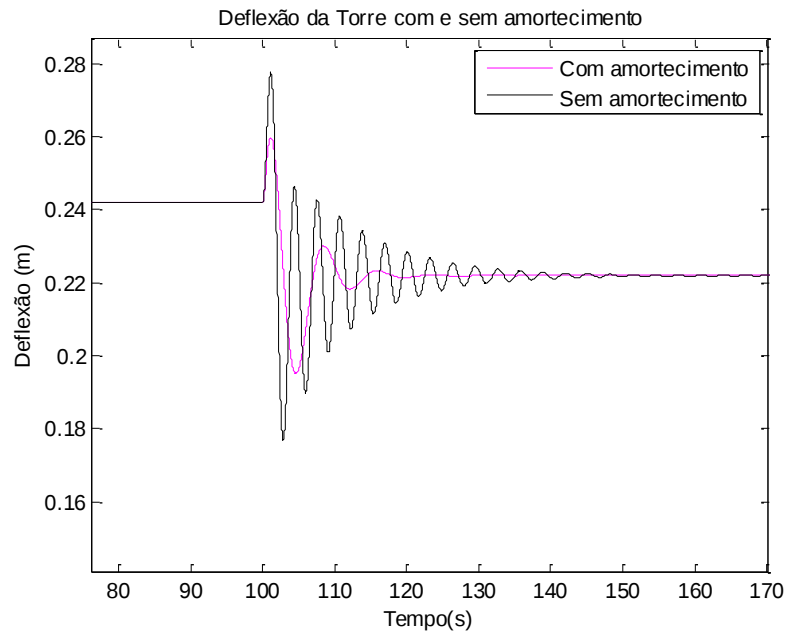
Fig. 6.8: Resultado da simulação, deflexão da torre.



Fonte: o autor.

A Fig. 6.8 mostra o detalhe da simulação entre os instantes $t=100s$ e $t=200s$. Observa-se que o amortecimento ativo diminui não só a amplitude, mas a frequência das oscilações:

Fig. 6.9: Detalhe da deflexão da torre



Fonte: do autor

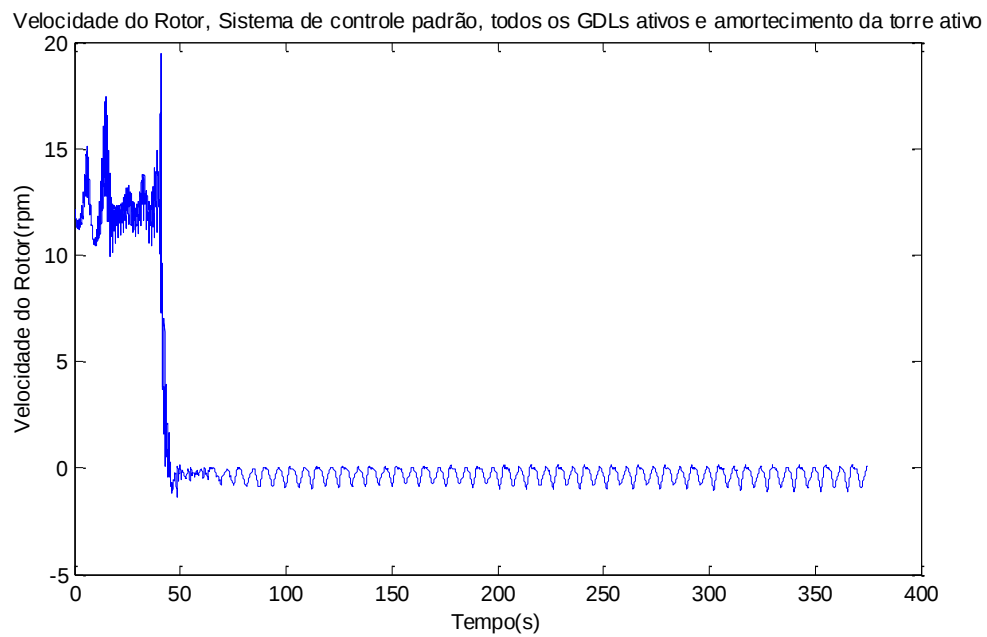
6.6. Problemas do Sistema de Controle Padrão

Os sistemas de controle desenvolvidos nos tópicos 6.4 (sem amortecimento ativo da torre) e 6.5 (com amortecimento ativo da torre) apresentaram problemas quando simulados com todos os GDLs da turbina ativados.

O sistema de controle sem amortecimento apresentou uma forte oscilação representada na Fig. 6.1, causada pela excitação de um dos modos estruturais. Após realizar testes ativando os GDLs isoladamente, descobriu-se que o modo responsável pela oscilação é o primeiro modo de flexão lateral da pá (*edgewise*).

O sistema de controle com amortecimento ativo da torre tem um desempenho ainda pior, como pode ser visto na Fig. 6.10:

Figura 6.10: Controle de velocidade, Sistema de controle padrão com todos os GDLs ativos e amortecimento da torre



Fonte: o autor.

Estes problemas serão resolvidos utilizando-se os sistemas de controle avançados em espaço de estados.

7. DESENVOLVIMENTO E SIMULAÇÃO DOS SISTEMAS DE CONTROLE AVANÇADOS

Neste capítulo serão desenvolvidos os sistemas de controle avançados MIMO em espaço de estados. Os sistemas de controle consideram vários GDLs da turbina. Deseja-se determinar o comportamento dos sistemas de controle aplicados à turbina de grande porte, tendo-se em vista os mesmos sistemas aplicados à turbina CART 750kW de médio porte. Também deseja-se solucionar os problemas apresentados nos sistemas de controle padrão do Capítulo 6.

7.1. Sistemas de Controle Avançados

Os sistemas de controle avançados podem melhorar a performance de controle, utilizando várias entradas e/ou várias saídas (MIMO). São baseados no método de espaço de estados, onde cada estado está relacionado a um GDL da turbina eólica. Desta forma, os diferentes modos estruturais são levados em conta como estados do sistema de controle.

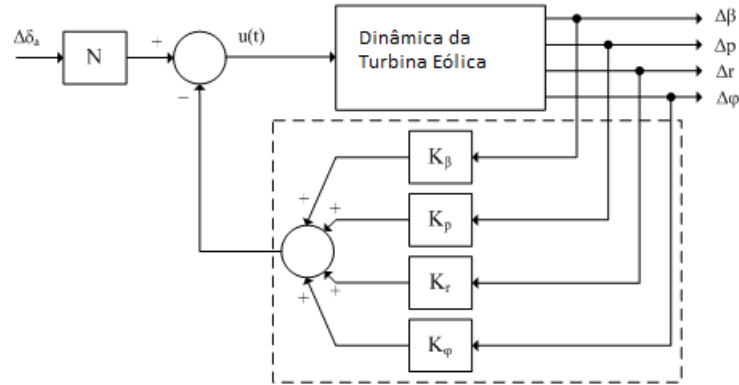
Para projetar sistemas de controle avançados, deve-se iniciar com modelos mais simples e ir aumentando gradativamente a complexidade. O modelo mais simples possível é o modelo de 1-estado, no qual é considerado apenas a velocidade do rotor. À medida que o controle não se torne satisfatório, deve-se aumentar o número de estados considerados.

Além da regulação de velocidade, os sistemas de controle avançados podem considerar a redução de cargas estruturais. Entre elas, a deflexão *fore-aft* da torre, que também é considerada pelo sistema de controle padrão. Além disso, utilizando controle individual de pitch (IPC), os sistemas de controle avançados podem reduzir os carregamentos das pás.

O objetivo principal dos sistemas de controle a serem desenvolvidos é o controle de velocidade, usando sistema de controle de pitch, na Região 3, apresentando comportamento estável em malha fechada. Adicionalmente, pode-se considerar o amortecimento ativo de modos estruturais.

O esquemático de um sistema de controle avançado está apresentado no Cap. 5 e é aqui reproduzido na Fig. 7.1:

Figura 7.1.: Sistema de Controle avançado baseado em realimentação completa de estado



Fonte: Adaptado pelo autor a partir de Akyazi et al. (2012)

7.2. Sistemas de Controle Avançados aplicados à turbina CART-750kW de médio porte

Os sistemas de controle avançados desenvolvidos neste trabalho já foram aplicados a uma turbina de médio porte, a CART-750kW, nos trabalhos de Wright (2004) e Wright & Fingersh (2008). No entanto, ainda não há registro de aplicação da mesma metodologia a uma turbina de grande porte como a NREL 5MW.

A turbina eólica CART-750kW (*Control Advanced Research Turbine*, CART) é uma turbina experimental que pertence ao NREL. Nesta turbina já foram testados vários algoritmos de controle. É uma turbina de eixo horizontal, rotor de 2 pás, com velocidade e pitch variável. Possui uma torre com altura de 36.6m e o diâmetro do rotor é de 43.3m. As características são bem diferentes da turbina NREL 5MW e, portanto, espera-se que os sistemas de controle funcionem também de forma diferente.

Deseja-se comparar os resultados obtidos para a turbina de grande porte (NREL 5MW) com os resultados obtidos pelos pesquisadores do NREL para a turbina de médio porte (CART-750kW).

7.3. Desenvolvimento do Sistema de Controle a partir do modelo de 1-estado

7.3.1. Modelagem matemática

Para desenvolver o controle baseado no modelo de 1-estado, é necessário obter um modelo linear da turbina eólica. No caso do modelo de 1-estado, o único estado de interesse é o azimuth do rotor, cuja derivada constitui a velocidade:

$$\Delta \dot{\Omega} = A\Delta\Omega + B\Delta\theta + B_d\Delta w \quad (7.1)$$

O modelo é linearizado em torno de um ponto de operação (ver Cap. 5, item 5.7.2). O

ponto de operação, usado também nos outros modelos deste Capítulo, é reproduzido aqui:

$$v = 16 \text{ m/s}; \Omega_0 = 12.1 \text{ rpm}; \beta_0 = 0.2105 \text{ rad}$$

A linearização é realizada no FAST, ativando-se apenas o GDL de azimuth do gerador, ajustando GenDOF=True, no arquivo primário de entrada. Os parâmetros obtidos são:

$$A = -0.1691; B = -0.9439; B_d = 0.02524$$

7.3.2. Desenvolvimento do Controlador

Para desenvolver o controlador, será utilizada a realimentação completa de estado e o controle DAC. O primeiro passo é verificar a controlabilidade e observabilidade do sistema.

O sistema é controlável, visto que a matriz de controlabilidade é apenas igual ao escalar B e portanto tem posto $p = n = 1$.

A variável velocidade do rotor é mensurada; no entanto, para utilizar o DAC, é preciso estimar o estado de distúrbio (velocidade do vento). Para tanto, avalia-se a observabilidade da matriz ampliada (Eq. 5.20), e obtém-se $p = n = 2$, logo, o sistema é observável.

O próximo passo é escolher a localização dos polos em malha fechada. O polo de malha aberta está localizado em -0.1691. Para melhorar a resposta da velocidade, deve-se localizar este polo mais à esquerda (Ver Cap.5). Neste caso, escolhe-se o colocar o polo em -2, como no trabalho de Wright (2004).

Os polos do observador são escolhidos por um processo tentativa e erro. Em geral, são colocados polos mais rápidos que os polos do controlador. Assim, escolhe-se o polo relativo à velocidade do rotor em -4. O polo relativo à velocidade do vento é colocado em -0.8. A matriz de ganho de controle G_{bar} e de ganho de observação K_{bar} são:

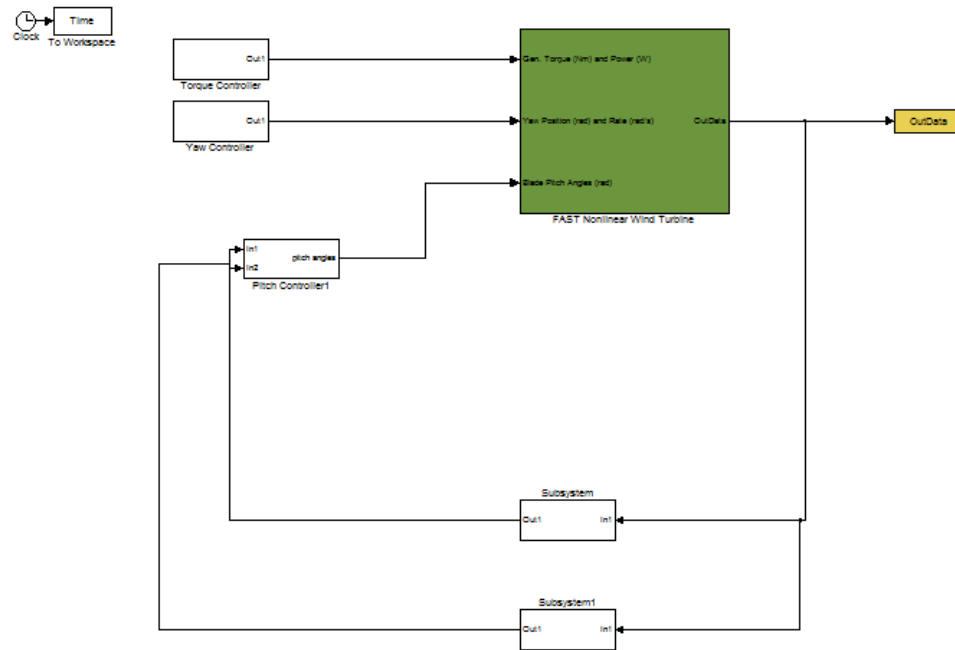
$$G_{bar} = [1.941 \ 0.026] \quad K_{bar} = \begin{bmatrix} 4.6321 \\ 126.77 \end{bmatrix}$$

Os ganhos de controle e de observação são calculados usando o comando “place” do MATLAB. O ganho de controle de distúrbio é calculado segundo a Eq. 5.17. Um script em MATLAB foi desenvolvido para o projeto deste controlador e está localizado no Apêndice B.

7.3.3. Simulação

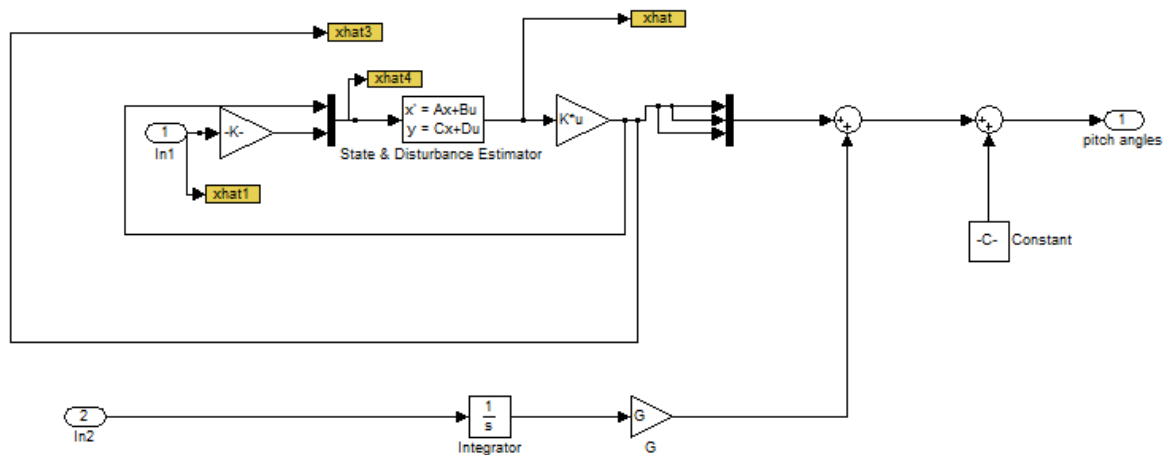
A simulação do controlador desenvolvido é necessária para verificar a performance. Um modelo em Simulink foi construído e interfaceado com o software FAST. O modelo está reproduzido na Fig. 7.2. É basicamente o mesmo modelo utilizado no Cap. 5 para simular o sistema de controle padrão. A diferença está no bloco “Pitch Controller”, no qual está presente o controlador em espaço de estados e o observador de estados. O bloco “Pitch Controller” está detalhado na Fig. 7.3. O bloco “Subsystem1” utilizado para amortecimento ativo da torre, está presente no modelo, mas desativado.

Figura 7.2: Sistema de Controle 1-estado implementado no Simulink



Fonte: o autor.

Figura 7.3: Detalhe do Controlador em Espaço de Estados

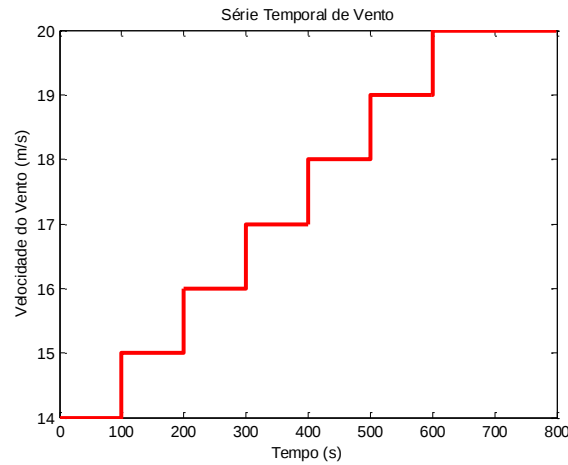


Fonte: o autor.

No bloco “Pitch Controller” observa-se o ganho de controle multiplicando as variáveis que saem do bloco “State & Disturbance Estimator”. Essas variáveis são a velocidade do rotor e do vento. No bloco “State & Disturbance Estimator” entram a própria velocidade do rotor (usada para construir o modelo do estimador). As matrizes contidas neste bloco são as matrizes ampliadas de observação (Eq. 5.21).

Como no sistema de controle padrão (Cap.6), este sistema é simulado usando-se a série temporal de vento de referência, ou seja, a série de entradas em degrau de velocidade do vento uniformes, iniciando-se em $v = 14m/s$ e indo até $v = 20m/s$. O vento é configurado no arquivo de entrada de vento do FAST, que está disponível no Apêndice A. A série temporal de vento de referência pode ser plotada no MATLAB e está mostrada mais uma vez na Fig. 7.4.

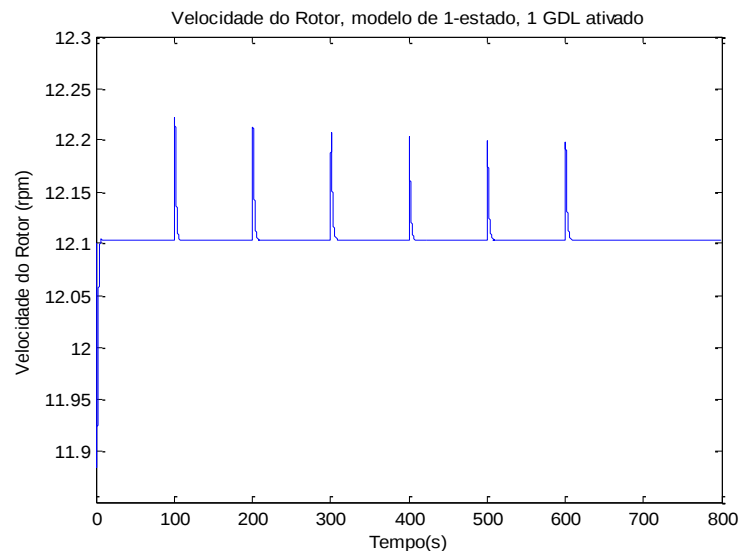
Figura 7.4: Série temporal de vento de referência



Fonte: o autor.

O resultado da simulação está mostrado na Fig. 7.5. Observa-se que o sistema de controle apresenta um controle adequado de velocidade do rotor em toda a faixa de velocidade do vento, o que valida o uso do modelo linearizado em $v = 16m/s$.

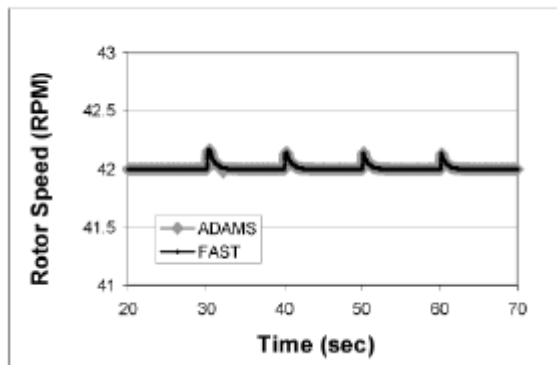
Figura 7.5: Resultado da simulação, controle 1-estado



Fonte: o autor.

O máximo sobrepasso está em torno de 12.25 rpm e a resposta é bastante similar ao controlador padrão (Fig. 6.5, Cap. 6). O comportamento é similar para o mesmo sistema de controle na turbina CART-750kW, para a mesma série temporal de vento, embora com sobrepasso menor em relação à velocidade nominal (41.7 rpm), conforme mostrado na Fig. 7.6. Nesta figura, também está mostrado o resultado da simulação no software de elementos finitos ADAMS, que foi utilizado no trabalho de Wright (2004) para validação do FAST.

Figura 7.6: Resultado da simulação, turbina CART

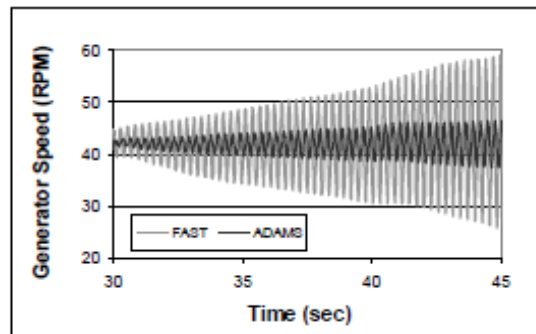


Fonte: Wright (2004).

A simulação foi realizada apenas com 1 GDL ativado, o GDL correspondente à velocidade do rotor, para o qual foi projetado o controle. Para testá-lo, é necessário simular com os outros GDLs ativos. O primeiro teste de simulação é realizado com o primeiro modo de torção do sistema de transmissão, que apresenta forte acoplamento com a velocidade do rotor.

No caso da turbina CART-750kW, após o projeto de controle de 1-estado, a simulação realizada ativando-se o GDL do primeiro modo de torção do sistema de transmissão (DrTrDOF=True) demonstra uma instabilidade no sistema de controle, causado por este modo estrutural:

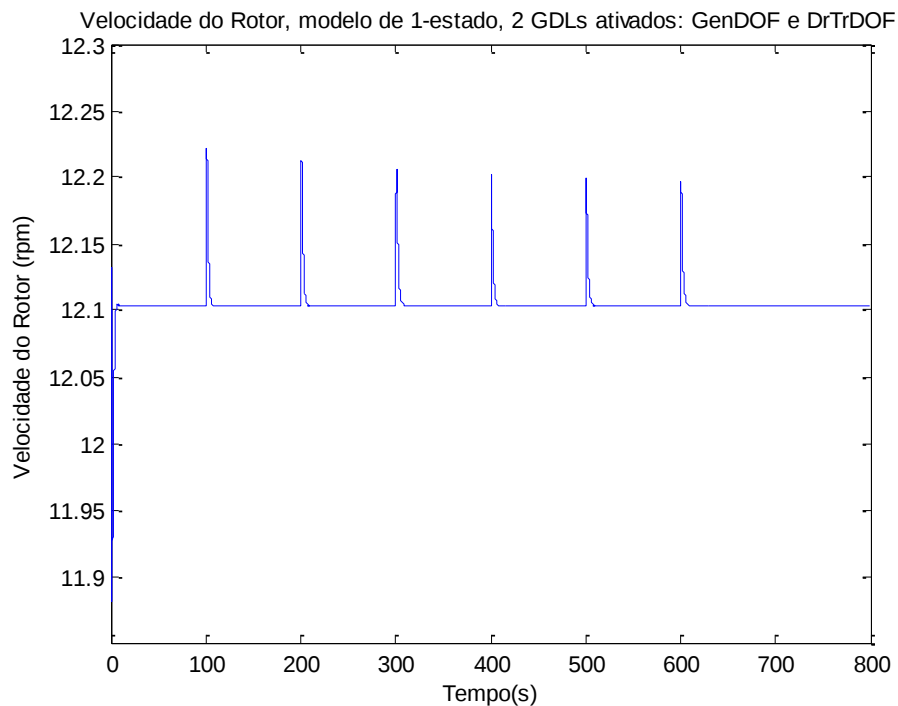
Figura 7.7: Resultado da simulação turbina CART, 2 GDLs ativados



Fonte: Wright (2004).

Para a turbina de grande porte, NREL 5MW, tal instabilidade não aparece. O resultado da simulação com 2 GDLs ativados é mostrado na Fig. 7.8.

Figura 7.8: Resultado da simulação, modelo 1-estado, 2 GDLs ativados



Fonte: o autor.

Na turbina CART-750 kW, Wright (2004) sugere a formulação de um controlador baseado em 3-estados, que considera além da velocidade do rotor, a velocidade e a torção do primeiro modo do sistema de transmissão. O autor conclui que, para esta turbina, o ganho de controle do controlador 1-estado faz com que os polos do modo de torção sejam deslocados à direita do plano complexo, tornando-se instáveis.

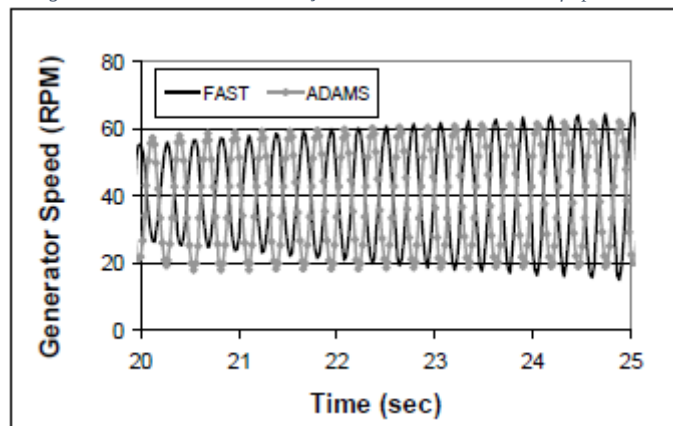
7.4. Efeito dos modos não-modelados

O sistema de controle baseado no modelo de 1-estado apresenta resultados satisfatórios para a turbina NREL 5MW, mesmo com a inclusão do primeiro modo de torção do sistema de transmissão. Contudo, é preciso analisar os efeitos dos outros GDLs, especialmente a flexibilidade da torre e das pás. Para a turbina CART-750kW, verificou-se a instabilidade do sistema de controle e a necessidade de projetar um controlador 3-estados.

O próximo modo a ser testado deve ser o modo de *flap* das pás. Este modo é acoplado com o modo de torção do sistema de transmissão e, por consequência, com a velocidade do rotor. Para verificar este acoplamento, pode-se analisar as matrizes de inércia, rigidez e amortecimento, considerando uma modelagem com 9 estados (uma vez que há dois modos de *flap* para cada pá).

Ao realizar o teste do controlador 3-estados da CART-750kW com os modos de *flap* ativados (FlapDOF1=True, FlapDOF2=True), junto com o modo do sistema de transmissão e do rotor, novamente surge uma instabilidade, mostrada na Fig. 7.9.

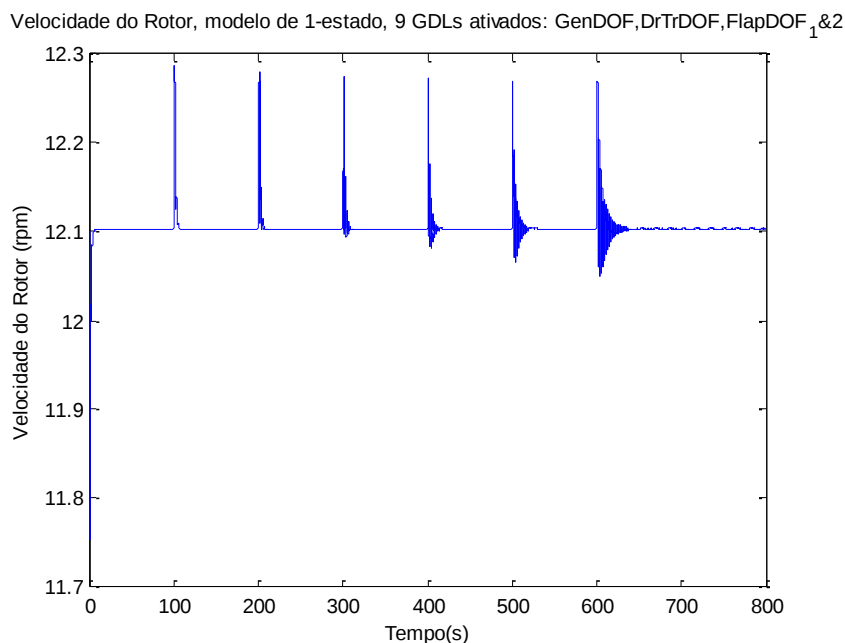
Figura 7.9: Resultado da simulação, turbina CART, modo de *flap* ativado



Fonte: Wriath (2004).

Para a turbina NREL 5MW, a mesma simulação, com a flexibilidade do sistema de transmissão e o *flap* das pás, fornece resultados satisfatórios. O controlador 1-estado não demonstra instabilidades, como pode ser visto na Fig. 7.10. Contudo, a velocidade do rotor já apresenta oscilações mais significativas, especialmente para velocidades do vento distantes do ponto de operação em torno do qual o modelo foi linearizado. Entre $t = 600s$ e $t = 700s$, onde há oscilações mais fortes, a velocidade do vento é $v = 20m/s$.

Figura 7.10: Resultado da simulação com os modos de Flap ativados



Fonte: o autor.

