



DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**CONTROLE DA VELOCIDADE ANGULAR  
DE UMA TURBINA EÓLICA DE EIXO HORIZONTAL  
VIA PLANICIDADE DIFERENCIAL**

Bruno Batista Suehara

Brasília, Agosto de 2016

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
Faculdade de Tecnologia

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**CONTROLE DA VELOCIDADE ANGULAR  
DE UMA TURBINA EÓLICA DE EIXO HORIZONTAL  
VIA PLANICIDADE DIFERENCIAL**

**Bruno Batista Suehara**

*Dissertação submetida ao Departamento de Engenharia Mecânica  
da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília como requisito parcial  
para obtenção do grau de Mestre Engenheiro em Sistemas Mecatrônicos.*

Banca Examinadora

Prof. Dr. Eugênio L. F. Fortaleza, ENM/UnB

*Orientador*

\_\_\_\_\_

Prof. Dr. André Murilo de Almeida Pinto, FGA/UnB

*Examinador interno*

\_\_\_\_\_

Prof. Dr. Mario B. Baptista de Siqueira, ENM/UnB

*Examinador externo*

\_\_\_\_\_

## FICHA CATALOGRÁFICA

SUEHARA, BRUNO BATISTA

CONTROLE DA VELOCIDADE ANGULAR DE UMA TURBINA EÓLICA DE EIXO HORIZONTAL VIA PLANICIDADE DIFERENCIAL

[Distrito Federal] 2016.

xii, 105 p., 210 x 297 mm (ENM/FT/UnB, Mestre, Sistemas Mecatrônicos, 2016).

Dissertação de Mestrado. Publicação DM-107/16 - Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Mecânica.

- |                                      |                               |
|--------------------------------------|-------------------------------|
| 1. Planicidade Diferencial           | 2. Planejamento de Trajetória |
| 3. Saídas Planas                     | 4. Filtro de Kalman           |
| 5. Controle da Velocidade de Rotação | 6. Turbina Eólica             |
| I. ENM/FT/UnB                        | II. Título (série)            |

## REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

SUEHARA, B. B. (2016). CONTROLE DA VELOCIDADE ANGULAR DE UMA TURBINA EÓLICA DE EIXO HORIZONTAL VIA PLANICIDADE DIFERENCIAL, Dissertação de Mestrado em Sistemas Mecatrônicos, Publicação DM-107/16, Departamento de Engenharia Mecânica, Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 105 p.

## CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Bruno Batista Suehara

TÍTULO: CONTROLE DA VELOCIDADE ANGULAR DE UMA TURBINA EÓLICA DE EIXO HORIZONTAL VIA PLANICIDADE DIFERENCIAL.

GRAU: Mestre ANO: 2016

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desse trabalho de conclusão de curso pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

---

Bruno Batista Suehara

Endereço: Avenida Joventino Rodrigues, nº 36

Complemento: Centro

Bairro: Santa Luzia

CEP: 72.803-010

Luziânia-GO, Brasil

## **Dedicatória**

*A minha família.*

*Bruno Batista Suehara*

## Agradecimentos

*Após a conclusão da graduação em Engenharia de Energia, a ideia da realização de uma pós-graduação raramente passava em minha cabeça. Porém, mal eu havia saído da graduação e veio a oportunidade de se fazer um mestrado em uma área diferente da minha formação. Pensei muito se deveria continuar a vida acadêmica ou não. No final, a busca por desafios e a possibilidade de aprender coisas novas me motivaram a escolha por fazer o mestrado. Acreditei que não deveria fechar esta porta que se abriu em minha vida. E acredito que o cumprimento desta importante etapa possa me credenciar para alcançar e explorar as oportunidades que surgirem em meu caminho profissional.*

*Gostaria de agradecer, primeiramente, a toda minha família, que sempre esteve ao meu lado em meus estudos. Agradeço a minha mãe Rosana da Abadia Batista, ao meu pai Osvaldo Tadashi Suehara, ao meu irmão Marcelo Batista Suehara (que me ajudou a corrigir os erros ortográficos deste manuscrito), aos meus avós, tios e primos por acreditarem no meu potencial.*

*Quero regradeciar minha ex-professora e orientadora de graduação Maria del Pilar Hidalgo Falla pelo incentivo e apoio para ingressar neste mestrado.*

*Agradeço aos meus colegas de mestrado e amigos Luiz Eduardo Nunes de Albuquerque e Raffael de Queiroz Almeida, por todo o companheirismo e força dados durante esta jornada.*

*Meus sinceros agradecimentos ao ex-companheiro de mestrado José Oniram de Aquino Lima Verde Filho pelos inúmeros auxílios prestados desde meu primeiro semestre.*

*Um agradecimento especial ao meu professor e orientador Eugênio Libório Feitosa Fortaleza pela paciência, disponibilidade e ensinamentos que tornaram possível a realização deste mestrado.*

*Também agradeço o apoio prestado pelas instituições ANP, FINEP, MCTI e Petrobras, além do programa PRH-PB 223.*

*Bruno Batista Suehara*

---

## RESUMO

A crescente utilização da energia proveniente dos ventos em todo o mundo vem trazendo desafios aos desenvolvedores de turbinas eólicas. Mais especificamente, o desenvolvimento de controladores capazes de aumentar a potência produzida pelos aerogeradores e otimizar a resposta gerada para as trajetórias nominais torna-se de suma importância para as indústrias do setor eólico, as quais buscam melhores resultados a cada dia. Um dos principais desafios enfrentados pelos fabricantes de turbinas eólicas é a complexa aerodinâmica envolvida no sistema eólico, que é particularmente não-linear, o que gera regiões de alta instabilidade para determinados pontos de operação em regime permanente. Neste contexto, o presente trabalho propõe um método de controle para velocidade angular de turbinas eólicas por meio de técnicas de planejamento de trajetória. Este método é denominado controle por planicidade diferencial, também conhecido apenas como Flatness, que juntamente com a utilização de um filtro de Kalman, irá produzir uma solução ótima para a resposta do sistema mesmo considerando-se a hipótese da presença de ruídos. Um controlador linear quadrático gaussiano será aplicado ao modelo do sistema com o intuito de comparar seus resultados com as saídas do controlador via planicidade diferencial.

**Palavras Chaves:** Planicidade Diferencial, Planejamento de Trajetória, Saídas Planas, Filtro de Kalman, Controle da Velocidade de Rotação, Turbina Eólica.

---

## ABSTRACT

The increasing use of energy from the winds around the world has brought challenges to developers of wind turbines. More specifically, the development of controllers able to increase the power produced by wind turbines and optimize the response generated for nominal trajectories becomes very important for the sector's industries wind, which searches better results every day. One of the main challenges faced by wind turbine manufacturers is the complex aerodynamics involved in the wind power system, which is particularly non-linear, generating high instability regions for certain operating points on a steady state. In this context, this paper proposes a method to control the angular velocity of wind turbines through trajectory planning techniques. This method is named flatness based control, also known only as Flatness, with together the use of a Kalman filter, will produce an optimum solution to the system response even considering the possibility of the presence of noise. A linear quadratic gaussian controller will be applied to the model in order to compar its results to the outputs of the flatness based control.

**Keywords:** Flatness, Trajectory Planning, Flat Outputs, Kalman Filter, Control of Angular Speed, Wind Turbine.

# SUMÁRIO

|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| <b>1</b> | <b>Introdução</b>   | <b>1</b>  |
| 1.1      | CONTEXTUALIZAÇÃO  | 1         |
| 1.2      | DEFINIÇÃO DO PROBLEMA   | 2         |
| 1.3      | OBJETIVO GERAL  | 3         |
| 1.4      | RESULTADOS ALCANÇADOS   | 4         |
| 1.5      | DESCRIÇÃO DO MANUSCRITO   | 4         |
| <b>2</b> | <b>Fundamentação Teórica</b>  | <b>6</b>  |
| 2.1      | ÂNGULO DE ATAQUE E ÂNGULO DE PASSO                                    | 6         |
| 2.2      | MECANISMOS DE LIMITAÇÃO DE POTÊNCIA                                   | 7         |
| 2.2.1    | CONTROLE DE ESTOL (STALL)   | 7         |
| 2.2.2    | CONTROLE DE PASSO (PITCH)   | 8         |
| 2.3      | PRINCIPAIS TIPOS DE CONTROLES UTILIZADOS NA INDÚSTRIA EÓLICA          | 9         |
| 2.3.1    | CONTROLE PROPORCIONAL INTEGRAL DERIVATIVO (PID)                       | 9         |
| 2.3.2    | CONTROLE PROPORCIONAL INTEGRAL (PI)                                   | 10        |
| 2.3.3    | CONTROLE DE MODO DESLIZANTE (SMC)                                     | 10        |
| 2.3.4    | CONTROLE INTELIGENTE (IC)   | 11        |
| 2.4      | CONTROLES VIA PLANICIDADE DIFERENCIAL PROPOSTOS PARA TURBINAS EÓLICAS | 12        |
| 2.5      | CONTROLES VIA FILTRO DE KALMAN PROPOSTOS PARA TURBINAS EÓLICAS        | 13        |
| 2.6      | DIFERENCIAL DO MANUSCRITO   | 15        |
| <b>3</b> | <b>Revisão Bibliográfica</b>  | <b>16</b> |
| 3.1      | ENERGIA EÓLICA  | 16        |
| 3.1.1    | DEFINIÇÃO, VANTAGENS E DESVANTAGENS DA ENERGIA EÓLICA                 | 16        |
| 3.1.2    | APLICAÇÕES DA ENERGIA EÓLICA  | 17        |
| 3.2      | TURBINAS EÓLICAS  | 18        |
| 3.2.1    | CLASSIFICAÇÃO DAS TURBINAS EÓLICAS                                    | 18        |
| 3.2.2    | SISTEMAS DE GERAÇÃO EÓLICA  | 19        |
| 3.2.3    | COMPONENTES DA TURBINA EÓLICA   | 20        |
| 3.2.4    | FORÇAS AERODINÂMICAS  | 23        |
| 3.2.5    | MODOS DE OPERAÇÃO   | 24        |
| 3.3      | GERADORES ELÉTRICOS   | 26        |



|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| 3.3.1    | GERADOR SÍNCRONO A ÍMÃ PERMANENTE .....   | 26        |
| 3.3.2    | GERADOR DE INDUÇÃO DE DUPLA ALIMENTAÇÃO.....  | 26        |
| 3.3.3    | GERADOR DE INDUÇÃO DE ROTOR TIPO GAIOLA.....  | 26        |
| 3.3.4    | GERADOR DE CORRENTE CONTÍNUA A ÍMÃ PERMANENTE.....  | 26        |
| 3.4      | PRINCÍPIOS DO ESCOAMENTO DE AR AO REDOR DAS PÁS EÓLICAS .....                               | 28        |
| 3.4.1    | FLUIDO NEWTONIANO.....  | 28        |
| 3.4.2    | NÚMERO DE REYNOLDS .....  | 28        |
| 3.4.3    | CAMADA LIMITE .....   | 29        |
| 3.4.4    | SEPARAÇÃO DA CAMADA LIMITE .....  | 30        |
| 3.4.5    | FENÔMENO DE ESTOL .....   | 31        |
| 3.4.6    | ATRASO DE ESTOL.....  | 32        |
| 3.5      | PRINCÍPIOS AERODINÂMICOS .....  | 33        |
| 3.5.1    | POTÊNCIA DO VENTO .....   | 33        |
| 3.5.2    | RAZÃO DE VELOCIDADE DE PONTA .....  | 34        |
| 3.5.3    | POTÊNCIA MECÂNICA .....   | 34        |
| 3.5.4    | COEFICIENTE DE POTÊNCIA .....   | 35        |
| 3.5.5    | TORQUE AERODINÂMICO.....  | 36        |
| 3.6      | TEORIA DE CONTROLE .....  | 37        |
| 3.6.1    | SISTEMAS LINEARES E SISTEMAS NÃO-LINEARES .....   | 38        |
| 3.6.2    | ESTABILIDADE DE SISTEMAS.....   | 39        |
| 3.6.3    | LINEARIZAÇÃO DE SISTEMAS .....  | 42        |
| <b>4</b> | <b>Projeto do Controlador .....</b>   | <b>45</b> |
| 4.1      | MODELO .....  | 45        |
| 4.2      | PARÂMETROS DO SISTEMA.....  | 45        |
| 4.3      | MODELAGEM DO SISTEMA EÓLICO .....   | 48        |
| 4.3.1    | DETERMINAÇÃO DO COEFICIENTE DE POTÊNCIA .....   | 49        |
| 4.3.2    | SISTEMA MECÂNICO .....  | 49        |
| 4.3.3    | CIRCUITO ELÉTRICO.....  | 52        |
| 4.3.4    | MODELO DO SISTEMA DA TURBINA EÓLICA .....   | 54        |
| 4.4      | DETERMINAÇÃO DA REGIÃO DE INSTABILIDADE DO MODELO.....                                      | 55        |
| 4.5      | MÉTODOS DE CONTROLE .....   | 58        |
| 4.5.1    | CONTROLE VIA PLANICIDADE DIFERENCIAL .....  | 58        |
| 4.5.2    | OBSERVADOR FILTRO DE KALMAN (KF).....   | 64        |
| 4.5.3    | DIAGRAMA DE BLOCOS DO CONTROLADOR VIA PLANICIDADE DIFERENCIAL<br>COM FILTRO DE KALMAN ..... | 67        |
| 4.5.4    | CONTROLE LQG .....  | 67        |
| <b>5</b> | <b>Simulações Numéricas .....</b>   | <b>73</b> |
| 5.1      | SIMULAÇÃO DA REGIÃO DE INSTABILIDADE DO MODELO.....   | 73        |
| 5.2      | SIMULAÇÃO DOS CONTROLADORES .....   | 75        |

|          |  |           |
|----------|--|-----------|
| 5.2.1    | IMPLEMENTAÇÃO DO CONTROLADOR COM PLANICIDADE DIFERENCIAL E FILTRO DE KALMAN VIA SIMULINK ..... | 77        |
| 5.2.2    | IMPLEMENTAÇÃO DO CONTROLADOR LQG VIA SIMULINK.....   | 83        |
| 5.2.3    | COMPARAÇÃO ENTRE OS CONTROLES VIA PLANICIDADE DIFERENCIAL E LQG                                | 85        |
| <b>6</b> | <b>Conclusões.....</b>   | <b>89</b> |
| 6.1      | CONTRIBUIÇÕES .....  | 90        |
| 6.2      | TRABALHOS FUTUROS.....   | 90        |
| 6.3      | PUBLICAÇÕES .....  | 91        |
|          | <b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>  | <b>92</b> |

# LISTA DE FIGURAS

|      |   |    |
|------|---|----|
| 1.1  | Evolução da capacidade instalada de energia eólica no Brasil [1].   | 2  |
| 1.2  | Região de instabilidade da turbina em uma curva do coeficiente de potência.                               | 3  |
| 2.1  | Ângulo de ataque $\alpha$ e ângulo de passo $\beta$ [2].  | 6  |
| 2.2  | Regulação de potência por controle de estol [3].  | 7  |
| 2.3  | Curva de potência para turbina eólica com controle de estol [4].  | 8  |
| 2.4  | Regulação de potência por controle de passo [5].  | 8  |
| 2.5  | Curva de potência para turbina eólica com controle de passo [4].  | 9  |
| 2.6  | Diagrama de blocos para controle PID de uma turbina eólica [6].   | 10 |
| 2.7  | Diagrama de blocos para controle de modo deslizante de uma turbina eólica [7].                            | 11 |
| 2.8  | Diagrama de blocos para controle em rede neural de uma turbina eólica [8].                                | 11 |
| 2.9  | Representação do modelo do sistema [9].   | 13 |
| 2.10 | Esquematização do controle não-linear para turbina eólica de velocidade variável [10].                    | 14 |
| 3.1  | Configuração de turbinas eólicas de eixo horizontal [11].   | 18 |
| 3.2  | Configurações das turbinas eólicas de eixo vertical [11].   | 19 |
| 3.3  | Principais componentes de uma turbina eólica (Autoria própria).   | 20 |
| 3.4  | Tipos de torres para turbinas eólicas [12].   | 23 |
| 3.5  | Forças aerodinâmicas atuando sobre as pás [2].  | 24 |
| 3.6  | Curva de operação de turbinas eólicas [2].  | 24 |
| 3.7  | Geradores de corrente contínua com excitação em paralelo e em série (Alternative Energy Tutorials, 2013). | 27 |
| 3.8  | Escoamento sobre uma placa plana.   | 29 |
| 3.9  | Gradientes de pressão agindo ao longo da superfície de um corpo [13].                                     | 31 |
| 3.10 | Estol sobre a superfície superior de um aerofólio [3].  | 31 |
| 3.11 | Volume de ar capturado da turbina.  | 33 |
| 3.12 | Fluxo de ar através da turbina [3].   | 35 |
| 3.13 | Coeficiente de potência de uma turbina eólica em função da razão de velocidade de ponta [3].              | 36 |
| 3.14 | Curvas típicas de coeficiente de potência para ângulos de passo distintos.                                | 36 |
| 3.15 | Esquematização de um controle em malha fechada.   | 37 |
| 3.16 | Curvas para sistemas lineares e não-lineares (Autoria própria).   | 39 |
| 3.17 | Localização da parte real dos polos de uma função de transferência.                                       | 40 |
| 3.18 | Caracterização de estabilidade para sistemas não-lineares [14].   | 41 |

|      |  |    |
|------|--|----|
| 4.1  | Modelo simplificado do sistema. ....   | 45 |
| 4.2  | Turbina eólica utilizada no trabalho. ....   | 46 |
| 4.3  | Comportamento do coeficiente de potência da turbina eólica. ....   | 47 |
| 4.4  | Modelo simplificado da turbina eólica com a presença dos subsistemas aerodinâmico, mecânico e elétrico. .... | 49 |
| 4.5  | Modelo mecânico do sistema eólico. ....  | 50 |
| 4.6  | Torques aerodinâmico e torque eletromecânico agindo sobre o sistema turbina-gerador. ....                    | 50 |
| 4.7  | Esquematização do gerador de corrente contínua a ímã permanente. ....  | 52 |
| 4.8  | Circuito elétrico de armadura do gerador. ....   | 53 |
| 4.9  | Estrutura do sistema da turbina eólica. ....   | 54 |
| 4.10 | Região instável de acordo com os polos do sistema da turbina eólica. ....                                    | 57 |
| 4.11 | Estratégia de controle da velocidade angular da turbina eólica via planicidade diferencial. ....             | 63 |
| 4.12 | Função de probabilidade hipotética [15]. ....  | 65 |
| 4.13 | Diagrama de blocos do sistema de controle da turbina eólica. ....  | 67 |
| 4.14 | Diagrama de blocos do controlador LQG [16]. ....   | 71 |
| 5.1  | Região instável da turbina eólica. ....  | 74 |
| 5.2  | Comportamento de $\omega$ sem o uso de controlador na região estável do modelo. ....                         | 74 |
| 5.3  | Comportamento de $\omega$ sem o uso de controlador na região instável do modelo. ....                        | 75 |
| 5.4  | Controle de trajetória para o sistema da turbina eólica via Simulink. ....                                   | 77 |
| 5.5  | Representação do modelo não-linear da turbina eólica via Simulink. ....                                      | 77 |
| 5.6  | Controle de trajetória para o sistema da turbina eólica. ....  | 78 |
| 5.7  | Velocidade angular para a situação I. ....   | 78 |
| 5.8  | Corrente de armadura para a situação I. ....   | 78 |
| 5.9  | Resistência externa ao gerador para a situação I. ....   | 79 |
| 5.10 | Dinâmica do erro de trajetória para a situação I. ....   | 79 |
| 5.11 | Velocidade angular para a situação II. ....  | 79 |
| 5.12 | Corrente de armadura para a situação II. ....  | 80 |
| 5.13 | Resistência externa ao gerador para a situação II. ....  | 80 |
| 5.14 | Dinâmica do erro de trajetória para a situação II. ....  | 80 |
| 5.15 | Velocidade angular para a situação III. ....   | 81 |
| 5.16 | Corrente de armadura para a situação III. ....   | 81 |
| 5.17 | Resistência externa ao gerador para a situação III. ....   | 81 |
| 5.18 | Dinâmica do erro de trajetória para a situação III. ....   | 82 |
| 5.19 | Comportamento do sistema para $\omega = 50 \text{ rad/s}$ . ....   | 82 |
| 5.20 | Comportamento do sistema para $\omega = 110 \text{ rad/s}$ . ....  | 83 |
| 5.21 | Comportamento do sistema para $\omega = 180 \text{ rad/s}$ . ....  | 83 |
| 5.22 | Controle LQG para o sistema da turbina eólica via Simulink. ....   | 84 |
| 5.23 | Velocidade angular para a situação I. ....   | 84 |
| 5.24 | Velocidade angular para a situação II. ....  | 85 |
| 5.25 | Velocidade angular para a situação III. ....   | 85 |

|      |  |    |
|------|--|----|
| 5.26 | Comportamento de $\omega$ para a situação I.....   | 86 |
| 5.27 | Comportamento de $\omega$ para a situação II.....  | 86 |
| 5.28 | Comportamento de $\omega$ para a situação III..... | 86 |
| 5.29 | Comparação da $\omega$ para a situação I.....      | 87 |
| 5.30 | Comparação da $\omega$ para a situação II.....     | 87 |
| 5.31 | Comparação da $\omega$ para a situação III. ....   | 87 |