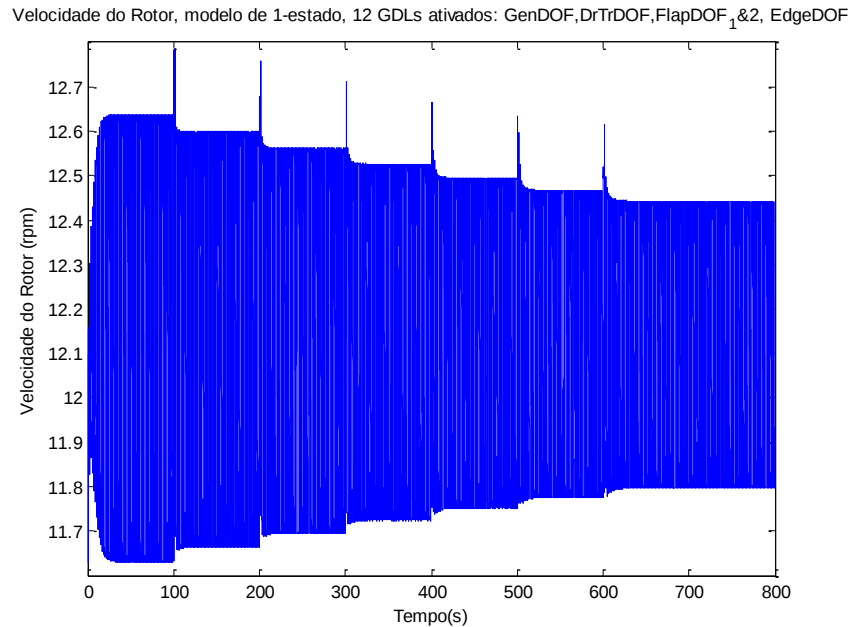
Para a turbina CART-750kW, um sistema de controle incluindo o primeiro modo de *flap* coletivo das pás, após a transformação MBC (ver Cap.4) é projetado. Apenas o modo coletivo é incluído, pois usando controle coletivo de pitch, apenas o modo coletivo das pás pode ser mitigado (WRIGHT; FINGERSH, 2008). O sistema de controle assim projetado é baseado num modelo de 5-estados e apresenta resultados satisfatórios.

O próximo modo a ser ativado é o primeiro modo de *edge* das pás. O modo de *edge* é acoplado com o modo de torção do sistema de transmissão. Na turbina CART-750kW, a ativação deste modo causa instabilidades em baixa velocidades do vento, pois sabe-se que nesse caso o amortecimento aerodinâmico no modo de *edge* é menor. Entretanto, WRIGHT (2004) sugere que a mera adição de amortecimento estrutural, em torno de 4%, pode resolver o problema da instabilidade causada pelo modo de *edge*.

Na turbina NREL 5MW, o modo de *edge* pode causar grandes oscilações. De fato, ele é o responsável pela performance pobre do sistema de controle padrão, como mostrado no Cap. 6 (ver Cap. 6, Fig. 6.6). Para analisar o sistema de controle avançado de 1-estado, a simulação é realizada ativando-se o modo de *edge* (EdgeDOF=True), no arquivo de entrada do FAST. Similar ao sistema de controle padrão, o sistema de controle 1-estado fornece resultado indesejado, como pode ser visto na Fig. 7.11 adiante. Embora não chegue a constituir uma

instabilidade, o modo estrutural de *edge* é fortemente excitado e provoca as oscilações inaceitáveis na regulação de velocidade.

Figura 7.11: Resultado da simulação, modo de *edge* ativado



Fonte: o autor.

Para solucionar este problema, é preciso projetar um sistema de controle em espaço de estados que considere todos os modos estruturais envolvidos. Este sistema será desenvolvido na próxima seção.

7.5. Desenvolvimento do Sistema de Controle a partir do modelo de 7-estados

7.5.1. Modelagem matemática

Para projetar um controlador que estabilize a resposta mostrada na Fig. 7.11, é preciso incluir os modos envolvidos no modelo linear. No caso, tem-se os modos do rotor (1 GDL), do sistema de transmissão (2 GDLs, de posição e de velocidade), de *flap* coletivo (2GDLs, de posição e de velocidade) e de *edge* coletivo (2 GDLs, de posição e de velocidade). Assim, deve ser desenvolvido um modelo de 7-estados.

O modelo é linearizado em torno do ponto de operação usual (ver Cap. 5, item 5.7.2). A linearização é realizada no FAST, ativando-se os GDLs pertinentes no arquivo primário de entrada. O arquivo de entrada para esta linearização está contido no Apêndice A. As saídas do FAST são processadas no MATLAB para obter o modelo linear adequado, aplicando a

transformação MBC e descartando estados não relevantes (como a posição do azimuth do rotor). Obtêm-se então os seguintes parâmetros para o modelo de 7-estados:

$A =$

0	0	0	0	1	0	0
0	0	0	0	0	1	0
0	0	0	0	0	0	1
		-8,85E-			-5,03E-	-2,26E-
172,845	2,71E-08	08	-2,70596	1,238164	20	18
-326,217	0,378787	-2,9587	2,625711	-2,41709	0,011228	-0,00325
6112,993	-35,5494	118,5546	-50,4217	-6,63088	-5,43385	-1,45466
-12605,3	31,15221	-290,41	-2,8167	-93,1151	0,645825	-0,46785

$B =$

0
0
0
2,81E-17
0,042782
7,861341
3,893972

$B_d =$

0
0
0
3,11E-16
2,215481
-681,062
159,4357

7.5.2. Desenvolvimento do Controlador

Para desenvolver o controlador, será usada a realimentação completa de estado e o método DAC. Assim, o primeiro passo é checar a controlabilidade e a observabilidade do sistema.

O sistema é controlável, visto que a matriz de controlabilidade, dada pela Eq. 5.10, tem posto $p = 7$, portanto, $p = n$.

O sistema também é de estado completamente observável, incluindo os estados de distúrbios, uma vez que a matriz de observabilidade, dada pela Eq.5.14 tem posto $p = 8$, e portanto $p = n$. Note que aqui tem-se um estado a mais devido à observação do distúrbio de vento.

A localização dos polos de malha fechada deve ser escolhida para proporcionar uma boa regulação de velocidade e ao mesmo tempo aumentar o amortecimento. Para escolher os polos de malha fechada, é necessário analisar os polos de malha aberta. No MATLAB, através do comando $\text{eig}(A_c)$ em que A_c é a matriz de estado, fornece os autovalores da matriz e portanto os polos de malha aberta (ver Cap. 5). Neste caso, tem-se os seguintes polos:

$$-1.54 \pm 22.5i; -1.21 \pm 10.7i; -2.51 \pm 3.9i; -0.49$$

Fazendo uma análise de autovetores, pode-se verificar que o polo -0.49 é o polo dominante em relação à velocidade do rotor. Escolhe-se, como no sistema de controle de 1-estado, colocá-lo em -2 . Analisando os demais polos, observa-se que o de menor amortecimento é $-1.54 \pm 22.5i$, que possui $\omega_n = 22.55 \text{ rad/s}$ e $\xi = 0.068$. Este modo de alta frequência pode estar sendo excitado pelo sistema de controle e a velocidade do vento. Decide-se aumentar o amortecimento neste modo, colocando o polo em $-4.5 \pm 22i$. Os outros polos são mantidos em suas posições originais. Os ganhos de controle e de observação para esse sistema são:

$$G_{bar} = [-5.98 \ 0.022 \ -0.10 \ 1.43 \ 0.19 \ 0.006 \ -0.025 \ 0.01]$$

$$K_{bar} = \begin{bmatrix} 0.47 \\ 171.53 \\ 24.86 \\ 4.48 \\ -1.15 \\ -837.15 \\ -58.58 \\ 83.57 \end{bmatrix}$$

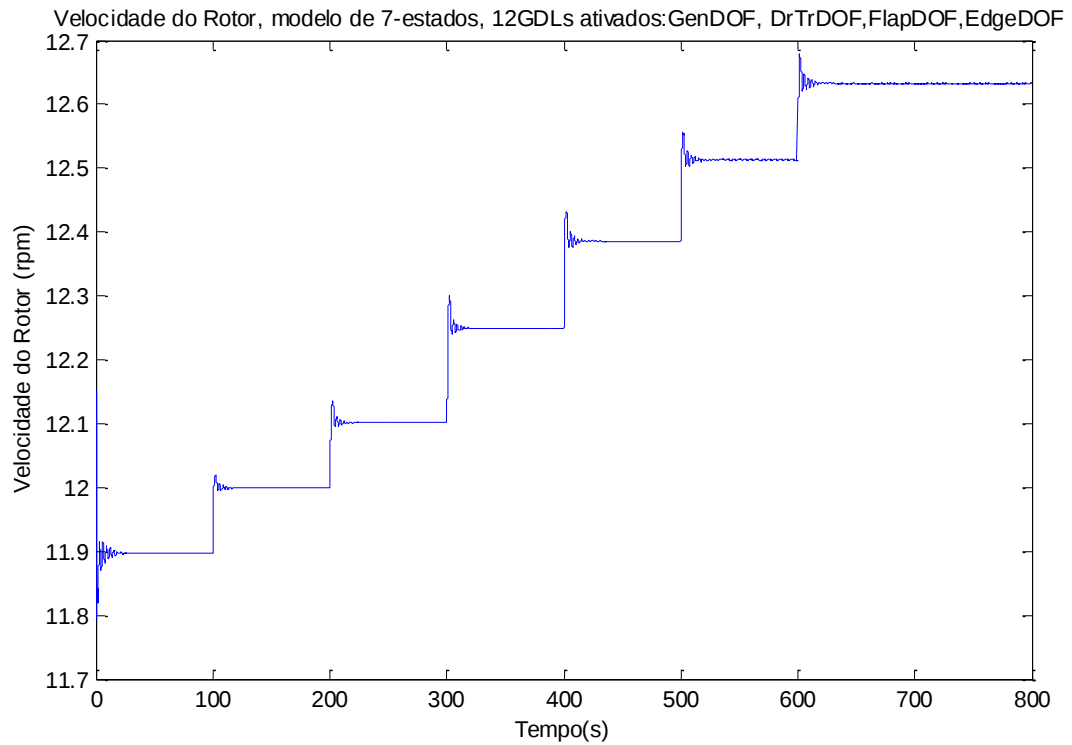
Um script em MATLAB foi desenvolvido para o cálculo dos ganhos de controle e das matrizes de observação e está localizado no Apêndice B.

7.5.3. Simulação

A simulação do controlador desenvolvido é necessária para verificar a performance e é realizada como de praxe no modelo em Simulink interfaceado com o FAST. O modelo apresenta as mesmas características dos modelos utilizados no controlador de 1-estado e no sistema de controle padrão e não será reproduzido aqui. Contudo, há diferença substancial nas matrizes de estado/observação contidas no bloco “Pitch Controller”. Os valores dessas matrizes, que são de ordem 8x8, podem ser verificados com o script MATLAB contido no Apêndice B.

Como nos outros sistemas de controle, este sistema é simulado usando-se a série temporal de vento de referência, iniciando-se em $v = 14 \text{ m/s}$ e indo até $v = 20 \text{ m/s}$. O resultado está mostrado na Fig. 7.12:

Figura 7.12: Resultado da simulação, controlador 7-estados

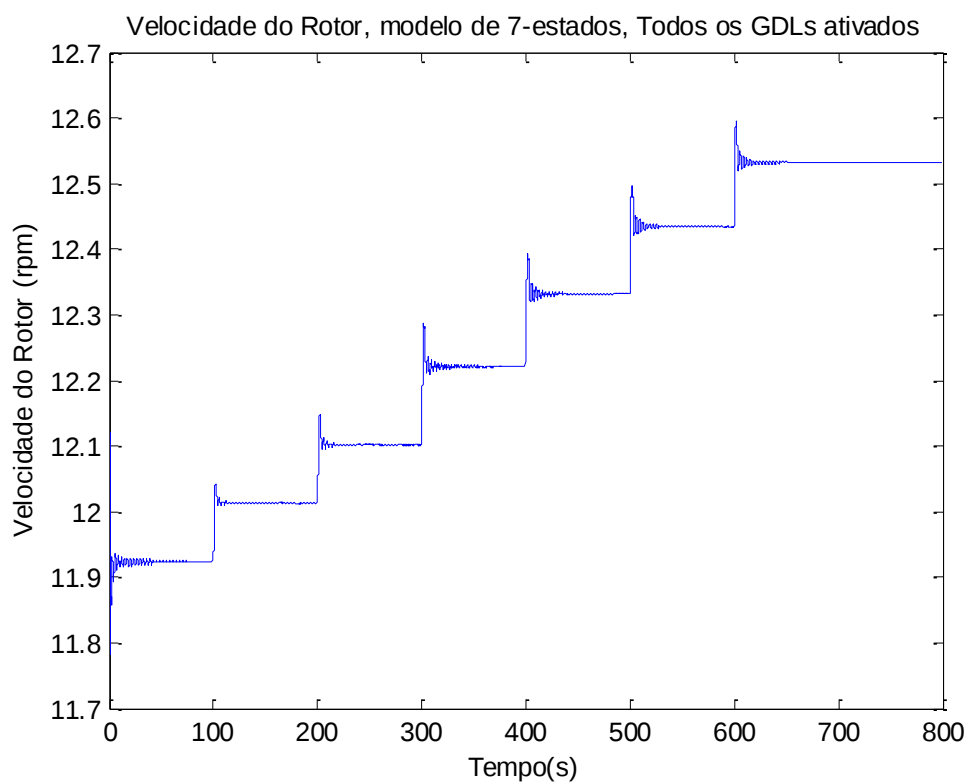


Fonte: o autor.

Como pode ser observado, as oscilações persistentes desaparecem. Os resultados da simulação são altamente satisfatórios e proporcionam controle de velocidade estável ao longo de toda a faixa de velocidade do vento. No entanto, observa-se um erro em estado estável maior do que o controlador 1-estado e o controlador-PI padrão.

O sistema de controle de 7-estados desenvolvido é simulado, em seguida, com todos os demais GDLs da turbina eólica e o resultado apresentado continua estável e com boa regulação de velocidade. Fica demonstrada a efetividade do controlador 7-estados, como pode ser visto na Fig. 7.13:

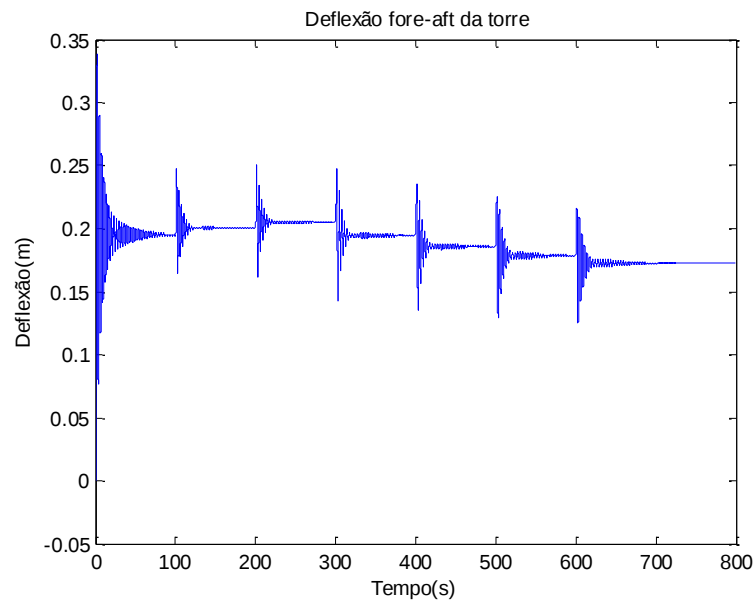
Figura 7.13: Resultado da simulação, controlador 7-estados



Fonte: o autor.

A deflexão *fore-aft* da torre não foi considerada neste sistema de controle. Sua resposta está mostrada na Fig. 7.14. Deseja-se adicionar mais um estado ao sistema de controle para mitigar a carga estrutural na torre.

Figura 7.14: Deflexão fore-aft da torre sem adição de amortecimento



Fonte: o autor.

7.6. Desenvolvimento do Sistema de Controle a partir do modelo de 9-estados considerando amortecimento da torre

7.6.1. Modelagem matemática

Neste caso, o modelo linear incluirá, além dos estados do controlador 7-estados, o deslocamento e a velocidade do primeiro modo de flexão longitudinal (*fore-aft*) da torre.

O modelo é linearizado novamente em torno do ponto de operação usual (ver Cap. 5, item 5.7.2). A linearização é realizada no FAST, ativando-se os GDLs pertinentes no arquivo primário de entrada. O MATLAB é utilizado para pós-processamento das saídas do FAST e para obter as matrizes adequadas. Os parâmetros obtidos são:

$A =$

0	0	0	0	1	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	1	0	0
0	0	0	0	0	0	0	1	0
0	0	0	0	0	0	0	0	1
-4,46065	21,94256	0,257654	0,838456	-0,05034	-0,10279	0,054184	0,017265	0,005526
				-1,21E-				-1,28E-
9,68E-18	172,845	2,27E-08	2,21E-08	17	-2,70601	1,237882	2,07E-19	18
0,047272	-326,35	0,375667	-2,96557	-0,03855	2,627198	-2,41608	0,01103	-0,00331
8,030338	6067,602	-35,9831	116,9399	-7,62333	-50,1823	-6,72609	-5,463	-1,46429
7,660036	-12634,1	30,68511	-291,659	-3,51922	-2,60576	-93,0898	0,615654	-0,47724

$B =$

$B_d =$

0	0
0	0
0	0
0	0
-0,69445	0,038548
3,42E-16	1,23E-17
2,228402	0,042349
-679,965	7,791097
161,1778	3,825983

7.6.2. Desenvolvimento do Controlador

Para desenvolver o controlador, será usada a realimentação completa de estado e o método DAC. O primeiro passo é checar a controlabilidade e a observabilidade do sistema.

O sistema é controlável, visto que o posto da matriz de controlabilidade é $p = n = 9$, que é a ordem da matriz de estado A .

O sistema é observável, incluindo os estados de distúrbios, uma vez que a matriz de observabilidade, dada pela Eq.5.14 tem posto $p = 10$, e portanto $p = n$.

É importante ressaltar que no sistema de 9-estados, tem-se uma medição a mais. O deslocamento *fore-aft* da torre também é mensurado junto com a velocidade do rotor, o que melhora a observabilidade do sistema. A matriz C utilizada para a construção do observador agora possui duas linhas.

Para escolher os polos de malha fechada, analisam-se os polos de malha aberta. No modelo de 9-estados, estes polos são:

$$1.53 \pm 22.5i ; -1.21 \pm 10.7i ; -2.44 \pm 3.9i ; -0.12 \pm 2i ; -0.49$$

Note-se que os polos apresentam quase os mesmos valores do modelo de 7-estados, apenas com um polo adicional em $-0.12 \pm 2i$. Analisando os autovetores, observa-se que este polo é justamente o correspondente ao modo *fore-aft* da torre. Como deseja-se adicionar amortecimento à torre, coloca-se esse polo em $-0.3 \pm 2i$. O polo correspondente à velocidade do rotor (-0.49) é colocado novamente em -2 e o polo em $-1.53 \pm 22.5i$ é colocado novamente em $-4.5 \pm 22.5i$. Os ganhos de controle e de observação para esse sistema são:

$$G_{bar} = [0.0094 \quad -6.34 \quad 0.024 \quad -0.097 \quad 0.05 \quad 1.23 \quad 0.025 \quad 0.006 \quad -0.023 \quad 0.009]$$

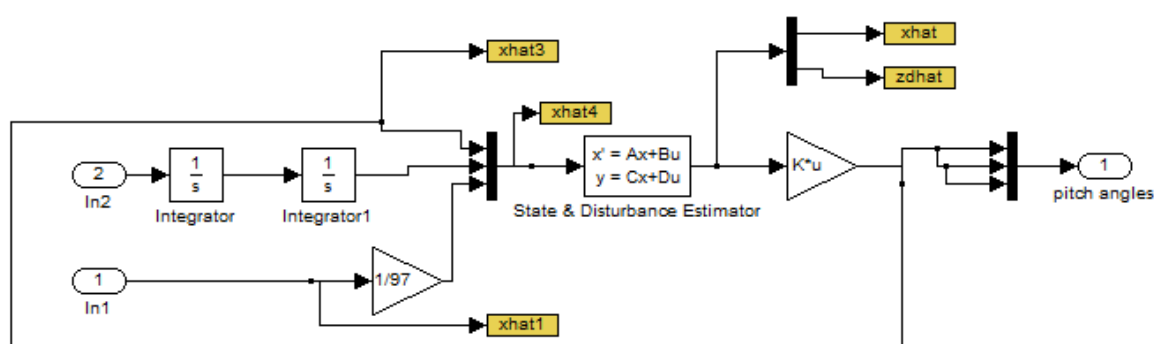
$$K_{bar} = \begin{bmatrix} 13.68 \\ 10.12 \\ -100 \\ 167 \\ 61.00 \\ 116.86 \\ -162.55 \\ 1713.9 \\ -5706.5 \\ 461.15 \end{bmatrix}; \begin{bmatrix} -0.03 \\ 0.11 \\ -2.50 \\ 4.70 \\ -0.003 \\ 2.33 \\ -3.36 \\ 75.68 \\ -148.47 \\ 2.74 \end{bmatrix}$$

O script MATLAB desenvolvido para o projeto deste sistema de controle está localizado no Apêndice B. Observe-se que a matriz de ganho de observação possui 2 colunas, pois o estimador de estado utiliza, neste sistema de controle, duas medições: a velocidade do rotor e a deflexão da torre.

7.6.3. Simulação

A simulação é realizada no ambiente Simulink, interfaceado com o FAST. A série de vento é a usual (ver Fig. 7.4). O modelo difere dos modelos usados anteriormente, pois neste caso há uma variável de saída adicional (a deflexão *fore-aft* da torre). O modelo do bloco “Pitch Controller” está reproduzido na Fig. 7.15.

Figura 7.15: Detalhe do bloco Pitch Controller, modelo 9-estados



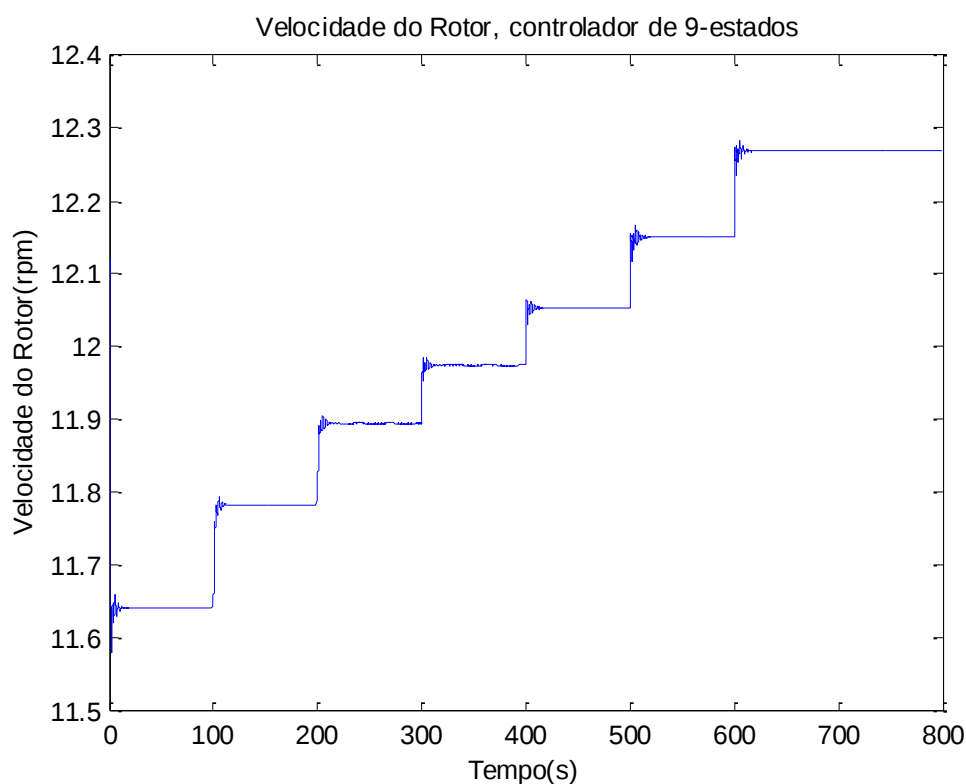
Fonte: o autor.

Neste bloco, nota-se que o bloco “State&Disturbance Estimator”, que contém as matrizes de observabilidade, recebe uma entrada adicional, que é o sinal de deflexão da torre.

Em turbinas reais, o sinal é medido por um acelerômetro, por isso a presença do bloco “Integrator”, por duas vezes, para obter o sinal de deflexão da torre.

O resultado da simulação, com os GDLs envolvidos no desenvolvimento de controle ativados, é mostrado na Fig. 7.16:

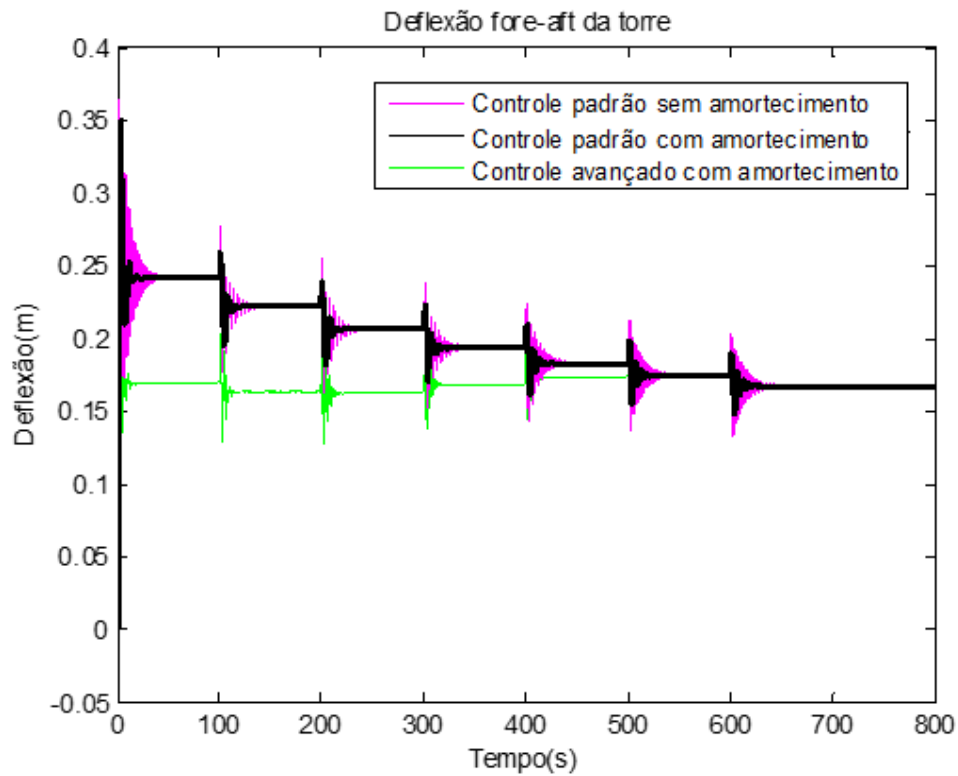
Figura 7.16: Resultado da simulação, controlador 9-estados



Fonte: o autor.

Observa-se uma regulação de velocidade adequada, e ainda, comparativamente ao modelo de 7-estados, com menor erro em estado estável. O menor erro pode decorrer de uma melhora na observabilidade, uma vez que duas variáveis são mensuradas e não apenas uma, como no modelo anterior. O amortecimento da torre funciona satisfatoriamente, conforme mostrado na Fig. 7.17. O resultado apresentado é inclusive bastante superior ao resultado do sistema de controle padrão.

Figura 7.17: Resultado da simulação para o deslocamento fore-aft da torre



Fonte: o autor.

7.6.4. Adição do amortecimento no primeiro modo de torção da transmissão (drive-train)

No modelo de 9-estados, estão incluídos os estados correspondentes à posição e à velocidade do primeiro modo de torção da transmissão. Portanto, é possível considerar no sistema de controle 9-estados a adição de amortecimento a este modo estrutural, para redução das vibrações e cargas mecânicas.

Para adicionar amortecimento, é necessário determinar qual autovalor (ou polo) corresponde ao modo da transmissão. Analisando-se os autovetores, percebe-se que o autovalor $-1.21 \pm 10.7i$ corresponde a este modo, uma vez que o seu autovetor associado possui a maior amplitude para o estado correspondente ao modo de torção da transmissão.

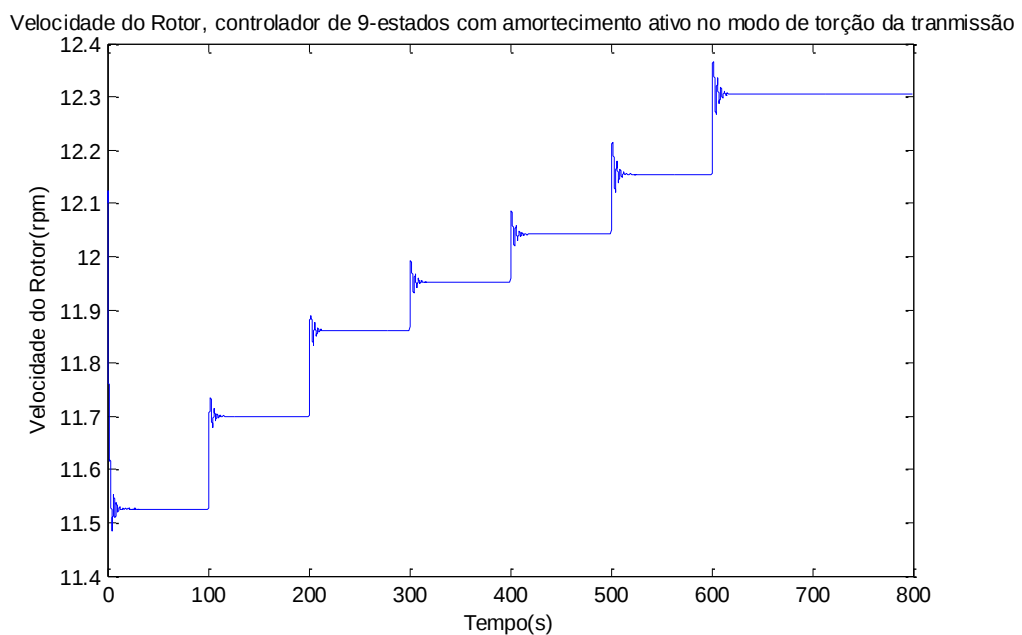
Este autovalor possui $\omega_n 10.77 \text{ rad/s}$ e $\xi = 0.11$. Deseja-se aumentar o amortecimento neste modo escolhendo-se localizar o polo em malha fechada em $-3 \pm 10.7i$, o que aumenta o amortecimento para $\xi = 0.278$. Adicionando-se esta nova localização aos polos já localizados na seção anterior, obtêm-se, usando o mesmo script MATLAB, os ganhos de observação e de controle:

$$G_{bar} = [0.019 \ 12.79 \ 0.05 \ -0.46 \ 0.051 \ 0.83 \ 2.25 \ 0.01 \ -0.06 \ 0.01]$$

$$K_{bar} = \begin{bmatrix} 13.06 \\ 7.42 \\ -102.81 \\ 274 \\ 64.43 \\ 94.02 \\ -166.24 \\ 2178.9 \\ -6956 \\ 393.66 \end{bmatrix}; \begin{bmatrix} -0.04 \\ 0.14 \\ -5.68 \\ 5.05 \\ -0.31 \\ 2.60 \\ -3.46 \\ 85.37 \\ -130.43 \\ 0.99 \end{bmatrix}$$

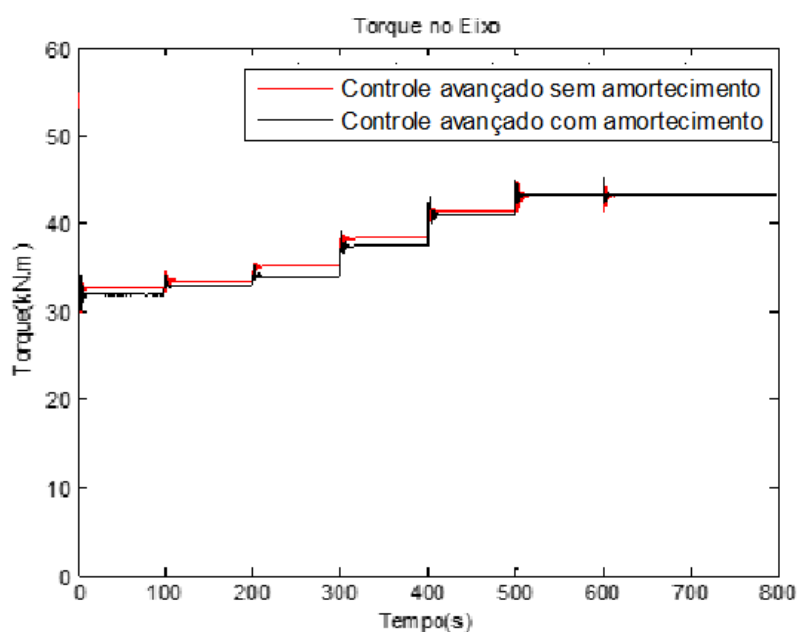
A simulação é novamente realizada para avaliar o controle de velocidade e o aumento do amortecimento. O controle de velocidade ainda apresenta comportamento satisfatório (Fig. 7.18) e as vibrações amortecidas no sistema de transmissão podem ser analisadas a partir do torque no eixo de alta rotação (Fig.7.19). Pode-se ver claramente que o sistema com amortecimento leva a níveis menores de torque e a oscilações menos severas, enquanto mantém a qualidade do controle de velocidade. É importante ressaltar que o torque no eixo de baixa rotação apresenta comportamento similar.

Figura 7.18: Resultado da simulação, controlador 9-estados com amortecimento na transmissão



Fonte: o autor.

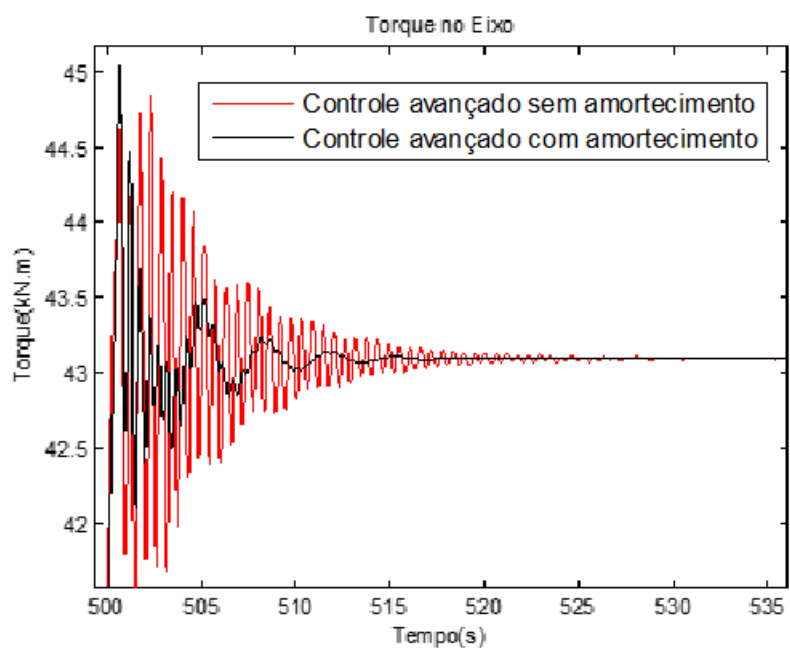
Figura 7.19: Resultado da simulação, torque no eixo de alta rotação



Fonte: o autor.

O resultado do amortecimento adicionado ao modo de torção pode ser melhor verificado com uma imagem ampliada do gráfico entre os instantes $t = 500s$ e $t = 600s$, conforme mostrado na Fig. 7.20.

Figura 7.20: Detalhe do resultado da simulação, torque no eixo de alta rotação



Fonte: o autor.

7.7. Desenvolvimento de um sistema de controle baseado em Controle Individual de Pitch (IPC)

O Controle Individual de Pitch é uma das mais promissoras técnicas para redução de cargas estruturais e de fadiga em turbinas eólicas (ver Cap.3). Dentre os vários métodos utilizados para o projeto de IPC, pode-se utilizar o método de espaço de estados e o Controle por Acomodação de Distúrbios (DAC).

O DAC é especialmente adequado para o controle IPC porque possibilita rejeitar os distúrbios causados pela assimetria do campo de vento incidente no rotor. De fato, o gradiente vertical de vento é um dos grandes responsáveis pelos carregamentos cíclicos que podem danificar a estrutura.

Além disso, utilizando IPC, pode-se adicionar amortecimento aos modos assimétricos de *flap* e de *edge*, que passam a ser sistemas controláveis.

A metodologia utilizada aqui já foi aplicada por Wright (2004) e Wright & Fingersh (2008), para a turbina CART-750kW. Entretanto, a turbina NREL 5MW ainda não foi testada com essa metodologia.

7.7.1. Modelagem matemática

O primeiro objetivo do sistema de controle de pitch é regular a velocidade. Em seguida, também deseja-se mitigar os carregamentos estruturais nas pás. Portanto, nesta modelagem serão considerados apenas o GDL do rotor e o GDL associado ao modo de *flap* das pás, totalizando 7 estados. Vale ressaltar que o modo de *flap* das pás é transformado usando a transformação MBC, para obter o modo de *flap* coletivo, o modo de *flap* progressivo e o modo de *flap* regressivo (ver Cap.4).

Para obter estes parâmetros, o FAST é executado em modo linearização. Contudo, há mudanças nos arquivos de entrada. O número de entradas de controle deve ser ajustado para NCtrlInputs=3, uma vez que se está utilizando IPC. O modelo é linearizado em torno do ponto de operação usual (ver Cap. 5, item 5.7.2). O MATLAB é usado para pós-processamento e para cálculo da transformação MBC. As matrizes de estado e de controle obtidas são:

$A =$

0	0	0	0	1	0	0
0	0	0	0	0	1	0
0	0	0	0	0	0	1
0,017889	0,017889	0,017889	-0,38186	0,001414	0,001414	0,001414
-21,1599	-0,66326	-0,66328	-41,688	-5,13168	-0,05234	-0,05232
-0,66327	-21,1599	-0,66327	-41,6889	-0,05231	-5,13169	-0,05227

$$\begin{aligned}
& -0,66325 \quad -0,66329 \quad -21,1596 \quad -41,6898 \quad -0,05228 \quad -0,05229 \quad -5,13166 \\
B = & \\
& \begin{array}{ccc} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{array} \\
& 0,175805 \quad 0,175798 \quad 0,175801 \\
& -607,082 \quad -6,4917 \quad -6,49843 \\
& -6,4979 \quad -607,081 \quad -6,49216 \\
& -6,4934 \quad -6,49792 \quad -607,084
\end{aligned}$$

Pode-se verificar que a matriz B agora possui 3 colunas, correspondente ao pitch individual das 3 pás.

7.7.2. Desenvolvimento do Controlador

Para avaliar a controlabilidade e observabilidade do sistema, o MATLAB é utilizado. A matriz de controlabilidade tem posto $p = 7$, o que torna o sistema controlável visto que a matriz A é de ordem 7.

A observabilidade difere das condições testadas nos sistemas de controle anteriores. Como o principal objetivo é mitigar as variações do fluxo de vento utilizando DAC, será preciso usar um novo modelo de distúrbio, mais sofisticado do que o sugerido na Eq. 5.20 (ver Cap.5). Para incorporar o gradiente vertical de velocidade (*wind shear*) o modelo de distúrbio deve conter 3 estados (WRIGHT, 2004):

$$\dot{\mathbf{z}}_d(t) = \mathbf{F}\mathbf{z}_d(t) \quad (7.1a)$$

$$\mathbf{u}_d(t) = \mathbf{\Theta}\mathbf{z}_d(t) \quad (7.1b)$$

$$\mathbf{F} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ -\omega^2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad \mathbf{\Theta} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (7.1c)$$

Este modelo é construído supondo-se uma variação exponencial do gradiente do vento com a altura. O valor de ω representa a velocidade de rotação do rotor. Conforme o rotor gira, as pás ficam sujeitas a um distúrbio que depende do seno do ângulo de azimuth. Para assegurar a observabilidade deste modelo, é necessário utilizar além da medição da velocidade do rotor, a medição dos modos assimétricos de *flap* das pás. Portanto, são necessárias três medições adicionais, da deflexão de *flap* de cada pá, para que o modo de deflexão possa ser calculado. A matriz de saída C , tem três linhas:

$$C =$$

0	0	0	1	0	0	0
0,66	-0,33	-0,33	0	0	0	0
0,66	0,573	0,573	0	0	0	0

O posto da matriz de observabilidade é $p = 10$, igual à ordem da matriz ampliada de estado A , que inclui os 3 estados de distúrbio (Eqs. 7.1), e portanto o sistema é observável.

Os polos de malha aberta da matriz de estado são obtidos via comando `eig` do MATLAB e são dados por:

$$-0.49; -2.57 \pm 3.95i; -2.53 \pm 3.75i; -2.53 \pm 3.75i$$

Observe-se a presença de um polo repetido. A análise de autovetores mostra mais uma vez que o polo -0.49 está associado à velocidade do rotor. Os demais polos correspondem aos modos de *flap*, que podem ter seu amortecimento aumentado.

Para selecionar a localização dos polos, será utilizado o método LQR (ver Cap.5). A matriz de ponderação Q dá maior peso à regulação de velocidade do rotor:

$Q =$

0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	2	0	0	0
0	0	0	0	0,1	0	0
0	0	0	0	0	0,1	0
0	0	0	0	0	0	0,1

Os polos do observador foram colocados razoavelmente distantes dos polos de malha aberta. Os polos dos 3 estados de distúrbio, seguindo a tendência que funcionou com os sistemas de controle anteriores são colocados à esquerda do eixo complexo, mas com valores pequenos:

$$-0.8; -0.7; -0.6$$

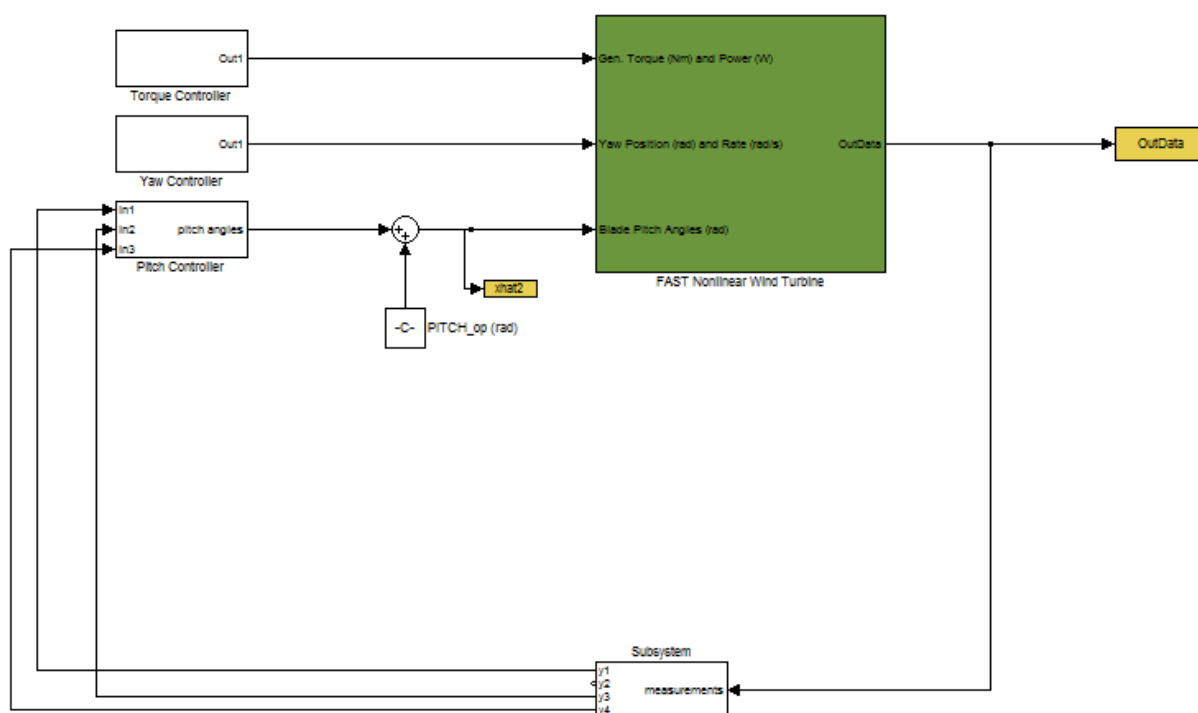
Para a turbina CART-750kW, os valores usados para os estados de distúrbio estão na ordem de -40 a -50 . Esta diferença é complexa de ser explicada, especialmente porque a escolha de polos do observador, como já ressaltado, é um processo de tentativa e erro.

O programa em MATLAB utilizado para o projeto deste sistema de controle está contido no Apêndice B.

7.7.3. Simulação

O sistema de controle IPC é testado com o Simulink interfaceado com o FAST. O modelo apresenta características diferentes dos anteriores, especialmente pela necessidade de medição das deflexões das pás. O modelo está reproduzido na Fig. 7.21. Observe-se que o bloco “Pitch Controller” possui 3 entradas de controle, correspondendo à velocidade do gerador e aos dois modos assimétricos de *flap*. Este bloco possui a mesma estrutura dos sistemas anteriores, contendo um bloco “State&Disturbance Estimator”, embora nesse caso com 4 entradas (3 das variáveis mensuradas e uma das variáveis de controle). O bloco “Subsystem” é responsável pela extração das variáveis mensuradas, ou seja, representa os sensores envolvidos. Este bloco está detalhado na Fig. 7.22.

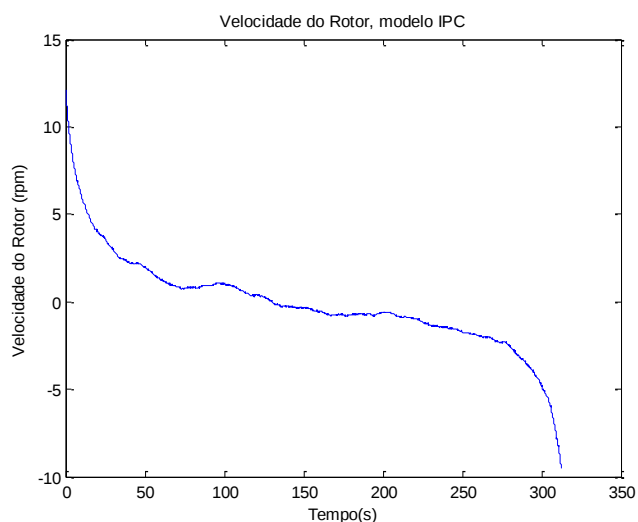
Figura 7.21: Modelo do Controlador IPC



Fonte: o autor.

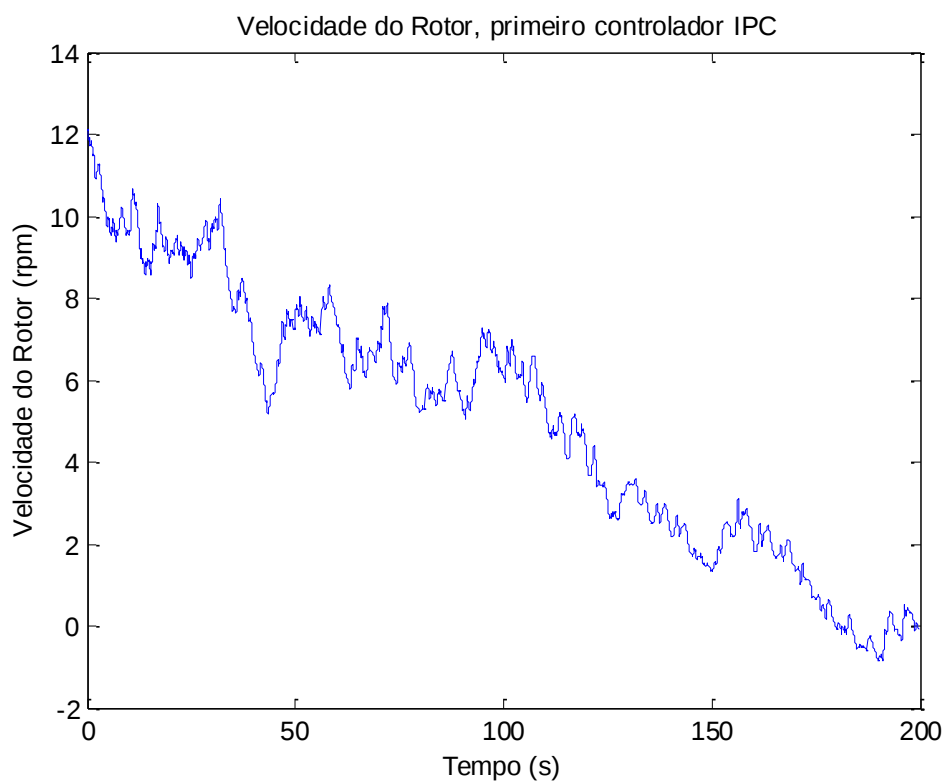
O bloco “Subsystem” extrai a velocidade do rotor/gerador e as deflexões das pás (caracterizadas pela saída TipDxc do FAST). As deflexões passam por blocos multiplicadores, que contém os senos e cossenos dos ângulos de azimuth, para realizar a transformação MBC.

Figura 7.23: Resultado da simulação, controlador IPC



Para algumas combinações de ganho, ainda se chegou a um resultado razoável de velocidade para baixas velocidades do vento, porém com o aumento desta velocidade, a instabilidade aparece, como mostrado na Fig. 7.24. Este controlador é denominado primeiro controlador IPC. O comportamento dinâmico do controlador e a solução deste problema ainda estão em análise.

Figura 7.24: Instabilidade à medida que a velocidade do vento aumenta, primeiro controlador IPC



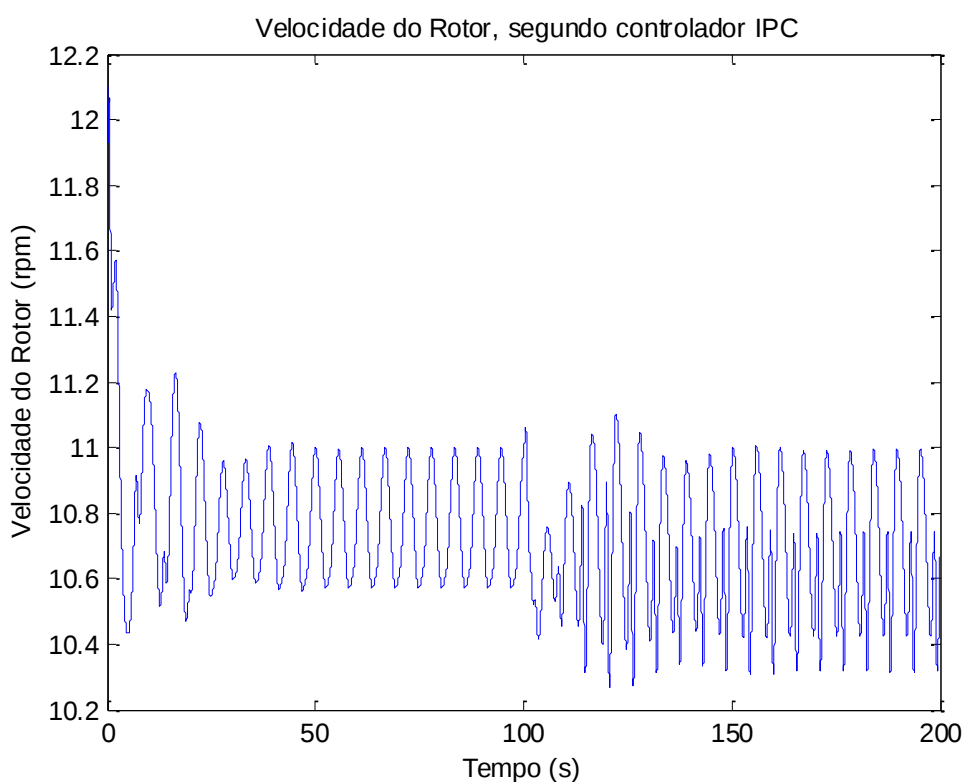
Fonte: o autor.

Devido aos resultados insatisfatórios, decide-se utilizar uma nova abordagem, diferente da utilizada para a turbina CART-750kW. Uma alternativa ao método LQR é realizar a alocação direta dos polos da matriz de estado. Como já vimos, os autovalores desta matriz são:

$$-0.49; -2.57 \pm 3.95i; -2.53 \pm 3.75i; -2.53 \pm 3.75i$$

Sendo o primeiro relativo à velocidade do rotor e os demais aos modos de *flap*. Escolhe-se colocar o polo da velocidade em -2 e ao mesmo tempo aumentar o amortecimento nos polos de *flap*, para redução das oscilações. Por exemplo, pode-se escolher colocar estes polos em -7 , -8 e -9 , respectivamente. Utilizando o comando `place` do MATLAB, obtêm-se os ganhos de controle para esta alocação de polos. Com esta abordagem, o resultado obtido para o controle de velocidade do rotor oscila em torno do valor desejado, como mostrado na Fig. 7.25. Este controlador é aqui denominado segundo controlador IPC.

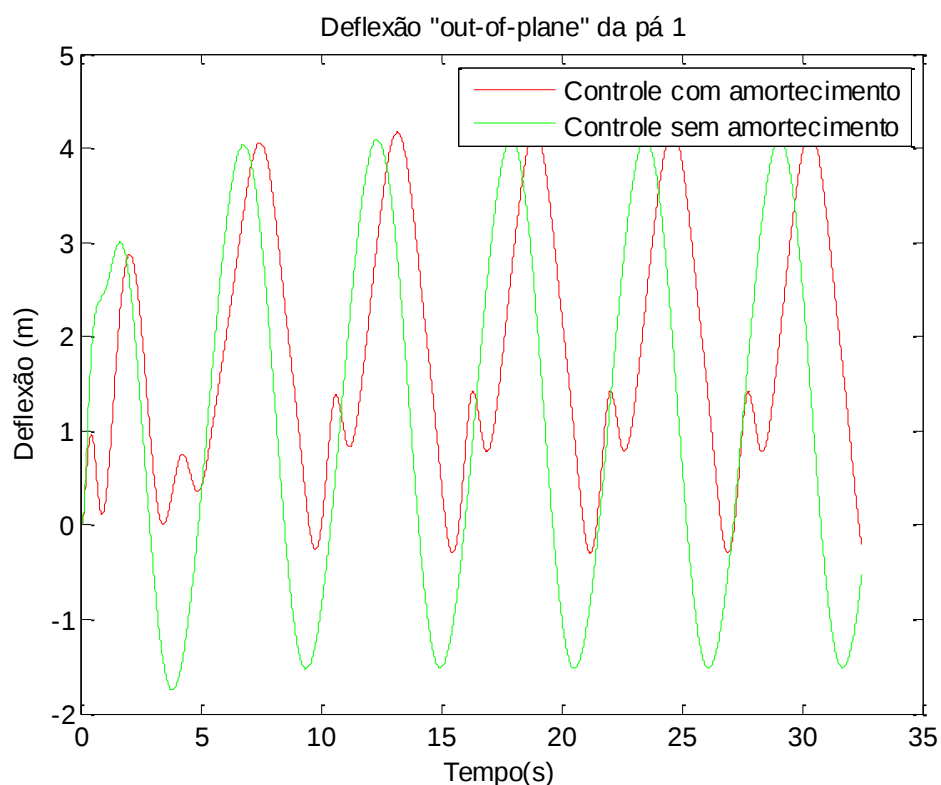
Figura 7.25: Velocidade do Rotor, segundo controlador IPC.



Fonte: o autor.

Em relação aos modos estruturais de *flap*, os resultados obtidos são altamente satisfatórios. Como esperado, o aumento do amortecimento nestes modos estruturais leva a uma redução das vibrações/deformações em *flap*. Este resultado pode ser atestado na Fig. 7.26, mostrada adiante. O gráfico denota as deflexões fora do plano (*out-of-plane*), que caracterizam o movimento de *flap*, em função do tempo.

Figura 7.26: Deflexão da pá

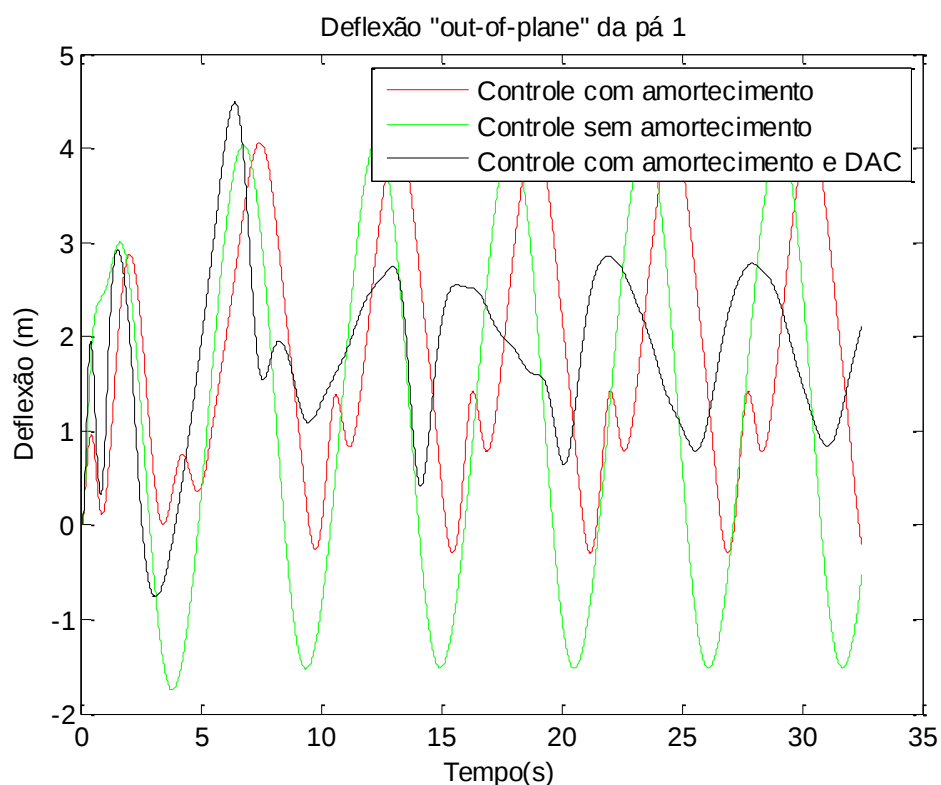


Fonte: o autor.

O resultado pode ser ainda melhor se a técnica de acomodação de distúrbios for utilizada. Seguindo o modelo DAC apresentado na Seção 7.7.2, acrescenta-se um ganho para compensação do distúrbio. O script em MATLAB utilizado para gerar o controle DAC está no Apêndice B.