# LISTA DE TABELAS

|     |   |    |
|-----|---|----|
| 4.1 | Parâmetros do gerador. ....   | 46 |
| 4.2 | Valores de coeficiente de potência e razão de velocidade de ponta.....          | 47 |
| 4.3 | Valores das constantes do polinômio do coeficiente de potência da turbina. .... | 48 |

# LISTA DE SÍMBOLOS

## Princípios Aerodinâmicos

|           |  |
|-----------|--|
| $\omega$  | Velocidade de rotação da turbina                               |
| $r$       | Raio da turbina  |
| $U$       | Velocidade do vento ou velocidade de corrente livre            |
| $U_{pa}$  | Velocidade da pá da turbina eólica                             |
| $U_{rel}$ | Velocidade relativa do vento ao incidir a pá da turbina eólica |
| $E_c$     | Energia cinética do vento                                      |
| $P_U$     | Potência disponível pelo vento                                 |
| $m$       | Massa do vento   |
| $\rho$    | Massa específica do ar   |
| $S$       | Área varrida pelo vento  |
| $dx$      | Espessura da seção transversal varrida pelo vento              |
| $t$       | Tempo  |
| $P_m$     | Potência mecânica  |
| $\tau_a$  | Torque aerodinâmico  |
| $C_P$     | Coefficiente de potência                                       |
| $\lambda$ | Razão de velocidade de ponta                                   |
| $\alpha$  | Ângulo de ataque   |
| $\beta$   | Ângulo de passo  |
| $F_{sus}$ | Força de sustentação   |
| $F_{arr}$ | Força de arrasto   |
| $\chi$    | Constante de simplificação do coeficiente de potência          |

## Turbinas Eólicas

|        |                                 |
|--------|---------------------------------|
| $TEEH$ | Turbina eólica de horizontal    |
| $TEEV$ | Turbina eólica de eixo vertical |
| $CC$   | Corrente contínua               |
| $CA$   | Corrente alternada              |

## Princípios do Escoamento de Ar

|                 |                                     |
|-----------------|-------------------------------------|
| $\tau$          | Tensão de cisalhamento              |
| $\frac{dV}{dy}$ | Gradiente de velocidade do fluido   |
| $Re$            | Número de Reynolds                  |
| $\mu$           | Viscosidade absoluta                |
| $\delta$        | Espessura da camada limite          |
| $L$             | Escala de comprimento do escoamento |

## Sinais do Sistema

|     |   |
|-----|---|
| $y$ | Sinal de saída do sistema                           |
| $u$ | Sinal de entrada do sistema ou variável de controle |

## Matrizes Representadas em Espaço de Estado

|     |                   |
|-----|-------------------|
| $A$ | Matriz de estados |
| $B$ | Matriz de entrada |
| $C$ | Matriz de saída   |

## Estabilidade de Sistemas

|            |   |
|------------|---|
| $e_i$      | Constantes relacionadas à saída de uma equação diferencial        |
| $f_i$      | Constantes relacionadas à entrada de uma equação diferencial      |
| $FT$       | Função de transferência   |
| $Y(s)$     | Saída do sistema na forma de Laplace                              |
| $U(s)$     | Entrada do sistema na forma de Laplace                            |
| $PE$       | Ponto de equilíbrio utilizado na linearização via série de Taylor |
| $x_{eq}$   | Ponto de equilíbrio dos estados                                   |
| $u_{eq}$   | Ponto de equilíbrio da entrada                                    |
| $S'$       | Região qualquer de um sistema                                     |
| $R_a$      | Área qualquer dentro da região $S'$                               |
| $r_a$      | Área qualquer dentro da região $S'$ menor do que $R_a$            |
| $\delta_x$ | Variável de desvio de estado                                      |
| $\delta_u$ | Variável de desvio de controle                                    |
| $X$        | Vetor de estados na forma canônica                                |
| $b(X)$     | Função não-linear dos estados                                     |
| $u_l$      | Entrada do sistema após o processo de realimentação linearizante  |
| $k_i$      | Constantes do processo de realimentação linearizante              |
| $g$        | Ponto de equilíbrio para o vetor de estado $x_1$                  |
| $b$        | Ponto de equilíbrio para a entrada $u$                            |



## Controladores Comumente Empregados em Turbinas Eólicas

|       |   |
|-------|---|
| $IC$  | Controle Inteligente                      |
| $GPC$ | Controle Preditivo Generalizado           |
| $SMC$ | Controle de Modo Deslizante               |
| $PI$  | Controle Proporcional Integral            |
| $PID$ | Controle Proporcional Integral Derivativo |

## Planicidade Diferencial

|            |  |
|------------|--|
| $\psi$     | Saída plana  |
| $e_{pd}$   | Erro de trajetória   |
| $\nu$      | Lei de controle para o sistema Flatness                            |
| $\kappa_0$ | Ganho do controlador Flatness referente ao termo de ordem nula     |
| $\kappa_1$ | Ganho do controlador Flatness referente ao termo de primeira ordem |
| $x_p$      | Vetor de estado parametrizado                                      |
| $f_1$      | Função parametrizada independente da entrada do sistema            |
| $f_2$      | Função parametrizada dependente da entrada do sistema              |
| $\xi_\psi$ | Função suave referente à saída plana do sistema                    |
| $\xi_u$    | Função suave referente à entrada do sistema                        |
| $\xi_x$    | Função suave referente ao estado do sistema                        |
| $q$        | Número finito  |
| $A_B$      | Matriz de estados na forma canônica de Brunovsky                   |
| $B_B$      | Matriz de entrada na forma canônica de Brunovsky                   |
| $C_B$      | Matriz de saída na forma canônica de Brunovsky                     |

## Filtro de Kalman

|           |  |
|-----------|--|
| $KF$      | Filtro de Kalman   |
| $EKF$     | Filtro de Kalman Estendido                                   |
| $H$       | Matriz de sensibilidade de medição                           |
| $K$       | Matriz do ganho de Kalman                                    |
| $P$       | Matriz de covariância de incerteza das estimativas de estado |
| $Q$       | Matriz de covariância do ruído de estado                     |
| $R$       | Matriz de covariância do ruído de medida                     |
| $q_k$     | Vetor do ruído de processo                                   |
| $v_k$     | Vetor do ruído de medição                                    |
| $\hat{x}$ | Estimação ótima do vetor de estado $x$                       |
| $J_g$     | Matriz jacobiana do processo                                 |
| $J_h$     | Matriz jacobiana de observação                               |
| $fc(x y)$ | Função de densidade de probabilidade condicional             |

## Controlador LQG

|             |  |
|-------------|--|
| $q_g$       | Vetor do ruído de processo da estratégia de controle LQG         |
| $v_g$       | Vetor do ruído de medição da estratégia de controle LQG          |
| $J_g$       | Função custo para o controle LQG                                 |
| $E$         | Operador matemático que designa o valor esperado da função custo |
| $\tilde{x}$ | Vetor de estado estimado   |
| $e_{est}$   | Erro de estimação  |
| $M_{obs}$   | Matriz de observabilidade  |
| $M_{con}$   | Matriz de controlabilidade                                       |

## Modelagem do Sistema

|            |  |
|------------|--|
| $a_i$      | Constantes do polinômio do coeficiente de potência                     |
| $b_i$      | Coefficientes de simplificação do polinômio do coeficiente de potência |
| $C_i$      | Coefficientes de simplificação do torque aerodinâmico                  |
| $J_T$      | Momento de inércia da turbina  |
| $J_G$      | Momento de inércia do gerador  |
| $J$        | Momento de inércia equivalente do sistema                              |
| $m_t$      | Massa da turbina   |
| $I_a$      | Corrente de armadura   |
| $L_a$      | Indutância de armadura   |
| $R_a$      | Resistência de armadura  |
| $R_e$      | Resistência externa  |
| $K_w$      | Constante de enrolamento   |
| $K_T$      | Constante de torque  |
| $K_V$      | Constante de velocidade  |
| $\phi$     | Fluxo magnético  |
| $\omega_n$ | Velocidade nominal da turbina  |

# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1 Contextualização

Turbinas eólicas vêm ganhando cada vez mais espaço na área da geração de eletricidade em todo o mundo. São diversos os tipos e os tamanhos de aerogeradores que podem ser encontrados, desde turbinas de pequeno porte utilizadas em sistemas isolados até as turbinas industriais dotadas de alto poder tecnológico empregadas em parques eólicos. Para [17], as principais razões para o progressivo desenvolvimento do mercado eólico no mundo são a crescente competitividade do setor eólico em relação a outras fontes de energia e a necessidade de se implantar tecnologias que não emitam gases poluentes com o intuito de mitigar as mudanças climáticas e a poluição do ar.

De acordo com [18], no ano de 2014 a energia eólica contribuiu com aproximadamente 4% frente a demanda global de eletricidade. Para o ano de 2020 espera-se que a geração de energia eólica ultrapasse 700.000 MW. China, Estados Unidos, Alemanha, Espanha e Índia representam 72% da capacidade global de energia eólica no mundo. Na América Latina, o maior mercado de energia eólica pertence ao Brasil. O país ocupa a 13<sup>o</sup> posição na produção de energia oriunda dos ventos em todo o mundo.

No Brasil, a utilização da energia eólica começou no ano de 1992 com o primeiro aerogerador instalado no arquipélago de Fernando de Noronha. Este projeto foi um resultado da parceria entre o Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE) e a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), com financiamento do instituto de pesquisas dinamarquês Folkecenter. Mas devido ao alto custo da tecnologia e à falta de políticas públicas, o avanço do setor eólico como alternativa de geração de energia elétrica no país foi mínimo. Após a crise energética de 2001, foi criado o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), com o intuito de incentivar o desenvolvimento das fontes renováveis da matriz energética brasileira. Desta forma, o PROINFA tornou mais acessível o caminho para a fixação da indústria de componentes e turbinas eólicas no país [1].

Ainda segundo [1], em abril de 2015 a capacidade eólica instalada no Brasil foi de 6.4 GW, sendo a participação dessa fonte na matriz energética brasileira aproximadamente de 4.6%. Nos últimos anos o Brasil apresentou um crescimento virtuoso de sua capacidade instalada em relação

ao setor eólico, e este avanço se tornará ainda mais intenso nos próximos quatro anos. Observa-se por meio da curva da capacidade instalada da fonte eólica, apresentada na Figura 1.1, que até 2019 o país terá 17.03 GW instalados em todo território.

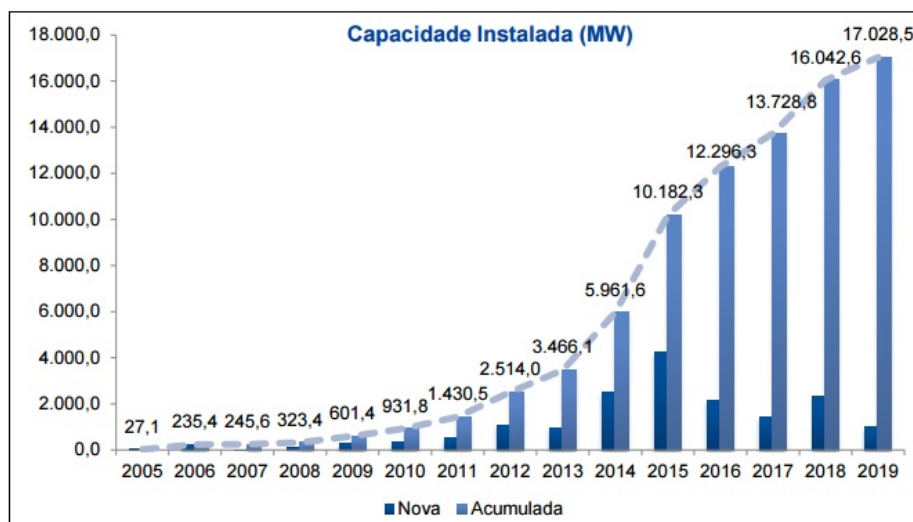


Figura 1.1: Evolução da capacidade instalada de energia eólica no Brasil [1].

Com o iminente crescimento da geração de energia eólica em todo o mundo, a indústria eólica ainda terá muitos desafios pela frente, principalmente na área de desenvolvimento de controladores, pois a cada dia as indústrias procuram aumentar a eficiência de suas turbinas, visando aproveitar ao máximo a energia fornecida pelo vento. Desta forma, a utilização de controladores mais avançados torna-se de grande importância para a otimização da geração de energia eólica.

De acordo com [19], sistemas eólicos apresentam inúmeros desafios para os engenheiros de controle pelo fato da dinâmica das turbinas eólicas ser essencialmente não-linear devido à ação das forças aerodinâmicas nas quais as pás das turbinas estão sujeitas.

## 1.2 Definição do problema

Um dos objetivos dos controladores é fazer com que a turbina eólica se estabilize em uma velocidade angular desejada. Porém, há uma grande dificuldade de estabilizar a velocidade em determinadas regiões pelo fato do sistema compreendido pela turbina e o gerador ser não-linear e, conseqüentemente, instável. Tal fato pode ser verificado pela análise de estabilidade do sistema linearizado, como visto na subseção 4.4 do capítulo 4. Esta instabilidade é provocada devido ao efeito de estol nos perfis das pás das turbinas eólicas. Para determinadas velocidades do vento, ocorre o deslocamento da camada limite na parte posterior das pás da turbina, fenômeno conhecido como estol, o qual ocasiona o aumento da geração de turbulências na área dorsal das pás. O estol é responsável pela redução abrupta do torque gerado pela turbina, criando uma região de instabilidade do sistema, na qual as velocidades angulares da turbina não podem ser determinadas para sistemas em malha aberta em regime permanente. Cabe ressaltar que para

velocidades de vento excessivamente elevadas, a geração de estol é bem vinda, pois torna-se um mecanismo de limitação de potência que auxilia que a velocidade nominal do gerador não seja ultrapassada, o que evita prejuízos aos componentes do sistema eólico.

Por meio da curva do coeficiente de potência, parâmetro que indica a eficiência da conversão da energia cinética do vento para a energia cinética de rotação da turbina, pode-se verificar a região de instabilidade de um aerogerador, a qual é expressa por um intervalo no qual não é possível obter pontos de operação. A região de instabilidade de um sistema eólico pode ser vista na curva do coeficiente de potência mostrada na Figura 1.2.

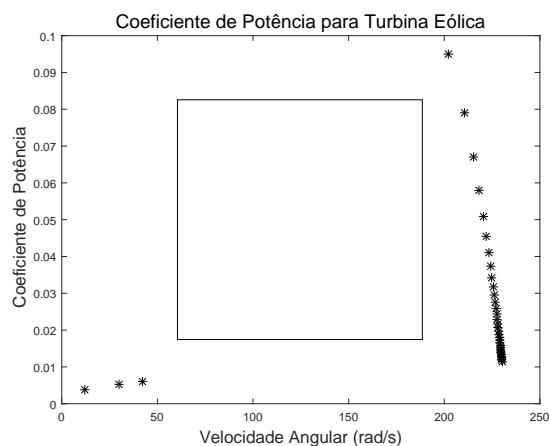


Figura 1.2: Região de instabilidade da turbina em uma curva do coeficiente de potência.

Observa-se que para uma dada velocidade de vento, as turbinas eólicas possuem uma região em que há enorme dificuldade em se obter a estabilização da velocidade angular. Por isso, a determinação do coeficiente de potência nesta região é bastante comprometida. A importância da estabilização da velocidade angular na região instável se deve pelo fato da variação da velocidade do vento. Caso a velocidade do vento seja baixa, faz-se necessário elevar a velocidade angular da turbina para que a geração de eletricidade seja otimizada. Por outro lado, se a velocidade do vento for excessiva de forma que o gerador ultrapasse sua potência nominal, a turbina precisa reduzir sua velocidade angular para valores operacionais de rotação.

### 1.3 Objetivo Geral

O objetivo deste projeto é desenvolver um mecanismo de controle capaz de controlar a velocidade angular de uma turbina eólica de eixo horizontal com ângulo de passo fixo de forma a manter a turbina operando eficientemente inclusive nas faixas de instabilidade da mesma. O controle será realizado por meio do método de planicidade diferencial juntamente com a utilização de um filtro de Kalman. O controle por planicidade diferencial, que trabalha com técnicas de planejamento de trajetória, junto ao filtro de Kalman, que lida com estimação de estados, irá garantir a convergência da resposta para a trajetória nominal do sistema, o qual terá resistências externas ao gerador como entradas e a velocidade desejada da turbina como a saída. Também será desenvolvido um

controlador LQG para controlar a velocidade angular da turbina eólica e comparar o resultado das duas técnicas de controle projetadas.

## 1.4 Resultados Alcançados

Nesta dissertação foi desenvolvido um método de controle via planicidade diferencial junto com um filtro de Kalman para o sistema não-linear representado por uma turbina eólica. Para fins de comparação, aplicou-se um controle LQG ao sistema linearizado da turbina. A técnica de acompanhamento de trajetória possibilitou que os métodos planicidade diferencial e filtro de Kalman resultassem em estabilizações mais rápidas e precisas para as velocidades angulares desejadas se comparadas às respostas do controle LQG.

Como contribuição, poderá ser visto que o desenvolvimento das expressões do controlador via planicidade diferencial juntamente com a estimação da velocidade angular da turbina por meio do filtro de Kalman possibilita o controle da velocidade de rotação do aerogerador na região de instabilidade do sistema, além de representar uma alternativa a se aplicar nas turbinas eólicas industriais.

## 1.5 Descrição do Manuscrito

O texto começa com o Capítulo 1, o qual apresenta a motivação para a realização deste trabalho, que relaciona a problemática enfrentada pelos controladores em turbinas eólicas ao atual setor eólico tanto no Brasil quanto no mundo, além de introduzir os objetivos do projeto.

A fundamentação teórica deste trabalho está apresentado no Capítulo 2, o qual relata os principais métodos de controle utilizados atualmente para controlar a velocidade e a potência das turbinas eólicas, além de apontar os trabalhos já desenvolvidos na área de turbinas eólicas por meio do método de planicidade diferencial.

O Capítulo 3 apresenta a revisão bibliográfica dos conteúdos do projeto. Neste capítulo, são exibidos os conceitos relacionados com energia eólica e aerogeradores, os tipos de geradores mais utilizados no setor eólico e as técnicas de controles utilizadas neste trabalho.

O desenvolvimento do trabalho está apresentado no Capítulo 4, que reúne os seguintes tópicos: modelagem do sistema eólico incluindo os modelos aerodinâmico, mecânico e elétrico, definição da região de instabilidade do sistema por meio do processo de linearização tangente e descrição do desenvolvimento dos métodos de controle utilizados (planicidade diferencial, filtro de Kalman e LQG).

O Capítulo 5 apresenta as simulações numéricas dos controladores desenvolvidos via Simulink/Matlab, além das análises e comparações a cerca dos resultados das simulações.

As conclusões, incluindo os comentários e os aspectos mais relevantes ocorridos durante a execução do trabalho estão descritas no Capítulo 6.

Por fim, todas as referências utilizadas para a elaboração desta dissertação e os anexos relevantes para a compreensão do mesmo estão listados no final do trabalho.

## Capítulo 2

# Fundamentação Teórica

Antes de citar os principais mecanismos de controle de potência existentes e os modelos de controle via planicidade diferencial e via filtro de Kalman já propostos para turbinas eólicas, é preciso definir dois importantes parâmetros: o ângulo de ataque  $\alpha$  e o ângulo de passo  $\beta$ . Estes ângulos possuem papel fundamental nos processos de operação e regulação da potência produzida pelos aerogeradores, pois restringem a energia absorvida pelo vento dissipando o excesso de potência mecânica gerada. Um conceito a ser considerado no estudo da aerodinâmica das pás eólicas é denominado corda, que é caracterizada pela distância entre as extremidades do perfil aerodinâmico da pá.

### 2.1 Ângulo de ataque e Ângulo de passo

Quando o vento com velocidade  $U$  atinge o rotor da turbina eólica, o ângulo formado entre a velocidade do fluxo de ar resultante  $U_{rel}$  e a corda da pá é denominado ângulo de ataque. O ângulo de ataque é um dos principais fatores que determinam a quantidade de sustentação, arrasto e momento produzido pelas pás. Já o ângulo de passo é o parâmetro que mede o deslocamento angular entre a corda e plano de rotação, no qual a velocidade da pá  $U_{pá}$  atua. Desta forma, este parâmetro pode ser entendido como o ângulo formado pela torção da pá em seu eixo longitudinal. Os ângulos de ataque  $\alpha$  e de passo  $\beta$  podem ser vistos na Figura 2.1.

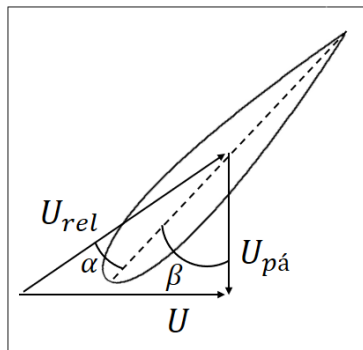


Figura 2.1: Ângulo de ataque  $\alpha$  e ângulo de passo  $\beta$  [2].



## 2.2 Mecanismos de Limitação de Potência

Quando a velocidade do vento é superior à velocidade operacional das turbinas eólicas, necessita-se de mecanismos de controle que possam limitar a rotação das pás da turbina e, conseqüentemente, reduzir a potência mecânica produzida. Existem dois métodos tradicionais que realizam esta função, denominados controle de estol (stall) e controle de passo (pitch). No controle de estol, as pás da turbina são projetadas com determinado perfil aerodinâmico de forma a limitar a potência para altas velocidades de vento. Já no controle de passo, as pás das turbinas são rotacionadas longitudinalmente de modo que a potência da turbina se mantenha em valores operacionais.