O resultado da simulação está mostrado na Fig. 7.27, junto com os demais controles com e sem amortecimento de *flap*. Observa-se que, com a adição de amortecimento e do DAC, obtém-se o melhor resultado.

Figura 7.27: Deflexão da pá utilizando DAC



Fonte: o autor.

O segundo controlador IPC apresenta um certo grau de instabilidade. De fato, com a continuação da simulação após $t = 200s$, a instabilidade é crescente e não satisfatória. No entanto, acredita-se que este controlador IPC seja um ponto de partida aceitável para desenvolvimentos mais exatos. Principalmente por conta dos resultados obtidos na redução das deformações de *flap* das pás, evidenciadas nas Figs. 7.26 e 7.27.

8. ANÁLISE E CONCLUSÕES

8.1. Sistemas de Controle aplicados à turbina de grande porte versus médio porte

Após o projeto e simulação dos sistemas de controle, é possível comparar como as turbinas NREL 5MW e CART-750kW, que possuem grandes diferenças construtivas, sofreram a ação dos sistemas de controle avançados.

A principal diferença encontrada esteve relacionada aos modos flexíveis que devem ser considerados no sistema de controle. Conforme visto, a turbina CART-750kW apresentou instabilidades quando o controle foi simulado com os modos do sistema de transmissão e de *flap* ativados. O modo de *edge* também causa problemas de oscilação.

No entanto, para a turbina NREL 5MW não se verifica este comportamento. O que poderia explicar tal fato seria a grande rigidez do sistema de transmissão desta turbina, conforme citado pelo seu idealizador, (JONKMAN, 2008). De fato, ao projetar um sistema de controle padrão, Jonkman não se preocupa em adicionar amortecimento ao modo do sistema de transmissão.

A explicação é, contudo, mais complexa. Quando foi projetado o modelo de 1-estado, o ganho de controle obtido era $K = -1.941$. Para analisar a estabilidade, formula-se um modelo de 3-estados da turbina eólica, incluindo o primeiro modo de torção do sistema de transmissão. Os parâmetros de linearização são obtidos do FAST.

Sabe-se do Cap. 5 que a introdução do ganho de controle modifica a dinâmica do sistema tal que a nova matriz de estado é dada por:

$$A - BK \quad (Eq.5.10)$$

Introduzindo o ganho K na matriz de 3-estados, obtém-se a matriz:

$$A - BK =$$

$$\begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 \\ 172,8287 & 0 & 1,238136 \\ -195,213 & -2,25898 & -1,58815 \end{bmatrix}$$

Aplicando o comando $[v,d]=\text{eig}(A-BK)$ no MATLAB, é possível determinar os autovalores da matriz, como listados abaixo:

$$0.1811 \pm 14.097i; -1.9644$$

Dentre estes autovalores, vê-se que o autovalor $0.18 \pm 14i$ corresponde a um modo instável, pois possui parte real positiva. Além disso, é fracamente amortecido e pode causar oscilações. Os outros modos são estáveis e bem amortecidos.

O motivo que explica o comportamento dinâmico adequado da turbina NREL 5MW é a ação do observador, que atua como um filtro passa-baixa. Como o autovalor $0.18 \pm 14i$ possui elevada frequência natural ($\sim 14 \text{ rad/s}$), a presença do observador, que atenua as altas frequências, atenua o efeito deste modo.

Isto pode ser verificado plotando-se o diagrama de Bode correspondendo à função de transferência do controlador-observador e do modo estrutural. A matriz do controlador-observador é dada, segundo OGATA (2010), a partir da conversão para o domínio da frequência da matriz ampliada de estado (Eq. 8.1):

$$\begin{bmatrix} A - BK & BK \\ 0 & A - K_e C \end{bmatrix}$$

A realização desta conversão leva à seguinte função de transferência:

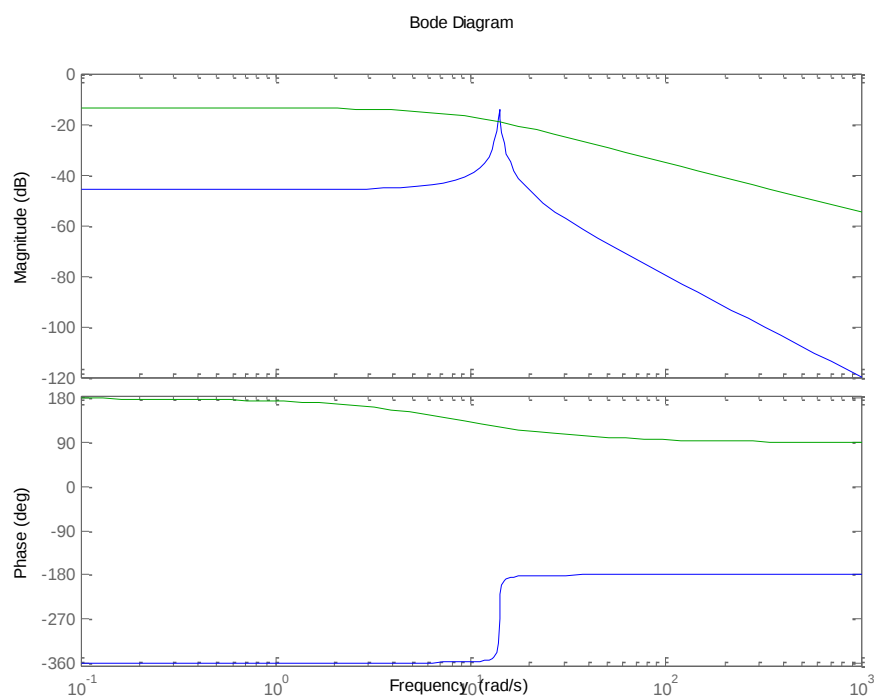
$$\frac{-1.79s - 4}{s^2 + 10.83s + 20}$$

O modo caracterizado pelo polo $0.18 \pm 14i$ é um sistema com função de transferência de segunda ordem, e pode-se extrair dos valores de amortecimento e da frequência a função da resposta em frequência, como segue:

$$\frac{1}{s^2 - 0.36s + 196}$$

O diagrama de Bode contendo as duas funções é plotado na Fig. 8.1.

Figura 8.1: Diagrama de Bode para o controlador-observador e o modo estrutural da matriz A-BK.



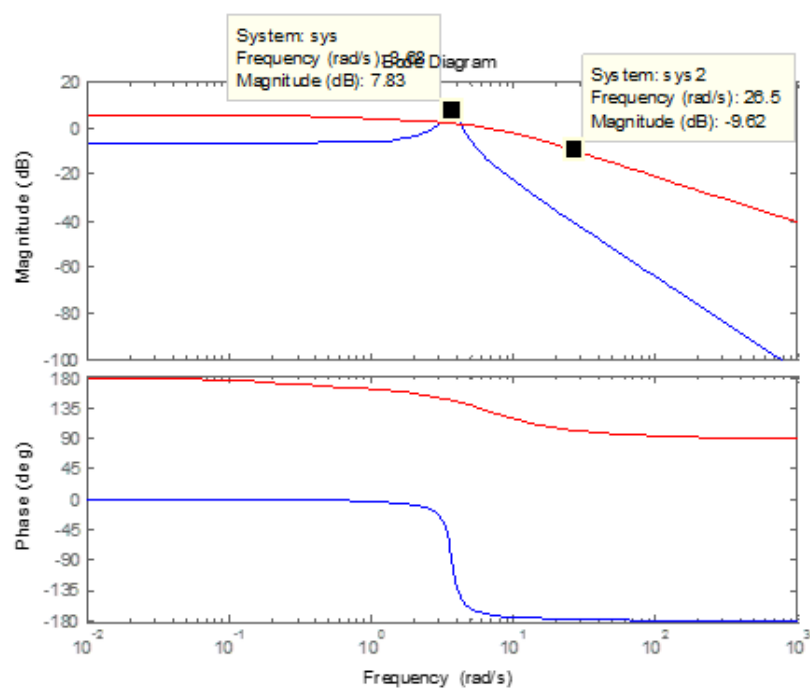
Pode-se observar que a frequência do controlador-observador atenua o pico de ressonância do modo estrutural.

A mesma análise pode ser realizada através dos autovalores apenas da matriz de estado A , sem considerar a ação do controle. De fato, esta matriz possui como autovalores:

$$-0.71012 \pm 13.954i; -0.16792$$

O autovalor $-0.71012 \pm 13.954i$ também possui frequência em torno de 14 rad/s e possui amortecimento muito baixo, em torno de 0.05. Obviamente, vê-se que este autovalor causará oscilações indesejadas, caso não seja atenuado. Contudo, a introdução do controlador-observador atenua igualmente este modo, conforme mostrado na Fig. 8.2. Esta atenuação está mostrada, a título de exemplo no modelo de 1-estado, mas também está presente nos modelos de ordem superior (7-estados e 9-estados).

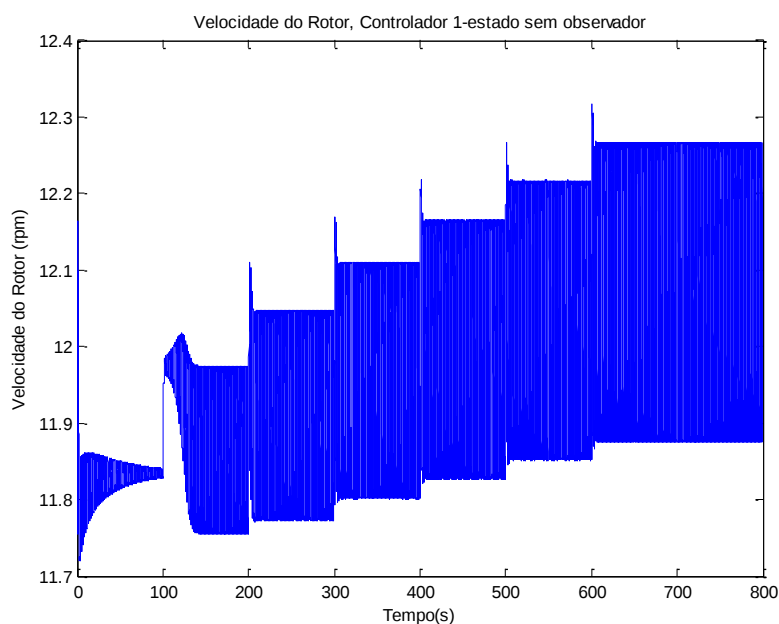
Figura 8.2: Diagrama de Bode para o controlador-observador e o modo estrutural atenuado da matriz de estado A .



Fonte: o autor.

A importância da presença do observador pode ser confirmada simulando-se o sistema de controle sem a utilização do mesmo. Como mostrado na Fig. 8.3, oscilações indesejáveis estão presentes.

Figura 8.3: Controlador 1-estado sem observador

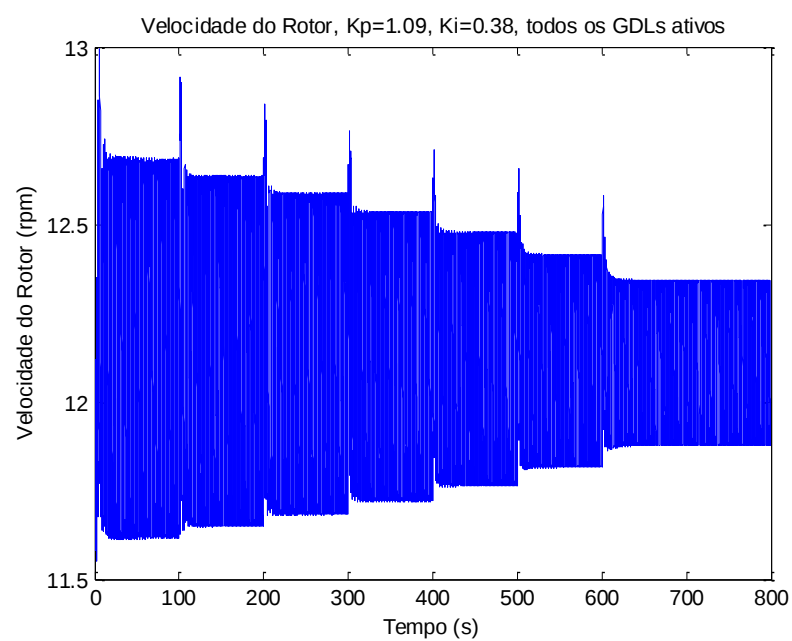


Fonte: o autor.

A turbina CART-750kW, sendo menos rígida, deve apresentar esse modo estrutural com frequência mais baixa, e, portanto, não é afetada pela ação de filtro do observador. Acredita-se que o mesmo mecanismo seja o responsável pelas diferenças das duas turbinas no que diz respeito ao modo de *flap*.

8.2. Sistemas de Controle Avançados versus Sistema de Controle Padrão

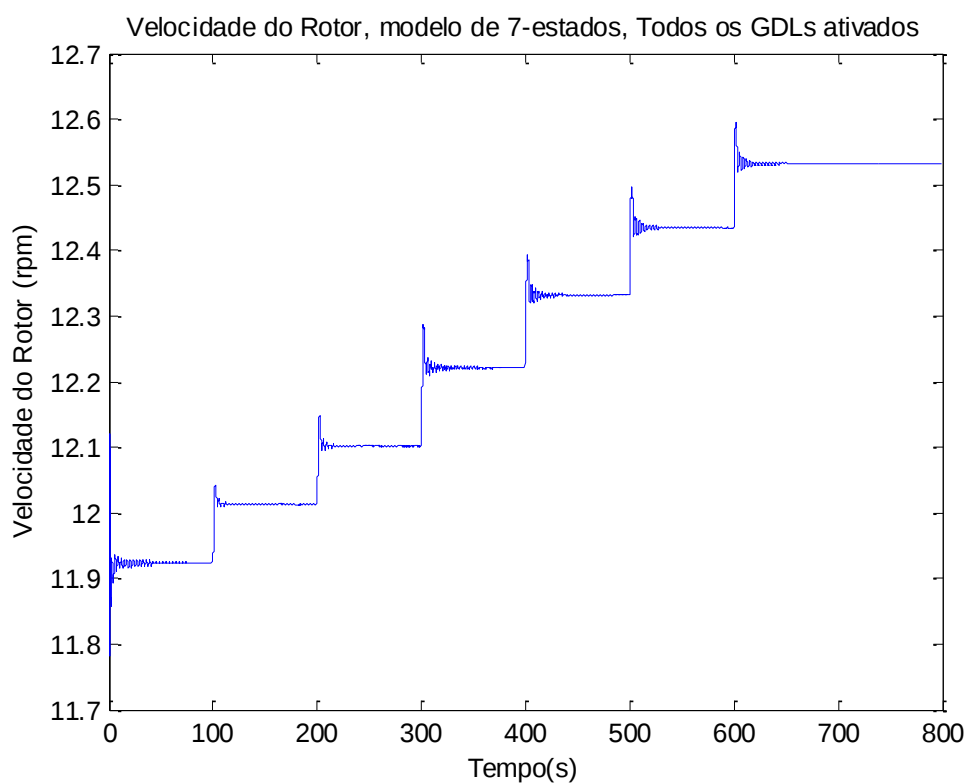
Os sistemas de controle avançados em espaço de estado são capazes de resolver os problemas apresentados pelo sistema de controle padrão, listados no Cap. 6. Como foi visto, o sistema padrão apresenta oscilações indesejáveis, especialmente se o modo de *edge* das pás for considerado. A Fig. 8.4 reproduz o comportamento do controle padrão:

Figura 8.4: Problemas do Sistema de Controle Padrão

Fonte: o autor.

Utilizando o sistema de controle avançado baseado em 7-estados (ver Cap.7), o problema foi efetivamente solucionado. A Fig. 8.5 mostra como a regulação utilizando sistemas de controle avançados é superior ao controle padrão.

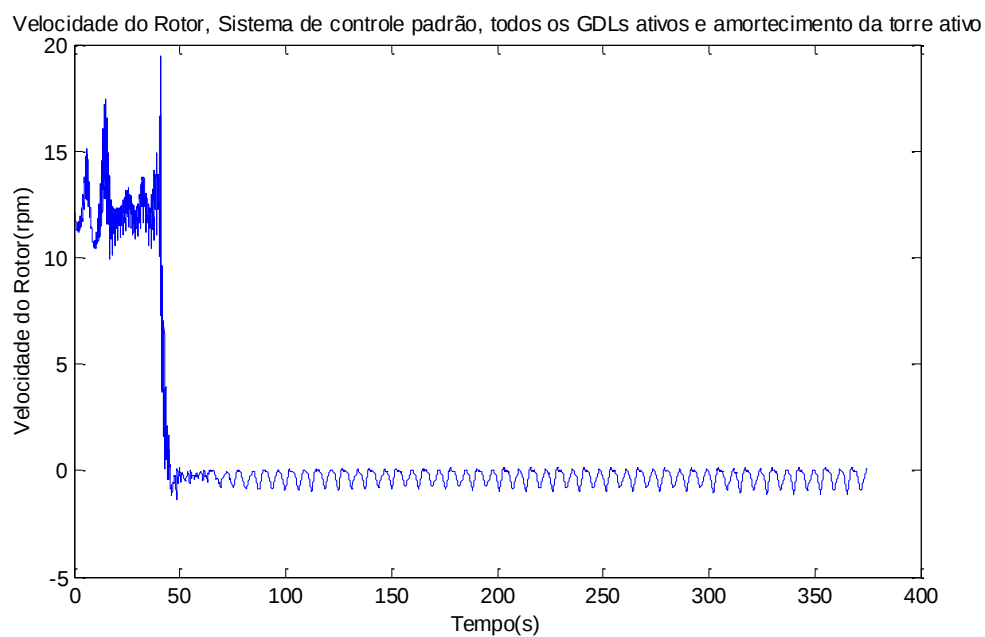
Figura 8.5: Sistema de Controle Avançado



Fonte: o autor.

O sistema de controle padrão também apresentava problemas quando implementava o amortecimento ativo da torre. De fato, a oscilação do controle de velocidade era ainda mais severa, como mostrado na Fig. 6.10, reproduzida abaixo. O sistema de controle avançado foi utilizado para projetar um controlador de 9-estados, que levasse em conta a velocidade do rotor e o amortecimento da torre e obteve resultados muito superiores.

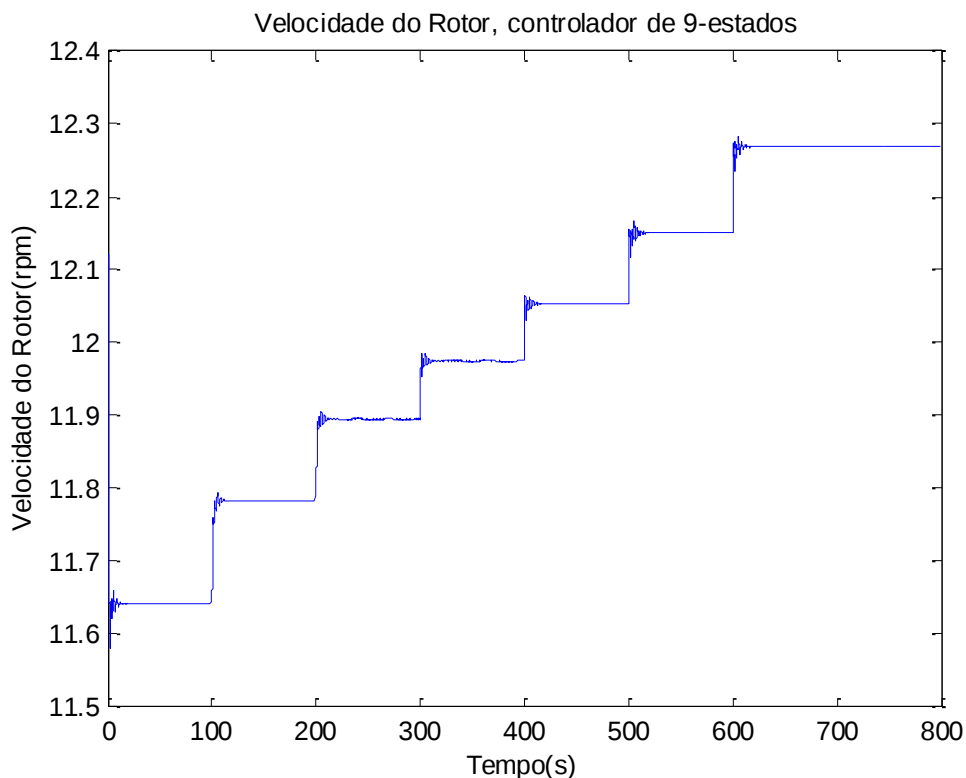
Figura 8.6: Reprodução da Figura 6.10: Controle de velocidade, Sistema de controle padrão com todos os GDLs ativos e amortecimento da torre



Fonte: o autor.

O amortecimento da torre foi maior (ver Fig. 7.17), reduzindo as cargas estruturais. Ao mesmo tempo, a velocidade permaneceu bem controlada, como na Fig. 7.16, reproduzida abaixo:

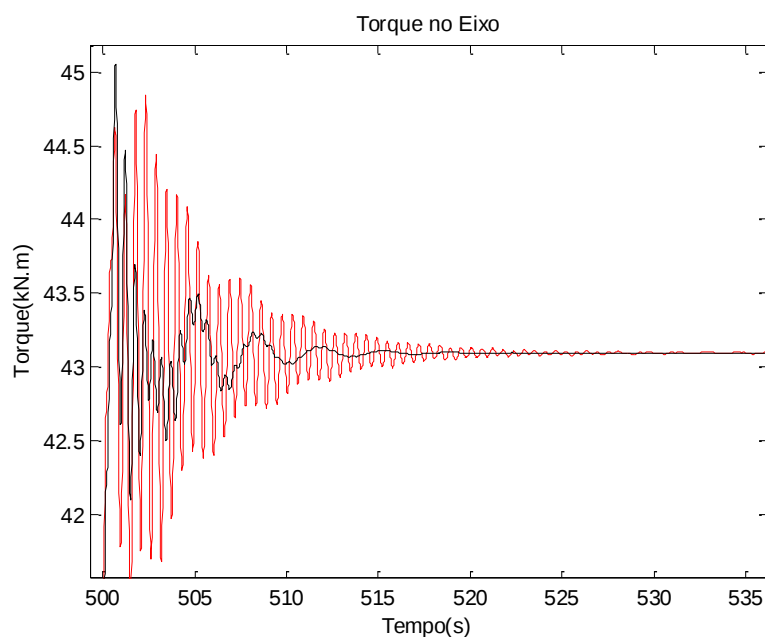
Figura 8.7: Reprodução da Figura 7.16: Controle de velocidade, sistema de controle avançado, com amortecimento da torre



Fonte: o autor.

O sistema de controle avançado de 9-estados também proporcionou um aumento no amortecimento no modo estrutural de torção associado aos eixos motores (transmissão). Como o modelo em 9-estados incluía o deslocamento e a velocidade do GDL de torção, foi possível, através do controle, localizar o polo na posição desejada. As simulações mostraram uma forte redução nas oscilações e picos de torque para o eixo de alta velocidade (o mesmo comportamento verifica-se para o eixo de baixa rotação). As simulações também mostraram que o controle de velocidade não foi afetado pela adição do amortecimento na transmissão e funciona adequadamente. A redução das cargas no eixo, comparativamente ao sistema de controle padrão, é mostrada em detalhe na Fig.7.20, reproduzida abaixo

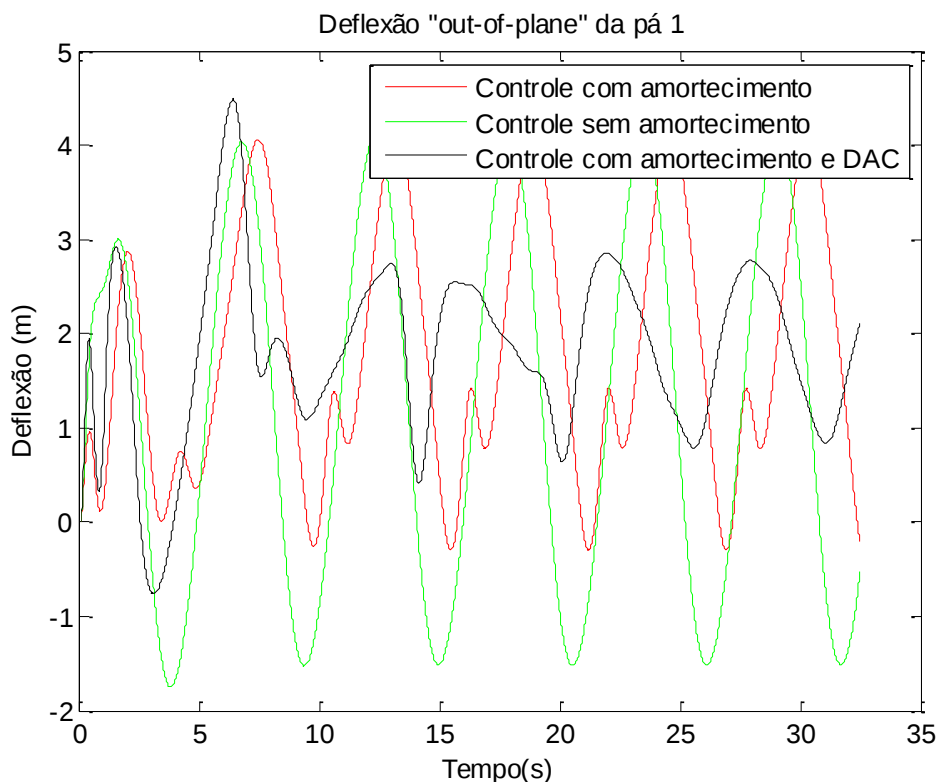
Figura 8.8: Reprodução da Figura 7.20: Detalhe do gráfico mostrando o efeito do amortecimento



Fonte: o autor.

Por fim, o sistema de controle baseado em controle individual de pitch (IPC) também foi testado utilizando as técnicas de controle avançado. Verificou-se que, embora apresentando alguns problemas de instabilidade após $t = 200s$, o controle IPC consegue reduzir efetivamente as deformações/cargas na direção de *flap* das pás, conforme reproduzido na Fig. 7.27, abaixo.

Figura 8.9: Reprodução da Figura 7.27: Deflexão da pá utilizando DAC



Fonte: o autor.

8.3. Conclusões

As turbinas eólicas, impulsionadas por questões ambientais, econômicas e pelo avanço da tecnologia, evoluíram de pequenas unidades de algumas dezenas de kW para complexas unidades geradoras de larga escala, atingindo vários MW de potência. São máquinas complexas, submetidas a condições operacionais severas e extremamente particulares, caracterizadas pela grande variabilidade da sua fonte primária, o vento.

Os sistemas de controle são componentes fundamentais e imprescindíveis para as modernas turbinas eólicas de grande porte. Como ficou demonstrado no presente trabalho, eles são responsáveis pelo controle de potência, velocidade e conexão à rede elétrica. Contudo, o crescente tamanho das turbinas eólicas torna a flexibilidade dos modos estruturais uma questão importante e faz com que a redução de cargas mecânicas, deflexões e vibrações também passe a ser um papel fundamental dos sistemas de controle.

O sistema de controle de pitch, ao alterar o ângulo de pitch das pás, é o principal responsável pelo controle de velocidade/potência nominal da turbina eólica e também pela redução dos carregamentos/vibrações nos diversos componentes estruturais. De fato, como

demonstrado neste trabalho, a variação do pitch altera o torque aerodinâmico e influencia toda a resposta dinâmica da estrutura.

O objetivo da presente dissertação foi o de aplicar técnicas de controle avançadas em espaço de estados para controlar a velocidade e reduzir os carregamentos estruturais em uma turbina de grande porte. Para isso, considerou-se o controle de pitch na Região 3. Nesta região, a velocidade do rotor deve ser mantida constante no seu valor nominal e a redução dos carregamentos torna-se importante devido às altas velocidades do vento.

O controle aplicado hoje na indústria eólica é baseado em controle PID, de uma-entrada, uma-saída (SISO) e no domínio da frequência. Este sistema é o chamado sistema de controle padrão. Os sistemas de controle avançados consistem em sistemas de múltiplas-entradas, múltiplas-saídas (MIMO), no domínio do espaço de estados.

Os sistemas de controle avançados já haviam sido testados nos trabalhos anteriores de Wright (2004) e Wright & Fingersh (2008) para uma turbina de médio porte, a CART-750kW. No entanto, ainda não havia registro na literatura da mesma aplicação para turbinas de grande porte, como a turbina NREL 5MW. Da mesma forma, a análise das questões de estabilidade dinâmica, redução de cargas mecânicas e controle de velocidade ainda não haviam sido tratadas para a NREL 5MW utilizando a abordagem do espaço de estados e do controle por acomodação de distúrbios (DAC).

Assim, aportando uma contribuição inédita à literatura científica, este trabalho buscou aplicar o sistema de controle padrão SISO e os sistemas de controle avançados MIMO à turbina NREL 5MW. Os objetivos implicavam uma análise de estabilidade dinâmica e dos possíveis ganhos em termos de redução de carga/vibração nos diferentes modos estruturais. O objetivo também era comparar os sistemas de controle padrão e avançados e as diferenças entre a turbina CART-750kW e NREL 5MW. Assim, seria possível avaliar a evolução da performance de controle.

Após implementar e testar o sistema de controle padrão na turbina de grande porte NREL 5MW (Cap.6), foram obtidos problemas de regulação de velocidade e instabilidade.

Desejava-se saber se os sistemas de controle avançados poderiam ser aplicados em uma turbina de grande porte e ainda se seriam efetivos em resolver os problemas do sistema padrão.

Os sistemas de controle avançados são capazes de resolver os problemas encontrados com o sistema de controle padrão. A regulação de velocidade junto com a redução de cargas estruturais (reduzindo a fadiga da torre) foi alcançada de maneira satisfatória para uma turbina de grande porte, usando as técnicas anteriormente aplicadas a uma turbina de médio porte.

A utilização de filtros, convencionalmente empregados para reduzir as oscilações em altas frequências causadas por modos estruturais fracamente amortecidos, foi desnecessária neste trabalho. Provou-se que o uso de sistemas de controle em espaço de estados permite tratar diretamente as instabilidades dinâmicas, mitigando diretamente os modos estruturais e/ou GDLs desejados. Este é um grande avanço, que possibilita um aumento significativo de performance e implica um controle mais detalhado da dinâmica do sistema. Isto é possível porque a técnica do espaço de estados considera os vários GDLs da turbina eólica simultaneamente.

Os sistemas de controle avançados também foram capazes de aumentar o amortecimento no primeiro modo de torção do sistema de transmissão mecânica. As cargas e os picos de torque foram reduzidos.

Como recomendações para trabalhos futuros, sugere-se pesquisa mais aprofundada para descobrir as causas de algumas instabilidades do sistema de controle IPC (Cap.7), especialmente com a utilização da técnica do regulador quadrático ótimo (LQR), que não atingiu os objetivos desejados. A utilização da técnica DAC e da alocação de polos é uma das possibilidades de resolução dos problemas com o IPC, proporcionando bons resultados.

Além disso, embora aqui tenham sido tratados alguns sistemas de controle, outras inúmeras possibilidades podem ser exploradas, adicionando-se amortecimento a outros modos, tais como o modo lateral da torre. De fato, é teoricamente possível reduzir as instabilidades e as cargas mecânicas ou vibrações em qualquer modo estrutural da turbina, bastando, para tanto, considerar os GDLs adequados na modelagem em espaço de estados.

Outro potencial ramo de pesquisa diz respeito à aplicação das técnicas apresentadas neste trabalho a turbinas eólicas *offshore*. Sabe-se que essas turbinas são muito mais dinamicamente ativas e excitadas, além do vento, pelo forçante hidrodinâmico. Sendo assim, sua dinâmica é mais complexa e está mais sujeita a potenciais instabilidades. Especialmente para as futuras turbinas eólicas *offshore*, que serão flutuantes, a questão da estabilidade e do controle dos modos estruturais será crítica. A energia eólica *offshore* tem sido um fértil campo de pesquisa, uma vez que as turbinas *offshore* constituem o futuro da tecnologia eólica.

Por fim, recomenda-se ainda a utilização e o teste de outros métodos de controle, como o controle baseado em LIDAR e o Controle Preditivo baseado em Modelo (*Model Predictive Control*, MPC). Testes podem ser realizados também em outras condições de vento e/ou em outros softwares aero-servo-elásticos, tais como o GH Bladed.

Espera-se que este trabalho tenha contribuído para o avanço do uso da tecnologia de controle em turbinas eólicas. O controle será cada vez mais importante para a evolução das turbinas. Como ficou demonstrado neste trabalho, os sistemas de controle deverão proporcionar redução de carregamentos e instabilidades nas grandes turbinas eólicas, realizando um controle ativo de cargas, além do controle de velocidade/potência nominal. A tendência é que as turbinas eólicas se tornem maiores, mais leves e mais flexíveis, e, portanto, sujeitas a maiores cargas e interações dinâmicas. Os sistemas de controle deverão contribuir para que estes complexos sistemas dinâmicos tenham operação segura, eficiente e custo-efetiva.

8.4. Contribuições

Portanto, as principais contribuições desta dissertação podem ser resumidas nos seguintes pontos:

- A realização de uma extensa revisão bibliográfica para abarcar o estado da arte em controle de turbinas eólicas.
- A descoberta de problemas de instabilidade no sistema de controle padrão quando aplicado à turbina NREL 5MW.
- A aplicação dos sistemas de controle avançados MIMO em espaço de estados a uma turbina de grande porte.
- Resolução dos problemas de instabilidade dinâmica e regulação de velocidade usando os sistemas de controle avançados MIMO.
- A verificação das diferenças no comportamento dinâmico da turbina NREL 5MW e da CART-750kW.
- Verificação do modo de *edge* como modo menos amortecido e problemático.
- Adição de amortecimento ativo ao modo *fore-aft* da torre e ao sistema de transmissão (*drive train*).
- A utilização de um controlador IPC para atenuar as cargas/vibrações na direção de *flap* das pás.

8.5. Recomendações

As principais recomendações para trabalhos futuros a partir desta dissertação podem ser resumidas nos seguintes pontos:

- Analisar a adição de amortecimento em outros modos estruturais (não apenas na torre *fore-aft* e no sistema de transmissão).
- Avançar no Controle Individual de Pitch (IPC).
- Analisar a redução das cargas equivalentes de fadiga (*damage equivalente loads*, DELs) proporcionada pelo controle.

- Testar os sistemas de controle desenvolvidos em outras condições de vento (turbulento, por exemplo).
- Continuar analisando o problema da instabilidade dinâmica e a influência do controle, que será crítico para as novas turbinas *offshore* flutuantes.
 - O número de GDLs considerado é bem maior, podendo chegar a 30 GDLs, devido à flutuação da plataforma.
 - Presença dos forçantes: eólico e hidrodinâmico.
- Continuar com outros métodos de controle avançados, entre os quais os mais promissores são o Controle Preditivo baseado em Modelo (MPC) e o controle baseado em LIDAR.

REFERÊNCIAS

- ABDEDDAIM, S; BETKA, A. Electrical Power and Energy Systems Optimal tracking and robust power control of the DFIG wind turbine. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems** v. 49, p. 234–242 , 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.12.014>>.
- ABDULLAH, M. a. *et al.* A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 16, n. 5, p. 3220–3227 , 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.016>>.
- AGUILAR, Luis T; JORGE, D. Analysis and synthesis of sliding mode control for large scale variable speed wind turbine for power optimization. **Renewable Energy** v. 71, p. 715–728 , 2014.
- AHO, Jacob *et al.* An Active Power Control System for Wind Turbines Capable of Primary and Secondary Frequency Control for Supporting Grid Reliability. **AIAA/ASME Wind Symposium** p. 1–13 , 2013.9781624101816.
- AHO, Jacob; BUCKSPAN, Andrew; LAKS, Jason H. A tutorial of wind turbine control for supporting grid frequency through active power control. **Proc. of the American Control Conference** n. March, p. 3120–3131 , 2012. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6315180>.9781457710964.
- AHO, Jacob; PAO, Lucy; HAUSER, John. Optimal trajectory tracking control for wind turbines during operating region transitions. **2013 American Control Conference** p. 1424–1429 , 2013. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6580036>>.978-1-4799-0178-4.
- ANDERSEN, Peter Bjoern *et al.* Deformable trailing edge flaps for modern megawatt wind turbine controllers using strain gauge sensors. **Wind Energy** v. 13, n. 2-3, p. 193–206 , 1 mar. 2010. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1002/we.371>>.
- ASSIS, Francisco de Leandro Filho. **AVALIAÇÃO ESTRUTURAL DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA DE PEQUENO PORTE UTILIZANDO MÉTODOS ESTOCÁSTICOS**. 2012. 9788578110796.
- ASUHAIMI, Abdullah *et al.* An overview on doubly fed induction generators ' controls and contributions to wind based electricity generation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 27, p. 692–708 , 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.07.010>>.
- ATA, Rasit. Artificial neural networks applications in wind energy systems: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 49, n. 0, p. 534–562 , set. 2015. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115004360>>.
- BABU, N. Ramesh; ARULMOZHIVARMAN, P. Wind energy conversion systems - A technical review. **Journal of Engineering Science and Technology** v. 8, n. 4, p. 493–507 , 2013.
- BANG, D; POLINDER, H. New active speed stall control compared to pitch control for a direct-drive wind turbine. 2007, [S.l: s.n.], 2007. Disponível em:

<http://zanran_storage.s3.amazonaws.com/repository.tudelft.nl/ContentPages/1010594621.pdf>. 9781622764686. .

BARLAS, T. K.; VAN KUIK, G. a M. Review of state of the art in smart rotor control research for wind turbines. **Progress in Aerospace Sciences** v. 46, n. 1, p. 1–27 , 2010. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.paerosci.2009.08.002>>.0376-0421.

BATTISTA, Hernán De *et al.* Sliding Mode Control of Wind Energy Systems with DOIG — Power Efficiency and Torsional Dynamics Optimization. **IEEE Transactions on Power Systems** v. 15, n. 2, p. 728–734 , 2000.

BELMOKHTAR, K; DOUMBIA, M L; AGBOSSOU, K. Novel fuzzy logic based sensorless maximum power point tracking strategy for wind turbine systems driven DFIG (doubly-fed induction generator). **Energy** v. 76, p. 679–693 , 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.08.066>>.

BELTRAN, Brice *et al.* High-Order Sliding-Mode Control of Variable-Speed Wind Turbines. **IEEE Transactions on Energy Conversion** v. 56, n. 9, p. 3314–3321 , 2009.

BELTRAN, Brice *et al.* Sliding Mode Power Control of Variable-Speed Wind Energy Conversion Systems. **IEEE Transactions on Energy Conversion** v. 23, n. 2, p. 551–558 , 2008.

BENBOUZID, Mohamed *et al.* Second-order sliding mode control for DFIG-based wind turbines fault ride-through capability enhancement. **ISA Transactions** v. 53, n. 3, p. 827–833 , 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.isatra.2014.01.006>>.

BERG, Jonathan C *et al.* SMART Wind Turbine Rotor: Design and Field Test. **SAND2014-0681, Sandia National Laboratories** n. January , 2014. Disponível em: <http://energy.gov/sites/prod/files/smart_wind_turbine_design.pdf>.

BERGAMI, Leonardo; GAUNAA, Mac. Stability investigation of an airfoil section with active flap control. **Wind Energy** v. 13, n. 2-3, p. 151–166 , 1 mar. 2010. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1002/we.354>>.

BIANCHI, F. D.; MANTZ, R. J.; CHRISTIANSEN, C. F. Gain scheduling control of variable-speed wind energy conversion systems using quasi-LPV models. **Control Engineering Practice** v. 13, n. 2, p. 247–255 , 2005.0967-0661.

BIR, Gunjit; JONKMAN, Jason. Aeroelastic Instabilities of Large Offshore and Onshore Wind Turbines. **Journal of Physics: Conference Series** v. 75, n. August, p. 012069 , 2007.1742-6588.

BIR, Gunjit S. User ' s Guide to MBC3 (Multi-blade Coordinate Transformation Utility for 3-Bladed Wind Turbines). **Renewable Energy** v. 3, n. October , 2008.

BOSSANYI, E A. Further load reductions with individual pitch control. **Wind Energy** v. 8, n. 4, p. 481–485 , 1 out. 2005. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1002/we.166>>.

BOSSANYI, E; WRIGHT, A. Field testing of individual pitch control on the NREL CART-2 wind turbine. **Proceedings of European Wind Energy Conference** v. 44, n. 0 , 2009.9781615677467.

BOSSANYI, EA *et al.* Advanced controller research for multi-MW wind turbines in the

UPWIND project. **Wind Energy** v. 15, n. 1, p. 119–145 , 2012.

BOSSANYI, EA. GH Bladed. n. June , 2003.

BOSSANYI, Ea; KUMAR, A; HUGUES-SALAS, O. Wind turbine control applications of turbine-mounted LIDAR. **Proc. Science of Making Torque** v. 012011 , 2012. Disponível em: <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Wind+turbine+control+applications+of+turbine-mounted+LIDAR#0>.

BOSSANYI, Ervin A.; FLEMING, Paul A.; WRIGHT, Alan D. Validation of Individual Pitch Control by Field Tests on Two-and Three-Bladed Wind Turbines. **IEEE Transactions on Control Systems Technology** v. 21, n. 4, p. 1067–1078 , 2013. Disponível em: http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6515638.

BOTTASSO, C L; CROCE, A; SAVINI, B. Performance comparison of control schemes for variable-speed wind turbines. **Journal of Physics: Conference Series** v. 75, p. 012079 , 2007.

BOTTASSO, C. L. *et al.* Cyclic pitch control for the reduction of ultimate loads on wind turbines. **Journal of Physics: Conference Series** v. 524, p. 012063 , 2014.

BOTTASSO, C. L. *et al.* Multi-layer control architecture for the reduction of deterministic and non-deterministic loads on wind turbines. **Renewable Energy** v. 51, p. 159–169 , 2013. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2012.08.079>.

BOTTASSO, C.L. *et al.* LiDAR-enabled model predictive control of wind turbines with real-time capabilities. **Renewable Energy** v. 71, p. 442–452 , 2014. Disponível em: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148114003024>.

BOUKHEZZAR, B.; SIGUERDIDJANE, H. Comparison between linear and nonlinear control strategies for variable speed wind turbines. **Control Engineering Practice** v. 18, n. 12, p. 1357–1368 , 2010. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.conengprac.2010.06.010>.0967-0661.

BOUKHEZZAR, Boubekeur; SIGUERDIDJANE, Houria. Nonlinear Control of a Variable-Speed Wind Turbine Using a Two-Mass Model. **IEEE Transactions on Energy Conversion** v. 26, n. 1, p. 149–162 , 2011.

BOUOUDEN, S. *et al.* Fuzzy model based multivariable predictive control of a variable speed wind turbine: LMI approach. **Renewable Energy** v. 37, n. 1, p. 434–439 , 2012. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2011.06.025>.

BUEHRING, I K *et al.* Control policies for wind-energy conversion systems. **IEE Proceedings-C** v. 128, n. 5, p. 253–261 , 1981.

BURTON, T *et al.* **Wind Energy Handbook**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2001. Disponível em: <https://books.google.co.in/books?id=4UYm893y-34C>. .9780471489979.

CAMBLONG, H. *et al.* Experimental evaluation of wind turbines maximum power point tracking controllers. **Energy Conversion and Management** v. 47, n. 18-19, p. 2846–2858 , 2006.

CAMBLONG, H. *et al.* Wind turbine mechanical stresses reduction and contribution to

frequency regulation. **Control Engineering Practice** v. 30, p. 140–149 , 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.conengprac.2014.03.007>>.

CANNON, Mark; KOUVARITAKIS, Basil; WU, Xingjian. Probabilistic Constrained MPC for Multiplicative and Additive Stochastic Uncertainty. **IEEE Transactions on Automatic Control** v. 54, n. 7, p. 1626–1632 , 2009.

CARLIN, P W; LAXSON, A S; MULJADI, E B. The History and State of the Art of Variable-Speed Wind Turbine Technology. **Wind Energy** v. 6, n. 2, p. 129–159 , 1 abr. 2003. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1002/we.77>>.

CARRANZA, O. *et al.* Analysis of the control structure of wind energy generation systems based on a permanent magnet synchronous generator. **Applied Energy** v. 103, p. 522–538 , 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.10.015>>.

CASTAIGNET, Damien *et al.* Frequency-Weighted Model Predictive Control of Trailing Edge Flaps on a Wind Turbine Blade. **IEEE Transactions on Control Systems Technology** v. 21, n. 4, p. 1105–1116 , 2013. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6525363>>.

CASTAIGNET, Damien *et al.* Full-scale test of trailing edge flaps on a Vestas V27 wind turbine: active load reduction and system identification. **Wind Energy** v. 17, n. 4, p. 549–564 , 1 abr. 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1002/we.1589>>.

CHAABAN, Rannam; FRITZEN, Claus-peter. Reducing Blade Fatigue and Damping Platform Motions of Floating Wind Turbines Using Model Predictive Control. 2014, [S.l.: s.n.], 2014. p.3581–3588. 9789727521654. .

CHEN, G; PHAM, T T. **Introduction to Fuzzy Sets, Fuzzy Logic, and Fuzzy Control Systems**. [S.l.]: CRC Press, 2000. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=cj0kNFa1ZZgC>>. .9781420039818.

CHEN, Z J; STOL, K a. An assessment of the effectiveness of individual pitch control on upscaled wind turbines. **Journal of Physics: Conference Series** v. 524, p. 012045 , 2014. Disponível em: <<http://stacks.iop.org/1742-6596/524/i=1/a=012045?key=crossref.e4963ef2106644677e2f60beade9e98>>.

CHENG, Ming; ZHU, Ying. The state of the art of wind energy conversion systems and technologies : A review. **Energy Conversion and Management** v. 88, p. 332–347 , 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2014.08.037>>.

COOPERMAN, A; BLAYLOCK, M; VAN DAM, C P. Experimental and simulated control of lift using trailing edge devices. **Journal of Physics: Conference Series** v. 012019 , 2014.

COOPERMAN, Aubryn; MARTINEZ, Marcias. Load monitoring for active control of wind turbines. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 41, n. 0, p. 189–201 , 2015. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114007059>>.

CORCUERA, A Díaz De *et al.* Wind Turbine Load Mitigation based on Multivariable Robust Control and Blade Root Sensors. **Journal of Physics: Conference Series** v. 012024 , 2014.

DAM, C P Van *et al.* Computational Investigations of Small Deploying Tabs and Flaps for Aerodynamic Load Control. **Journal of Physics: Conference Series** v. 75, p. 012027 , 2007.

- DATTA, R.; RANGANATHAN, V.T. A method of tracking the peak power points for a variable speed wind energy conversion system. **IEEE Transactions on Energy Conversion** v. 18, n. 1, p. 163–168 , 2003.0885-8969 VO - 18.
- DAYNES, S.; WEAVER, P. M. A morphing trailing edge device for a wind turbine. **Journal of Intelligent Material Systems and Structures** v. 23, n. 6, p. 691–701 , 2012.
- DNV. **Guidelines for Design of Wind Turbines**. [S.l: s.n.], 2002. 294 p. .87-550-2870-5.
- DUNNE, F. Comparison of Two Independent LIDAR-Based Pitch Control Designs
Comparison of Two Independent LIDAR-Based Pitch Control Designs. n. August , 2012.
- DUNNE, Fiona *et al.* Adding feedforward blade pitch control to standard feedback controllers for load mitigation in wind turbines. **Mechatronics** v. 21, n. 4, p. 682–690 , 2011. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.mechatronics.2011.02.011>>.0957-4158.
- DUONG, Minh Quan *et al.* Pitch angle control using hybrid controller for all operating regions of SCIG wind turbine system. **Renewable Energy** v. 70, p. 197–203 , 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.03.072>>.
- EHLERS, Julian; DIOP, Amadou; BINDNER, Henrik. Sensor Selection and State Estimation for Wind Turbine Controls doi:10.2514/6.2007-1019. **45th AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit**. Aerospace Sciences Meetings. [S.l.]: American Institute of Aeronautics and Astronautics, 2007. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.2514/6.2007-1019>>.
- ELTAMALY, Ali M; FARH, Hassan M. Maximum power extraction from wind energy system based on fuzzy logic control. **Electric Power Systems Research** v. 97, n. 0, p. 144–150 , abr. 2013. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779613000023>>.
- ENGELS, Wp P; KANEV, Sk K; ENGELEN, T G Van. Distributed blade control. **TORQUE: The Science of Making Torque from Wind** n. October , 2010. Disponível em: <<http://www.ecn.nl/publications/PdfFetch.aspx?nr=ECN-M--10-073>>.
- EVANGELISTA, C; PULESTON, P; VALENCIAGA, F. Wind turbine efficiency optimization . Comparative study of controllers based on second order sliding modes. **International Journal of Hydrogen Energy** v. 35, n. 11, p. 5934–5939 , 2010. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.12.104>>.
- FARH, Hassan M.; ELTAMALY, Ali M. Fuzzy logic control of wind energy conversion system. **Journal of Renewable and Sustainable Energy** v. 5, n. 2 , 2013.
- FARO DO AMARAL LEMOS, DANIEL. Análise de Projeto de Turbina Eólica de Grande Porte para as Condições Climáticas da Região Nordeste do Brasil. , [S.d.].
- FINGERSH, Lee Jay; CARLIN, Palmer W. Results from the NREL Variable-Speed Test Bed. n. November 1997 , 1998.
- FOX, R W; MCDONALD, A T. **Introdução à mecânica dos fluidos**. [S.l.]: LTC, 2001. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=tI8xtwAACAAJ>>. .9788521612612.
- FROST, Susan A; BALAS, Mark J.; WRIGHT, Alan D. Direct adaptive control of a utility-scale wind turbine for speed regulation. **International Journal of Robust and Nonlinear**

Control v. 19, n. 1, p. 59–71 , 2009.

FROST, Susan A.; BALAS, Mark J.; WRIGHT, Alan D. Generator speed regulation in the presence of structural modes through adaptive control using residual mode filters.

Mechatronics v. 21, n. 4, p. 660–667 , 2011. Disponível em:

<<http://dx.doi.org/10.1016/j.mechatronics.2011.01.006>>.0957-4158.

FROST, Susan; BALAS, Mark; WRIGHT, Alan. Adaptive Control of a Utility-Scale Wind Turbine Operating in Region 3 doi:10.2514/6.2009-480. **47th AIAA Aerospace Sciences Meeting including The New Horizons Forum and Aerospace Exposition**. Aerospace Sciences Meetings. [S.l.]: American Institute of Aeronautics and Astronautics, 2009.

Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.2514/6.2009-480>>.

GANJEFAR, Soheil; GHASSEMI, Ali Akbar; AHMADI, Mohamad Mehdi. Improving efficiency of two-type maximum power point tracking methods of tip-speed ratio and optimum torque in wind turbine system using a quantum neural network. **Energy** v. 67, n. 0, p. 444–453 , 1 abr. 2014. Disponível em:

<<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544214001571>>.

GENG, Hua; YANG, Geng. Output Power Control for Variable-Speed Variable-Pitch Wind Generation Systems. **IEEE Transactions on Energy Conversion** v. 25, n. 2, p. 494–503 , 2010.

GEORG, Sören; HEYDE, Stefan; SCHULTE, Horst. Sensor Fault-Tolerant Control of a Drivetrain Test Rig via an Observer-Based Approach within a Wind Turbine Simulation Model. **Journal of Physics: Conference Series** v. 570, n. 8, p. 082004 , 2014. Disponível em: <[http://stacks.iop.org/1742-](http://stacks.iop.org/1742-6596/570/i=8/a=082004?key=crossref.ebef3a94391eacb5aabdd71cd78faaca)

6596/570/i=8/a=082004?key=crossref.ebef3a94391eacb5aabdd71cd78faaca>.

GEYLER, M; CASELITZ, P. Individual blade pitch control design for load reduction on large wind turbines. **European Wind Energy Conference (EWEC 2007)** , 2007. Disponível em: <http://proceedings.ewea.org/ewec2007/allfiles2/178_Ewec2007fullpaper.pdf>.

GHAFFARI, Azad; KRSTIC, Miroslav; SECHAGIRI, Sridhar. Power optimization and control in wind energy conversion systems using extremum seeking. **IEEE Transactions on Control Systems Technology** v. 22, n. 5, p. 1684–1695 , 2014.

GHANI, Abdel *et al.* A Fuzzy-PI control to extract an optimal power from wind turbine. **Energy Conversion and Management** v. 65, p. 688–696 , 2013. Disponível em:

<<http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2011.11.034>>.

GILLEBAART, T *et al.* Active flap control on an aeroelastic wind turbine airfoil in gust conditions using both a CFD and an engineering model. **Journal of Physics: Conference Series** v. 524, n. Torque2014, p. 012060 , 2014. Disponível em: <<http://stacks.iop.org/1742-6596/524/i=1/a=012060?key=crossref.98142f700b99de609e76212a6b42ba57>>.

GIRSANG, Irving P *et al.* Modeling and Control to Mitigate Resonant Load in Variable-Speed Wind Turbine Drivetrain. **IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics** v. 1, n. 4, p. 277–286 , 2013.

GONZÁLEZ, L. G. *et al.* Maximum-power-point tracking with reduced mechanical stress applied to wind-energy-conversion-systems. **Applied Energy** v. 87, n. 7, p. 2304–2312 , 2010. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.11.030>>.

H. NAMIK; K. STOL. Control Methods For Reducing Platform Pitching Motion Of Floating Wind Turbines. 2009, [S.l: s.n.], 2009.

HAN, Y; LEITHEAD, W E. Combined wind turbine fatigue and ultimate load reduction by individual blade control. **Journal of Physics: Conference Series** v. 524, p. 012062 , 2014. Disponível em: <<http://stacks.iop.org/1742-6596/524/i=1/a=012062?key=crossref.5dd81b8b40151443b3f42661c17fb102>>.

HAND, M. Maureen; BALAS, Mark J. Systematic Controller Design Methodology for Variable-speed Wind Turbines. **Wind Engineering** v. 24, n. 3, p. 169–187 , 2009.NREL/TP-500-29415.

HANSEN, Mh; HANSEN, Ad; LARSEN, Tj. **Control design for a pitch-regulated, variable speed wind turbine**. [S.l: s.n.], 2005. 84 p. 1500 v. .8755034098.

HARRIS, Michael *et al*. Advance measurement of gusts by laser anemometry. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics** v. 95, n. 12, p. 1637–1647 , 2007.0167-6105.

HARRIS, Michael; HAND, M; WRIGHT, A. Lidar for Turbine Control. **National Renewable Energy Laboratory** n. January , 2006a.

HARRIS, Michael; HAND, Maureen; WRIGHT, Alan D. Lidar for turbine control. **NREL Technical Report** v. NREL/TP-50, n. January, p. TP–500–39154 , 2006b. Disponível em: <<http://gisceu.net/PDF/U373.pdf>>.

HAU, E; VON RENOUARD, H. **Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics**. [S.l.]: Springer Berlin Heidelberg, 2005. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=tDDGiqtKMC>>. .9783540292845.

HENRIKSEN, L.C.; HANSEN, M.H.; POULSEN, N.K. Wind turbine control with constraint handling: a model predictive control approach. **IET Control Theory & Applications** v. 6, n. 11, p. 1722 , 2012.

HENRIKSEN, Lars Christian. Model Predictive Control of a Wind Turbine. **Mathematical Modelling** n. January, p. 1–7 , 2007. Disponível em: <http://www2.imm.dtu.dk/pubdb/views/edoc_download.php/5256/pdf/imm5256.pdf>.

HILLOOWALA, R. M.; SHARAF, A. M. Utility interactive wind energy conversion scheme with an asynchronous DC link using a supplementary control loop. **IEEE Transactions on Energy Conversion** v. 9, n. 3, p. 558–563 , 1994.

HONG, C-M; CHENG, F-S; CHEN, C-H. Optimal control for variable-speed wind generation systems using General Regression Neural Network. **Int J Electr Power Energy Syst** v. 60, p. 14–23 , 2014.

HUANG, Can; LI, Fangxing; JIN, Zhiqiang. Maximum Power Point Tracking Strategy for Large-Scale Wind Generation Systems Considering Wind Turbine Dynamics. **IEEE Transactions on Industrial Electronics** v. 62, n. 4, p. 2530–2539 , 2015.

HULSKAMP, A W *et al*. Design of a scaled wind turbine with a smart rotor for dynamic load control experiments. **Wind Energy** v. 14, n. 3, p. 339–354 , 1 abr. 2011. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1002/we.424>>.

JAFARNEJADSANI, Hamidreza; PIEPER, Jeff; EHLERS, Julian. Adaptive control of a variable-speed variable-pitch wind turbine using radial-basis function neural network. **IEEE Transactions on Control Systems Technology** v. 21, n. 6, p. 2264–2272 , 2013.978-1-4673-2080-1.

JAIN, Achin *et al.* On the design and tuning of linear model predictive control for wind turbines. **Renewable Energy** v. 80, p. 664–673 , 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.02.057>>.

JASSMANN, U *et al.* Model predictive control of a wind turbine modelled in Simpack. **Journal of Physics: Conference Series** v. 524, p. 012047 , 2014. Disponível em: <<http://stacks.iop.org/1742-6596/524/i=1/a=012047?key=crossref.bf2cdbfaf88b6e4eaf3cfaf6dc302769>>.

JELAVIĆ, Mate; PETROVIĆ, Vlaho; PERIC, Nedjeljko. Estimation based Individual Pitch Control of Wind Turbine. **Automatika** v. 51, n. 2, p. 181–192 , 2010.

JENA, Debashisha; RAJENDRAN, Saravanakumar. A review of estimation of effective wind speed based control of wind turbines. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 43, p. 1046–1062 , 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.11.088>>.

JOHNSON, Kathryn. Mechatronics Special issue on ““ Past , present and future modeling and control of wind turbines ’.” v. 21, p. 4158 , 2011.

JOHNSON, Kathryn *et al.* Special issue on “Past, present and future modeling and control of wind turbines”. **Mechatronics** v. 21, n. 4, p. 633 , 2011.

JOHNSON, Kathryn E. Adaptive Torque Control of Variable Speed Wind Turbines. n. August , 2008.NREL/TP-500-36265.

JOHNSON, Kathryn E. Control of Wind Turbines. **IEEE Control Systems Magazine** n. April , 2011.

JOHNSON, Kathryn E. *et al.* Control of variable-speed wind turbines: Standard and adaptive techniques for maximizing energy capture. **IEEE Control Systems Magazine** v. 26, n. 3, p. 70–81 , 2006.0272-1708.

JOHNSON, Scott J *et al.* An overview of active load control techniques for wind turbines with an emphasis on microtabs. **Wind Energy** v. 13, n. 2-3, p. 239–253 , 1 mar. 2010. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1002/we.356>>.