Segundo [20], a maior parte das turbinas eólicas empregava o controle de estol algumas décadas atrás. Porém, nos últimos anos, com avanço da tecnologia no setor eólico e devido ao aumento do tamanho das turbinas, o controle de passo vem sendo mais utilizado em virtude da sua maior flexibilidade na operação dos aerogeradores.

### 2.2.1 Controle de Estol (Stall)

O controle de estol é uma técnica passiva no qual as pás da turbina são fixas em seu ângulo de passo. Isto quer dizer que as pás são fixadas ao rotor, não existindo nenhum mecanismo capaz de girá-las em torno de seus eixos longitudinais. O ângulo de passo é projetado meticulosamente de forma a permitir o deslocamento do escoamento de ar na superfície da pá. Este fenômeno, denominado estol, reduz a força de sustentação e aumenta a força de arrasto sofridas pelas pás, limitando a potência produzida pela turbina. Na presença de ventos com velocidades superiores às velocidades nominais da turbina, o ângulo de ataque é aumentado de forma a ultrapassar o ângulo crítico (ângulo máximo para que o escoamento não sofra o efeito do estol) e o escoamento em torno do perfil das pás é descolado parcialmente da superfície da mesma. Logo, pode-se dizer que este é um método de limitação de potência aerodinâmica autoinduzido pelo vento. O perfil das pás é projetado com uma pequena torção longitudinal com o intuito de suavizar o efeito de estol, o que evita que este fenômeno aconteça em todas as posições radiais das pás ao mesmo tempo, o que reduziria drasticamente a potência da turbina [5]. A Figura 2.2 mostra a geração de estol na pá de uma turbina eólica.

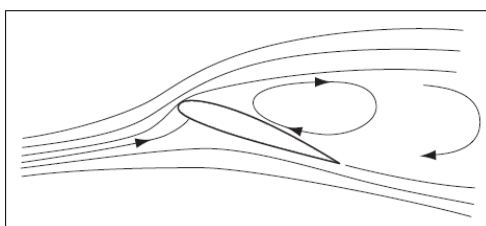


Figura 2.2: Regulação de potência por controle de estol [3].

Este método passivo de limitação de potência tem como vantagem a simplicidade do sistema, já que não existe nenhum mecanismo de atuação propriamente dito. No entanto, há a necessidade de complexo cálculo aerodinâmico para definir o ângulo de ataque no qual acontece o efeito de

estol. Outra desvantagem deste tipo de regulação passiva é a incapacidade das turbinas realizarem o processo de partida para velocidade de ventos muito baixas, sendo necessário a utilização de um motor ou até mesmo o próprio gerador em modo motor para criar um torque inicial suficiente de forma a conduzir o rotor a uma velocidade adequada [4].

A curva de potência para uma turbina eólica com regulação de potência por controle de estol pode ser vista na Figura 2.3.

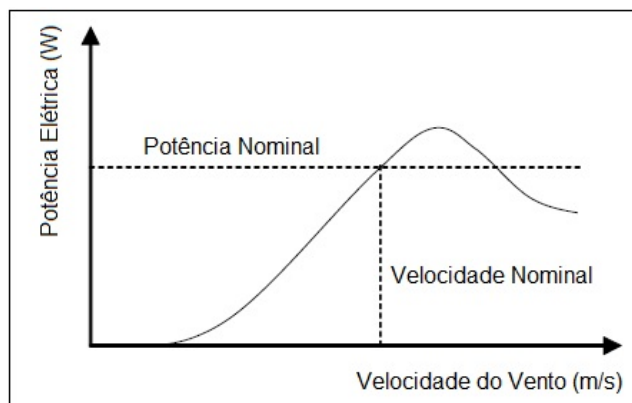


Figura 2.3: Curva de potência para turbina eólica com controle de estol [4].

### 2.2.2 Controle de Passo (Pitch)

O controle de passo é um sistema ativo no qual as pás do rotor giram em torno de seus eixos longitudinais quando a potência nominal do gerador é ultrapassada. Neste mecanismo, as pás giram alterando seu ângulo de passo e, conseqüentemente, provocam a redução ou o incremento do ângulo de ataque. Ao se ultrapassar a potência nominal do gerador, o controle de passo reduz as forças de sustentação que atuam nas pás ao diminuir o ângulo de ataque, limitando a potência gerada pela turbina. O ângulo de passo é selecionado de modo a garantir que a turbina eólica produza somente sua potência nominal quando as velocidades dos ventos forem muito elevadas [5]. A Figura 2.4 apresenta o sistema de controle de passo de uma turbina eólica.

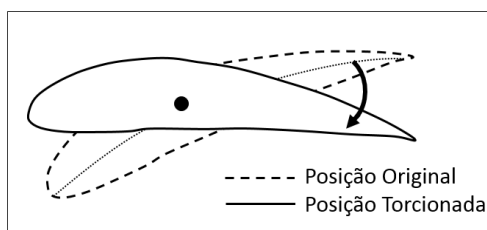


Figura 2.4: Regulação de potência por controle de passo [5].

A regulação de potência por controle de passo tem como principais vantagens a maior precisão na limitação da potência gerada e o processo de partida assistido para baixas velocidades de vento, o que faz com que a turbina adquira máxima força aerodinâmica alterando-se o ângulo de passo [4]. Cada pá do rotor possui um atuador, o que evita o total comprometimento do sistema em caso de

falha em algum atuador [21]. A desvantagem deste tipo de regulação de potência é o custo devido à alta complexidade do sistema [22].

A Figura 2.5 mostra a curva de potência para uma turbina eólica com regulação de potência por controle de passo.

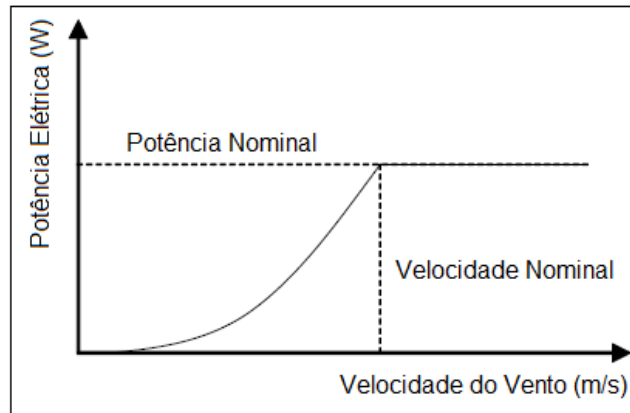


Figura 2.5: Curva de potência para turbina eólica com controle de passo [4].

## 2.3 Principais Tipos de Controles Utilizados na Indústria Eólica

Atualmente, além das metodologias de controle já difundidas na indústria de turbinas eólicas, existem modernas técnicas de controle que permitem a tentativa de se extrair o máximo de potência dos aerogeradores. Tais técnicas vão desde os tradicionais controladores até os mais sofisticados controles inteligentes, como descrito nos subtópicos a seguir.

### 2.3.1 Controle Proporcional Integral Derivativo (PID)

Controladores do tipo proporcional-integral-derivativo (PID - Proportional Integral Derivative) são considerados como a ferramenta mais popular e poderosa para o controle de sistemas lineares. Para efetuar o controle PID em sistemas eólicos, faz-se a linearização do sistema dinâmico da turbina em um ponto específico de operação, embora também pode-se empregar este controle a um modelo não-linear a fim de representar mais fielmente o sistema real em estudo. A seleção do ponto de operação para o modelo linearizado da turbina deve ser realizada para o ponto de melhor desempenho a partir do sistema não-linear. Este tipo de controle funciona razoavelmente bem para ventos amenos, porém as turbinas apresentam oscilações em seu ângulo de passo para ventos mais fortes [6].

Normalmente, a função que representa o controlador PID é dada pela relação entre o ângulo de passo e a velocidade de rotação da turbina. Ainda segundo [6], os ganhos do controlador (ganho proporcional, ganho integral e ganho derivativo) não são facilmente identificados. Tais ganhos são determinados a partir da inspeção visual da resposta do sistema. A Figura 2.6 mostra o diagrama de blocos geral do sistema dinâmico da turbina eólica.

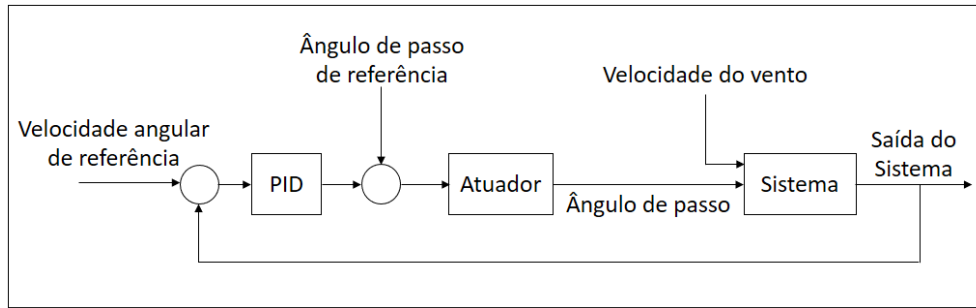


Figura 2.6: Diagrama de blocos para controle PID de uma turbina eólica [6].

Observa-se que existe a realimentação apenas da velocidade de rotação da turbina, pois controlando-se esta variável, o torque aerodinâmico e a potência mecânica são automaticamente controlados, visto que estes são dependentes da velocidade angular.

### 2.3.2 Controle Proporcional Integral (PI)

Um dos modelos mais utilizados para controlar o ângulo de passo das pás das turbinas eólicas é o controlador proporcional-integral (PI - Proportional Integral). Autores como [23] e [24] realizam este controle linearizando o sistema ao redor de um ponto de operação que representa a máxima energia produzida, de modo que a velocidade nominal do gerador não seja ultrapassada. Como o ângulo de passo e a potência da turbina apresentam uma relação não-linear, torna-se difícil determinar os ganhos do controlador. Segundo [23], controladores PI apresentam bons resultados desde que os ganhos do sistema sejam bem definidos. O estudo apresentado por [24] relata que o controle PI apresenta melhores resultados em relação ao controle PID devido a ausência do termo derivativo, o qual aumenta o efeito de inércia no sistema.

Os estudos citados no parágrafo anterior realizam o controle PI em turbinas eólicas para ajustar ângulo de passo ou até mesmo a geração de energia pelo lado gerador. Mas devido às limitações de regulação de potência, técnicas mais adequadas para sistemas não-lineares estão sendo empregadas a fim de otimizar o processo de geração de energia [23].

### 2.3.3 Controle de Modo Deslizante (SMC)

Segundo [7], o controle de modo deslizante (SMC - Sliding Mode Control) é uma técnica não-linear de realimentação, que altera a dinâmica de um sistema não-linear por meio de um sinal de controle descontínuo. Desta forma, a lei de controle não é uma função contínua no tempo. A lei de controle muda de uma estrutura para outra de acordo com a atual posição no espaço de estado. As várias estruturas de controle são projetadas de modo que as trajetórias das saídas sempre se movam para uma região adjacente com diferente estrutura de controle. Sendo assim, é dito que as trajetórias desejadas se deslizarão ao longo dos limites da estrutura de controle [25].

O SMC é uma abordagem eficaz de controle robusto para sistemas não-lineares, uma vez que garante a estabilidade do sistema e impõe uma solução ideal de controle por realimentação mesmo

na presença de incertezas. No estudo realizado por [7], o torque elétrico é utilizado como entrada do sistema ao passo que a potência elétrica gerada representa a saída do sistema. O diagrama de blocos para um sistema com controle de modo deslizante está representado na Figura 2.7.

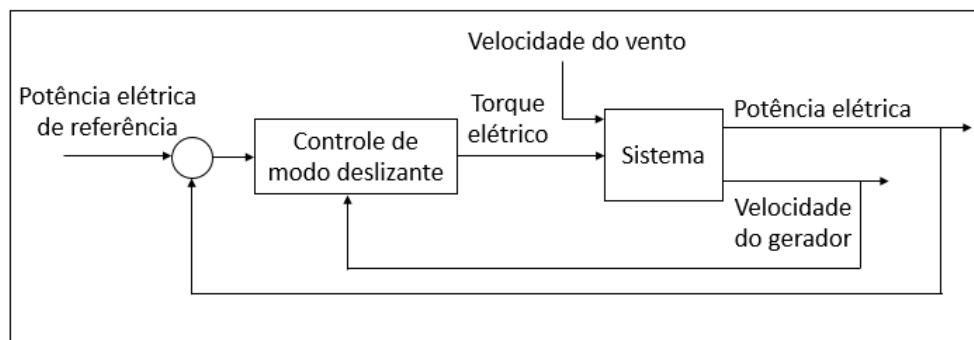


Figura 2.7: Diagrama de blocos para controle de modo deslizante de uma turbina eólica [7].

### 2.3.4 Controle Inteligente (IC)

Controles inteligentes (IC - Intelligent Control) também vêm sendo aplicados no ramo eólico. O controle via rede neural é um controlador adaptativo com capacidade de aprendizagem [8]. Uma rede neural é treinada de modo que o sistema produza saídas desejadas. Para tanto, o sinal de erro deve produzir o parâmetro de controle adequado para ser aplicada à planta da turbina, o que irá gerar uma potência aerodinâmica desejada [8]. Um controlador por rede neural pode ser visto na Figura 2.8.

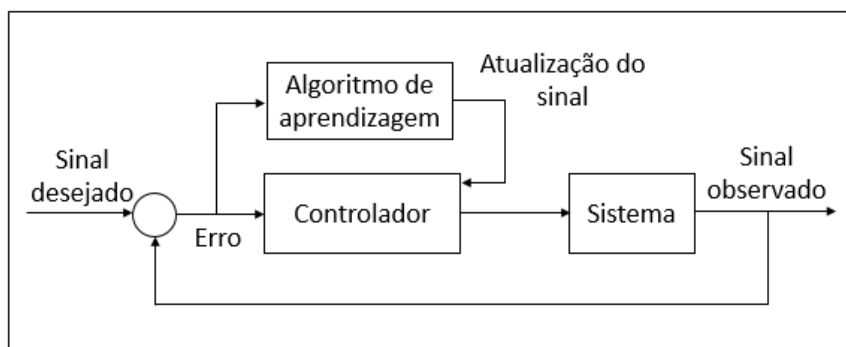


Figura 2.8: Diagrama de blocos para controle em rede neural de uma turbina eólica [8].

A técnica de rede neural, segundo [26], é útil para prever com grande precisão a potência gerada pelas turbinas eólicas, produzindo melhores resultados em comparação com modelos estocásticos. A principal vantagem do emprego da rede neural é a capacidade para aprender as dependências entre os parâmetros exógenos do sistema e a saída prevista. Como desvantagem, [8] diz que sistemas de controle com rede neural adaptativa podem apresentar um tempo de convergência maior para que se alcance a resposta desejada.

## 2.4 Controles via Planicidade Diferencial Propostos para Turbinas Eólicas

Atualmente, pouco se foi abordado a respeito do método de controle planicidade diferencial aplicado em turbinas eólicas. Apenas alguns trabalhos propuseram-se a empregar esta técnica, até mesmo em virtude dos poucos anos de existência deste controlador. Contudo, este método apresenta potencial para se desenvolver em aplicações industriais na área de turbinas eólicas no futuro devido aos bons resultados em relação à precisão dos controladores já produzidos. Segundo [27], o método de controle via planicidade diferencial permite o desenvolvimento de uma lei de controle para sistemas dinâmicos não-lineares por meio do ajuste das variáveis desejadas do sistema com relativa facilidade e precisão. Uma abordagem aprofundada sobre o método de controle via planicidade diferencial é exibida no capítulo 4.

Foi apresentado por [9] uma lei de controle para um gerador síncrono a ímã permanente aplicada a uma turbina eólica. O sistema turbina-gerador é conectado a um banco de bateria. O método da planicidade diferencial foi proposto com o intuito de reduzir as perdas no cobre do gerador e atingir a máxima geração de potência através da utilização de técnicas de planejamento de trajetória. Para alcançar este objetivo, foi usado um sistema com múltiplas entradas e múltiplas saídas. O modelo apresenta como entradas a tensão de eixo direto, a tensão de eixo de quadratura e o torque mecânico, enquanto as saídas são representadas pela corrente de eixo direto, corrente de eixo de quadratura e velocidade angular do gerador. O torque mecânico é considerado como uma perturbação na entrada do sistema. A velocidade angular do gerador pode ser definida para qualquer valor desejado e, conseqüentemente, a velocidade angular do eixo de turbina eólica também pode ser definida para um valor ótimo para alcançar a máxima geração de energia. O controle via planicidade diferencial se mostrou compatível com a estratégia de se alcançar a máxima potência pois permite o ajuste da velocidade angular de acordo com o valor ótimo desejado.

Um estudo similar empregando o método de controle planicidade diferencial foi realizado por [28], porém o sistema turbina-gerador está conectado à rede elétrica.

O método de controle planicidade diferencial também foi aplicado para uma turbina eólica conectada a um gerador de indução duplamente alimentado no estudo de [29]. O controle produzido no estudo citado é realizado em dois níveis. No primeiro nível, as referências para as correntes de excitação e para as tensões do gerador são obtidas através de controladores proporcional-integral. No segundo nível, o controle via planicidade diferencial é aplicado de forma a garantir o rastreamento das trajetórias desejadas. Potências ativa e reativa são usadas como entradas, enquanto a posição do rotor, o torque eletromagnético e a velocidade de rotação da turbina são as saídas do sistema. Esta proposta de controle melhora a performance do sistema eólico caso haja falhas nas linhas de transmissão.

A Figura 2.9 apresenta resumidamente o modelo do sistema para controle via planicidade diferencial utilizado pelos autores citados.

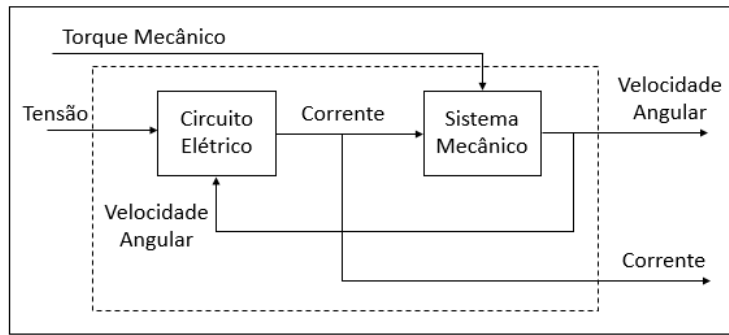


Figura 2.9: Representação do modelo do sistema [9].

Os trabalhos realizados por meio do método planicidade diferencial mostraram que as variáveis de saída do sistema acompanharam satisfatoriamente as trajetórias de referência. Além disso, a propriedade Flatness apresentou elevado desempenho dinâmico e boa robustez contra variações de parâmetros, o que acarreta melhorias na eficiência da geração de energia.

## 2.5 Controles via Filtro de Kalman Propostos para Turbinas Eólicas

O filtro de Kalman é um algoritmo capaz de estimar recursivamente os estados de sistemas dinâmicos [30]. No capítulo 4 será apresentada uma abordagem detalhada a respeito do filtro de Kalman. Os principais trabalhos que empregam o método do filtro de Kalman aplicado a turbinas eólicas têm como objetivo estimar a velocidade de rotação dos aerogeradores e a velocidade do vento, de modo a determinar o ponto de máxima potência para geração de energia. Na maioria dos estudos, a máxima potência gerada pelos aerogeradores é determinada por meio da curva do coeficiente de potência ou através do polinômio da própria potência mecânica, dos quais podem se obter o ponto ótimo de operação da turbina eólica.

Foi proposto por [10] um algoritmo de controle não-linear para uma turbina eólica de velocidade variável, isto é, o gerador é controlado por um conversor eletrônico de potência, o que torna possível ajustar a velocidade do rotor e, conseqüentemente, aumentar a produção de energia e reduzir as cargas submetidas ao gerador e à caixa de transmissão. Um gerador a imã permanente foi conectado à turbina. Um conversor PWM (do inglês *Pulse Width Modulation*), dispositivo que altera a largura do pulso de um sinal de onda quadrada, é a opção mais adequada para geradores a imã permanente em aplicações de energia eólica. Os parâmetros de corrente, tensão terminal e velocidade de eixo da turbina foram utilizados para estimar o torque eletromagnético de um gerador de imã permanente por meio do filtro de Kalman. Uma vez estimado o torque elétrico do sistema, todos os outros parâmetros necessários para a determinação da velocidade de rotação da turbina podem ser definidos, dentre os quais estão a potência elétrica, a potência mecânica, o torque mecânico, o coeficiente de potência e a velocidade do vento. A velocidade da turbina eólica é controlada através do ajuste do torque eletromagnético do gerador para o ponto de máxima potência. A velocidade do vento, que é relacionada à potência ótima do aerogerador, foi estimada

utilizando-se o método de Newton-Raphson, que é um algoritmo de iteração linear que consiste em estimar a raiz de uma função por meio de processos iterativos [31]. As raízes do polinômio da potência do aerogerador foram obtidas ao se empregar o método de Newton-Raphson, possibilitando a determinação da velocidade do vento ao se isolar esta variável na equação da potência desenvolvida para o sistema eólico em estudo.

Uma proposta para controle da velocidade de rotação de turbina eólica semelhante foi apresentada por [32], na qual utilizou-se um gerador síncrono a ímã permanente. Além da velocidade de rotação, as correntes de eixo direto e de quadratura e a posição do rotor foram estimadas. Um filtro de Kalman associado ao modelo do gerador foi utilizado para realizar as estimações desejadas.

Um controlador não-linear para turbinas eólicas foi desenvolvido por [33], que projetou dois algoritmos de filtro de kalman para estimar e maximizar a aferição da potência real transferida da turbina eólica para um gerador de indução duplamente alimentado. O filtro de kalman estendido e o filtro de Kalman *unscented* foram aplicados para estimar a potência produzida pela turbina eólica e os seus resultados foram comparados. O filtro de Kalman estendido é um método de controle empregado em sistemas linearizados [34]. Já o filtro de Kalman *unscented* utiliza técnicas de linearização estatística através de um pequeno número de amostras selecionadas determinísticamente [35]. A estimação por meio do filtro de Kalman estendido mostrou menor acurácia em relação ao outro método devido à presença de maiores erros oriundos do processo de linearização.

No estudo de [36], foi apresentada uma técnica para a geração ótima de energia para aerogeradores em que um filtro de Kalman estendido é usado para estimar a velocidade do rotor da turbina, enquanto um controlador proporcional é empregado para rastrear o erro entre a velocidade medida e a velocidade estimada do rotor. O controlador proporcional tem como saída o torque aerodinâmico estimado, o qual é realimentado à planta como uma das partes da entrada do controlador.

Em suma, as propostas de controle não-linear para a estimação da velocidade de turbinas eólicas por meio do filtro de Kalman são desenvolvidas de acordo com o esquema apresentado na Figura 2.10.

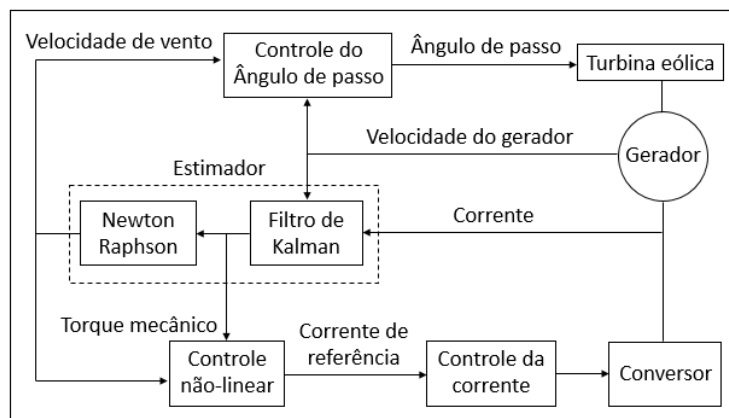


Figura 2.10: Esquematização do controle não-linear para turbina eólica de velocidade variável [10].



Em todos os trabalhos citados neste tópico, o filtro de kalman apresentou boa performance dinâmica e alta eficiência como método de controle não-linear para turbinas eólicas, visando continuamente maximizar a potência absorvida pelo aerogerador.

## 2.6 Diferencial do Manuscrito

Visto as principais técnicas de controle utilizadas em aerogeradores, esta dissertação tem como diferencial a realização do controle diretamente na velocidade angular da turbina por meio do método de planicidade diferencial, aplicando-se um filtro de Kalman para a estimação do estado não-mensurável do sistema. Esta metodologia visa atingir a convergência da resposta do sistema em torno das trajetórias nominais com o erro aproximadamente nulo. Além disso, será verificado o comportamento do sistema controlado via planicidade diferencial com filtro de Kalman na presença de perturbações.

## Capítulo 3

# Revisão Bibliográfica

### 3.1 Energia Eólica

#### 3.1.1 Definição, Vantagens e Desvantagens da Energia Eólica

A energia cinética proveniente das massas de ar em movimento é conhecida como energia eólica. O ar em movimento provoca a rotação das pás de turbinas eólicas, que conectadas a um gerador, produzem energia elétrica. Em suma, a energia contida nos ventos é convertida para energia elétrica.

A energia eólica vem sendo empregada há milhares de anos em atividades como moagem grãos de e bombeamento de água. Ainda no final do século XIX, nasceram as primeiras tentativas de gerar energia elétrica por meio de turbinas eólicas, porém somente no século XXI surgiu um grande interesse no desenvolvimento de turbinas eólicas industriais, visto que o mundo enfrentava a crise do petróleo [37].

Comparada com as fontes tradicionais de energia, a energia eólica possui benefícios e desvantagens. Ao contrário dos combustíveis fósseis que emitem gases prejudiciais ao meio ambiente e da energia nuclear que gera lixo radioativo, a energia eólica é considerada limpa e não ocasiona danos significativos ao ambiente. Nos últimos anos, novas tecnologias estão tornando a extração da energia eólica muito mais eficiente. As turbinas eólicas ocupam menos espaço em relação às demais estações geração de potência. Como os aerogeradores necessitam de apenas alguns metros quadrados para a base, o terreno em torno da turbina pode ser utilizado para outras finalidades, como por exemplo, a agricultura. Esta tecnologia apresenta-se como um grande recurso para gerar energia em locais remotos, como em comunidades isoladas ou em montanhas. A geração eólica pode produzir desde pequenas a grandes quantidades de energia elétrica, já que existem turbinas de diferentes tamanhos. A energia eólica também pode ser aplicada em sistemas híbridos (solar e eólico) com alta confiabilidade [38]. No Brasil, uma outra importante vantagem relacionada à energia eólica é o regime dos ventos, que é complementar ao regime hidrológico, sendo possível economizar água das hidrelétricas durante períodos de estiagem.

Ainda segundo [38], a principal desvantagem em relação a energia eólica é baixo fator de con-

fiabilidade para ocorrência de ventos em determinadas áreas. Para produzir a mesma quantidade de energia que uma usina movida a combustível fóssil, são necessárias múltiplas turbinas eólicas, o que torna oneroso a instalação de um parque eólico. A poluição sonora e a poluição visual são outras desvantagens relacionadas a turbinas eólicas comerciais.

### 3.1.2 Aplicações da Energia Eólica

A energia oriunda da força dos ventos vem sendo utilizada desde milhares de anos por civilizações antigas. Estudos apontam que este tipo de energia passou a ser aproveitado pelo homem em diversas áreas [11], como descrito nos parágrafos a seguir.

Os chineses já desfrutavam da força vento para conduzir suas jangadas 4000 A. C.. Na África, os egípcios lançaram seus primeiros barcos para navegação no Rio Nilo 3400 A.C. e posteriormente ao longo do Mediterrâneo. Embarcações egípcias mais sofisticadas foram desenvolvidas para a navegação no Mar Vermelho. A energia dos ventos dominou o transporte aquático por um longo período até a invenção das máquinas a vapor no século XIX.

300 A.C., povos nativos do Sri Lanka aproveitavam os fortes ventos sazonais para abastecer fornos com ar suficiente para elevar a temperatura em seu interior para mais de a 1100°C em processos de fundição de ferro. Esta técnica era capaz de produzir ligas de aço-carbono de alta resistência.

Também na China, entre 25 e 220 D.C., pinturas desenterradas com imagens de moinhos de vento evidenciaram a utilização de moinhos pelos chineses por aproximadamente 1800 anos. Moinhos de vento de eixo vertical foram construídos na Pérsia Oriental para moagem de grãos e para o bombeamento de água. Já os moinhos de vento de eixo horizontal foram inventados no noroeste da Europa em 1180; os moinhos de vento desta configuração caracterizavam-se por possuir quatro pás montadas a partir de um eixo central. Países como Holanda e Dinamarca aperfeiçoaram o moinhos de vento de eixo horizontal.

Ao contrário dos moinhos de vento, que são usados diretamente para produzir trabalho mecânico, as turbinas eólicas são utilizadas para converter a energia do vento em eletricidade. A primeira turbina eólica em operação no mundo foi criada por Charles Brush em 1888. O pioneiro projeto era equipado com 144 pás de cedro e tinha um rotor com 17 m de diâmetro. A potência de pico do aerogerador era de 12 kW, que carregava baterias para fornecer corrente para lâmpadas e motores elétricos. Turbinas eólicas mais modernas foram desenvolvidas na década de 1950 por indústrias na Dinamarca. Atualmente, modernas turbinas eólicas são capazes de operar em elevadas velocidades de vento e geram potência de saída na ordem de MW.

A força dos ventos pode ser usada gerar energia elétrica de uma maneira não convencional. Esta tecnologia é denominada pipa eólica. Os movimentos das pipas eólicas são controlados automaticamente por um computador, que calcula o melhor ângulo para a pipa captar os ventos mais fortes. As pipas são ancoradas a uma estrutura capaz de realizar movimentos de rotação, através de cabos, gerando eletricidade a cada momento que a força dos ventos puxa e retrai o conjunto de cabos. Esta estrutura é parecida com a turbina de alta altitude, porém as pás da

turbina são substituídas pelas as pipas. A energia é gerada quando o vento leva a pipa de um lugar para o outro rotacionando sua estrutura e transformando essa energia motora em energia elétrica [39].

## 3.2 Turbinas Eólicas

### 3.2.1 Classificação das Turbinas Eólicas

As turbinas eólicas são classificadas de acordo com a posição do eixo de seu rotor. As turbinas eólicas de eixo horizontal (TEEH) possuem pás que giram em um plano perpendicular à direção principal do vento, enquanto as turbinas eólicas de eixo vertical (TEEV) possuem suas pás que giram paralelamente à direção do vento [11].

#### 3.2.1.1 Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal

As turbinas eólicas de eixo horizontal, como mostrado na Figura 3.1, representam a configuração mais comum e dominam o mercado eólico. Tais turbinas possuem boa eficiência na conversão de energia. Como a velocidade do vento aumenta com a altura, torres elevadas permitem que estas turbinas capturem ventos mais fortes. Outra opção para extrair mais potência deste tipo de turbina é a utilização de grandes rotores, já que a área varrida pelas pás será maior. A grande maioria dos dispositivos para conversão de energia em turbinas de eixo horizontal localiza-se no topo torre. Desta forma, existe grande complexidade para elevar os componentes da turbina até o pico da torre. A torre eólica deve ser fabricada de forma a suportar o peso dos diversos equipamentos sitados em seu topo. Esta configuração de aerogeradores necessita de mecanismos de controle para ajustar a posição do rotor na direção do vento, aumentando a produção de energia [11].

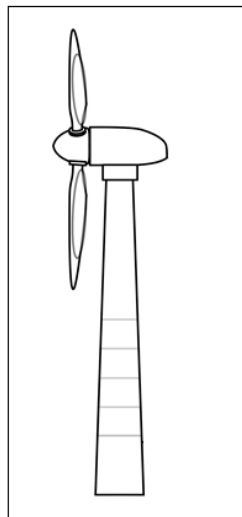


Figura 3.1: Configuração de turbinas eólicas de eixo horizontal [11].

### 3.2.1.2 Turbinas Eólicas de Eixo Vertical

Turbinas de eixo vertical são utilizadas principalmente em pequenos projetos eólicos e aplicações residenciais. Esta configuração de aerogeradores apresenta boa capacidade para produzir energia em condições de vento turbulento, já que tais turbinas são alimentadas por ventos de qualquer direção. Devido a esta versatilidade, turbinas eólicas de eixo vertical são ideais para instalações onde as condições de vento não são consistentes. Estas turbinas também podem ser empregadas em locais onde não há altura suficiente para se obter ventos constantes. Existem três principais configurações para as turbinas eólicas de eixo vertical, que são a Darrieus, a H-Darrieus e a Helicoidal [11]. A Figura 3.2 apresenta os tipos de turbinas com eixo vertical.

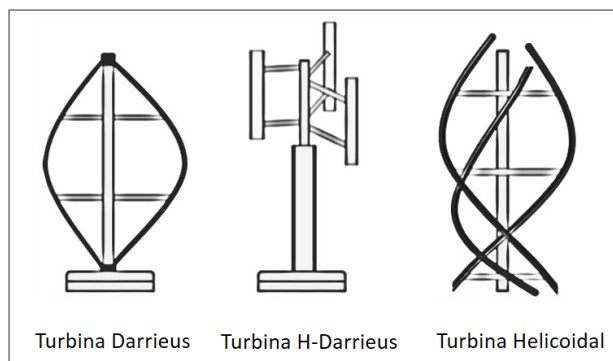


Figura 3.2: Configurações das turbinas eólicas de eixo vertical [11].

### 3.2.2 Sistemas de Geração Eólica

De acordo com [40], sistemas de geração de energia eólica possuem diferentes formas de operação em relação ao gerador, sendo classificados como sistemas interligados à rede, sistemas isolados e sistemas híbridos.

#### 3.2.2.1 Sistemas Interligados à Rede

Compõem este sistema os parques eólicos conectados ao sistema de elétrico de potência, os quais representam as usinas eólicas de grande porte. Neste sistema, turbinas industriais produzem potência elétrica na ordem de MW, sendo que a energia gerada é injetada diretamente na rede elétrica [40].

#### 3.2.2.2 Sistemas Isolados

Os sistemas isolados são implantados em regiões onde não existe o acesso à rede elétrica. Normalmente, tais sistemas alimentam cargas de pequeno porte em comunidades isoladas, sendo necessária a instalação de baterias para armazenar energia. Desta forma, há necessidade de um dispositivo denominado controlador de carga com o intuito de controlar a carga e a descarga das baterias, evitando danos ao sistema de baterias devido a sobrecargas ou descargas profundas.

Também é necessária a utilização de um inversor de frequência para fornecer corrente alternada aos equipamentos da residência [40].

### 3.2.2.3 Sistemas Híbridos

Sistemas híbridos também podem ser instalados em comunidades isoladas, diferindo dos sistemas isolados pela capacidade de atender um maior número de pessoas. Uma turbina eólica é utilizada paralelamente às demais fontes de energia elétrica, como painéis solares e geradores a Diesel [40].

### 3.2.3 Componentes da Turbina Eólica

De acordo com [41], atualmente a maior parte das turbinas eólicas comerciais são as de eixo horizontal com três pás. Os principais componentes de uma turbina eólica de eixo horizontal com três pás são o rotor, o hub, a caixa de transmissão, o gerador, os mecanismo de controle, a nacele e a torre, como pode ser visto na Figura 3.3.

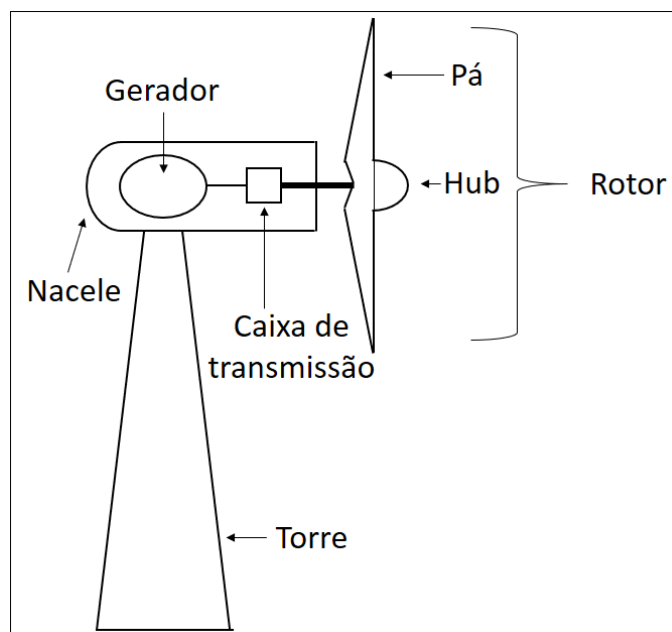


Figura 3.3: Principais componentes de uma turbina eólica (Autoria própria).

#### 3.2.3.1 Rotor

O componente da turbina eólica que coleta a energia do vento é chamado rotor. De acordo com [41], o rotor é geralmente constituído por duas ou mais pás de madeira, fibra de vidro ou lâminas de metal, as quais giram a uma dada velocidade em torno de um eixo horizontal ou vertical. A velocidade do vento e o formato das pás influenciam diretamente a velocidade atingida pelo rotor.

As pás são um dos componentes mais críticos no projeto de uma turbina eólica. A maioria dos fabricantes de turbinas eólicas criam vários tipos de pás para o mesmo aerogerador, a fim de analisar o desempenho da turbina em diferentes condições de vento. As pás variam em tamanho e são produzidas de materiais laminados, tal como os compósitos de madeira de balsa, fibra de carbono, fibra de vidro ou materiais com elevado índice de resistência. Tais materiais são moldados em aerofólios para gerar uma força de sustentação, o que faz o rotor girar. Em aerogeradores industriais, as pás são aparafusadas ao hub e possuem um mecanismo que permite a cada pá rotacionar em torno do seu eixo longitudinal [41].

### **3.2.3.2 Hub**

O hub é um dos componentes mais pesados da turbina eólica. Para uma turbina de 2 MW, por exemplo, o hub possui entre 8 e 10 toneladas. Geralmente fabricado de ferro fundido dúctil, o hub é concebido de forma a absorver um elevado nível de vibração. As pás da turbina são ligadas ao hub, que por sua vez, está conectado ao eixo principal do rotor. Em projetos simples, as pás da turbina são aparafusadas diretamente ao hub, incapacitando o ajuste do ângulo de ataque. De outro modo, projetos mais sofisticados utilizam as pás conectadas a um mecanismo de ajuste do ângulo de ataque, o qual regula o ângulo de ataque das pás de acordo com a orientação do vento [41].

### **3.2.3.3 Caixa de Transmissão**

A velocidade do rotor de uma turbina eólica depende do modelo da mesma e da velocidade do vento. A maioria das turbinas eólicas exigem uma caixa de transmissão com o intuito de aumentar a rotação do gerador para se adequar às velocidades necessárias para a produção eficiente de eletricidade. Estas turbinas geram potência em corrente alternada. Algumas turbinas eólicas não utilizam caixa de transmissão. Em vez disso, elas possuem uma ligação direta entre o rotor e o gerador, sendo conhecidas como sistemas de acionamento direto. A geração de potência nesses tipos de turbina se dá em corrente contínua. Sem uma caixa de transmissão, a complexidade e os requisitos de manutenção de turbinas eólicas são reduzidos. Contudo, necessita-se de um gerador muito maior para entregar a mesma energia em relação às turbinas eólicas que geram potência em corrente alternada [41].

### **3.2.3.4 Gerador**

O gerador é o componente que converte o movimento de rotação das pás da turbina eólica em energia elétrica. Dentro do gerador, as bobinas de fio são enroladas em um campo magnético para produzir eletricidade. Diferentes modelos de geradores produzem potência em corrente alternada (CA) ou em corrente contínua (CC). Segundo [41], existem uma ampla gama de potências de saída disponíveis para geradores. A potência do gerador é dependente do comprimento das pás da turbina eólica, visto que quanto mais longas são as pás, mais energia do vento será capturada pelo rotor da turbina.

Geradores que produzem potência em corrente alternada (CA) são normalmente equipados com características para produzir tensão de 120 ou 240 V e frequência constante de 50 ou 60 Hz, mesmo quando a velocidade apresentar flutuações [41].

Já os geradores que produzem potência em corrente contínua (CC) são geralmente utilizados em aplicações de carregamento de baterias ou no funcionamento de aparelhos e máquinas de corrente contínua. Este tipo de gerador também pode ser utilizado para produzir energia eléctrica em corrente alternada (CA) por meio do uso de um inversor, o qual converte corrente contínua para corrente alternada [41].

### **3.2.3.5 Mecanismo de Controle**

O mecanismo de controle de uma turbina eólica é constituído por uma série de sensores que leem a velocidade e a direção do vento, os níveis de produção de energia eléctrica, a velocidade do rotor, o ângulo de passo das pás, os níveis de vibração da turbina e a temperatura dos lubrificantes, dentre outras outras variáveis. Informações dos diversos sensores são usadas para controlar cada um dos subsistemas da turbina de forma a manter o equipamento em condições ótimas de geração de energia a maior parte do tempo. Este sistema de controle protege a turbina contra condições perigosas de funcionamento e garante que a energia gerada tenha frequência, tensão e níveis de corrente a ser fornecida à rede apropriados [41].

### **3.2.3.6 Nacele**

Situada no topo da torre, a nacele é uma caixa protetora que abriga muitos dos principais componentes da turbina, como o gerador, os mecanismos de controle, a caixa de transmissão e o freio, dentre outros. Além disso, a nacele transfere cargas do rotor para os rolamentos que a fazem rotacionar em relação a torre [3]. Algumas naceles são grandes o suficiente para um helicóptero pousar [41].

### **3.2.3.7 Torre**

A torre de uma turbina eólica tem como função sustentar a nacele e o rotor, bem como fornecer segurança e confiabilidade nas operações da turbina sob diferentes condições de vento. A torre também deve absorver parte das vibrações, sustentar cargas de vento e suportar as condições meteorológicas globais durante sua vida útil. Os custos de torres eólicas variam amplamente em função de sua concepção e altura. Em aplicações industriais, as torres devem ser altas com o intuito de capturar o máximo possível de energia do vento [41]. Conforme descrito em [12], as turbinas eólicas podem ser montadas em torres treliçadas, torres tubulares ou torres estaiadas, como apresentado na Figura 3.4.