JONKMAN, J M. Influence of Control on the Pitch Damping of a Floating Wind Turbine. **Contract** n. March, p. 1–15 , 2008. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/fy08osti/42589.pdf>>.9781563479373.

JONKMAN, Jason M; JR, Marshall L Buhl. FAST User ’ s Guide. , 2005.

JONKMAN, Jm *et al.* Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development. **Contract** n. February, p. 1–75 , 2009. Disponível em: <http://tethys-development.pnnl.gov/sites/default/files/publications/Jonkman_et_al_2009.pdf>.9781234110574.

JUKES, Timothy N. Smart control of a horizontal axis wind turbine using dielectric barrier discharge plasma actuators. **Renewable Energy** v. 80, p. 644–654 , 2015. Disponível em:

<<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.02.047>>.

KALOGIROU, Soteris A. Artificial neural networks in renewable energy systems applications: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 5, n. 4, p. 373–401, dez. 2001. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032101000065>>.

KAZMI, S.M. Raza *et al.* Review and critical analysis of the research papers published till date on maximum power point tracking in wind energy conversion system. **Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2010 IEEE** v. 1, p. 4075–4082, 2010.978-1-4244-5286-6.

KIM, Kyung-hyun *et al.* Maximum Output Power Tracking Control in Variable-Speed Wind Turbine Systems Considering Rotor Inertial Power. **IEEE Transactions on Industrial Electronics** v. 60, n. 8, p. 3207–3217, 2013.

KOERBER, Arne; KING, Rudibert. Combined Feedback – Feedforward Control of Wind Turbines Using State-Constrained Model Predictive Control. v. 21, n. 4, 2013.

KOTA, S. Variable geometry airfoils and active flow control. 2008, Albuquerque, USA: [s.n.], 2008.

KRAGH, Ka; HANSEN, Mh. Model Predictive Individual Pitch Control Based on Local Inflow Measurements. **7th PhD Seminar on Wind Energy in Europe** p. 3–6, 2010. Disponível em:

<http://proceedings.ewea.org/ewec2010/allfiles2/108_EWEC2010presentation.pdf>
<<http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Model+Predictive+Individual+Pitch+Control+Based+on+Local+Inflow+Measurements#0>>.

KUMAR, Avishek; STOL, Karl. Scheduled Model Predictive Control of a wind Turbine doi:10.2514/6.2009-481. **47th AIAA Aerospace Sciences Meeting including The New Horizons Forum and Aerospace Exposition**. Aerospace Sciences Meetings. [S.l.]: American Institute of Aeronautics and Astronautics, 2009. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.2514/6.2009-481>>.

KUO, Benjamin S. **AUTOMATIC CONTROL SYSTEMS, 8TH ED (With CD)**. [S.l.]: Wiley India Pvt. Limited, 2007. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=_txWwGvjeE8C>. .9788126513710.

KUSIAK, Andrew; LI, Wenyan; SONG, Zhe. Dynamic control of wind turbines. **Renewable Energy** v. 35, n. 2, p. 456–463, 2010. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2009.05.022>>.0960-1481.

KYAW, Min Min; RAMACHANDARAMURTHY, V. K. Fault ride through and voltage regulation for grid connected wind turbine. **Renewable Energy** v. 36, n. 1, p. 206–215, 2011. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2010.06.022>>.

LAKS, Jason; PAO, Lucy; SIMLEY, Eric; *et al.* Model Predictive Control Using Preview Measurements From LIDAR doi:10.2514/6.2011-813. **49th AIAA Aerospace Sciences Meeting including the New Horizons Forum and Aerospace Exposition**. Aerospace Sciences Meetings. [S.l.]: American Institute of Aeronautics and Astronautics, 2011. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.2514/6.2011-813>>.

LAKS, Jason; PAO, Lucy; WRIGHT, Alan; *et al.* The use of preview wind measurements for

blade pitch control. **Mechatronics** v. 21, n. 4, p. 668–681 , 2011. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.mechatronics.2011.02.003>>.0957-4158.

LAKS, Jason H; PAO, Lucy Y; WRIGHT, Alan D. Control of Wind Turbines : Past , Present , and Future. , [S.d.].

LARSEN, AJ; MOGENSEN, TS. **Individuel pitchregulering af vindmølle**. Tech. Uni of Denmark, 2006.

LEITHEAD, W E. Dependence of performance of variable speed wind turbines on the turbulence , dynamics and control. **IEE Proceedings-C** v. 137, n. 6, p. 9–11 , 1990.

LEITHEAD, William E; DOMINGUEZ, Sergio; EEE, Cerpd. Coordinated Control Design for Wind Turbine Control Systems. **Proceedings of the EWEC** , 2006.

LI, Hui *et al.* Development of a Unified Design, Test, and Research Platform for Wind Energy Systems Based on Hardware-in-the-Loop Real-Time Simulation. **IEEE Transactions on Industrial Electronics** v. 53, n. 4, p. 1144–1151 , 2006. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=1667912&isnumber=34916>.0278-0046.

LI, Peng *et al.* Control and Monitoring for Grid-Friendly Wind Turbines : Research Overview and Suggested Approach. **IEEE Transactions on Power Electronics** v. 30, n. 4, p. 1979–1986 , 2015.

LICARI, John; UGALDE-LOO, Ce. Damping of torsional vibrations in a variable-speed wind turbine. **IEEE Transactions on Energy Conversion** v. 28, n. 1, p. 172–180 , 2013. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6361459>.

LIN, Whei-min; HONG, Chih-ming. Intelligent approach to maximum power point tracking control strategy for variable-speed wind turbine generation system. **EGY** v. 35, n. 6, p. 2440–2447 , 2010. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2010.02.033>>.

LINDEBERG, Eivind. **Optimal Control of Floating Offshore Wind Turbines**. 2009.

LISERRE, Marco *et al.* Overview of multi-MW wind turbines and wind parks. **IEEE Transactions on Industrial Electronics** Já citei em MPPT, v. 58, n. 4, p. 1081–1095 , 2011.0278-0046.

LUO, N; VIDAL, Y; ACHO, L. **Wind Turbine Control and Monitoring**. [S.l.]: Springer International Publishing, 2014. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=2rBkBAAQBAJ>>. (Advances in Industrial Control). .9783319084138.

LUZAR, Marcel; WITCZAK, Marcin. Robust MPC for a non-linear system – a neural network approach. **Journal of Physics: Conference Series** v. 570, n. 3, p. 032002 , 2014. Disponível em: <<http://stacks.iop.org/1742-6596/570/i=3/a=032002?key=crossref.e3d97acee69f364de30d82620c609df7>>.

MALDONADO, Victor *et al.* Active Enhancement of Wind Turbine Blades Performance doi:10.2514/6.2008-1311. **46th AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit**. Aerospace Sciences Meetings. [S.l.]: American Institute of Aeronautics and Astronautics, 2008. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.2514/6.2008-1311>>.

MANONMANI, N; KAUSALYADEV, P. A Review of Maximum Power Extraction Techniques For Wind Energy Conversion Systems. **International Journal of Innovative Science, Engineering & Technology** v. 1, n. 6, p. 597–604 , 2014.

MAZENC, F *et al.* Robust MPC Tower Damping for Variable Speed Wind Turbines. **IEEE Transactions on Control Systems Technology** v. 23, n. 1, p. 290–296 , 2015.

MILLER, L Scott. Experimental Investigation of Aerodynamic devices for Wind Turbine Rotational Speed Control : Phase II. n. February , 1996.

MO, J. Tools for intelligent control: fuzzy controllers, neural networks and genetic algorithms. **Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences** v. 361, p. 1781–1808 , 2003.

MULJADI, Eduard. Pitch-controlled variable-speed wind turbine generation. **IEEE Transactions on Industry Applications** v. 37, n. 1, p. 240–246 , 2001.0-7803-5589-X.

MUNTEANU, Iulian *et al.* Energy-Reliability Optimization of Wind Energy Conversion Systems by Sliding Mode Control. **IEEE Transactions on Energy Conversion** v. 23, n. 3, p. 975–985 , 2008.

NAKAFUJI, D T Yen *et al.* Active Load Control for Airfoils using Microtabs. **Journal of Solar Energy Engineering** 10.1115/1.1410110, v. 123, n. 4, p. 282–289 , 1 jul. 2001. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1115/1.1410110>>.

NAMIK, H; STOL, K. Individual blade pitch control of floating offshore wind turbines. **Wind Energy** v. 13, n. 1, p. 74–85 , 1 jan. 2010. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1002/we.332>>.

NAMIK, H.; STOL, K. Performance analysis of individual blade pitch control of offshore wind turbines on two floating platforms. **Mechatronics** v. 21, n. 4, p. 691–703 , 2011. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.mechatronics.2010.12.003>>.

NAMIK, Hazim; STOL, Karl. Individual blade pitch control of a spar-buoy floating wind turbine. **IEEE Transactions on Control Systems Technology** v. 22, n. 1, p. 214–223 , 2014.9789881563842.

NASIRI, M.; MILIMONFARED, J.; FATHI, S. H. Modeling, analysis and comparison of TSR and OTC methods for MPPT and power smoothing in permanent magnet synchronous generator-based wind turbines. **Energy Conversion and Management** v. 86, p. 892–900 , 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2014.06.055>>.2164543351.

NAVALKAR, S. T. *et al.* Subspace predictive repetitive control to mitigate periodic loads on large scale wind turbines. **Mechatronics** v. 24, n. 8, p. 916–925 , 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.mechatronics.2014.01.005>>.

NELSON, Robert *et al.* A Smart Wind Turbine Blade Using Distributed Plasma Actuators for Improved Performance doi:10.2514/6.2008-1312. **46th AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit**. Aerospace Sciences Meetings. [S.l.]: American Institute of Aeronautics and Astronautics, 2008. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.2514/6.2008-1312>>.

NISE, N S. **Control Systems Engineering, 7th Edition**. [S.l.]: Wiley, 2015. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=BwTYBgAAQBAJ>>. .9781118800829.

NOVAK, P. *et al.* Modeling and control of variable-speed wind-turbine drive-system dynamics. **IEEE Control Systems Magazine** v. 15, n. 4, p. 28–38 , 1995.0272-1708.

OGATA, K. **Modern Control Engineering**. [S.l.]: Prentice Hall, 2010. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=Wu5GpNAelzkC>>. (Instrumentation and controls series). .9780136156734.

OUDAH, Ali; I.MOHD, Izzeldin; HAMEED, A. Wind Turbines Control: Features and Trends. **Modern Applied Science** Uma review que tem uma seção de frequency stability. Bom., v. 8, n. 6, p. 272–295 , 2014. Disponível em: <<http://www.ccsenet.org/journal/index.php/mas/article/view/39405>>.

OZDEMIR, Ahmet Arda; SEILER, Peter J; BALAS, Gary J. Mechatronics Performance of disturbance augmented control design in turbulent wind conditions. **Mechatronics** v. 21, n. 4, p. 634–644 , 2011. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.mechatronics.2011.01.008>>.

PATSIOS, C. *et al.* A comparison of maximum-power-point tracking control techniques for low-power variable-speed wind generators. **2009 8th International Symposium on Advanced Electromechanical Motion Systems and Electric Drives Joint Symposium, ELECTROMOTION 2009** n. July, p. 1–3 , 2009.9781424451524.

PETROVIĆ, Vlaho; JELAVIĆ, Mate; BAOTIĆ, Mato. Advanced control algorithms for reduction of wind turbine structural loads. **Renewable Energy** v. 76, p. 418–431 , 2015.

PLUMLEY, C *et al.* Comparison of individual pitch and smart rotor control strategies for load reduction. **Journal of Physics: Conference Series** v. 524, p. 012054 , 2014. Disponível em: <<http://stacks.iop.org/1742-6596/524/i=1/a=012054?key=crossref.aef1b20fff51552e3743076e267fb2d1>>.

PLUMLEY, C E *et al.* Supplementing wind turbine pitch control with a trailing edge flap smart rotor. [S.d.], [S.l: s.n.], [S.d.]. p.1–6.

PLUMLEY, C.E. *et al.* Supplementing wind turbine pitch control with a trailing edge flap smart rotor. **3rd Renewable Power Generation Conference (RPG 2014)** p. 8.34–8.34 , 2014. Disponível em: <<http://digital-library.theiet.org/content/conferences/10.1049/cp.2014.0919>>.978-1-84919-917-9.

POULTANGARI, Iman; SHAHNAZI, Reza; SHEIKHAN, Mansour. RBF neural network based PI pitch controller for a class of 5-MW wind turbines using particle swarm optimization algorithm. **ISA Transactions** v. 51, n. 5, p. 641–648 , 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.isatra.2012.06.001>>.

QUANDT, Gene; MIGLIORE, Paul. Wind Turbine Trailing-Edge Aerodynamic Brake Design. n. January , 1996.

RAACH, Steffen *et al.* Nonlinear Model Predictive Control of Floating Wind Turbines with Individual Pitch Control. p. 4434–4439 , 2014.9781479932740.

RAO, S S. **Mechanical Vibrations**. [S.l.]: Pearson Education, Limited, 2016. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=t6gHswEACAAJ>>. .9780134361307.

RAZA KAZMI, S M *et al.* A Novel Algorithm for Fast and Efficient Speed-Sensorless Maximum Power Point Tracking in Wind Energy Conversion Systems. **Industrial Electronics, IEEE Transactions on** v. 58, n. 1, p. 29–36 , 2011.0278-0046 VO - 58.

RETTENMEIER, Andreas *et al.* Prospects of Optimization of Energy Production by LIDAR Assisted Control of Wind Turbines. 2011, [S.l.: s.n.], 2011. p.1–10.

ROCHA, Ronilson. A sensorless control for a variable speed wind turbine operating at partial load. **Renewable Energy** v. 36, n. 1, p. 132–141 , 2011. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2010.06.008>>.

SAAD, Naggar H; SATTAR, Ahmed A; MANSOUR, Abd El-aziz M. Low voltage ride through of doubly-fed induction generator connected to the grid using sliding mode control strategy. **Renewable Energy** v. 80, p. 583–594 , 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.02.054>>.

SAQIB, Muhammad a; SALEEM, Ali Z. Power-quality issues and the need for reactive-power compensation in the grid integration of wind power. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 43, p. 51–64 , 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.11.035>>.

SARAVANAKUMAR, R; JENA, Debashisha. Validation of an integral sliding mode control for optimal control of a three blade variable speed variable pitch wind turbine. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems** v. 69, p. 421–429 , 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.01.031>>.

SCHLIPF, D; SCHLIPF, DJ; KÜHN, M. Nonlinear model predictive control of wind turbines using LIDAR. **Wind Energy** v. 16, n. 7, p. 1107–1129 , 2013a.

SCHLIPF, D; SCHLIPF, DJ; KÜHN, M. Nonlinear model predictive control of wind turbines using LIDAR. **Wind Energy** v. 16, n. 7, p. 1107–29 , 2013b.

SCHLIPF, David *et al.* Field Testing of Feedforward Collective Pitch Control on the CART2 Using a Nacelle-Based Lidar Scanner. **Journal of Physics: Conference Series** v. 555, p. 012090 , 2014. Disponível em: <<http://stacks.iop.org/1742-6596/555/i=1/a=012090?key=crossref.31b710eca91078489eeada3b048cb2bb>>.

SCHLIPF, David *et al.* Look-Ahead Cyclic Pitch Control Using LIDAR 2 Modeling of Wind Disturbance and Turbine. p. 1–7 , 2010.

SEDIGHIZADEH, M; REZAZADEH, A. Self tuning control of wind turbine using neural network identifier. **Elect Eng** v. 90, p. 479–491 , 2008.

SHAN, Martin; ADEL, Steffen. Field Testing and Practical Aspects of Load Reducing Pitch Control Systems for a 5 MW Offshore Wind Turbine. , [S.d.].

SHEIKHAN, M; SHAHNAZI, R; YOUSEFI, AN. An optimal fuzzy PI controller to capture the maximum power. **Neural Comput & Applic** v. 23, p. 1359–1368 , 2013.

SIEROS, G *et al.* Upscaling wind turbines: theoretical and practical aspects and their impact on the cost of energy. **Wind Energy** v. 15, n. 1, p. 3–17 , 1 jan. 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1002/we.527>>.

SIMANI, Silvio; CASTALDI, Paolo. Control Engineering Practice Data-driven and adaptive control applications to a wind turbine benchmark model. **Control Engineering Practice** v. 21, n. 12, p. 1678–1693 , 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.conengprac.2013.08.009>>.

SIMLEY, E. *et al.* Investigation of the Impact of the Upstream Induction Zone on LIDAR Measurement Accuracy for Wind Turbine Control Applications using Large-Eddy Simulation. **Journal of Physics: Conference Series** v. 524, p. 012003, 2014. Disponível em: <<http://stacks.iop.org/1742-6596/524/i=1/a=012003?key=crossref.6c20c7f8ae4cde81cb1d178fa843a9bd>>.

SIMOES, M G; BOSE, B K; SPIEGEL, R J. Fuzzy logic based intelligent control of a variable speed cage machine wind generation system. **IEEE Transactions on Power Electronics** v. 12, n. 1, p. 87–95, 1997.0885-8993.

SKOGESTAD, S; POSTLETHWAITE, I. **Multivariable Feedback Control: Analysis and Design**. [S.l.]: Wiley, 2005. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=3dxSAAAAMAAJ>>. .9780470011676.

SLOTH, Christoffer; ESBENSEN, Thomas; STOUSTRUP, Jakob. Robust and fault-tolerant linear parameter-varying control of wind turbines. **Mechatronics** v. 21, n. 4, p. 645–659, 2011. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.mechatronics.2011.02.001>>.09574158.

SMIT, Jeroen *et al.* Sizing and control of trailing edge flaps on a smart rotor for maximum power generation in low fatigue wind regimes. **Wind Energy** p. n/a–n/a, 1 abr. 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1002/we.1853>>.

SØRENSEN. Pe; HANSEN. Ad; IOV. Florin. **Wind farm models and control strategies. Riso-R-146 Report** [S.l.: s.n.], 2005. Disponível em: <<http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Wind+farm+models+and+control+strategies#0>>.8755033229.

SPENCER, Martin D *et al.* Model predictive control of a wind turbine using short-term wind field predictions. **Wind Energy** v. 16, n. 3, p. 417–434, 1 abr. 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1002/we.1501>>.

STOL, Karl a. Disturbance Tracking Control and Blade Load Mitigation for Variable-Speed Wind Turbines. **Journal of Solar Energy Engineering** v. 125, n. 4, p. 396, 2003.

SUGANYA, P; RENGARAJAN, N. Enhanced control of variable speed DFIG wind turbine using fuzzy logic controller. **Journal of Intelligent & Fuzzy Systems** v. 26, p. 2861–2872, 2014.

TAN, Kelvin; ISLAM, Syed. Optimum control strategies in energy conversion of PMSG wind turbine system without mechanical sensors. **IEEE Transactions on Energy Conversion** v. 19, n. 2, p. 392–399, 2004.0885-8969.

TUTTY, Owen *et al.* Iterative learning control for improved aerodynamic load performance of wind turbines with smart rotors. **IEEE Transactions on Control Systems Technology** v. 22, n. 3, p. 967–979, 2014.1063-6536.

VAN DAM. C P; BERG. Dale E; JOHNSON. Scott J. **Active load control techniques for wind turbines SANDIA Report SAND2008-4809**. [S.l.: s.n.], 2008. Disponível em: <<http://www.osti.gov/energycitations/servlets/purl/943932-6kOYIJ>>.SAND2008-4809; TRN: US200902%%565 United States10.2172/943932TRN: US200902%%565Mon Feb 02 07:22:03 EST 2009SNL; RN09004206English.

VAN SOLINGEN, E. *et al.* Field testing of linear individual pitch control on the two-bladed controls advanced research turbine. **Wind Energy** p. n/a–n/a, 17 abr. 2015. Disponível em:

<<http://doi.wiley.com/10.1002/we.1841>>. Acesso em: 27 jun. 2015.

VAN, Tan Luong *et al.* Advanced Pitch Angle Control Based on Fuzzy Logic for Variable-Speed Wind Turbine Systems. **IEEE Transactions on Energy Cone** v. 30, n. 2, p. 578–587, 2015.

VAN WINGERDEN, J W *et al.* On the proof of concept of a “Smart” wind turbine rotor blade for load alleviation. **Wind Energy** v. 11, n. 3, p. 265–280, 1 maio 2008. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1002/we.264>>.

VENKATESH, G. C.; KULKARNI, S. V. Energy yield of passive stall regulated fixed speed wind turbine with optimal rotor speed. **Electric Power Systems Research** v. 76, n. 12, p. 1019–1026, 2006.

VIVEIROS, C. *et al.* Performance assessment of a wind energy conversion system using a hierarchical controller structure. **Energy Conversion and Management** v. 93, p. 40–48, 2015. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890415000060>>.

VLAD, Ciprian *et al.* Output power maximization of low-power wind energy conversion systems revisited: Possible control solutions. **Energy Conversion and Management** v. 51, n. 2, p. 305–310, 2010.0196-8904.

VRIES, H De; WEIDE, E T a Van Der; HOEIJMAKERS, H W M. Synthetic jet actuation for load control. **Journal of Physics: Conference Series** v. 555, p. 012026, 2014. Disponível em: <<http://stacks.iop.org/1742-6596/555/i=1/a=012026?key=crossref.368755583938b5412ebbee244bae3bf0>>.

WANG, Chen; WEISS, George. Stability analysis of the drive-train of a wind turbine with quadratic torque control. **International Journal of Robust and Nonlinear Control** v. 19, n. 17, p. 1886–1895, 25 nov. 2009. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1002/rnc.1410>>.

WANG, L. **Model Predictive Control System Design and Implementation Using MATLAB®**. [S.l.]: Springer, 2009. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=PphumLcKPi4C>>. (Advances in Industrial Control). .9781848823303.

WANG, Liuping *et al.* Switched linear model predictive controllers for periodic exogenous signals. **International Journal of Control** doi: 10.1080/00207170903460501, v. 83, n. 4, p. 848–861, 16 mar. 2010. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1080/00207170903460501>>.

WANG, Na. **Lidar-assisted feedforward and feedback control design for wind turbine tower load mitigation and power capture enhancement**. 2013.

WANG, Na *et al.* LIDAR-assisted preview controllers design for a MW-scale commercial wind turbine model. **Proceedings of the IEEE Conference on Decision and Control** p. 1678–1683, 2013.9781467357173.

WANG, Na *et al.* Lidar-Assisted Wind Turbine Feedforward Torque Controller Design Below Rated. **Proceedings of the American Control Conference** p. 3728–3733, 2014.9781479932740.

WANG, Na; JOHNSON, Kathryn E; WRIGHT, Alan D. Comparison of Strategies for Enhancing Energy Capture and Reducing Loads Using LIDAR and Feedforward Control. **IEEE Transactions on Control Systems Technology** v. 21, n. 4, p. 1129–1142, 2013.

- WANG, Na; JOHNSON, Kathryn E.; WRIGHT, Alan D. FX-RLS-based feedforward control for LIDAR-enabled wind turbine load mitigation. **IEEE Transactions on Control Systems Technology** v. 20, n. 5, p. 1212–1222 , 2012.1063-6536.
- WILSON, David G *et al.* Combined Individual Pitch Control and Active Aerodynamic Load Controller Investigation for the 5MW UpWind Turbine. 2009, Chicago: [s.n.], 2009. p.1–12.
- WINGERDEN, Jan-Willem Van *et al.* Two-Degree-of-Freedom Active Vibration Control of a Prototyped Smart Rotor. **IEEE Transactions on Control Systems Technology** v. 19, n. 2, p. 284–296 , 2011.
- WRIGHT, A D; FINGERSH, L J. Designing and Testing Controls to Mitigate Tower Dynamic Loads in the Controls Advanced Research Turbine Preprint. , 2007.
- WRIGHT, Alan D. Designing and Testing Controls to Mitigate Dynamic Loads in the Controls Advanced Research Turbine. **Renewable Energy** n. January, p. 1–18 , 2008.
- WRIGHT, Alan D.; FINGERSH, L; BALAS, M. Testing state-space controls for the controls advanced research turbine. **ASME Journal of Solar Energy Engineering** v. 128, n. 4, p. 506–515 , 2006.
- YAOQIN, Jia Yaoqin Jia; ZHONGQING, Yang Zhongqing Yang; BINGGANG, Cao Binggang Cao. A new maximum power point tracking control scheme for wind generation. **Proceedings. International Conference on Power System Technology** v. 1, p. 144–148 , 2002.0-7803-7459-2.
- YILMAZ, Ahmet Serdar; ÖZER, Zafer. Pitch angle control in wind turbines above the rated wind speed by multi-layer perceptron and radial basis function neural networks. **Expert Systems with Applications** v. 36, n. 6, p. 9767–9775 , 2009. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.eswa.2009.02.014>>.0957-4174.
- YINGCHENG, Xue; NENGLING, Tai. Review of contribution to frequency control through variable speed wind turbine. **Renewable Energy** v. 36, n. 6, p. 1671–1677 , 2011. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2010.11.009>>.
- YOUNG, K. David; UTKIN, Vadim I.; ÖZGÜNER, Ümit. A control engineer's guide to sliding mode control. **IEEE Transactions on Control Systems Technology** v. 7, n. 3, p. 328–342 , 1999.0-7803-3718-2.
- YU ZOU; ELBULUK, Malik E.; SOZER, Yilmaz. Stability Analysis of Maximum Power Point Tracking (MPPT) Method in Wind Power Systems. **IEEE Transactions on Industry Applications** v. 49, n. 3, p. 1129–1136 , 2013.
- ZHANG, Mingming; TAN, Bin; XU, Jianzhong. Parameter study of sizing and placement of deformable trailing edge flap on blade fatigue load reduction. **Renewable Energy** v. 77, p. 217–226 , 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.12.022>>.
- ZHANG, Mingming; YU, Wei; XU, Jianzhong. Aerodynamic physics of smart load control for wind turbine due to extreme wind shear. **Renewable Energy** v. 70, p. 204–210 , 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2013.12.046>>.
- ZHU, Ying *et al.* A novel maximum power point tracking control for permanent magnet direct drive wind energy conversion systems. **Energies** v. 5, n. 5, p. 1398–1412 , 2012.