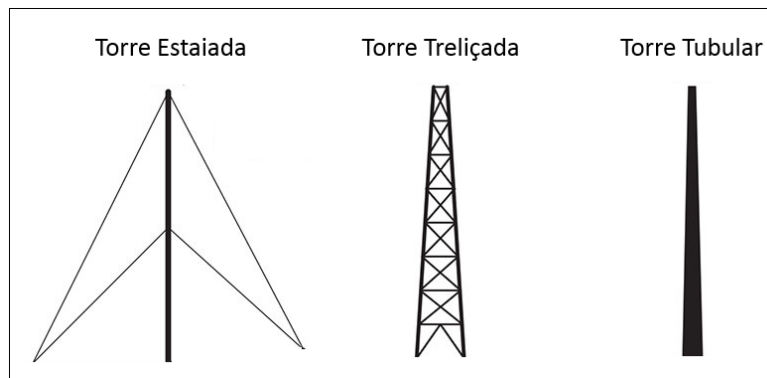


Figura 3.4: Tipos de torres para turbinas eólicas [12].

A maioria das turbinas eólicas industriais são suportadas por meio das torres tubulares fabricadas em aço. Estas torres são cônicas, sendo que seu diâmetro na base é maior do que o diâmetro no topo da torre. O formato cônico tem como função elevar a resistência estrutural da torre. As torres que possuem a melhor resistência estrutural são as tubulares. Como desvantagem, existe a dificuldade de transporte e de instalação destas torres em virtude de seus enormes pesos e alturas elevadas [3].

As torres treliçadas são fabricadas com perfis de aço soldados. A vantagem básica das torres treliçadas é o custo, uma vez que a estrutura da torre requer apenas metade do material em relação a uma torre tubular de rigidez semelhante. Contudo, estas torres praticamente não são empregadas nas modernas turbinas eólicas, pois como existe uma abundante quantidade de barras que formam as treliças, a manutenção destas torres torna-se complexa [42].

Pequenas turbinas eólicas vêm empregando torres estreitas suportadas por cabos de sustentação, as quais são chamadas de torres estaiadas. A vantagem das torres estaiadas é a economia de peso e de custo. As desvantagens são a dificuldade de acesso ao redor das torres e a propensão ao vandalismo, o que compromete a segurança da instalação [12].

### 3.2.4 Forças Aerodinâmicas

Ao incidir sobre o rotor, o vento cria forças que agem sobre as pás da turbina eólica. Estas forças são denominadas sustentação e arrasto, e permitem que o fluxo de ar nas pás da turbina apresente um comportamento aerodinâmico similar à asa de um avião. Tanto a força de sustentação  $F_{sus}$  quanto a força de arrasto  $F_{arr}$  são proporcionais à massa específica do ar, à área varrida pelo rotor e ao quadrado da velocidade do vento [3].

#### 3.2.4.1 Força de Sustentação

O perfil aerodinâmico de uma pá eólica é projetado de forma que um de seus lados seja maior do que o outro. Desta forma, a velocidade do fluxo de ar que percorre o caminho mais longo da pá será maior em relação ao lado de menor comprimento. Este fenômeno cria uma redução da

pressão do fluxo de ar no lado de menor comprimento da pá. Esta distribuição de pressão gera a força de sustentação, que possui direção perpendicular ao fluxo de ar. Em um avião, a força de sustentação cria uma força de elevação capaz de mantê-lo no ar. Já em turbinas eólicas, como as pás estão confinadas ao hub, a força de sustentação provoca a rotação do rotor [3].

### 3.2.4.2 Força de Arrasto

Com a mesma direção do fluxo de ar, a força de arrasto é oriunda do atrito viscoso e também da diferença de pressão presentes ao longo da superfície do aerofólio. Nas turbinas em que prevalece a força de arrasto, a velocidade angular do rotor é inferior à velocidade do vento, fator que restringe a eficiência do aerogerador [3]. A Figura 3.5 ilustra as forças atuantes sobre a pá de uma turbina eólica de eixo horizontal em movimento.

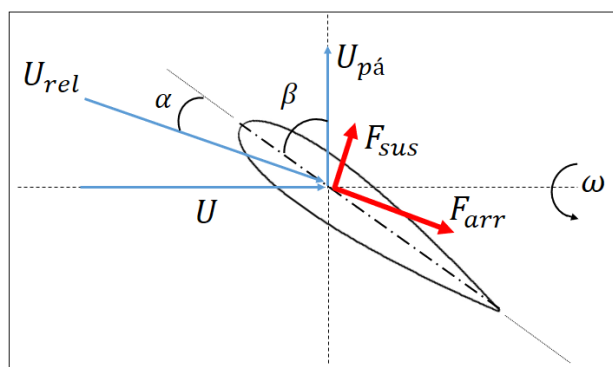


Figura 3.5: Forças aerodinâmicas atuando sobre as pás [2].

As forças aerodinâmicas que agem sobre a pá da turbina provocam o deslocamento do rotor com um velocidade  $U_{pá}$ . Este movimento juntamente com a velocidade incidente do vento  $U$  gera uma velocidade relativa do vento  $U_{rel}$ .

### 3.2.5 Modos de Operação

Segundo [43], as turbinas eólicas apresentam regiões de operação de acordo com valores de velocidade do vento, como pode ser observado na Figura 3.6.

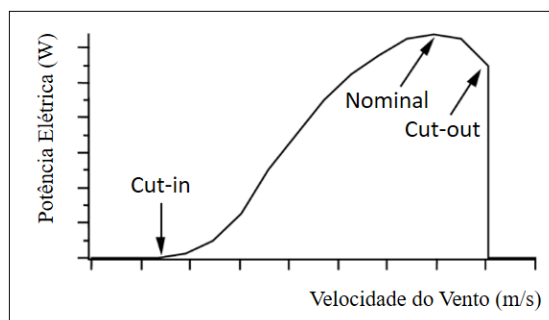


Figura 3.6: Curva de operação de turbinas eólicas [2].

Para velocidades de vento muito baixas, o torque gerado pela força do vento nas pás da turbina é incapaz de fazê-la girar, como mostrado no início da curva na Figura 3.6. No entanto, à medida que a velocidade do vento aumenta, gera-se o torque necessário para a turbina começar a rodar. A velocidade na qual a turbina começa a rotacionar produzindo energia é chamada de velocidade de partida (*cut-in*).

À medida que a velocidade do vento torna-se maior que a velocidade de partida, a turbina eólica começa a produzir energia. Com os valores da velocidade do vento se elevando, o nível de energia elétrica produzida aumenta até que o gerador elétrico atinja sua potência nominal. Neste ponto, métodos de controle passivo ou ativo começam a agir de forma a manter o gerador operando em sua potência nominal. A velocidade do vento na qual a potência máxima do gerador é alcançada é denominada velocidade de saída nominal.

Quando a velocidade do vento é superior à velocidade de saída nominal, surgem riscos de danos tanto para o rotor da turbina quanto para o gerador. Esta faixa em que os valores da velocidade do vento podem prejudicar o funcionamento do sistema eólico é conhecida como velocidade de desligamento (*cut-out*). Como resultado, um sistema de frenagem é empregado para que o movimento do rotor não atinja a região de *cut-out*.

### 3.2.5.1 Operação em Velocidade Fixa

Turbinas que operam em velocidade fixa geralmente são conectadas a um gerador de indução de rotor tipo gaiola que, por sua vez, é ligado diretamente à rede elétrica com velocidade mantida à frequência da rede. Neste tipo de operação a variação da velocidade do rotor do gerador é mínima (aproximadamente 5% do valor nominal). Logo, pode-se considerar tal velocidade como constante. Para uma determinada velocidade do vento, haverá apenas um ponto no qual a potência gerada é máxima. Este tipo de operação apresenta simplicidade do sistema de controle e menor custo em relação a outros métodos de operação. Como desvantagens, estão a maior possibilidade de fadiga nos componentes mecânicos devido às elevadas cargas nas quais os materiais são submetidos e a variação de potência na turbina na presença de ventos turbulentos [44].

### 3.2.5.2 Operação em Velocidade Variável

As turbinas de operação em velocidade variável funcionam de modo a manter as variações de potência dentro da faixa de operação do gerador, possibilitando a máxima extração de potência sem a necessidade da frequência do gerador ser a mesma da rede elétrica. Nos últimos anos, a utilização de turbinas que operam em velocidade variável aumentou consideravelmente devido ao avanço da eletrônica. Normalmente, o gerador é controlado por um inversor de frequência, permitindo o ajuste de sua velocidade. Operações em velocidade variável tornam o sistema mais oneroso, porém garantem o funcionamento contínuo da turbina para toda a faixa de velocidade de vento [3].

## **3.3 Geradores Elétricos**

### **3.3.1 Gerador Síncrono a Ímã Permanente**

Geradores síncronos a ímã permanente são indicados para turbinas eólicas de pequeno porte, possuindo grande eficiência para menores diâmetros de rotor. A principal vantagem dos geradores a ímã permanente é que estes não necessitam de corrente de excitação externa. Uma ponte de retificadora pode ser usada nos terminais do gerador, o que produz grande custo benefício para este tipo de sistema [45].

### **3.3.2 Gerador de Indução de Dupla Alimentação**

De acordo com [45], o controle do gerador de indução duplamente alimentado pode ser realizado através dos circuitos de seu próprio rotor, com a utilização de um inversor de frequência com aproximadamente 30% da potência nominal da turbina eólica. Uma vantagem significativa no uso de geradores de indução duplamente alimentados é a capacidade de gerar altas potências sem sobreaquecimento, sendo excelentes para aplicações na faixa de MW. Estes geradores são capazes de manter máxima potência ao longo de um amplo intervalo de velocidades.

### **3.3.3 Gerador de Indução de Rotor tipo Gaiola**

Segundo [46], a utilização do gerador de indução de rotor tipo gaiola, também conhecido como gerador de indução em gaiola de esquilo, apresenta como vantagens o baixo custo, maiores intervalos de manutenção e simplicidade do sistema. Este gerador é ligado a um inversor de frequência que torna possível a operação do gerador em uma ampla faixa de velocidade, além de reduzir os distúrbios presentes no sistema. O gerador de indução em gaiola de esquilo é considerado um dos mais promissores no ramo da indústria eólica, sendo empregados em turbinas de grande porte.

### **3.3.4 Gerador de Corrente Contínua a Ímã Permanente**

Máquinas de corrente contínua a ímã permanente podem ser utilizadas tanto como motores quanto geradores já que construtivamente não há nenhuma diferença básica entre ambos. De fato, a mesma máquina de corrente contínua a ímã permanente pode ser acionada eletricamente como um motor para mover cargas mecânicas, ou pode ser acionada mecanicamente, tal como um gerador simples para produzir uma tensão de saída. Ao ser acionada mecanicamente, a máquina de corrente contínua gera uma força eletromotriz proporcional a sua velocidade de rotação e ao seu campo magnético. Quando utilizado como gerador, o motor de corrente contínua a ímã permanente é acionado mais rapidamente do que sua velocidade nominal para produzir a tensão nominal da máquina. A principal vantagem em relação aos outros tipos de geradores de corrente contínua é que o gerador a ímã permanente responde a mudanças de velocidade do vento muito rapidamente, já que seu forte campo estator é sempre constante.

Neste tipo de máquinas, o enrolamento de campo se localiza no estator, ao passo que o enrolamento de armadura se situa no rotor. Isto significa que as bobinas giram com um campo magnético estacionário produzindo o fluxo magnético. A energia elétrica é conduzida diretamente a partir da armadura do gerador através de escovas de carvão. O campo magnético da máquina é gerado por meio de ímãs permanentes. O gerador de corrente contínua a ímã permanente é construído conforme a interligação de cada uma das bobinas de campo magnético em relação à armadura. As duas configurações básicas para uma máquina de corrente contínua são definidas pelo modo de excitação do enrolamento. Em geradores com excitação em paralelo, o enrolamento de campo é conectado paralelamente com a armadura, enquanto geradores com excitação em série possuem enrolamento de campo conectado em série com a armadura, como pode ser visto na Figura 3.7.

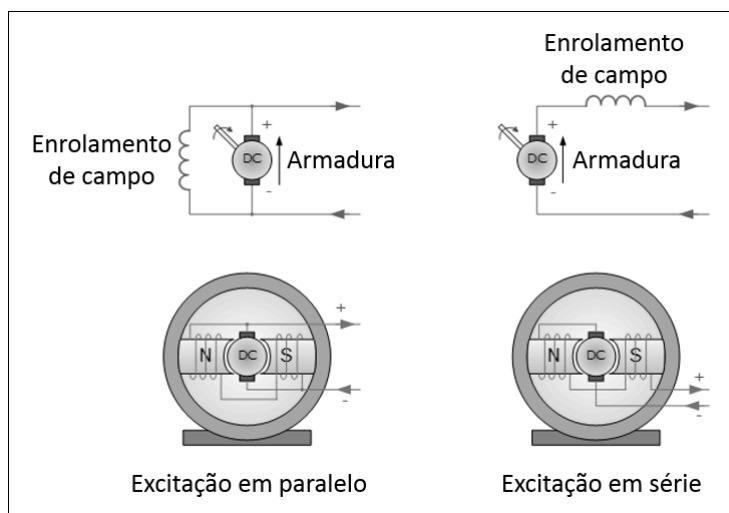


Figura 3.7: Geradores de corrente contínua com excitação em paralelo e em série (Alternative Energy Tutorials, 2013).

Geradores de corrente contínua a ímã permanente geralmente são bastante leves e possuem ótimas eficiências. Além disso, como o estator é provido de um sistema de polos a ímã permanente, a máquina é resistente aos efeitos de possível penetração de sujeiras. No entanto, caso a máquina não esteja totalmente selada, os ímãs permanentes atrairão poeira ferromagnética e limalhas de ferro metálico, podendo causar danos internos ao gerador [47].

De acordo com [47], este tipo de gerador é uma boa opção para turbinas eólicas de pequena escala, já que são confiáveis, podem operar em uma ampla faixa de velocidade de rotação e oferecem boa eficiência especialmente em condições de ventos brandos. Ainda é afirmado por [47] que a obtenção de melhores eficiências para sistemas eólicos vem da construção de turbinas com rotor conectado diretamente ao eixo do gerador, visto que a introdução de engrenagens e demais peças que alteram a velocidade de rotação do mesmo provocam o aparecimento de perdas, custo adicionais e complexidade do sistema.

## 3.4 Princípios do Escoamento de Ar ao redor das Pás Eólicas

O estudo de escoamentos externos em torno de corpos imersos em uma corrente de fluido exige a compreensão de alguns conceitos importantes da dinâmica dos fluidos, como fluido newtoniano, número de Reynolds, camada limite e estol. De acordo com [13], tais conceitos são aplicados nas engenharias aeronáutica, espacial, naval, oceânica e eólica.

### 3.4.1 Fluido Newtoniano

Antes de discorrer sobre fluidos newtonianos, é necessário apresentar o conceito denominado tensão de cisalhamento. Quando um fluxo de ar escoar pela pá de uma turbina eólica, a superfície da pá provocará deformações tangenciais contínuas no ar. De acordo com [48], tais deformações são causadas pela tensão de cisalhamento, que representa uma grandeza de proporcionalidade entre a viscosidade absoluta do fluido e a taxa de deformação do mesmo, a qual pode ser entendida como o gradiente de velocidade do elemento de fluido.

$$\tau = \mu \frac{dV}{dy} \quad (3.1)$$

onde  $\mu$  é a viscosidade absoluta e  $\frac{dV}{dy}$  é o gradiente de velocidade do fluido.

Como citado por [48], os fluidos são classificados de acordo com a relação existente entre a tensão de cisalhamento aplicada e a taxa de deformação sofrida por um elemento de fluido. Desta forma, os fluidos são especificados como newtonianos ou não newtonianos. Em um fluido newtoniano, a tensão cisalhante é proporcional à taxa de deformação sofrida por um elemento de fluido (a viscosidade do fluido é constante a uma dada temperatura), enquanto que em um fluido não newtoniano não existe a relação de proporcionalidade entre a tensão cisalhante e a taxa de deformação (a viscosidade do fluido varia com a taxa de cisalhamento aplicada).

O ar, quando submetido a uma tensão de cisalhamento apresenta uma relação linear entre o valor desta tensão e o seu gradiente de velocidade. Desta forma, o ar é considerado um fluido newtoniano. Portanto, como turbinas eólicas trabalham com fluxo de ar sobre as pás do rotor, todos os escoamentos citados neste trabalho serão newtonianos.

### 3.4.2 Número de Reynolds

O número de Reynolds é o principal parâmetro que relaciona o comportamento viscoso dos fluidos newtonianos. Adimensional, o número de Reynolds mostra a relação entre as forças inerciais e as forças viscosas do fluido. Número de Reynolds baixo indica que os efeitos de inércia são insignificantes. Para número de Reynolds com valor moderado, o escoamento resultante é laminar. Por fim, quando o número de Reynolds é alto, possivelmente o escoamento será turbulento, apresentando forte flutuações aleatórias. O conceito do número de Reynolds é importantíssimo nos estudos de interação de fluidos com corpos sólidos [13]. O número de Reynolds pode ser descrito

da seguinte forma:

$$Re = \frac{\rho U L}{\mu} \quad (3.2)$$

onde  $\rho$  é a massa específica do fluido,  $U$  é a escala de velocidade e  $L$  é a escala de comprimento do escoamento.

### 3.4.3 Camada Limite

A teoria da camada limite apresenta uma abordagem que consiste em computar os efeitos de viscosidade e força de atrito dentro de uma região delgada próxima a superfície de um corpo, designada camada de limite [13].

A existência da camada limite está relacionada com a movimentação de um fluido ao interagir com a superfície de um corpo. Durante o processo de escoamento de um fluido ao redor de um corpo, nota-se que existe uma região onde o fluido está em contato direto com a superfície sólida do corpo. Neste ponto, a velocidade do fluido é nula, resultando em uma condição de não escorregamento. A partir desta fronteira, a velocidade do fluido aumenta rapidamente a uma distância perpendicular à superfície até que a velocidade da corrente de escoamento seja restabelecida [13].

A camada limite tem como espessura a distância entre a superfície do corpo até a região em que a velocidade do fluido alcance 99% da velocidade da corrente de escoamento (velocidade de corrente livre), pois o efeito de retardamento que a superfície exerce sobre o fluido se torna desprezível [13]. A espessura da camada limite aumenta à medida que o fluido se move ao longo da superfície, como pode ser visto na Figura 3.8.

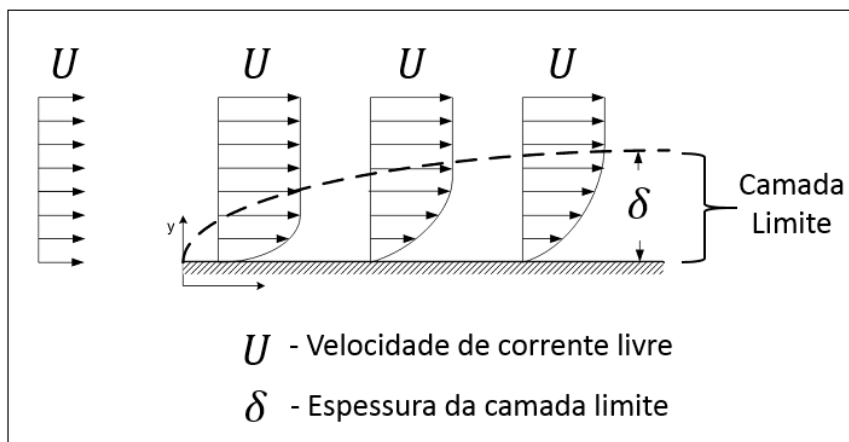


Figura 3.8: Escoamento sobre uma placa plana.

A camada limite está diretamente relacionada à viscosidade dos fluidos. Sendo assim, devido a menor interação com a superfície, fluidos com baixa viscosidade possuem camada limite mais fina. A teoria da camada limite não é válida para números de Reynolds pequenos ou para eleva-

das viscosidades, pois a camada limite se tornaria demasiadamente grossa, o que prejudicaria a aproximação de finas camadas. Efeitos viscosos dentro da camada limite são responsáveis pelo surgimento das forças de arrasto (atrito). Externamente à camada limite, os gradientes de velocidade são diminutos, e portanto, os efeitos da viscosidade se toram insignificante.

A camada limite para fluidos em escoamento sobre um corpo pode ser classificada em laminar ou turbulenta. A natureza da camada limite está relacionada com o número de Reynolds. Para cada tipo de fluido em escoamento existe um dado valor denominado número de Reynolds crítico, que depende de fatores como gradiente de pressão, rugosidade superficial, transferência de calor, forças de campo e perturbações da corrente de escoamento. Desta forma, quando o número de Reynolds possui valor abaixo do número de Reynolds crítico, diz-se que o escoamento é laminar. Por outro lado, um número de Reynolds maior que número de Reynolds crítico gera uma camada limite turbulenta [49].

Uma camada limite laminar é caracterizada por camadas de fluidos que se movem com diferentes velocidades, sendo que a troca de partículas entre as diferentes camadas de fluido é quase inexistente. Ao contrário da camada limite laminar, na camada limite turbulenta existe a oscilação do movimento das camadas em direção ao fluxo do escoamento, ou seja, há uma enorme troca de partículas de fluido entre as mesmas.

Ainda segundo [49], para pequenas distâncias percorridas pelo fluido sobre uma superfície, a camada limite é laminar. No entanto, à medida que o escoamento se desenvolve, o comportamento da camada limite começa a se tornar instável, momento no qual ocorre a transição da camada limite laminar para a turbulenta. A localização da região de transição pode ser obtida por meio da definição de um número de Reynolds local ao longo da superfície do corpo submetido ao escoamento.