APÊNDICE A

EXEMPLOS DE ARQUIVOS DE ENTRADA DO “FAST”

Arquivo de entrada primário, sistema de controle padrão (Cap.6)

```

-----
----- FAST INPUT FILE -----
NREL 5.0 MW Baseline Wind Turbine for Use in Offshore Analysis.

Properties from Dutch Offshore Wind Energy Converter (DOWEC) 6MW Pre-Design
(10046_009.pdf) and REpower 5M 5MW (5m_uk.pdf); Compatible with FAST v7.02.

----- SIMULATION CONTROL -----
False      Echo      - Echo input data to "echo.out" (flag)

1          ADAMSPrep  - ADAMS preprocessor mode {1: Run FAST, 2: use FAST as a
preprocessor to create an ADAMS model, 3: do both} (switch)

1          AnalMode   - Analysis mode {1: Run a time-marching simulation, 2: create a
periodic linearized model} (switch)

3          NumBl      - Number of blades (-)

800.0      TMax       - Total run time (s)

0.0125     DT         - Integration time step (s)

----- TURBINE CONTROL -----

0          YCMode     - Yaw control mode {0: none, 1: user-defined from routine
UserYawCont, 2: user-defined from Simulink/Labview} (switch)

9999.9     TYCON      - Time to enable active yaw control (s) [unused when YCMode=0]

2          PCMode     - Pitch control mode {0: none, 1: user-defined from routine PitchCntrl, 2:
user-defined from Simulink/Labview} (switch)

0.0        TPCON      - Time to enable active pitch control (s) [unused when PCMode=0]

1          VSContrl   - Variable-speed control mode {0: none, 1: simple VS, 2: user-defined
from routine UserVSCont, 3: user-defined from Simulink/Labview} (switch)

9999e-9     VS_RtGnSp  - Rated generator speed for simple variable-speed generator control
(HSS side) (rpm) [used only when VSContrl=1]

43093.55    VS_RtTq    - Rated generator torque/constant generator torque in Region 3 for
simple variable-speed generator control (HSS side) (N-m) [used only when VSContrl=1]

9999e-9     VS_Rgn2K   - Generator torque constant in Region 2 for simple variable-speed
generator control (HSS side) (N-m/rpm^2) [used only when VSContrl=1]

9999e-9     VS_SlPc    - Rated generator slip percentage in Region 2 1/2 for simple
variable-speed generator control (%) [used only when VSContrl=1]

```

2 GenModel - Generator model {1: simple, 2: Thevenin, 3: user-defined from routine UserGen} (switch) [used only when VSContrl=0]

True GenTiStr - Method to start the generator {T: timed using TimGenOn, F: generator speed using SpdGenOn} (flag)

True GenTiStp - Method to stop the generator {T: timed using TimGenOf, F: when generator power = 0} (flag)

9999.9 SpdGenOn - Generator speed to turn on the generator for a startup (HSS speed) (rpm) [used only when GenTiStr=False]

0.0 TimGenOn - Time to turn on the generator for a startup (s) [used only when GenTiStr=True]

9999.9 TimGenOf - Time to turn off the generator (s) [used only when GenTiStp=True]

1 HSSBrMode - HSS brake model {1: simple, 2: user-defined from routine UserHSSBr, 3: user-defined from Labview} (switch)

9999.9 THSSBrDp - Time to initiate deployment of the HSS brake (s)

9999.9 TiDynBrk - Time to initiate deployment of the dynamic generator brake [CURRENTLY IGNORED] (s)

9999.9 TTPBrDp(1) - Time to initiate deployment of tip brake 1 (s)

9999.9 TTPBrDp(2) - Time to initiate deployment of tip brake 2 (s)

9999.9 TTPBrDp(3) - Time to initiate deployment of tip brake 3 (s) [unused for 2 blades]

9999.9 TBDepISp(1) - Deployment-initiation speed for the tip brake on blade 1 (rpm)

9999.9 TBDepISp(2) - Deployment-initiation speed for the tip brake on blade 2 (rpm)

9999.9 TBDepISp(3) - Deployment-initiation speed for the tip brake on blade 3 (rpm) [unused for 2 blades]

9999.9 TYawManS - Time to start override yaw maneuver and end standard yaw control (s)

9999.9 TYawManE - Time at which override yaw maneuver reaches final yaw angle (s)

0.0 NacYawF - Final yaw angle for yaw maneuvers (degrees)

9999.9 TPitManS(1) - Time to start override pitch maneuver for blade 1 and end standard pitch control (s)

9999.9 TPitManS(2) - Time to start override pitch maneuver for blade 2 and end standard pitch control (s)

9999.9 TPitManS(3) - Time to start override pitch maneuver for blade 3 and end standard pitch control (s) [unused for 2 blades]

9999.9 TPitManE(1) - Time at which override pitch maneuver for blade 1 reaches final pitch (s)

9999.9 TPitManE(2) - Time at which override pitch maneuver for blade 2 reaches final pitch (s)

9999.9 TPitManE(3) - Time at which override pitch maneuver for blade 3 reaches final pitch (s) [unused for 2 blades]

12.06 BLPitch(1) - Blade 1 initial pitch (degrees)

12.06 BLPitch(2) - Blade 2 initial pitch (degrees)

12.06 BLPitch(3) - Blade 3 initial pitch (degrees) [unused for 2 blades]

0.0 BLPitchF(1) - Blade 1 final pitch for pitch maneuvers (degrees)

0.0 BLPitchF(2) - Blade 2 final pitch for pitch maneuvers (degrees)

0.0 BLPitchF(3) - Blade 3 final pitch for pitch maneuvers (degrees) [unused for 2 blades]

----- ENVIRONMENTAL CONDITIONS -----

9.80665 Gravity - Gravitational acceleration (m/s²)

----- FEATURE FLAGS -----

True FlapDOF1 - First flapwise blade mode DOF (flag)

True FlapDOF2 - Second flapwise blade mode DOF (flag)

True EdgeDOF - First edgewise blade mode DOF (flag)

False TeetDOF - Rotor-teeter DOF (flag) [unused for 3 blades]

True DrTrDOF - Drivetrain rotational-flexibility DOF (flag)

True GenDOF - Generator DOF (flag)

False YawDOF - Yaw DOF (flag)

True TwFADOF1 - First fore-aft tower bending-mode DOF (flag)

True TwFADOF2 - Second fore-aft tower bending-mode DOF (flag)

True TwSSDOF1 - First side-to-side tower bending-mode DOF (flag)

True TwSSDOF2 - Second side-to-side tower bending-mode DOF (flag)

True CompAero - Compute aerodynamic forces (flag)

False CompNoise - Compute aerodynamic noise (flag)

----- INITIAL CONDITIONS -----

0.0 OoPDefl - Initial out-of-plane blade-tip displacement (meters)

0.0 IPDefl - Initial in-plane blade-tip deflection (meters)

0.0 TeetDefl - Initial or fixed teeter angle (degrees) [unused for 3 blades]

0.0 Azimuth - Initial azimuth angle for blade 1 (degrees)

- 12.1 RotSpeed - Initial or fixed rotor speed (rpm)
- 0.0 NacYaw - Initial or fixed nacelle-yaw angle (degrees)
- 0.0 TTDspFA - Initial fore-aft tower-top displacement (meters)
- 0.0 TTDspSS - Initial side-to-side tower-top displacement (meters)

----- TURBINE CONFIGURATION -----

- 63.0 TipRad - The distance from the rotor apex to the blade tip (meters)
- 1.5 HubRad - The distance from the rotor apex to the blade root (meters)
- 1 PSpnElN - Number of the innermost blade element which is still part of the pitchable portion of the blade for partial-span pitch control [1 to BldNodes] [CURRENTLY IGNORED] (-)
- 0.0 UndSling - Undersling length [distance from teeter pin to the rotor apex] (meters) [unused for 3 blades]
- 0.0 HubCM - Distance from rotor apex to hub mass [positive downwind] (meters)
- 5.01910 OverHang - Distance from yaw axis to rotor apex [3 blades] or teeter pin [2 blades] (meters)
- 1.9 NacCMxn - Downwind distance from the tower-top to the nacelle CM (meters)
- 0.0 NacCMyn - Lateral distance from the tower-top to the nacelle CM (meters)
- 1.75 NacCMzn - Vertical distance from the tower-top to the nacelle CM (meters)
- 87.6 TowerHt - Height of tower above ground level [onshore] or MSL [offshore] (meters)
- 1.96256 Twr2Shft - Vertical distance from the tower-top to the rotor shaft (meters)
- 0.0 TwrRBHt - Tower rigid base height (meters)
- 5.0 ShftTilt - Rotor shaft tilt angle (degrees)
- 0.0 Delta3 - Delta-3 angle for teetering rotors (degrees) [unused for 3 blades]
- 2.5 PreCone(1) - Blade 1 cone angle (degrees)
- 2.5 PreCone(2) - Blade 2 cone angle (degrees)
- 2.5 PreCone(3) - Blade 3 cone angle (degrees) [unused for 2 blades]
- 0.0 AzimB1Up - Azimuth value to use for I/O when blade 1 points up (degrees)

----- MASS AND INERTIA -----

- 0.0 YawBrMass - Yaw bearing mass (kg)
- 240.00E3 NacMass - Nacelle mass (kg)
- 56.78E3 HubMass - Hub mass (kg)

0.0 TipMass(1) - Tip-brake mass, blade 1 (kg)
 0.0 TipMass(2) - Tip-brake mass, blade 2 (kg)
 0.0 TipMass(3) - Tip-brake mass, blade 3 (kg) [unused for 2 blades]
 2607.89E3 NacYIner - Nacelle inertia about yaw axis (kg m²)
 534.116 GenIner - Generator inertia about HSS (kg m²)
 115.926E3 HubIner - Hub inertia about rotor axis [3 blades] or teeter axis [2 blades] (kg m²)

----- DRIVETRAIN -----

100.0 GBoxEff - Gearbox efficiency (%)
 94.4 GenEff - Generator efficiency [ignored by the Thevenin and user-defined generator models] (%)
 97.0 GBRatio - Gearbox ratio (-)
 False GBRevers - Gearbox reversal {T: if rotor and generator rotate in opposite directions} (flag)
 28.1162E3 HSSBrTqF - Fully deployed HSS-brake torque (N-m)
 0.6 HSSBrDT - Time for HSS-brake to reach full deployment once initiated (sec) [used only when HSSBrMode=1]
 "Dummy" DynBrkFi - File containing a mech-gen-torque vs HSS-speed curve for a dynamic brake [CURRENTLY IGNORED] (quoted string)
 867.637E6 DTTorSpr - Drivetrain torsional spring (N-m/rad)
 6.215e6 DTTorDmp - Drivetrain torsional damper (N-m/(rad/s))

----- SIMPLE INDUCTION GENERATOR -----

9999.9 SIG_SlPc - Rated generator slip percentage (%) [used only when VSContrl=0 and GenModel=1]
 9999.9 SIG_SySp - Synchronous (zero-torque) generator speed (rpm) [used only when VSContrl=0 and GenModel=1]
 9999.9 SIG_RtTq - Rated torque (N-m) [used only when VSContrl=0 and GenModel=1]
 9999.9 SIG_PORT - Pull-out ratio (Tpullout/Trated) (-) [used only when VSContrl=0 and GenModel=1]

----- THEVENIN-EQUIVALENT INDUCTION GENERATOR -----

9999.9 TEC_Freq - Line frequency [50 or 60] (Hz) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]
 9998 TEC_NPol - Number of poles [even integer > 0] (-) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]

9999.9 TEC_SRes - Stator resistance (ohms) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]

9999.9 TEC_RRes - Rotor resistance (ohms) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]

9999.9 TEC_VLL - Line-to-line RMS voltage (volts) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]

9999.9 TEC_SLR - Stator leakage reactance (ohms) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]

9999.9 TEC_RLR - Rotor leakage reactance (ohms) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]

9999.9 TEC_MR - Magnetizing reactance (ohms) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]

----- PLATFORM -----

0 PtfmModel - Platform model {0: none, 1: onshore, 2: fixed bottom offshore, 3: floating offshore} (switch)

"Dummy" PtfmFile - Name of file containing platform properties (quoted string) [unused when PtfmModel=0]

----- TOWER -----

20 TwrNodes - Number of tower nodes used for analysis (-)

"NRELOffshrBsline5MW_Tower_Onshore.dat" TwrFile - Name of file containing tower properties (quoted string)

----- NACELLE-YAW -----

9028.32E6 YawSpr - Nacelle-yaw spring constant (N-m/rad)

19.16E6 YawDamp - Nacelle-yaw damping constant (N-m/(rad/s))

0.0 YawNeut - Neutral yaw position--yaw spring force is zero at this yaw (degrees)

----- FURLING -----

False Furling - Read in additional model properties for *furling* turbine (flag)

"Dummy" FurlFile - Name of file containing *furling* properties (quoted string) [unused when Furling=False]

----- ROTOR-TEETER -----

0 TeetMod - Rotor-teeter spring/damper model {0: none, 1: standard, 2: user-defined from routine UserTeet} (switch) [unused for 3 blades]

0.0 TeetDmpP - Rotor-teeter damper position (degrees) [used only for 2 blades and when TeetMod=1]

0.0 TeetDmp - Rotor-teeter damping constant (N-m/(rad/s)) [used only for 2 blades and when TeetMod=1]

0.0 TeetCDmp - Rotor-teeter rate-independent Coulomb-damping moment (N-m) [used only for 2 blades and when TeetMod=1]

0.0 TeetSSStP - Rotor-teeter soft-stop position (degrees) [used only for 2 blades and when TeetMod=1]

0.0 TeetHStP - Rotor-teeter hard-stop position (degrees) [used only for 2 blades and when TeetMod=1]

0.0 TeetSSSp - Rotor-teeter soft-stop linear-spring constant (N-m/rad) [used only for 2 blades and when TeetMod=1]

0.0 TeetHSSp - Rotor-teeter hard-stop linear-spring constant (N-m/rad) [used only for 2 blades and when TeetMod=1]

----- TIP-BRAKE -----

0.0 TBDrConN - Tip-brake drag constant during normal operation, $C_d \cdot \text{Area}$ (m²)

0.0 TBDrConD - Tip-brake drag constant during fully-deployed operation, $C_d \cdot \text{Area}$ (m²)

0.0 TpBrDT - Time for tip-brake to reach full deployment once released (sec)

----- BLADE -----

"NRELOffshrBslne5MW_Blade.dat" BldFile(1) - Name of file containing properties for blade 1 (quoted string)

"NRELOffshrBslne5MW_Blade.dat" BldFile(2) - Name of file containing properties for blade 2 (quoted string)

"NRELOffshrBslne5MW_Blade.dat" BldFile(3) - Name of file containing properties for blade 3 (quoted string) [unused for 2 blades]

----- AERODYN -----

"NRELOffshrBslne5MW_AeroDyn.ipt" ADFile - Name of file containing AeroDyn input parameters (quoted string)

----- NOISE -----

"Dummy" NoiseFile - Name of file containing aerodynamic noise input parameters (quoted string) [used only when CompNoise=True]

----- ADAMS -----

"NRELOffshrBslne5MW_ADAMSSpecific.dat" ADAMSFile - Name of file containing ADAMS-specific input parameters (quoted string) [unused when ADAMSPrep=1]

----- LINEARIZATION CONTROL -----

"NRELOffshrBslne5MW_Linear.dat" LinFile - Name of file containing FAST linearization parameters (quoted string) [unused when AnalMode=1]

----- OUTPUT -----

True SumPrint - Print summary data to "Sum_5MW.fsm" (flag)

1 OutFileFmt - Format for tabular (time-marching) output file(s) (1: text file [<RootName>.out], 2: binary file [<RootName>.outb], 3: both) (switch)

True TabDelim - Use tab delimiters in text tabular output file? (flag)

"ES10.3E2" OutFmt - Format used for text tabular output (except time). Resulting field should be 10 characters. (quoted string) [not checked for validity!]

0.0 TStart - Time to begin tabular output (s)

1 DecFact - Decimation factor for tabular output {1: output every time step} (-)

1.0 SttsTime - Amount of time between screen status messages (sec)

-3.09528 NcIMUxn - Downwind distance from the tower-top to the nacelle IMU (meters)

0.0 NcIMUyn - Lateral distance from the tower-top to the nacelle IMU (meters)

2.23336 NcIMUzn - Vertical distance from the tower-top to the nacelle IMU (meters)

1.912 ShftGagL - Distance from rotor apex [3 blades] or teeter pin [2 blades] to shaft strain gages [positive for upwind rotors] (meters)

0 NTwGages - Number of tower nodes that have strain gages for output [0 to 9] (-)

TwGagNd - List of tower nodes that have strain gages [1 to TwrNodes] (-) [unused if NTwGages=0]

3 NBlGages - Number of blade nodes that have strain gages for output [0 to 9] (-)

5,9,13 BldGagNd - List of blade nodes that have strain gages [1 to BldNodes] (-) [unused if NBlGages=0]

OutList - The next line(s) contains a list of output parameters. See OutList.txt for a listing of available output channels, (-)

"WindVxi , WindVyi , WindVzi" - Longitudinal, lateral, and vertical wind speeds

"GenPwr , GenTq" - Electrical generator power and torque

"OoPDefl1 , IPDefl1 , TwstDefl1" - Blade 1 out-of-plane and in-plane deflections and tip twist

"BldPitch1" - Blade 1 pitch angle

"Azimuth" - Blade 1 azimuth angle

"RotSpeed , GenSpeed" - Low-speed shaft and high-speed shaft speeds

"LSSGagP, LSSGagV"

"TTDspFA , TTDspSS , TTDspTwst" - Tower fore-aft and side-to-side displacements and top twist

"Spn2MLxb1, Spn2MLyb1" - Blade 1 local edgewise and flapwise bending moments at span station 2 (approx. 50% span)

"RootFxc1 , RootFyc1 , RootFzc1" - Out-of-plane shear, in-plane shear, and axial forces at the root of blade 1

"RootMxc1 , RootMyc1 , RootMzc1" - In-plane bending, out-of-plane bending, and pitching moments at the root of blade 1

"RotTorq , LSSGagMya, LSSGagMza" - Rotor torque and low-speed shaft 0- and 90-bending moments at the main bearing

"YawBrFxp , YawBrFyp , YawBrFzp" - Fore-aft shear, side-to-side shear, and vertical forces at the top of the tower (not rotating with nacelle yaw)

"YawBrMxp , YawBrMyp , YawBrMzp" - Side-to-side bending, fore-aft bending, and yaw moments at the top of the tower (not rotating with nacelle yaw)

"YawBrTAxp"

"TwrBsFxt , TwrBsFyt , TwrBsFzt" - Fore-aft shear, side-to-side shear, and vertical forces at the base of the tower (mudline)

"TwrBsMxt , TwrBsMyt , TwrBsMzt" - Side-to-side bending, fore-aft bending, and yaw moments at the base of the tower (mudline)

"HSShftTq"

END of FAST input file (the word "END" must appear in the first 3 columns of this last line).

Arquivo de entrada das pás:

----- FAST INDIVIDUAL BLADE FILE -----

NREL 5.0 MW offshore baseline blade input properties.

----- BLADE PARAMETERS -----

49 NBlInpSt - Number of blade input stations (-)

False CalcBMode - Calculate blade mode shapes internally {T: ignore mode shapes from below, F: use mode shapes from below} [CURRENTLY IGNORED] (flag)

0.477465 BldFlDmp(1) - Blade flap mode #1 structural damping in percent of critical (%)

0.477465 BldFlDmp(2) - Blade flap mode #2 structural damping in percent of critical (%)

0.477465 BldEdDmp(1) - Blade edge mode #1 structural damping in percent of critical (%)

----- BLADE ADJUSTMENT FACTORS -----

- 1.0 FlStTunr(1) - Blade flapwise modal stiffness tuner, 1st mode (-)
- 1.0 FlStTunr(2) - Blade flapwise modal stiffness tuner, 2nd mode (-)
- 1.04536 AdjBIMs - Factor to adjust blade mass density (-)
- 1.0 AdjFlSt - Factor to adjust blade flap stiffness (-)
- 1.0 AdjEdSt - Factor to adjust blade edge stiffness (-)

----- DISTRIBUTED BLADE PROPERTIES -----

BlFract	AeroCent	StrcTwst	BMassDen	FlpStff	EdgStff	GJStff	EASTff	Alpha
FlpIner	EdgIner	PrcrvRef	PreswpRef	FlpcgOf	EdgcgOf	FlpEAOOf	EdgEAOOf	
(-)	(-)	(deg)	(kg/m)	(Nm^2)	(Nm^2)	(Nm^2)	(N)	(-)
(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)			(kg m)
0.00000	0.25000	13.308	678.935	18110.00E6	18113.60E6	5564.40E6	9729.48E6	0.0
972.86	973.04	0.0	0.0	0.0	0.00017	0.0	0.0	
0.00325	0.25000	13.308	678.935	18110.00E6	18113.60E6	5564.40E6	9729.48E6	0.0
972.86	973.04	0.0	0.0	0.0	0.00017	0.0	0.0	
0.01951	0.24951	13.308	773.363	19424.90E6	19558.60E6	5431.59E6	10789.50E6	0.0
1091.52	1066.38	0.0	0.0	0.0	-0.02309	0.0	0.0	
0.03577	0.24510	13.308	740.550	17455.90E6	19497.80E6	4993.98E6	10067.23E6	0.0
966.09	1047.36	0.0	0.0	0.0	0.00344	0.0	0.0	
0.05203	0.23284	13.308	740.042	15287.40E6	19788.80E6	4666.59E6	9867.78E6	0.0
873.81	1099.75	0.0	0.0	0.0	0.04345	0.0	0.0	
0.06829	0.22059	13.308	592.496	10782.40E6	14858.50E6	3474.71E6	7607.86E6	0.0
648.55	873.02	0.0	0.0	0.0	0.05893	0.0	0.0	
0.08455	0.20833	13.308	450.275	7229.72E6	10220.60E6	2323.54E6	5491.26E6	0.0
456.76	641.49	0.0	0.0	0.0	0.06494	0.0	0.0	
0.10081	0.19608	13.308	424.054	6309.54E6	9144.70E6	1907.87E6	4971.30E6	0.0
400.53	593.73	0.0	0.0	0.0	0.07718	0.0	0.0	
0.11707	0.18382	13.308	400.638	5528.36E6	8063.16E6	1570.36E6	4493.95E6	0.0
351.61	547.18	0.0	0.0	0.0	0.08394	0.0	0.0	
0.13335	0.17156	13.308	382.062	4980.06E6	6884.44E6	1158.26E6	4034.80E6	0.0
316.12	490.84	0.0	0.0	0.0	0.10174	0.0	0.0	
0.14959	0.15931	13.308	399.655	4936.84E6	7009.18E6	1002.12E6	4037.29E6	0.0
303.60	503.86	0.0	0.0	0.0	0.10758	0.0	0.0	
0.16585	0.14706	13.308	426.321	4691.66E6	7167.68E6	855.90E6	4169.72E6	0.0
289.24	544.70	0.0	0.0	0.0	0.15829	0.0	0.0	

0.18211	0.13481	13.181	416.820	3949.46E6	7271.66E6	672.27E6	4082.35E6	0.0	
246.57	569.90	0.0	0.0	0.0	0.22235	0.0	0.0		
0.19837	0.12500	12.848	406.186	3386.52E6	7081.70E6	547.49E6	4085.97E6	0.0	
215.91	601.28	0.0	0.0	0.0	0.30756	0.0	0.0		
0.21465	0.12500	12.192	381.420	2933.74E6	6244.53E6	448.84E6	3668.34E6	0.0	
187.11	546.56	0.0	0.0	0.0	0.30386	0.0	0.0		
0.23089	0.12500	11.561	352.822	2568.96E6	5048.96E6	335.92E6	3147.76E6	0.0	
160.84	468.71	0.0	0.0	0.0	0.26519	0.0	0.0		
0.24715	0.12500	11.072	349.477	2388.65E6	4948.49E6	311.35E6	3011.58E6	0.0	
148.56	453.76	0.0	0.0	0.0	0.25941	0.0	0.0		
0.26341	0.12500	10.792	346.538	2271.99E6	4808.02E6	291.94E6	2882.62E6	0.0	
140.30	436.22	0.0	0.0	0.0	0.25007	0.0	0.0		
0.29595	0.12500	10.232	339.333	2050.05E6	4501.40E6	261.00E6	2613.97E6	0.0	
124.61	398.18	0.0	0.0	0.0	0.23155	0.0	0.0		
0.32846	0.12500	9.672	330.004	1828.25E6	4244.07E6	228.82E6	2357.48E6	0.0	
109.42	362.08	0.0	0.0	0.0	0.20382	0.0	0.0		
0.36098	0.12500	9.110	321.990	1588.71E6	3995.28E6	200.75E6	2146.86E6	0.0	
94.36	335.01	0.0	0.0	0.0	0.19934	0.0	0.0		
0.39350	0.12500	8.534	313.820	1361.93E6	3750.76E6	174.38E6	1944.09E6	0.0	
80.24	308.57	0.0	0.0	0.0	0.19323	0.0	0.0		
0.42602	0.12500	7.932	294.734	1102.38E6	3447.14E6	144.47E6	1632.70E6	0.0	
62.67	263.87	0.0	0.0	0.0	0.14994	0.0	0.0		
0.45855	0.12500	7.321	287.120	875.80E6	3139.07E6	119.98E6	1432.40E6	0.0	
49.42	237.06	0.0	0.0	0.0	0.15421	0.0	0.0		
0.49106	0.12500	6.711	263.343	681.30E6	2734.24E6	81.19E6	1168.76E6	0.0	
37.34	196.41	0.0	0.0	0.0	0.13252	0.0	0.0		
0.52358	0.12500	6.122	253.207	534.72E6	2554.87E6	69.09E6	1047.43E6	0.0	
29.14	180.34	0.0	0.0	0.0	0.13313	0.0	0.0		
0.55610	0.12500	5.546	241.666	408.90E6	2334.03E6	57.45E6	922.95E6	0.0	
22.16	162.43	0.0	0.0	0.0	0.14035	0.0	0.0		
0.58862	0.12500	4.971	220.638	314.54E6	1828.73E6	45.92E6	760.82E6	0.0	
17.33	134.83	0.0	0.0	0.0	0.13950	0.0	0.0		
0.62115	0.12500	4.401	200.293	238.63E6	1584.10E6	35.98E6	648.03E6	0.0	
13.30	116.30	0.0	0.0	0.0	0.15134	0.0	0.0		
0.65366	0.12500	3.834	179.404	175.88E6	1323.36E6	27.44E6	539.70E6	0.0	
9.96	97.98	0.0	0.0	0.0	0.17418	0.0	0.0		

0.68618	0.12500	3.332	165.094	126.01E6	1183.68E6	20.90E6	531.15E6	0.0		
7.30	98.93	0.0	0.0	0.24922	0.0	0.0				
0.71870	0.12500	2.890	154.411	107.26E6	1020.16E6	18.54E6	460.01E6	0.0		
6.22	85.78	0.0	0.0	0.26022	0.0	0.0				
0.75122	0.12500	2.503	138.935	90.88E6	797.81E6	16.28E6	375.75E6	0.0		
5.19	69.96	0.0	0.0	0.22554	0.0	0.0				
0.78376	0.12500	2.116	129.555	76.31E6	709.61E6	14.53E6	328.89E6	0.0		
4.36	61.41	0.0	0.0	0.22795	0.0	0.0				
0.81626	0.12500	1.730	107.264	61.05E6	518.19E6	9.07E6	244.04E6	0.0		
3.36	45.44	0.0	0.0	0.20600	0.0	0.0				
0.84878	0.12500	1.342	98.776	49.48E6	454.87E6	8.06E6	211.60E6	0.0		
2.75	39.57	0.0	0.0	0.21662	0.0	0.0				
0.88130	0.12500	0.954	90.248	39.36E6	395.12E6	7.08E6	181.52E6	0.0		
2.21	34.09	0.0	0.0	0.22784	0.0	0.0				
0.89756	0.12500	0.760	83.001	34.67E6	353.72E6	6.09E6	160.25E6	0.0		
1.93	30.12	0.0	0.0	0.23124	0.0	0.0				
0.91382	0.12500	0.574	72.906	30.41E6	304.73E6	5.75E6	109.23E6	0.0		
1.69	20.15	0.0	0.0	0.14826	0.0	0.0				
0.93008	0.12500	0.404	68.772	26.52E6	281.42E6	5.33E6	100.08E6	0.0		
1.49	18.53	0.0	0.0	0.15346	0.0	0.0				
0.93821	0.12500	0.319	66.264	23.84E6	261.71E6	4.94E6	92.24E6	0.0		
1.34	17.11	0.0	0.0	0.15382	0.0	0.0				
0.94636	0.12500	0.253	59.340	19.63E6	158.81E6	4.24E6	63.23E6	0.0		
1.10	11.55	0.0	0.0	0.09470	0.0	0.0				
0.95447	0.12500	0.216	55.914	16.00E6	137.88E6	3.66E6	53.32E6	0.0		
0.89	9.77	0.0	0.0	0.09018	0.0	0.0				
0.96260	0.12500	0.178	52.484	12.83E6	118.79E6	3.13E6	44.53E6	0.0		
0.71	8.19	0.0	0.0	0.08561	0.0	0.0				
0.97073	0.12500	0.140	49.114	10.08E6	101.63E6	2.64E6	36.90E6	0.0		
0.56	6.82	0.0	0.0	0.08035	0.0	0.0				
0.97886	0.12500	0.101	45.818	7.55E6	85.07E6	2.17E6	29.92E6	0.0	0.42	
5.57	0.0	0.0	0.0	0.07096	0.0	0.0				
0.98699	0.12500	0.062	41.669	4.60E6	64.26E6	1.58E6	21.31E6	0.0	0.25	
4.01	0.0	0.0	0.0	0.05424	0.0	0.0				
0.99512	0.12500	0.023	11.453	0.25E6	6.61E6	0.25E6	4.85E6	0.0	0.04	
0.94	0.0	0.0	0.0	0.05387	0.0	0.0				

```

1.00000 0.12500 0.000 10.319 0.17E6 5.01E6 0.19E6 3.53E6 0.0 0.02
0.68 0.0 0.0 0.0 0.05181 0.0 0.0

```

----- BLADE MODE SHAPES -----

```

0.0622 BldFl1Sh(2) - Flap mode 1, coeff of x^2
1.7254 BldFl1Sh(3) - , coeff of x^3
-3.2452 BldFl1Sh(4) - , coeff of x^4
4.7131 BldFl1Sh(5) - , coeff of x^5
-2.2555 BldFl1Sh(6) - , coeff of x^6
-0.5809 BldFl2Sh(2) - Flap mode 2, coeff of x^2
1.2067 BldFl2Sh(3) - , coeff of x^3
-15.5349 BldFl2Sh(4) - , coeff of x^4
29.7347 BldFl2Sh(5) - , coeff of x^5
-13.8255 BldFl2Sh(6) - , coeff of x^6
0.3627 BldEdgSh(2) - Edge mode 1, coeff of x^2
2.5337 BldEdgSh(3) - , coeff of x^3
-3.5772 BldEdgSh(4) - , coeff of x^4
2.3760 BldEdgSh(5) - , coeff of x^5
-0.6952 BldEdgSh(6) - , coeff of x^6

```

Arquivo de entrada de vento, série temporal de vento de referência :

```

! Wind file for CART turbine.
! Time Wind Wind Vert. Horiz. Vert. LinV Gust
! Speed Dir Speed Shear Shear Shear Speed
0.0 14.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
100.0 14.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
100.025 15.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
200.0 15.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
200.025 16.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
300.0 16.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
300.025 17.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
400.0 17.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
400.025 18.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
500.0 18.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
500.025 19.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
600.0 19.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
600.025 20.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
700.0 20.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
700.025 20.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
800.0 20.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0

```

Arquivo de entrada de vento, série temporal de vento para teste do controlador IPC:

```

! Wind file for CART turbine.
! Time Wind Wind Vert. Horiz. Vert. LinV Gust
! Speed Dir Speed Shear Shear Shear Speed
0.0 14.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.4 0.0
100.0 14.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.4 0.0
100.025 15.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.4 0.0
200.0 15.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.4 0.0
200.025 16.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.4 0.0
300.0 16.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.4 0.0
300.025 17.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.4 0.0
400.0 17.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.4 0.0
400.025 18.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.4 0.0
500.0 18.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.4 0.0
500.025 19.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.4 0.0
600.0 19.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.4 0.0
600.025 20.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.4 0.0
700.0 20.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.4 0.0
700.025 20.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.4 0.0
800.0 20.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.4 0.0

```

Exemplo de arquivo de saída do FAST:

As variáveis de saída do FAST são escritas em um arquivo « .txt » com muitas colunas, cada uma representando uma variável. Como ficaria inviável de reproduzir tal arquivo em formato texto no espaço limitado desta dissertação, optou-se por representá-lo com uma imagem da tela, mostrada na Fig. A.1.