#### 3.4.4 Separação da Camada Limite

O processo de separação ou deslocamento da camada limite envolve o fenômeno de distribuição de pressão. Segundo [13], a separação da camada limite é provocada pela perda abundante da quantidade de movimento nas vizinhanças da parede em uma camada limite que tenta se movimentar a jusante contra um aumento de pressão, denominado como gradiente de pressão adverso. De modo contrário, quando a pressão é reduzida não ocorre a separação do escoamento. Este fenômeno é conhecido como gradiente de pressão favorável. Normalmente, na parte frontal de um corpo ocorre o gradiente de pressão favorável, enquanto o gradiente adverso surge na parte posterior (dorsal) do corpo.

Um gradiente de pressão favorável acarreta em um perfil de camada limite bem arredondado, sem ponto de inflexão. Quando o gradiente de pressão é nulo, ocorre um ponto de inflexão sobre a parede da camada limite. Para gradientes adversos de pressão existe um ponto de inflexão na camada limite a uma dada distância da sua parede. À medida que o gradiente adverso se torna mais forte, o ponto de inflexão cresce até surgir uma região de recirculação na parede da camada limite, o que ocasiona a separação da camada limite da superfície do corpo. A Figura 3.9 mostra



os efeitos do gradiente de pressão sobre perfis de camada limite.

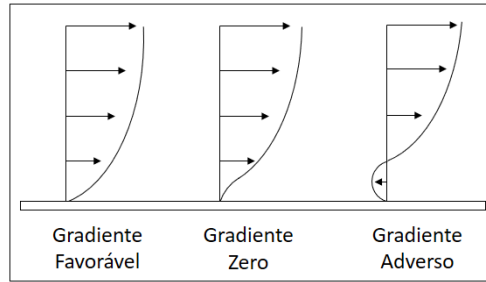


Figura 3.9: Gradientes de pressão agindo ao longo da superfície de um corpo [13].

A separação de camada limite é acompanhada por um espessamento significativo de sua espessura devido a ocorrência do fluxo inverso (refluxo) do escoamento. Quando ocorre a separação de camada limite há um desequilíbrio de forças de pressão no sentido do escoamento, o que acarreta o surgimento de vórtices na parte posterior do corpo submetido ao escoamento. A teoria da camada limite não é válida para a região de separação [49].

### 3.4.5 Fenômeno de Estol

O fenômenos de separação da camada limite e de estol estão intimamente relacionados. Estol pode ser entendido como o fenômeno que sucede a separação da camada limite, no qual ocorre a perda da força de sustentação de um aerofólio devido às alterações em seu comportamento aerodinâmico. A região dorsal do perfil aerodinâmico onde ocorrem os vórtices possuem fortes pressões negativas. Já a parte frontal do aerofólio é dominada por altas pressões, próximas ao ponto de estagnação (região próxima ao bordo de ataque do aerofólio na qual a velocidade é nula). Esta diferença de pressão conduz a formação do estol [3].

Além da perda da força de sustentação, o aumento das forças de arrasto é outra consequência direta do fenômeno de estol [49]. O ângulo de ataque dos perfis aerodinâmicos é um parâmetro importantíssimo relacionado ao estol. Ângulos de ataque pequenos geram elevadas forças de sustentação, enquanto ângulos de ataque grandes reduzem a sustentação de um aerofólio. Desta forma, a partir de um determinado ângulo de ataque (superior ao ângulo crítico), a força de sustentação se reduz drasticamente de modo que o perfil aerodinâmico começa a sofrer os efeitos do estol. A Figura 3.10 mostra a visualização com fumaça de um escoamento estolado.

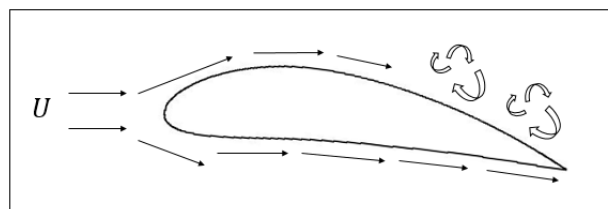


Figura 3.10: Estol sobre a superfície superior de um aerofólio [3].

O fenômeno de estol traz consequências inapropriadas para o funcionamento de máquinas com perfis aerodinâmicos. O estolamento nas asas de um avião pode ser responsável pela queda da aeronave. Em turbinas eólicas, o estol pode ser um fator de restrição de potência na presença de ventos amenos devido à instabilidade gerada no sistema. Em certas condições de estol, pode ocorrer até mesmo o desligamento de um aerogerador.

Apesar das consequências negativas do estol, este também possui sua importância como ferramenta de limitação de potência para ventos muito fortes que produzam a ultrapassagem da potência nominal dos geradores elétricos.

### 3.4.6 Atraso de Estol

De acordo com [49], tem-se observado tanto experimentalmente quanto em simulações que a separação da camada limite em perfis aerodinâmicos rotativos possui um forte componente de velocidade radial. O movimento rotativo possui dois principais efeitos sobre o comportamento do fluido. Primeiramente, a pressão dinâmica ao longo do aerofólio aumenta em direção a sua ponta, visto que a velocidade relativa do vento sentida pelos perfis aerodinâmicos em rotação se eleva com a posição radial. Em segundo lugar, o movimento rotativo conduz ao aparecimento das forças centrífuga e de Coriolis, as quais influenciam diretamente a permanência ou a separação da camada limite.

Quando perfis aerodinâmicos se encontram em rotação, o fluxo de fluido não permanece por muito tempo nos aerofólios, portanto o escoamento se move na direção radial rapidamente. O fato de haver um componente de velocidade radial resulta o aparecimento da força de Coriolis, a qual é dirigida para o bordo de fuga dos perfis aerodinâmicos. Esta força de Coriolis funciona como um gradiente de pressão positivo, o que retarda o processo de separação da camada limite, fenômeno conhecido como atraso de estol.

O atraso de estol é um fenômeno que ocorre em aerofólios que podem estar submetidos à ângulos de ataque elevados sem prejudicar o funcionamento da turbina, além de não limitar demasiadamente a potência produzida pela mesma. Quando o ângulo de ataque de um perfil aerodinâmico aumenta rapidamente, de forma a ser significativamente mais elevado em relação às condições de estado estacionário, o escoamento ainda permanece substancialmente aderido a superfície sólida devido ao atraso de estol. O fenômeno de estol é retardado momentaneamente, surgindo uma força de sustentação mais intensa do que a máxima conseguida em estado estacionário.

Segundo [3], para perfis aerodinâmicos em rotação, o processo de estol ocorre para ângulos de ataque maiores do que os testados estaticamente, pois o gradiente de pressão adverso é reduzido devido ao movimento de rotação. A potência produzida pela turbina também será superior devido ao atraso de estol.

Um estudo realizado por [50] mostra que para ângulos de ataque menores do que aquele no qual a pá da turbina eólica estola, o movimento de rotação tem pouca influência na geração da força de sustentação. Contudo, para ângulos de ataque na faixa da região onde o estol acontece, as forças de sustentação se elevam consideravelmente, ocasionando um aumento da potência gerada.

Realizadas estas considerações, verifica-se que o atraso de estol é um fenômeno de fundamental importância para o funcionamento das turbinas eólicas, visto que o movimento de rotação das pás da turbina retarda a formação do deslocamento da camada limite.

## 3.5 Princípios Aerodinâmicos

### 3.5.1 Potência do Vento

Para determinar a potência total do vento, primeiramente, é necessário considerar um fluxo de ar uniforme e com velocidade constante imediatamente antes deste chocar-se com o rotor da turbina [22]. Desta forma, a energia cinética deste fluxo de ar é dada pela Equação 3.3.

$$E_C = \frac{1}{2}mU^2 \quad (3.3)$$

onde  $m$  é a massa do ar e  $U$  é a velocidade do vento (velocidade de corrente livre).

Ainda considera-se que o vento atravessa uma seção transversal de área  $S$  e espessura  $dx$ , como mostrado na Figura 3.11.

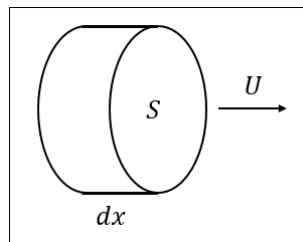


Figura 3.11: Volume de ar capturado da turbina.

Sendo assim, a energia cinética do volume de ar que percorre através das pás da turbina pode ser expressa por meio de 3.4.

$$E_C = \frac{1}{2}\rho S dx U^2 \quad (3.4)$$

onde  $\rho$  é a massa específica do ar.

Uma vez definida a energia cinética do fluxo de ar, um parâmetro de muita relevância para a modelagem de turbinas eólica é a potência com que o vento alcança o rotor da turbina. A Equação 3.5 representa a potência total do vento.

$$P_U = \frac{E_C}{t} \quad (3.5)$$

onde  $t$  é o tempo no qual a massa de ar atravessa o rotor da turbina.

Ao substituir o termo correspondente a energia cinética na equação anterior, a potência dis-

ponível pelo vento ainda pode ser escrita como mostrado na Equação 3.6.

$$P_U = \frac{1}{2}\rho S U^3 \quad (3.6)$$

### 3.5.2 Razão de Velocidade de Ponta

Outro conceito bastante importante no estudo de turbinas eólicas é a razão de velocidade de ponta  $\lambda$ , que representa a relação entre a velocidade linear na ponta da pá da turbina e a velocidade do vento.

Caso o rotor da turbina eólica gire lentamente, a maior parte do vento passará sem perturbações através do espaço entre as pás do rotor, não extraíndo a energia que o fluxo de ar poderia oferecer. Alternativamente, se o rotor gira muito rapidamente, as pás funcionarão como uma parede sólida bloqueando o vento. Portanto, as turbinas eólicas são projetadas para uma razão de velocidade de ponta média ideal com o intuito de extrair o máximo de energia do vento possível. A razão de velocidade de ponta depende do perfil do aerofólio utilizado, do número de pás e do tipo de turbina empregada. Em geral, turbinas eólicas de eixo horizontal com três pás operam com um  $\lambda$  entre 6 e 8 [51]. A equação da razão de velocidade de ponta está representada em 3.7.

$$\lambda = \frac{\omega r}{U} \quad (3.7)$$

onde  $\omega$  é a velocidade angular da turbina e  $r$  é o raio do rotor da turbina eólica.

### 3.5.3 Potência Mecânica

A turbina eólica converte a potência disponível pelo vento em potência mecânica  $P_m$ , que para este caso também pode ser chamada de potência aerodinâmica, a qual é limitada pelo parâmetro conhecido como coeficiente de potência  $C_P$ , que estabelece a relação entre a potência aerodinâmica e a potência disponibilizada pelo vento [4]. A potência mecânica é definida de acordo com 3.8.

$$P_m = \tau_a \omega \quad (3.8)$$

onde  $\tau_a$  é o torque aerodinâmico da turbina.

Ainda segundo [4], a potência mecânica pode ser expressa em termos da potência do vento, como apresentado em 3.9.

$$P_m = P_U C_P \quad (3.9)$$

Substituindo a expressão da potência do vento na equação anterior, tem-se que a potência mecânica pode ser expressa conforme mostrado em 3.10.

$$P_m = \frac{1}{2}\rho S U^3 C_P \quad (3.10)$$

### 3.5.4 Coeficiente de Potência

A turbina eólica não consegue transformar toda a potência fornecida pelo vento em potência mecânica. De acordo com a Lei de Betz, a direção do vento é alterada antes do mesmo alcançar o disco do rotor, também conhecido como disco atuador. Ao passar pela turbina, a velocidade do vento se reduz, gerando energia cinética de rotação nas pás. Com o decremento da velocidade após o rotor, a seção transversal do fluxo de ar possuirá um diâmetro maior do que o diâmetro do fluxo de ar antes da turbina devido ao princípio da conservação da massa [3]. A Figura 3.12 mostra o comportamento do fluxo de ar ao atravessar o rotor de uma turbina eólica.

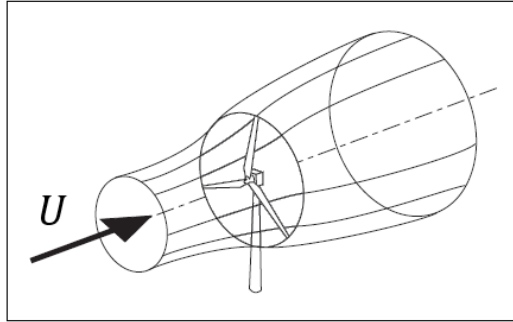


Figura 3.12: Fluxo de ar através da turbina [3].

Sendo assim, define-se o coeficiente de potência como o parâmetro que indica a eficiência da conversão da energia cinética do vento para a energia cinética de rotação da turbina. De acordo com Limite de Betz, o máximo valor do coeficiente de potência para turbinas de eixo horizontal é 0,59 [3].

O máximo valor do limite de Betz é dificilmente alcançado devido a fatores como perdas mecânicas existentes na transmissão das turbinas e a difícil execução de projeto dos perfis aerodinâmicos de suas pás.

O coeficiente de potência está estritamente relacionado com a razão de velocidade de ponta e com o ângulo de passo das pás da turbina, como visto em (3.11), que é uma equação determinada experimentalmente para descrever o comportamento deste parâmetro [52].

$$\begin{cases} C_P(\lambda, \beta) = \left(\frac{116}{\lambda} - 0.4\beta - 5\right)e^{\frac{-12.5}{\lambda}} \\ \frac{1}{\lambda} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \end{cases} \quad (3.11)$$

onde  $\beta$  é o ângulo de passo na base das pás da turbina.

Existem inúmeras maneiras de se determinar o coeficiente de potência na literatura de turbinas eólicas, porém, de acordo com [52], a equação (3.11) é a mais difundida entre os trabalhos na área de aerogeradores. A Figura 3.13 apresenta uma curva característica do coeficiente de potência de uma turbina eólica.

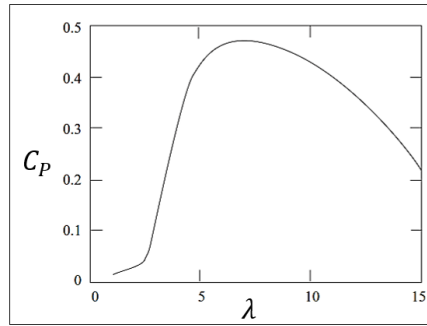


Figura 3.13: Coeficiente de potência de uma turbina eólica em função da razão de velocidade de ponta [3].

O ângulo de passo das pás das turbinas é um dos parâmetros que mais influenciam o valor do coeficiente de potência dos aerogeradores. Pequenas alterações de  $\beta$  provocam significativas modificações no valor da potência mecânica que é extraída do vento. A equação (3.11) mostra que quanto maior é o ângulo de passo das pás, menor será o valor do ponto ótimo de operação da curva do coeficiente de potência, como pode ser visto na Figura 3.14.

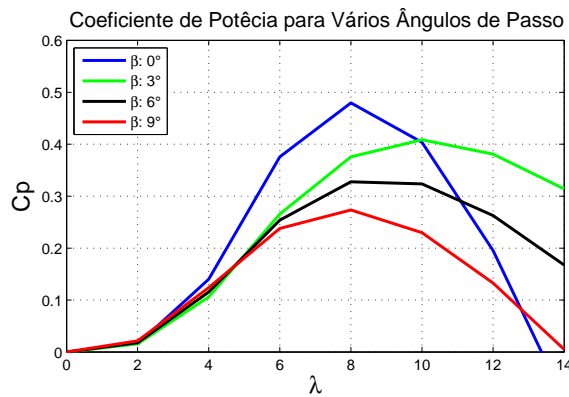


Figura 3.14: Curvas típicas de coeficiente de potência para ângulos de passo distintos.

### 3.5.5 Torque Aerodinâmico

De acordo com a equação apresentada em (3.8), observa-se que o torque aerodinâmico, também chamado de torque mecânico quando relacionado a turbinas eólicas, pode ser escrito como:

$$\tau_a = \frac{1}{2} \frac{\rho S U^3}{\omega} C_P = \frac{1}{2} \frac{\rho \pi r^2 U^3}{\omega} C_P \quad (3.12)$$

O torque aerodinâmico é imposto pela turbina e é transmitido para o gerador por meio da caixa de transmissão ou pelo próprio eixo que conecta a turbina à máquina elétrica, caso representado pelos aerogeradores de pequeno porte.

## 3.6 Teoria de Controle

Teoria de controle é a área que trata dos princípios fundamentais de análise e projeto de sistemas de controle. Controlar um objeto significa influenciar o seu comportamento de modo a atingir um objetivo desejado. O objetivo da teoria de controle é controlar um sistema, também chamado de planta, obtendo uma saída que deve seguir uma referência desejada, a qual pode ter um valor fixo ou variável. Os controladores são projetados de forma a comparar o sinal de saída com o sinal de referência, sendo que a diferença entre ambos é denominada sinal de erro. Com o propósito de minimizar o valor entre o sinal de saída e o sinal de referência ao máximo possível, o sinal de erro é aplicado como uma realimentação na entrada do sistema. Tais sistemas são conhecidos como controle a malha fechada [53]. A Figura 3.15 apresenta o conceito de um controlador em malha fechada.

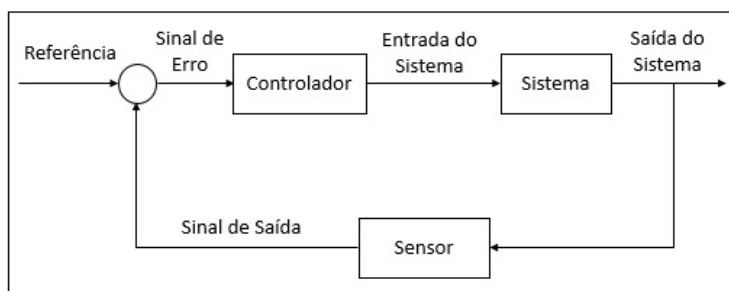


Figura 3.15: Esquematização de um controle em malha fechada.

Técnicas de controle, mesmo que de forma rústica, vêm sendo empregadas pelo homem há mais de dois mil anos. Os romanos já faziam o uso de algumas remotas técnicas de controle para manter o nível da água constante em seus aquedutos por meio de válvulas reguladoras. Em meados do século XVIII, James Watt inventou a máquina a vapor, cujo mecanismo de controle era bastante simples, porém provocou bastante impacto durante a Revolução Industrial. Com a finalidade de reduzir a velocidade da máquina, utilizavam-se válvulas para deixar o vapor escapar por uma chaminé. Isto reduzia a pressão no interior da caldeira, e conseqüentemente diminuía a força exercida dos pistões na roda, limitando a velocidade da máquina. Nos anos trinta do século XX houve um grande avanço nas técnicas de controle, aumentando consideravelmente as aplicações nas áreas de telefonia, de energia elétrica, de produção de papel e da indústria química. Nesta década surgiram dois métodos emergentes de controle, um baseado em equações diferenciais e outro baseado nas amplitudes e fases de sinais de entrada e saída. A partir da Segunda Guerra Mundial, cientistas e engenheiros aprimoraram as técnicas de controle já existentes para desenvolver mecanismos de controle de voo e mísseis balísticos. Após a década de 1960, tornava-se claro que os modelos considerados até o momento não eram suficientemente precisos para descrever a complexidade dos sistemas reais. A partir de então começou um estudo mais aprofundado nos casos de sistemas não lineares e não determinísticos. Tal medida gerou um grande avanço em sistemas de controle não lineares [54].

Grande parte dos sistemas reais possuem características não-lineares, apresentando variações

de parâmetros, ruídos e atrasos de transporte. A teoria de controle clássico não se mostra totalmente satisfatória frente às não-linearidades presentes nos sistemas, de forma a apontar diferentes resultados para vários pontos de operação. Tais limitações se devem pelo fato dos controladores clássicos possuírem parâmetros operacionais fixos, enquanto os sistemas reais carecem de adaptação em relação às alterações envolvidas no processo. Devido a estas restrições e também ao mercado cada vez mais competitivo, a aplicação de controles avançados em processos industriais obteve um aumento significativo nos últimos anos [55]. Como visto no capítulo 2, atualmente existem técnicas de controle tanto da velocidade angular quanto da potência gerada bastante difundidas nas indústrias de aerogeradores.

De acordo com [56], o desempenho das turbinas eólicas não depende apenas de seus hardwares, mas também das técnicas de controle empregadas. Os principais objetivos das técnicas de controle para turbinas eólicas são [19]:

- Capturar o máximo de vento possível;
- Maximizar a área varrida pelas pás da turbina;
- Garantir um certo nível de resiliência das partes mecânicas da turbinas;
- Atender aos padrões de qualidade de energia: fator de potência, harmônicos e cintilação;
- Transferir energia elétrica para a rede mesmo com uma ampla gama de velocidades de vento.

No capítulo 4 serão apresentados os métodos de controle utilizados no trabalho (planicidade diferencial, filtro de Kalman e LQG) e o desenvolvimento destas técnicas para a realização da dissertação.

### 3.6.1 Sistemas Lineares e Sistemas Não-Lineares

Um conceito intrinsecamente relacionado a sistemas lineares é o princípio da superposição. Tal princípio, também conhecido como propriedade da superposição, determina que para todos os sistemas lineares, o sinal de resposta gerado por duas ou mais excitações (entradas) é a soma das respostas de cada uma das excitações [53]. Portanto, caso o princípio da superposição possa ser aplicado, diz-se que o sistema em análise é linear.

Para coeficientes constantes ou coeficientes que são funções somente de uma variável independente, a equação diferencial relacionada ao sistema é dita linear. De acordo com [14], um sistema é considerado invariante no tempo quando um deslocamento no tempo do sinal de entrada, seja retardo ou avanço, implicar em um deslocamento temporal idêntico no sinal de saída. Os sistemas lineares invariantes no tempo são compostos por componentes lineares invariantes no tempo, ao passo que os sistemas variantes no tempo possuem equações diferenciais das quais os coeficientes são funções do tempo.

Um sistema dinâmico é considerado não-linear caso o princípio da sobreposição não seja satisfeito. Desta forma, as respostas das diferentes excitações não podem ser adicionadas ao resultado



final do sinal de resposta. No mundo real, a maioria dos sistemas possui alguma linearidade. Geralmente, os métodos para solucionar problemas não-lineares possuem grande nível de complexidade. Por esta razão, uma alternativa para facilitar a solução destes problemas é a obtenção de sistemas equivalentes aos não-lineares por meio de processos de linearização. Contudo, os sistemas equivalentes (linearizados) são apropriados apenas para uma região de operação. Logo, pode-se dizer que o processo de linearização resulta em uma aproximação do sistema não-linear mediante um modelo matemático linear [53]. A Figura 3.16 apresenta o comportamento de funções lineares e não-lineares hipotéticas.

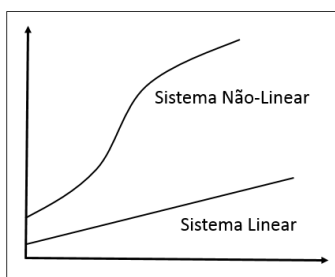


Figura 3.16: Curvas para sistemas lineares e não-lineares (Autoria própria).

### 3.6.2 Estabilidade de Sistemas

Este tópico apresenta uma abordagem simplificada a respeito dos critérios de estabilidade tanto de sistemas lineares quanto de sistemas não-lineares. A maioria dos sistemas reais possuem alguma forma de não-linearidade em sua dinâmica. Esta não-linearidade representa o distanciamento das características lineares do sistema dinâmico. Porém, existe a alternativa de resolver problemas não-lineares através de técnicas de linearização nas proximidades de um ponto de operação [14].

#### 3.6.2.1 Estabilidade de Sistemas Lineares

Neste tópico, serão abordados conceitos a respeito da análise de estabilidade de sistemas lineares por meio da função de transferência. De acordo com [53], uma função de transferência pode ser descrita por uma equação diferencial linear invariante no tempo que caracteriza a relação entre a entrada e a saída de um sistema. Em outras palavras, a função de transferência representa a relação entre as transformadas de Laplace do sinal de saída (resposta) e do sinal de entrada (excitação) do sistema, com todas as condições iniciais nulas. A equação diferencial de um sistema linear invariante no tempo pode ser descrita conforme apresentado em 3.13 para todo  $n \geq m$ .

$$e_0 y^n + e_1 y^{n-1} + \dots + e_{n-1} \dot{y} + e_n y = f_0 u^m + f_1 u^{m-1} + \dots + f_{m-1} \dot{u} + f_m u \quad (3.13)$$

onde  $y$  é o sinal de saída do sistema,  $u$  é o sinal de entrada do sistema,  $n$  é a ordem da equação de entrada,  $m$  é a ordem da adequação de saída e  $e_i$  e  $f_i$  são as constantes da equação diferencial.

Ao aplicar as transformadas de Laplace em todos os termos de (3.13), obtém-se a função de

transferência do sistema:

$$FT = \frac{Y(s)}{U(s)} = \frac{f_0 s^m + f_1 s^{m-1} + \dots + f_{m-1} s + f_m}{e_0 s^n + e_1 s^{n-1} + \dots + e_{n-1} s + e_n} \quad (3.14)$$

A função de transferência possui grande importância na área de controle pois representa a dinâmica do sistema através das equações diferenciais. As raízes do numerador da função de transferência são denominadas zeros do sistema, ao passo que as raízes do denominador da função de transferência são os polos do sistema.

Por meio da análise dos polos de uma função de transferência é possível verificar a estabilidade de sistemas lineares invariantes no tempo. A localização dos polos no plano complexo determina o comportamento de um sistema dinâmico. Um sistema linear é estável se, e somente se, todos os polos da função de transferência do sistema possuírem partes reais negativas. Sistemas marginalmente estáveis são aqueles cujos polos apresentem ao menos uma raiz com parte real nula, porém nenhuma raiz com parte real positiva. Por último, quando houver pelo menos uma raiz com parte real positiva nos polos da função de transferência, o sistema é dito instável [14]. A figura 3.17 mostra a análise do plano complexo em relação aos polos de uma função de transferência.

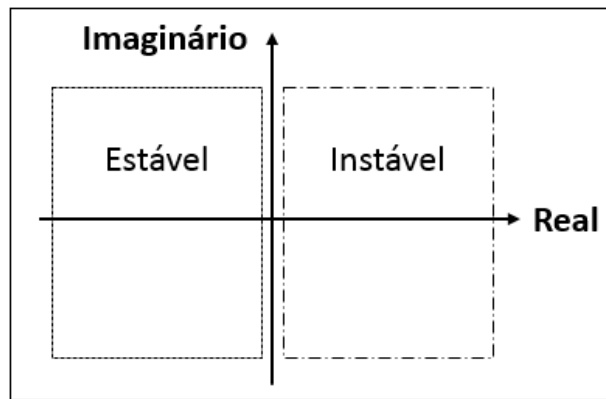


Figura 3.17: Localização da parte real dos polos de uma função de transferência.

### 3.6.2.2 Estabilidade de Sistemas Não-Lineares

Para melhor compreensão do estudo de modelos não-lineares, primeiramente define-se uma equação diferencial não-linear geral, que é dada por:

$$\dot{x} = f(x(t), u(t)) \quad (3.15)$$

onde  $x$  representa os estados do sistema,  $u$  representa a entrada do sistema e  $f$  é uma função tal que  $\mathfrak{R}^n \times \mathfrak{R}^m \rightarrow \mathfrak{R}^n$ .

É preciso definir dois conceitos muito importantes para o estudo de estabilidade de sistemas: estado e ponto de equilíbrio. Conforme definido em [57], o estado de um sistema dinâmico é o menor conjunto de variáveis que determina completamente o comportamento do sistema para

qualquer instante. Este conjunto de variáveis é também conhecido como variáveis de estado.

Agora, seja  $x_{eq}$  um ponto de equilíbrio dos estados e  $u_{eq}$  um ponto de equilíbrio da entrada de um sistema não-linear. Ao supor que o sistema não-linear representado em (3.15) tenha condição inicial  $x(t_0) = x_{eq}$  e entrada  $u(t) = u_{eq}$  para todo  $t \geq t_0$ , implica que  $x(t) = x_{eq}$  para todo  $t \geq t_0$  [58].

Matematicamente, isto significa que o vetor do ponto de equilíbrio  $x_{eq}$  satisfaz a seguinte relação:

$$\begin{cases} \dot{x} &= f(x(t)) \\ f(x_{eq}) &= 0 \end{cases} \quad (3.16)$$

Para a caracterização da estabilidade de sistemas não-lineares em torno de um ponto de equilíbrio, torna-se necessária a apresentação de alguns conceitos, os quais relacionam a estabilidade por meio da investigação do comportamento das trajetórias do sistema [14].

Um ponto de equilíbrio  $x_{eq}$  é considerado estável se para qualquer  $R_a > 0$ , sendo  $R_a$  uma área qualquer, exista um  $r_a$  com  $0 < r_a < R_a$ , tal que para todo  $x(0)$  dentro da região  $S'(x_{eq}; R_a) = x : \|x(t) - x_{eq}\| \leq r_a$ , a trajetória  $x(t)$  permanece dentro da região  $S'(x_{eq}; R_a)$  para todo  $t > 0$ .

Já um ponto de equilíbrio  $x_{eq}$  é assintoticamente estável se ele for estável e, além disso, existir um  $r_a > 0$  tal que se  $x(0)$  estiver dentro da região  $S'(x_{eq}; r_a)$ , então o estado  $x(t)$  tenderá a  $x_{eq}$  ao tempo tender ao infinito.

Por fim, um ponto de equilíbrio  $x_{eq}$  é chamado de instável se ele não for estável. Ou seja,  $x_{eq}$  é instável se para quaisquer  $R_a > 0$  e  $r_a > 0$  existir um estado inicial  $x(0) \in (x_{eq}; r_a)$  tal que o estado do sistema em algum momento sairá da região  $S'(x_{eq}; R_a)$ .

A figura 3.18 apresenta as trajetórias dos sistemas não-lineares de acordo com os conceitos de estabilidade.

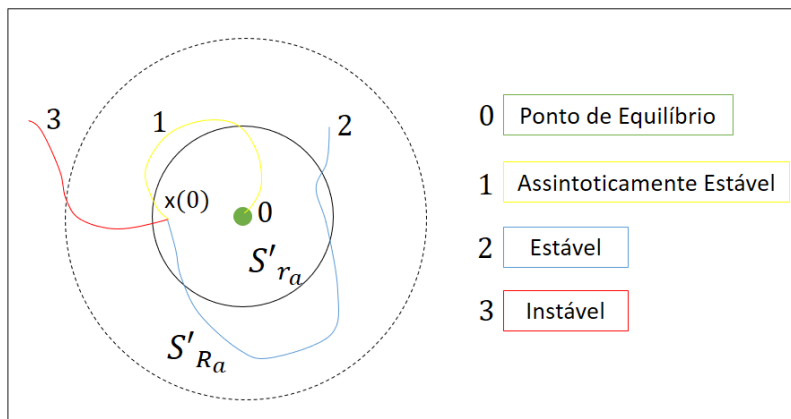


Figura 3.18: Caracterização de estabilidade para sistemas não-lineares [14].

### 3.6.3 Linearização de Sistemas

Muitas das técnicas de projeto de sistemas de controle, normalmente, são projetadas para modelos lineares, contudo, praticamente todos os sistemas reais são caracterizados pela não-linearidade. As metodologias de linearização para sistemas não-lineares são aplicadas em torno de um ponto de operação, possibilitando a análise do sistema linearizado de acordo com as regras de estabilidade de sistemas de controle. O resultado do processo de linearização em torno de um ponto de operação conduz à predição do comportamento do sistema nas vizinhanças do ponto selecionado [58]. Desta forma, o comportamento global do sistema não é predito por meio do modelo linearizado. Nesta revisão, serão apresentadas as seguintes técnicas de linearização: expansão via série de Taylor, jacobiano e realimentação linearizante.

#### 3.6.3.1 Linearização via Expansão da Série de Taylor

A linearização de funções não-lineares pelo método da expansão da Série de Taylor se mostra uma ferramenta útil e simples para verificar a estabilidade de sistemas [58]. Seja uma função  $f(x)$  de variável  $x$ , sendo que  $PE$  é um ponto de equilíbrio tal que  $f(PE) = 0$ . Desta forma, o ponto  $PE$  é chamado de ponto de equilíbrio do sistema  $\dot{x} = f(x)$  se  $\dot{x} = 0$  quando  $x = PE$ .

A expansão da série de Taylor da função  $f(x)$  em torno de um ponto de equilíbrio  $PE$  é representada da seguinte maneira:

$$f(x) = f(PE) + \frac{df}{dx}(x - PE) + \frac{1}{2!} \frac{d^2 f}{dx^2}(x - PE)^2 + \dots + \frac{1}{n!} \frac{d^n f}{dx^n}(x - PE)^n \quad (3.17)$$

onde  $\frac{df}{dx}$  representa a derivada da função  $f(x)$ .

Quando  $x$  é suficientemente próximo de  $PE$ , os termos de ordem mais elevadas da série de Taylor representam quantidades muito pequenas (aproximadamente nulos), de forma que estes podem ser cancelados, resultando na seguinte aproximação:

$$f(x) = f(PE) + \frac{df}{dx}(x - PE) \quad (3.18)$$

Agora, considerando uma função  $f(x_1, x_2)$  de duas variáveis  $x_1$  e  $x_2$ , com pontos de equilíbrio dados por  $PE_1$  e  $PE_2$ , a expansão da série de Taylor da função  $f(x_1, x_2)$  em torno dos pontos  $PE_1$  e  $PE_2$  é reescrita da seguinte forma:

$$f(x_1, x_2) = f(PE_1, PE_2) + \frac{\partial f}{\partial x_1}(x_1 - PE_1) + \frac{\partial f}{\partial x_2}(x_2 - PE_2) \quad (3.19)$$

onde  $\frac{\partial f}{\partial x_1}$  e  $\frac{\partial f}{\partial x_2}$  são as derivadas parciais da função  $f(x_1, x_2)$ .

### 3.6.3.2 Jacobiano

De acordo com [58], o método de linearização jacobiana permite linearizar o sistema não-linear em torno do ponto de equilíbrio, que equivale à trajetória desejada do sistema. Logo, com a linearização de um sistema não-linear em torno de suas trajetórias desejadas, este se torna um sistema linear variante no tempo.

Seja  $x_{eq}$  e  $u_{eq}$  os pontos de equilíbrio dos estados e da entrada do sistema não-linear, respectivamente. Para a condição inicial  $x_0 = x_{eq}$  com a aplicação de uma entrada constante  $u = u_{eq}$ , o estado do sistema sempre permanecerá fixo em  $x = x_{eq}$ . Porém, se o estado e a entrada diferirem de seus respectivos pontos de equilíbrio, torna-se necessária a utilização das variáveis de desvio de estado  $\delta_x$  e de desvio de controle  $\delta_u$ , como apresentado em 3.20 e 3.21.

$$\delta_x = x - x_{eq} \quad (3.20)$$

$$\delta_u = u - u_{eq} \quad (3.21)$$

Relacionando-se 3.20 e 3.21 com 3.15, obtém-se uma expressão diferencial para as variáveis de desvio, como pode ser visto a seguir.

$$\dot{\delta}_x = f(x_{eq} + \delta_x, u_{eq} + \delta_u) \quad (3.22)$$

Ao realizar a expansão de Taylor na expressão anterior, considerando-se as trajetórias nominais nulas e negligenciando os termos de ordem mais alta, formam-se as matrizes jacobianas, que relacionam as equações de estado com as variáveis de estado, como pode ser visto em 3.23 e 3.24.

$$A = \left. \frac{\partial f}{\partial x} \right|_{x_{eq}, u_{eq}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

$$B = \left. \frac{\partial f}{\partial u} \right|_{x_{eq}, u_{eq}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \frac{\partial f_1}{\partial u_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial u_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial u_1} & \frac{\partial f_2}{\partial u_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial u_n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \frac{\partial f_n}{\partial u_2} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial u_n} \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

Portanto, com as matrizes  $A$  e  $B$  definidas, o sistema linearizado é representado por:

$$\dot{\delta}_x = A\delta_x + B\delta_u \quad (3.25)$$

### 3.6.3.3 Realimentação Linearizante

A realimentação linearizante é uma técnica para controle de sistemas não-lineares cuja ideia principal é transformar algebricamente um sistema dinâmico não-linear em um sistema linear. Esta técnica é realizada por meio de transformações de estado e realimentação. O modelo do sistema original é transformado em um modelo equivalente. O processo de realimentação linearizante cancela as não-linearidades do sistema, impondo a dinâmica linear desejada. Esta técnica pode ser aplicada para sistemas não-lineares na forma canônica controlável [14].

Um sistema na forma canônica controlável pode ser escrito como:

$$\begin{cases} \dot{x}^n &= f(X) + b(X)u \\ X &= [x, \dot{x}, \dots, x^{n-1}]^T \end{cases} \quad (3.26)$$

onde  $u$  é a entrada desejada,  $x$  é a saída escalar de interesse,  $X$  é o vetor de estados na forma canônica e  $f(X)$  e  $b(X)$  são funções não-lineares dos estados.

Em representação de espaço de estados, 3.26 pode ser reescrita da seguinte maneira:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} x_1 \\ \dots \\ x_{n-1} \\ x_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_2 \\ \dots \\ x_n \\ f(X) + b(X)u \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

Desta forma, assumindo-se que  $b(X)$  não é nulo, a entrada da realimentação linearizante é:

$$u = \frac{1}{b(X)} [u_l - f(X)] \quad (3.28)$$

onde  $u_l$  é a nova entrada do sistema.

A entrada  $u_l$  tem como função cancelar os termos não-lineares do sistema. Desta forma, a lei de controle do sistema dinâmico linear é dada por:

$$u_l = -k_0x - k_1\dot{x} - \dots - k_{n-1}x^{n-1} \quad (3.29)$$

onde  $k_i$  são constantes selecionadas de forma a definir a dinâmica do sistema.

# Capítulo 4

## Projeto do Controlador

### 4.1 Modelo

Antes de iniciar o estudo do controlador a ser desenvolvido nesta dissertação, vale ressaltar que o sistema eólico deste trabalho é composto por uma turbina conectada a um gerador. Como entrada do sistema, será utilizada uma resistência elétrica ligada externamente ao gerador. Um dispositivo PWM é empregado com o intuito de variar os valores da resistência, ocasionando a alteração dos valores da velocidade de rotação da turbina. O controlador desenvolvido será capaz de realizar a medição da velocidade angular da turbina, a qual representa a saída do sistema.

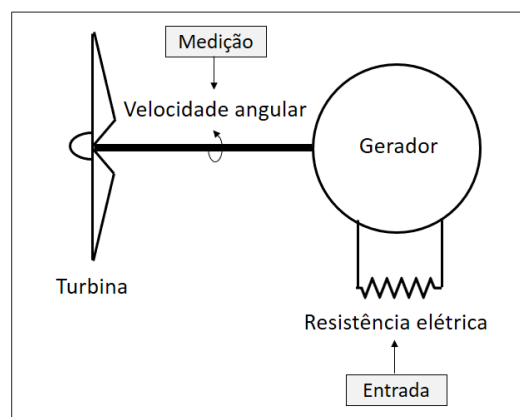


Figura 4.1: Modelo simplificado do sistema.

### 4.2 Parâmetros do Sistema

Como visto na subseção 3.5.4 do capítulo 3, o comportamento do coeficiente de potência para turbinas eólicas pode ser determinado por meio da equação (3.11), de acordo com os estudos apresentados por [52]. Porém, com o intuito de se obter uma validação do modelo em estudo mais apropriada, os parâmetros para a determinação da curva do coeficiente de potência do sistema foram adquiridos a partir de ensaios experimentais realizados com a turbina eólica no Laboratório

de Termociência e Metodologia Dinâmica da Universidade de Brasília. A Figura 4.2 mostra a turbina eólica utilizada para a determinação dos parâmetros do sistema.



Figura 4.2: Turbina eólica utilizada no trabalho.

A turbina eólica de pequeno porte utilizada no desenvolvimento deste trabalho possui eixo horizontal e é dotada de três pás. O raio  $r$  da turbina é de  $0.262\text{ m}$ .

Neste projeto, foi empregado um gerador de corrente contínua a ímã permanente da marca ElectroCraft cujo modelo é o DP30-60V24. Os parâmetros do gerador estão descritos na Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Parâmetros do gerador.

| Parâmetros                  | Símbolos   | Valores                  |
|-----------------------------|------------|--------------------------|
| Corrente de armadura máxima | $I_a$      | $4.4\text{ A}$           |
| Resistência de armadura     | $R_a$      | $29\ \Omega$             |
| Indutância de armadura      | $L_a$      | $0.0085\text{ H}$        |
| Constante de velocidade     | $K_V$      | $0.5211\text{ Vs/rad}$   |
| Constante de torque         | $K_T$      | $0.5211\text{ Nm/A}$     |
| Constante de enrolamento    | $K_w$      | $0.9143\text{ Nm/AWb}$   |
| Número de pares de polos    | $p$        | $2$                      |
| Fluxo magnético             | $\phi$     | $0.57\text{ Wb}$         |
| Momento de inércia          | $J_G$      | $0.002058\text{ kg/m}^2$ |
| Velocidade nominal          | $\omega_n$ | $3400\text{ RPM}$        |

Adotou-se o valor de  $1.2\text{ kg/m}^3$  para a massa específica  $\rho$  do ar para a realização das simulações.

Para a realização deste experimento, a turbina eólica contida no túnel de vento foi submetida a um fluxo de ar de  $14\text{ m/s}$ , velocidade na qual a turbina apresentou maiores valores de potência gerada. Sendo assim, para a realização deste trabalho, a metodologia desenvolvida para a determinação do polinômio do coeficiente de potência foi executada para ventos com  $14\text{ m/s}$ .



Os valores de coeficiente de potência  $C_P$  e de razão de velocidade de ponta  $\lambda$  foram coletados dos ensaios laboratoriais, como mostrado em [59]. Tais valores estão apresentados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Valores de coeficiente de potência e razão de velocidade de ponta.

| $C_P$                | $\lambda$          |
|----------------------|--------------------|
| 0.002600000000000000 | 0.0000000000000000 |
| 0.00134439809090909  | 0.402494473303030  |
| 0.00269367225170068  | 0.543663664806123  |
| 0.00629866650000000  | 0.822879264750000  |
| 0.01590607409090910  | 1.275512420545450  |
| 0.03531296683333330  | 1.854876174500000  |
| 0.06140627185714290  | 2.374667379428570  |
| 0.08576989035714290  | 2.832776293857140  |
| 0.10109699346666700  | 3.186484248266670  |
| 0.11311887195000000  | 3.355015323900000  |
| 0.11258054629577500  | 3.575144937718310  |
| 0.10264015729824600  | 3.739375666964910  |
| 0.07655803833018870  | 3.913089778905660  |
| 0.05289105444270830  | 4.111592530421870  |
| 0.02167996574166670  | 4.265232862366670  |

A curva do coeficiente de potência da turbina eólica empregada nesta dissertação foi obtida aplicando-se o método dos mínimos quadrados nos pontos do coeficiente de potência obtidos em laboratório. De acordo com [60] o método dos mínimos quadrados consiste em determinar a função que melhor se ajusta ao conjunto de pontos estabelecido, minimizando o erro resultante deste ajuste. A Figura 4.3 mostra a curva ajustada (linha contínua) do coeficiente de potência da turbina em estudo.