Figura A.1: Exemplo de arquivo de saída do FAST

IPC_5states_sim_SFunc - Notepad

File Edit Format View Help

These predictions were generated by FAST (v7.02.00d-bjj, 20-Feb-2013)-Compiled ;
The aerodynamic calculations were made by AeroDyn (v13.00.02a-bjj, 20-Feb-2013)

NREL 5.0 MW Baseline Wind Turbine for Use in Offshore Analysis.

Time (s)	WindVxi (m/s)	WindVyi (m/s)	WindVzi (m/s)	GenPwr (kW)	GenTq (kN·m)	OoPDefl1 (m)	IPDefl1 (m)	TwstDefl (deg)
0.013		1.400E+01		0.000E+00		0.000E+00		4.539E+03
0.025		1.400E+01		0.000E+00		0.000E+00		4.142E+03
0.038		1.400E+01		0.000E+00		0.000E+00		3.845E+03
0.056		1.400E+01		0.000E+00		0.000E+00		3.763E+03
0.069		1.400E+01		0.000E+00		0.000E+00		3.722E+03
0.081		1.400E+01		0.000E+00		0.000E+00		3.691E+03
0.100		1.400E+01		0.000E+00		0.000E+00		3.666E+03
0.119		1.400E+01		0.000E+00		0.000E+00		3.663E+03
0.138		1.400E+01		0.000E+00		0.000E+00		3.683E+03
0.150		1.400E+01		0.000E+00		0.000E+00		3.705E+03
0.169		1.400E+01		0.000E+00		0.000E+00		3.749E+03
0.181		1.400E+01		0.000E+00		0.000E+00		3.785E+03
0.200		1.400E+01		0.000E+00		0.000E+00		3.843E+03
0.213		1.400E+01		0.000E+00		0.000E+00		3.990E+03
0.231		1.400E+01		0.000E+00		0.000E+00		4.235E+03
0.244		1.400E+01		0.000E+00		0.000E+00		4.360E+03
0.263		1.400E+01		0.000E+00		0.000E+00		4.476E+03
0.275		1.400E+01		0.000E+00		0.000E+00		4.510E+03
0.288		1.400E+01		0.000E+00		0.000E+00		4.506E+03
0.300		1.400E+01		0.000E+00		0.000E+00		4.467E+03
0.319		1.400E+01		0.000E+00		0.000E+00		4.347E+03

Fonte: o autor.

APÊNDICE B

PROGRAMAS EM MATLAB

Programa para o controlador padrão (Cap. 6) :

```
%% Projeto do Controlador Padrão
% Eduardo José Novaes Menezes
delta=1; om=0.6;
A=AvgAMat(2,2);
B=AvgBMat(2,1);
Bd=AvgBdMat(2,1);
Kd=0;
Kp=-A/B-2*delta*om*(1-B*Kd)/B;
Ki=-om*om*(1-B*Kd)/B;
num=Bd;
den=[1-B*Kd -A-B*Kp -B*Ki];
sys=tf(num,den)
G=0.43;
% G=0;
% Kp=1.941;
% Ki=0;
```

Script para o controlador 1-estado:

```
% Projeto de Controlador 1-estado
% Eduardo José Novaes Menezes
delta=1; om=0.6;
A=AvgAMat(2,2);
B=AvgBMat(2,1);
Bd=AvgBdMat(2,1);
C=AvgCMat(1,2);
% Kd=0;
% Kp=-A/B-2*delta*om*(1-B*Kd)/B;
% Ki=-om*om*(1-B*Kd)/B;
% % num=Bd;
% den=[1-B*Kd -A-B*Kp -B*Ki];
% sys=tf(num,den)
P=-2;
K=place(A,B,P);
Gx=-K
Gd=-Bd/B;
Adac=[A Bd;
      0 0];
Bdac=[B;
      0];
Cdac=[1 0];
rnk = rank(observ(Adac,Cdac),0); % rank with tol = 0
if rnk == size(Adac,1)
disp(' (Adac, Cdac) observable');
else
disp([' (Adac, Cdac) unobservable, rank = ', num2str(rnk), ' < ',
num2str(size(Abar,1))]);
error(' Cannot continue!');
end
% Calculate estimator gains
pbar = [-4 -0.8];
Kbar = place(Adac',Cdac',pbar);
Kbar = Kbar'
```

```

Acon = Adac - Kbar*Cdac;
Bcon = [Bdac, Kbar];
% Gd=0;
Gbar=[Gx Gd]
Kp=0; Ki=0; G=0;

```

Script para o controlador 7-estados :

```

%Projeto de Controlador 7 estados
% Eduardo José Novaes Menezes
% Montagem das matrizes
Aux=MBC_AvgA(2,2); Aux2=MBC_AvgA(2,3); Aux3=MBC_AvgA(2,6);
Aux4=MBC_AvgA(2,9); Aux5=MBC_AvgA(2,10); Aux6=MBC_AvgA(2,11);
Aux7=MBC_AvgA(2,14);
Aux8=MBC_AvgA(3,2); Aux9=MBC_AvgA(3,3); Aux10=MBC_AvgA(3,6);
Aux11=MBC_AvgA(3,9); Aux12=MBC_AvgA(3,10); Aux13=MBC_AvgA(3,11);
Aux14=MBC_AvgA(3,14);
Aux15=MBC_AvgA(6,2); Aux16=MBC_AvgA(6,3); Aux17=MBC_AvgA(6,6);
Aux18=MBC_AvgA(6,9); Aux19=MBC_AvgA(6,10); Aux20=MBC_AvgA(6,11);
Aux21=MBC_AvgA(6,14);
Aux22=MBC_AvgA(9,2); Aux23=MBC_AvgA(9,3); Aux24=MBC_AvgA(9,6);
Aux25=MBC_AvgA(9,9); Aux26=MBC_AvgA(9,10); Aux27=MBC_AvgA(9,11);
Aux28=MBC_AvgA(9,14);
Aux29=MBC_AvgA(10,2); Aux30=MBC_AvgA(10,3); Aux31=MBC_AvgA(10,6);
Aux32=MBC_AvgA(10,9); Aux33=MBC_AvgA(10,10); Aux34=MBC_AvgA(10,11);
Aux35=MBC_AvgA(10,14);
Aux36=MBC_AvgA(11,2); Aux37=MBC_AvgA(11,3); Aux38=MBC_AvgA(11,6);
Aux39=MBC_AvgA(11,9); Aux40=MBC_AvgA(11,10); Aux41=MBC_AvgA(11,11);
Aux42=MBC_AvgA(11,14);
Aux43=MBC_AvgA(14,2); Aux44=MBC_AvgA(14,3); Aux45=MBC_AvgA(14,6);
Aux46=MBC_AvgA(14,9); Aux47=MBC_AvgA(14,10); Aux48=MBC_AvgA(14,11);
Aux49=MBC_AvgA(14,14);
Ac=[Aux Aux2 Aux3 Aux4 Aux5 Aux6 Aux7;
    Aux8 Aux9 Aux10 Aux11 Aux12 Aux13 Aux14;
    Aux15 Aux16 Aux17 Aux18 Aux19 Aux20 Aux21;
    Aux22 Aux23 Aux24 Aux25 Aux26 Aux27 Aux28;
    Aux29 Aux30 Aux31 Aux32 Aux33 Aux34 Aux35;
    Aux36 Aux37 Aux38 Aux39 Aux40 Aux41 Aux42;
    Aux43 Aux44 Aux45 Aux46 Aux47 Aux48 Aux49];
Baux=MBC_B(1:16,1,1);
for i=2:36
    Baux=Baux + MBC_B(1:16,1,i);
end
MBC_AvgB=Baux.*1/36;
Aux50=MBC_AvgB(2,1);
Aux51=MBC_AvgB(3,1);
Aux52=MBC_AvgB(6,1);
Aux53=MBC_AvgB(9,1);
Aux54=MBC_AvgB(10,1);
Aux55=MBC_AvgB(11,1);
Aux56=MBC_AvgB(14,1);
Bc=[Aux50;
    Aux51;
    Aux52;
    Aux53;
    Aux54;
    Aux55;
    Aux56];
Bdaux=MBC_Bd(1:16,1,1);
for i=2:36

```

```

        Bdaux=Bdaux + MBC_Bd(1:16,1,i);
    end
    MBC_AvgBd=Bdaux.*1/36;
    Aux57=MBC_AvgBd(2,1);
    Aux58=MBC_AvgBd(3,1);
    Aux59=MBC_AvgBd(6,1);
    Aux60=MBC_AvgBd(9,1);
    Aux61=MBC_AvgBd(10,1);
    Aux62=MBC_AvgBd(11,1);
    Aux63=MBC_AvgBd(14,1);
    Bdc=[Aux57;
        Aux58;
        Aux59;
        Aux60;
        Aux61;
        Aux62;
        Aux63];
    Dc=[0];
    Cc=[0 0 0 9.54 0 0 0];
    NStates=size(Ac,1);
    sys=ss(Ac,Bc,Cc,Dc);
    [num, den]=ss2tf(Ac,Bc,Cc,Dc);
    sys2=tf(num,den)
    % Check controllability
    rnk = rank(ctrb(Ac,Bc), 0); % rank with tol = 0
    if rnk == size(Ac,1)
        disp(' (Ac, Bc) controllable');
    else
        disp([' (Ac, Bc) uncontrollable, rank = ', num2str(rnk), ' < ',
            num2str(size(Ac,1))]);
        error(' Cannot continue!');
    end
    %LQR Design
    % R=1;
    % Q=[.5,0,0,0,0,0;
    % 0,0,0,0,0,0;
    % 0,0,1.2,0,0,0;
    % 0,0,0,.2,0,0;
    % 0,0,0,0,0,0];
    % [K,S,E]=lqr(Ac, Bc, Q, R);
    p=[-7+22.5i -7-22.5i -1.21+10.7i -1.21-10.7i -2.5+3.8i -2.5-3.8i -2 ];
    K=place(Ac,Bc,p);
    Gx=-K;
    %Disturbance generator
    F_dac = 0; % for step disturbance generator
    theta_dac = 1; %
    ndstates = size(F_dac,1); % number of disturbance states
    ndinp = size(theta_dac,1); % number of disturbance inputs
    % Disturbance gain
    Bseudoin = inv((Bc')*Bc)*(Bc');
    Gd = -Bseudoin*(Bdc);
    % Augment Gx with disturbance gain for total Gbar
    Gbar = [Gx, Gd];
    %State estimator design
    disp(' ');
    prompt = input('State Estimator design (default: n)? ', 's');
    if isempty(prompt)
        prompt = 'n';
    end
    if prompt == 'y'
        disp('__State Estimator design__');
    end

```

```

end
% Augment with disturbance estimate
Abar = [Ac, Bdc*theta_dac; zeros(ndstates,NStates), F_dac];
Bbar = [Bc; zeros(ndstates,1)];
Cbar = [Cc, zeros(1,ndstates)];
Dbar=0;
% Check observability
rnk2 = rank(observ(Abar,Cbar), 0); % rank with tol = 0
if rnk2 == size(Abar,1)
disp(' (Abar, Cbar) observable');
else
disp([' (Abar, Cbar) unobservable, rank = ', num2str(rnk), ' <
',num2str(size(Abar,1))]);
error(' Cannot continue!');
end
% Calculate estimator gains
pbar = [-10+22i,-10-22i,-4.5+10i,-4.5-10i,-10+4i,-10-4i, -4,-0.8];
Kbar = place(Abar',Cbar',pbar);
Kbar = Kbar'
Kx = Kbar(1:end-1,:);
Kd = Kbar(end,:);
% Control arrays used in Simulink
Acon = Abar - Kbar*Cbar;
Bcon = [Bbar, Kbar];
Lbar = Abar + Bbar * Gbar - Kbar * Cbar
eig(Lbar)
u_op=0.2106;

```

Script para o controlador 9-estados :

```

%Projeto de Controlador 9 estados
% Eduardo José Novaes Menezes
% Montagem das matrizes
Aux=MBC_AvgA(1,1); Aux2=MBC_AvgA(1,3); Aux3=MBC_AvgA(1,4);
Aux4=MBC_AvgA(1,7); Aux5=MBC_AvgA(1,10); Aux6=MBC_AvgA(1,11);
Aux7=MBC_AvgA(1,12); Aux8=MBC_AvgA(1,13); Aux9=MBC_AvgA(1,16);

Aux10=MBC_AvgA(3,1); Aux11=MBC_AvgA(3,3); Aux12=MBC_AvgA(3,4);
Aux13=MBC_AvgA(3,7); Aux14=MBC_AvgA(3,10); Aux15=MBC_AvgA(3,11);
Aux16=MBC_AvgA(3,12); Aux17=MBC_AvgA(3,13); Aux18=MBC_AvgA(3,16);

Aux19=MBC_AvgA(4,1); Aux20=MBC_AvgA(4,3); Aux21=MBC_AvgA(4,4);
Aux22=MBC_AvgA(4,7); Aux23=MBC_AvgA(4,10); Aux24=MBC_AvgA(4,11);
Aux25=MBC_AvgA(4,12); Aux26=MBC_AvgA(4,13); Aux27=MBC_AvgA(4,16);

Aux28=MBC_AvgA(7,1); Aux29=MBC_AvgA(7,3); Aux30=MBC_AvgA(7,4);
Aux31=MBC_AvgA(7,7); Aux32=MBC_AvgA(7,10); Aux33=MBC_AvgA(7,11);
Aux34=MBC_AvgA(7,12); Aux35=MBC_AvgA(7,13); Aux36=MBC_AvgA(7,16);

Aux37=MBC_AvgA(10,1); Aux38=MBC_AvgA(10,3); Aux39=MBC_AvgA(10,4);
Aux40=MBC_AvgA(10,7); Aux41=MBC_AvgA(10,10); Aux42=MBC_AvgA(10,11);
Aux43=MBC_AvgA(10,12); Aux44=MBC_AvgA(10,13); Aux45=MBC_AvgA(10,16);

Aux46=MBC_AvgA(11,1); Aux47=MBC_AvgA(11,3); Aux48=MBC_AvgA(11,4);
Aux49=MBC_AvgA(11,7); Aux50=MBC_AvgA(11,10); Aux51=MBC_AvgA(11,11);
Aux52=MBC_AvgA(11,12); Aux53=MBC_AvgA(11,13); Aux54=MBC_AvgA(11,16);

```

```

Aux55=MBC_AvgA(12,1); Aux56=MBC_AvgA(12,3); Aux57=MBC_AvgA(12,4);
Aux58=MBC_AvgA(12,7); Aux59=MBC_AvgA(12,10); Aux60=MBC_AvgA(12,11);
Aux61=MBC_AvgA(12,12); Aux62=MBC_AvgA(12,13); Aux63=MBC_AvgA(12,16);

Aux64=MBC_AvgA(13,1); Aux65=MBC_AvgA(13,3); Aux66=MBC_AvgA(13,4);
Aux67=MBC_AvgA(13,7); Aux68=MBC_AvgA(13,10); Aux69=MBC_AvgA(13,11);
Aux70=MBC_AvgA(13,12); Aux71=MBC_AvgA(13,13); Aux72=MBC_AvgA(13,16);

Aux73=MBC_AvgA(16,1); Aux74=MBC_AvgA(16,3); Aux75=MBC_AvgA(16,4);
Aux76=MBC_AvgA(16,7); Aux77=MBC_AvgA(16,10); Aux78=MBC_AvgA(16,11);
Aux79=MBC_AvgA(16,12); Aux80=MBC_AvgA(16,13); Aux81=MBC_AvgA(16,16);

Ac=[Aux Aux2 Aux3 Aux4 Aux5 Aux6 Aux7 Aux8 Aux9;
    Aux10 Aux11 Aux12 Aux13 Aux14 Aux15 Aux16 Aux17 Aux18;
    Aux19 Aux20 Aux21 Aux22 Aux23 Aux24 Aux25 Aux26 Aux27;
    Aux28 Aux29 Aux30 Aux31 Aux32 Aux33 Aux34 Aux35 Aux36;
    Aux37 Aux38 Aux39 Aux40 Aux41 Aux42 Aux43 Aux44 Aux45;
    Aux46 Aux47 Aux48 Aux49 Aux50 Aux51 Aux52 Aux53 Aux54;
    Aux55 Aux56 Aux57 Aux58 Aux59 Aux60 Aux61 Aux62 Aux63;
    Aux64 Aux65 Aux66 Aux67 Aux68 Aux69 Aux70 Aux71 Aux72
    Aux73 Aux74 Aux75 Aux76 Aux77 Aux78 Aux79 Aux80 Aux81];
Baux=MBC_B(1:18,1,1);
for i=2:36
    Baux=Baux + MBC_B(1:18,1,i);
end
MBC_AvgB=Baux.*1/36;
Aux82=MBC_AvgB(1,1);
Aux83=MBC_AvgB(3,1);
Aux84=MBC_AvgB(4,1);
Aux85=MBC_AvgB(7,1);
Aux86=MBC_AvgB(10,1);
Aux87=MBC_AvgB(11,1);
Aux88=MBC_AvgB(12,1);
Aux89=MBC_AvgB(13,1);
Aux90=MBC_AvgB(16,1);
Bc=[Aux82;
    Aux83;
    Aux84;
    Aux85;
    Aux86;
    Aux87;
    Aux88;
    Aux89;
    Aux90];
Bdaux=MBC_Bd(1:18,1,1);
for i=2:36
    Bdaux=Bdaux + MBC_Bd(1:18,1,i);
end
MBC_AvgBd=Bdaux.*1/36;
Aux91=MBC_AvgBd(1,1);
Aux92=MBC_AvgBd(3,1);
Aux93=MBC_AvgBd(4,1);
Aux94=MBC_AvgBd(7,1);
Aux95=MBC_AvgBd(10,1);
Aux96=MBC_AvgBd(11,1);
Aux97=MBC_AvgBd(12,1);
Aux98=MBC_AvgBd(13,1);
Aux99=MBC_AvgBd(16,1);
Bdc=[Aux91;
    Aux92;

```

```

    Aux93;
    Aux94;
    Aux95;
    Aux96;
    Aux97;
    Aux98;
    Aux99];
Dc=[0;0];
Cc=[1 0 0 0 0 0 0 0 0;
    0 0 0 0 0 9.54 0 0 0];
NStates=size(Ac,1);
sys=ss(Ac,Bc,Cc,Dc);
[num, den]=ss2tf(Ac,Bc,Cc,Dc);
% Check controllability
rnk = rank(ctrb(Ac,Bc), 0); % rank with tol = 0
if rnk == size(Ac,1)
disp(' (Ac, Bc) controllable');
else
disp([' (Ac, Bc) uncontrollable, rank = ', num2str(rnk), ' <
', num2str(size(Ac,1))]);
error(' Cannot continue!');
end
%LQR Design
% R=1;
% Q=[.5,0,0,0,0,0;
% 0,0,0,0,0,0;
% 0,0,1.2,0,0,0;
% 0,0,0,.2,0,0;
% 0,0,0,0,0,0];
% [K,S,E]=lqr(Ac, Bc, Q, R);
p=[-1.5+22.5i -1.5-22.5i -1.21+10.7i -1.21-10.7i -5+3.8i -5-3.8i -0.6+2i -
0.6-2i -2 ];
K=place(Ac,Bc,p);
Gx=-K;
%Disturbance generator
F_dac = 0; % for step disturbance generator
theta_dac = 1; %
ndstates = size(F_dac,1); % number of disturbance states
ndinp = size(theta_dac,1); % number of disturbance inputs
% Disturbance gain
Bseudoin = inv((Bc')*Bc)*(Bc');
Gd = -Bseudoin*(Bdc);
% Augment Gx with disturbance gain for total Gbar
Gbar = [Gx, Gd];
%State estimator design
disp(' ');
prompt = input('State Estimator design (default: n)? ', 's');
if isempty(prompt)
prompt = 'n';
end
if prompt == 'y'
disp('__State Estimator design__');
end
% Augment with disturbance estimate
Abar = [Ac, Bdc*theta_dac; zeros(ndstates,NStates), F_dac];
Bbar = [Bc; zeros(ndstates,1)];
Cbar = [Cc, zeros(2,ndstates)];
Dbar=0;
% Check observability
rnk2 = rank(observ(Abar,Cbar), 0); % rank with tol = 0
if rnk2 == size(Abar,1)

```

```

disp(' (Abar, Cbar) observable');
else
disp([' (Abar, Cbar) unobservable, rank = ', num2str(rnk), ' <
', num2str(size(Abar,1))]);
error(' Cannot continue!');
end
% Calculate estimator gains
pbar = [-4.5+22i,-4.5-22i,-4+10i,-4-10i,-10+4i,-10-4i,-1.5+2i,-1.5-2i ,-4,-
2];
Kbar = place(Abar',Cbar',pbar);
Kbar = Kbar'
Kx = Kbar(1:end-1,:);
Kd = Kbar(end,:);
% Control arrays used in Simulink
Acon = Abar - Kbar*Cbar;
Bcon = [Bbar, Kbar];
Lbar = Abar + Bbar * Gbar - Kbar * Cbar
eig(Lbar)
u_op=0.2106;

```

Script para o controlador IPC 5-estados :

```

% Projeto de Controlador IPC 5 estados
% Eduardo José Novaes Menezes
% Montagem das matrizes
Ac=AvgAMat(2:8,2:8);
Bc=AvgBMat(2:8,1:3);
Bdc=[AvgBdMat(2:8,1) AvgBdMat(2:8,1)];
% Aux=MBC_C(12,2:8,1).*1/926.3;
% Aux2=MBC_C(40:41,2:8,1);
% Caux=[Aux;
%       Aux2];
% for i=2:36
%     Aux3=MBC_C(12,2:8,i).*1/926.3;
%     Aux4=MBC_C(40:41,2:8,i);
%     Caux2=[Aux3;
%            Aux4];
%     Caux=Caux+Caux2;
% end
% Cc=Caux.*1/36;
Cc=[0 0 0 1 0 0 0;
    0.66 -0.33 -0.33 0 0 0 0;
    0.66 0.573 -0.573 0 0 0 0];
Dc=[0 0 0; 0 0 0; 0 0 0];
eig(Ac)
%=====
% Wind disturbance generator
%=====
Omega=Avgyop(11,1)*2*pi/60;
F_dac = [0,1,0;
-Omega*Omega,0,0;
0,0,0]; % for step disturbance generator
theta_dac = [[1,0,0
0,0,1]]; %
ndstates = size(F_dac,1); % number of disturbance states
ndinp = size(theta_dac,1); % number of disturbance inputs
%=====
% FSFB design
%=====
disp('__FSFB design__');

```

```

% check controllability
rnk = rank(ctrb(Ac,Bc), 0); % rank with tol = 0
if rnk == size(Ac,1)
disp(' (Ac, Bc) controllable');
else
disp([' (Ac, Bc) uncontrollable, rank = ', num2str(rnk), ' <
',num2str(size(Ac,1))]);
error(' Cannot continue!');
end
NStates=size(Ac,1);
% sys=ss(Ac,Bc,Cc,Dc);
% [num, den]=ss2tf(Ac,Bc,Cc,Dc);
%LQR design
R=[1 0 0;
    0 1 0;
    0 0 1];
Q=[0 0 0 0 0 0 0;
    0 0 0 0 0 0 0;
    0 0 0 0 0 0 0;
    0 0 0 2 0 0 0;
    0 0 0 0 0.1 0 0;
    0 0 0 0 0 0.1 0;
    0 0 0 0 0 0 0.1];
[K,S,E]=lqr(Ac, Bc, Q, R);
Gx = -K

%=====
% State Estimator design
%=====
disp(' ');
prompt = input('State Estimator design (default: n)? ', 's');
if isempty(prompt)
prompt = 'n';
end
if prompt == 'y'
disp('__State Estimator design__');
end
% Augment with disturbance estimate

Abar = [Ac, Bdc*theta_dac; zeros(ndstates,NStates), F_dac];
Bbar = [Bc; zeros(ndstates,3)];
Cbar = [Cc, zeros(3,ndstates)];
eig(Abar)
Dbar = 0;
rnk2 = rank(observ(Abar,Cbar), 0);
if rnk2 == size(Abar,1)
disp(' (Abar, Cbar) observable');
else
disp([' (Abar, Cbar) unobservable, rank = ', num2str(rnk), ' <
',num2str(size(Abar,1))]);
error(' Cannot continue!');
end
Re=[1 0 0;
    0 1 0;
    0 0 1]
Qe=[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    0 0 0 1000 0 0 0 0 0 0;
    0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;

```

```

0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 0 0 0 0 0 0 10 0 0 ;
0 0 0 0 0 0 0 0 100 0;
0 0 0 0 0 0 0 0 0 15;
[Kbar, P, K_poles]=lqr(Abar', Cbar', Qe, Re);
Kbar=Kbar';
% pbar = [-10,-20,-21,-22,-30, -35,-40,-0.6,-0.7,-0.8];
% Kbar = place(Abar',Cbar',pbar);
% Kbar = Kbar'
% Disturbance gain
Bseudoin = inv((Bc')*Bc)*(Bc');
Gd = -Bseudoin*(Bdc);
Gd=[Gd(1:3,1) zeros(3,1) Gd(1:3,2)];
% Augment Gx with disturbance gain for total Gbar
Gbar = [Gx, Gd]
% Control arrays used in Simulink
Acon = Abar - Kbar*Cbar;
Bcon = [Bbar, Kbar];
Lbar = Abar + Bbar * Gbar - Kbar * Cbar
eig(Lbar)
u_op=0.2106;

```

Script para o controlador IPC 5-estados utilizando alocação de polos e DAC

```

% Projeto de Controlador IPC 5 estados
%Utilização da alocação de polos e do método DAC (Sem LQR)
% Eduardo José Novaes Menezes
% Montagem das matrizes
Ac=AvgAMat(2:8,2:8);
Bc=AvgBMat(2:8,1:3);
Bdc=[AvgBdMat(2:8,1) AvgBdMat(2:8,2)];
% Aux=MBC_C(12,2:8,1).*1/926.3;
% Aux2=MBC_C(40:41,2:8,1);
% Caux=[Aux;
%      Aux2];
% for i=2:36
%     Aux3=MBC_C(12,2:8,i).*1/926.3;
%     Aux4=MBC_C(40:41,2:8,i);
%     Caux2=[Aux3;
%            Aux4];4
%     Caux=Caux+Caux2;
% end
% Cc=Caux.*1/36;
Cc=[0 0 0 1 0 0 0;
    0.66 -0.33 -0.33 0 0 0 0;
    0.66 0.573 -0.573 0 0 0 0];
Dc=[0 0 0; 0 0 0; 0 0 0];
eig(Ac)
%=====
% Wind disturbance generator
%=====
Omega=Avgyop(11,1)*2*pi/60;
F_dac = [0,1,0;
-Omega*Omega,0,0;
0,0,0]; % for step disturbance generator
theta_dac = [[1,0,0
0,0,1]]; %
ndstates = size(F_dac,1); % number of disturbance states
ndinp = size(theta_dac,1); % number of disturbance inputs
%=====
% FSFB design
%=====
disp('__FSFB design__');
% check controllability
rnk = rank(ctrb(Ac,Bc), 0); % rank with tol = 0
if rnk == size(Ac,1)
disp(' (Ac, Bc) controllable');
else
disp([' (Ac, Bc) uncontrollable, rank = ', num2str(rnk), ' <
',num2str(size(Ac,1))]);
error(' Cannot continue!');
end
NStates=size(Ac,1);
% sys=ss(Ac,Bc,Cc,Dc);
% [num, den]=ss2tf(Ac,Bc,Cc,Dc);
%LQR design
% R=[1 0 0;
%    0 1 0;
%    0 0 1];
% Q=[0 0 0 0 0 0 0;
%    0 0 0 0 0 0 0;
%    0 0 0 0 0 0 0;
%    0 0 0 2 0 0 0;
%    0 0 0 0 0.1 0 0;
%    0 0 0 0 0 0.1 0;

```

```

%      0 0 0 0 0 0 0.1];
% [K,S,E]=lqr(Ac, Bc, Q, R);
pc = [-2 -7+3.94i -7-3.94i -8+3.74i -8-3.74i -9+3.74i -9-3.74i];
K=place(Ac,Bc,pc);
Gx = -K

%=====
% State Estimator design
%=====
disp(' ');
prompt = input('State Estimator design (default: n)? ', 's');
if isempty(prompt)
prompt = 'n';
end
if prompt == 'y'
disp('__State Estimator design__');
end
% Augment with disturbance estimate

Abar = [Ac, Bdc*theta_dac; zeros(ndstates,NStates), F_dac];
Bbar = [Bc; zeros(ndstates,3)];
Cbar = [Cc, zeros(3,ndstates)];
eig(Abar)
Dbar = 0;
rnk2 = rank(observ(Abar,Cbar), 0);
if rnk2 == size(Abar,1)
disp(' (Abar, Cbar) observable');
else
disp([' (Abar, Cbar) unobservable, rank = ', num2str(rnk), ' <
',num2str(size(Abar,1))]);
error(' Cannot continue!');
end
pbar = [-5,-6,-7,-8,-9, -10,-11,-0.6,-0.7,-0.8];
Kbar = place(Abar',Cbar',pbar);
Kbar = Kbar'
% Disturbance gain
Bseudoin = inv((Bc')*Bc)*(Bc');
Gd = -Bseudoin*(Bdc);
t=Gd;
Gd=[Gd(1:3,1) zeros(3,1) Gd(1:3,2)];
% Augment Gx with disturbance gain for total Gbar
Gbar = [Gx, Gd]
% Control arrays used in Simulink
Acon = Abar - Kbar*Cbar;
Bcon = [Bbar, Kbar];
Lbar = Abar + Bbar * Gbar - Kbar * Cbar
eig(Lbar)
u_op=0.2106;

```