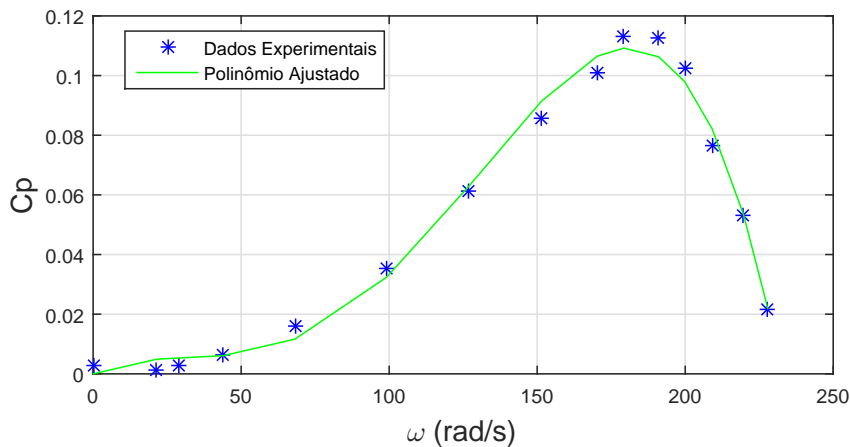


Figura 4.3: Comportamento do coeficiente de potência da turbina eólica.

Pela análise dos valores da razão de velocidade de ponta da curva do coeficiente de potência, observa-se que a turbina opera até uma velocidade de  $230 \text{ rad/s}$ .

A curva que representa o comportamento do coeficiente de potência da turbina eólica é descrita por um polinômio de quarto grau. Sendo assim, o polinômio do coeficiente de potência da turbina eólica em estudo é dado pela seguinte expressão:

$$C_P = a_1\lambda^4 + a_2\lambda^3 + a_3\lambda^2 + a_4\lambda + a_5 \quad (4.1)$$

onde os termos  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $a_3$ ,  $a_4$  e  $a_5$  representam as constantes do polinômio do coeficiente de potência.

Os valores das constantes do polinômio do coeficiente de potência obtidos pelo método dos mínimos quadrados estão listados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3: Valores das constantes do polinômio do coeficiente de potência da turbina.

| Constante | Valor      |
|-----------|------------|
| $a_1$     | -0.0048834 |
| $a_2$     | 0.0295940  |
| $a_3$     | -0.0419560 |
| $a_4$     | 0.0246220  |
| $a_5$     | 0.0000000  |

Como a curva do polinômio do coeficiente de potência começa na origem do plano cartesiano (velocidade de rotação nula), o termo  $a_5$  da expressão do coeficiente de potência é igual a zero, como já mostrado na Tabela 4.3. Portanto, a partir desta análise, o termo  $a_5$  será desprezado das próximas equações. Desta forma, ao substituir os valores encontrados das constantes no polinômio do coeficiente de potência, a equação (4.1) pode ser reescrita como:

$$C_P = -0.0048834\lambda^4 + 0.0295940\lambda^3 - 0.0419560\lambda^2 + 0.0246220\lambda \quad (4.2)$$

### 4.3 Modelagem do Sistema Eólico

Uma turbina eólica é um sistema dividido em três subsistemas: aerodinâmico, mecânico e elétrico. No subsistema aerodinâmico, como visto na seção 3.5 do capítulo 3, a energia do vento é convertida em torque no rotor da turbina. O subsistema mecânico consiste no conjunto formado pela transmissão, pela torre e pelas pás do rotor. Neste subsistema, torque mecânico é transferido ao gerador elétrico. Por fim, o subsistema elétrico possui como função converter a energia mecânica da turbina em energia elétrica por meio de um gerador. Para se obter o modelo completo do sistema eólico, todos os subsistemas são conectados, como pode ser visto na Figura 4.4.

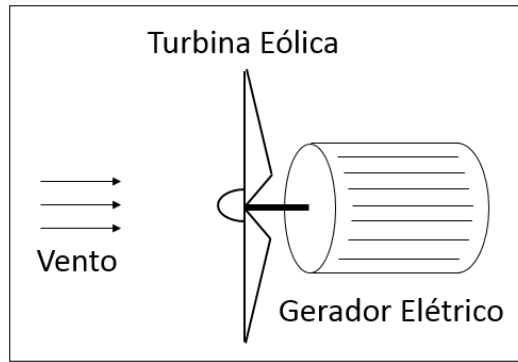


Figura 4.4: Modelo simplificado da turbina eólica com a presença dos subsistemas aerodinâmico, mecânico e elétrico.

Nesta dissertação, para dar maior praticidade a alguns termos, os subsistemas mecânico e elétrico serão chamados de sistema mecânico e de circuito elétrico, respectivamente. Sendo assim, antes de realizar a modelagem do sistema mecânico e do circuito elétrico, precisa-se determinar a função que representa o coeficiente de potência da turbina eólica em função dos termos que compõem a razão de velocidade de ponta. Esta nova função está apresentada na próxima subseção.

#### 4.3.1 Determinação do Coeficiente de Potência

Ao substituir a razão de velocidade de ponta mostrada na expressão (3.7) pela equação (4.1), tem-se que o polinômio do coeficiente de potência pode ser representado por:

$$C_P = a_1 \frac{\omega^4 r^4}{U^4} + a_2 \frac{\omega^3 r^3}{U^3} + a_3 \frac{\omega^2 r^2}{U^2} + a_4 \frac{\omega r}{U} \quad (4.3)$$

Verifica-se que o polinômio do coeficiente de potência possui uma relação não-linear entre a velocidade de rotação da turbina e os parâmetros do raio do rotor e da velocidade do vento.

Para deixar o polinômio de  $C_P$  em uma forma mais compacta, facilitando a compreensão do leitor, os produtos entre as constantes  $a_i$  do polinômio e o raio do rotor  $r^j$  em cada termo do lado direito da equação são simplificados para  $b_i$ , que serão os coeficientes de simplificação do polinômio de  $C_P$ . Logo, a nova expressão para o coeficiente de potência é dada por:

$$C_P = b_1 \frac{\omega^4}{U^4} + b_2 \frac{\omega^3}{U^3} + b_3 \frac{\omega^2}{U^2} + b_4 \frac{\omega}{U} \quad (4.4)$$

#### 4.3.2 Sistema Mecânico

O modelo mecânico de uma turbina eólica de eixo horizontal tem como componentes principais o rotor da turbina, o gerador, o eixo de transmissão e a caixa multiplicadora de velocidade. Neste experimento, o gerador é acoplado diretamente ao eixo da turbina, não havendo necessidade de uma caixa multiplicadora de velocidade. Portanto, a velocidade de rotação  $\omega$  produzida na turbina pela ação do vento é a mesma do gerador elétrico. O eixo de transmissão que interliga os dois corpos

inerciais (turbina e gerador) possui uma constante de rigidez e uma constante de amortecimento mútua. A turbina eólica produz um torque aerodinâmico  $\tau_a$  no sistema, ao passo que o gerador elétrico cria um torque eletromecânico  $\tau_e$ . Por meio da Figura 4.5 é possível visualizar o modelo mecânico completo do sistema eólico em estudo.

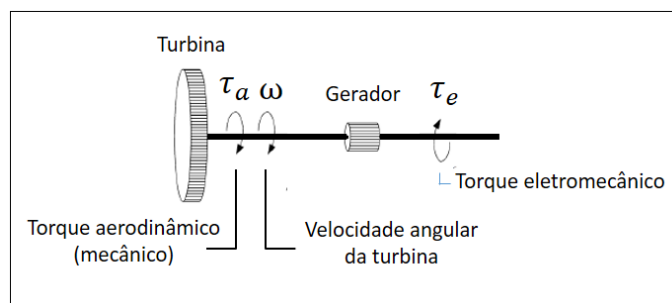


Figura 4.5: Modelo mecânico do sistema eólico.

Para efeitos de simplificação, o modelo do mecanismo de acionamento da turbina eólica estudada neste projeto possui uma massa equivalente a todos os componentes do sistema. Isto significa que todos os componentes inerciais do sistema são computados juntos. Logo, os momentos de inércia da turbina e do gerador podem ser representados por uma massa equivalente com momento de inércia equivalente  $J$ . Também com o propósito de simplificação, a massa do eixo de transmissão do sistema é considerada desprezível. A constante de rigidez do eixo de transmissão e a constante de amortecimento mútua também são negligenciadas. Desta forma, o sistema pode ser simplificado a apenas uma inércia equivalente relacionada aos torques aerodinâmico e eletromecânico, como pode ser visto no modelo simplificado do sistema constituído pela turbina e pelo gerador representado pela Figura 4.6.

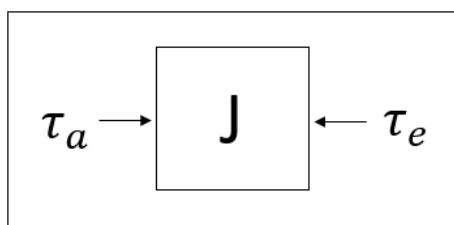


Figura 4.6: Torques aerodinâmico e torque eletromecânico agindo sobre o sistema turbina-gerador.

Realizada tais considerações, a modelagem do sistema mecânico de uma massa é elaborada com base na Segunda Lei de Newton para sistemas rotacionais, na qual o somatório dos torques externos  $\tau_0$  que atuam sobre um corpo mássico é igual ao produto entre o momento de inércia  $J_0$  da massa em relação ao eixo de rotação e a aceleração angular  $\ddot{\theta}$  do corpo mássico, conforme a expressão a seguir:

$$\sum \tau_0 = J_0 \ddot{\theta} \quad (4.5)$$

Desta forma, a equação básica de estado do modelo mecânico da turbina eólica é dada por:

$$\dot{\omega} = \frac{1}{J}[\tau_a - \tau_e] \quad (4.6)$$

onde  $\dot{\omega}$  é a aceleração angular da turbina e  $\tau_e$  é o torque eletromecânico do gerador.

O momento de inércia equivalente  $J$  do sistema foi obtido a partir da soma individual dos momentos de inércia da turbina eólica  $J_T$  e do gerador elétrico  $J_G$ . O momento de inércia do gerador elétrico foi retirado do catálogo do fabricante. Já o momento de inércia da turbina, segundo [61], pode ser determinado a partir da consideração de que a massa da mesma se encontra distribuída uniformemente ao longo do comprimento das pás, de acordo com:

$$J_T = \frac{1}{2}m_t r^2 \quad (4.7)$$

onde  $m_t$  é a massa da turbina eólica.

Definida a equação básica de estado do sistema mecânico, torna-se necessária a elaboração da expressão do torque aerodinâmico para dar continuidade ao desenvolvimento da equação de estado relacionada à parte mecânica do sistema.

Para simplificação dos cálculos, o torque aerodinâmico definido na expressão (3.12) pode ser simplificado ao considerar o produto  $\frac{1}{2}\rho\pi r^2$  igual a uma constante  $\eta$ . Portanto, o torque aerodinâmico pode ser reescrito como:

$$\tau_a = \eta \frac{U^3}{\omega} C_P \quad (4.8)$$

Ao considerar que a velocidade  $U$  do vento seja constante e ao substituir a expressão do coeficiente de potência (4.4) na equação anterior do torque aerodinâmico, tem-se que:

$$\tau_a = \frac{\eta b_1}{U} \omega^3 + \eta b_2 \omega^2 + \eta b_3 U \omega + \eta b_4 U^2 \quad (4.9)$$

Com o intuito de simplificar a equação anterior, o termos que acompanham a velocidade de rotação são reduzidos a coeficientes de simplificação do torque aerodinâmico  $C_i$ . Deste modo, a equação do torque aerodinâmico é expressa da seguinte maneira:

$$\tau_a = C_1 \omega^3 + C_2 \omega^2 + C_3 \omega + C_4 \quad (4.10)$$

A não-linearidade do sistema eólico pode ser observada pela expressão do torque aerodinâmico.

Ao substituir a expressão (4.10) na equação (4.6), obtém-se a equação de estado do sistema mecânico:

$$\dot{\omega} = \frac{1}{J} [C_1 \omega^3 + C_2 \omega^2 + C_3 \omega + C_4 - \tau_e] \quad (4.11)$$

### 4.3.3 Circuito Elétrico

A função de um gerador elétrico em um sistema eólico é converter a energia rotacional das pás da turbina fornecida pelo vento em energia elétrica.

Pelo fato de ser um gerador a ímã permanente, o fluxo magnético, parâmetro responsável pela criação das forças eletromotrizes no campo de armadura do gerador, possui valor constante. Desta forma, verifica-se que o fluxo magnético constante é ortogonal ao torque eletromagnético, o que significa que as variações do torque não alteram o valor do fluxo magnético.

Um gerador de corrente contínua a ímã permanente é composto por uma parte girante denominada rotor (circuito de armadura) e uma parte fixa chamada estator (circuito de campo). O movimento rotacional da turbina provoca uma tensão de armadura no circuito elétrico da máquina. Esta tensão de armadura energiza a espira do gerador, o que cria um campo magnético invariante no tempo em virtude da corrente contínua de armadura produzida.

No circuito de armadura, o conjunto de espiras, também conhecido como bobina, possui seus terminais abrigados por anéis metálicos. Uma escova de grafite é apoiada sobre cada anel, sendo que a corrente produzida no gerador é entregue ao conjunto de escovas. Quando o conjunto de espiras se encontra paralelamente ao campo magnético, como pode ser visto na Figura 4.7, surge uma força perpendicular ao campo magnético gerando um torque que faz com que a bobina rotacione 180°. Nesta posição, os contatos das escovas com a bobina são invertidos e a bobina continua a girar no mesmo sentido devido ao torque resultante. Logo, o conjunto de espiras entra em movimento rotacional.

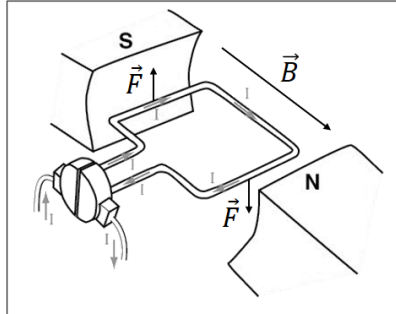


Figura 4.7: Esquematização do gerador de corrente contínua a ímã permanente.

De acordo com [62], o torque eletromecânico produzido por um gerador elétrico de corrente contínua é proporcional à corrente de armadura, e pode ser definido como:

$$\tau_e = K_e \phi I_a \quad (4.12)$$

onde  $K_e$  é a constante de enrolamento (determinada de acordo com o projeto da bobina),  $\phi$  é o fluxo magnético e  $I_a$  é a corrente de armadura do gerador.

A expressão (4.12) ainda pode ser reduzida em termos da constante de torque, a qual representa

o produto entre a constante de enrolamento e o fluxo magnético, conforme a equação a seguir:

$$\tau_e = K_T I_a \quad (4.13)$$

onde  $K_T$  é a constante de torque do gerador.

A tensão de armadura devido ao movimento rotacional produzida no gerador é proporcional à velocidade angular da turbina [62], e pode ser representada por:

$$E_a = K_e \phi \omega \quad (4.14)$$

Reescrevendo a equação anterior em termos da constante de velocidade, que depende dos aspectos construtivos da máquina, a tensão de armadura do gerador pode ser representada de acordo com a expressão a seguir.

$$E_a = K_V \omega \quad (4.15)$$

onde  $K_V$  é a constante de velocidade do gerador.

A modelagem do circuito elétrico do gerador foi realizada de acordo com a Lei Kirchhoff das tensões, também conhecida como leis das malhas, na qual o valor da soma algébrica das forças eletromotrizes e das quedas de tensão contidas em uma malha elétrica é nulo. O circuito elétrico do gerador de imã permanente de corrente contínua utilizado no projeto pode ser visto na Figura 4.8, onde existe uma indutância em série com duas resistências, sendo a primeira resistência interna ao enrolamento de campo  $R_a$  e a segunda resistência externa  $R_e$  e acoplada ao circuito com o intuito de variar a velocidade angular da turbina.  $R_e$  é a entrada do sistema em estudo.

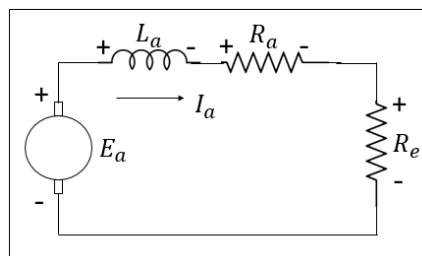


Figura 4.8: Circuito elétrico de armadura do gerador.

A equação de estado da malha de tensão de armadura do gerador usado no projeto está representada pela expressão (4.16).

$$\dot{I}_a = \frac{1}{L_a} [K_V \omega - R_a I_a - R_e I_a] \quad (4.16)$$

onde  $R_e$  é a resistência externa ao gerador (entrada do sistema).

### 4.3.4 Modelo do Sistema da Turbina Eólica

Finalmente, o sistema da turbina eólica desenvolvido neste trabalho pode ser representado de acordo com a Figura 4.9, a qual mostra a esquematização da turbina eólica conectada ao circuito do gerador elétrico de corrente contínua a ímã permanente.

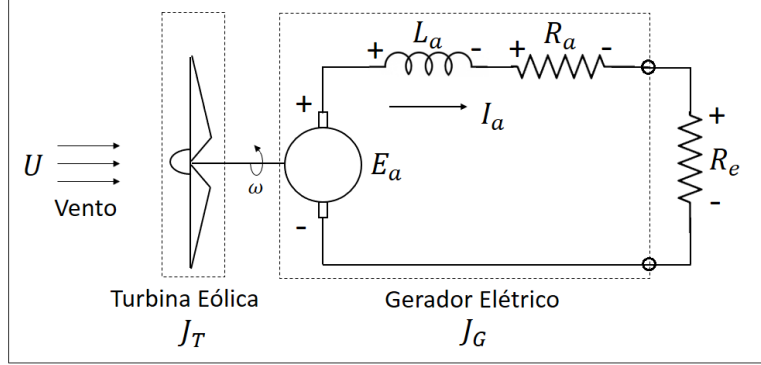


Figura 4.9: Estrutura do sistema da turbina eólica.

Estudos realizados por [63] e [64] mostram que ao adicionar uma resistência externa a um gerador elétrico, é possível manipular as curvas de torque e de velocidade rotacional da turbina, controlando a potência elétrica produzida pelo gerador. Desta forma, neste trabalho, a variação da velocidade angular da turbina é obtida por meio da inserção de uma resistência elétrica externa ao circuito do gerador.

Como o objetivo deste estudo é controlar a rotação da turbina eólica por meio da variação de uma resistência externa ao circuito do gerador, tem-se a velocidade angular  $\omega$  da turbina como saída do sistema e a resistência externa  $R_e$  ao gerador como entrada do sistema.

Elucidados todos os processos referentes às modelagens matemáticas do sistema mecânico e do circuito elétrico que compõem a turbina eólica de eixo horizontal, o modelo dinâmico final do sistema é representado conforme (4.17) e (4.18).

$$\dot{\omega} = \frac{1}{J} [C_1\omega^3 + C_2\omega^2 + C_3\omega + C_4 - K_T I_a] \quad (4.17)$$

$$\dot{I}_a = \frac{1}{L_a} [K_V\omega - R_a I_a - R_e I_a] \quad (4.18)$$

O sistema da turbina eólica representado em estado de espaço pode ser construído chamando-se  $\omega$  de  $x_1$  e  $I_a$  de  $x_2$ , como mostrado em (4.19) e (4.20).

$$\dot{x}_1 = \frac{1}{J} [C_1x_1^3 + C_2x_1^2 + C_3x_1 + C_4 - K_T x_2] \quad (4.19)$$

$$\dot{x}_2 = \frac{1}{L_a} [K_V x_1 - R_a x_2 - R_e x_2] \quad (4.20)$$



onde  $x_1$  representa o vetor de estado da velocidade angular  $\omega$  (saída do sistema),  $x_2$  representa o vetor de estado da corrente de armadura  $I_a$  e  $u$  representa o vetor de entrada  $R_e$  do sistema.

#### 4.4 Determinação da Região de Instabilidade do Modelo

Com o intuito de verificar a faixa de valores da velocidade angular na qual ocorre a instabilidade do sistema, utilizou-se a técnica de linearização via expansão da série de Taylor nos termos não-lineares do modelo. Tal técnica foi utilizada em virtude de sua simplicidade de adequação ao modelo.

Para a determinação da região de instabilidade do modelo, primeiramente, rearranjaram-se as equações (4.19) e (4.20) de modo a se obter uma função dependente apenas do vetor de estado da velocidade angular ( $\omega = x_1$ ). O segundo passo consistiu na substituição dos termos não-lineares pelas expressões linearizadas, encontrando-se uma equação em função do tempo apropriada para aplicação da transformada de Laplace. Desta forma, foi possível determinar a função de transferência que representa o sistema linearizado. Por fim, a partir dos polos da função de transferência, verificou-se a região de instabilidade do modelo em estudo. As etapas utilizadas para determinar a região de instabilidade do modelo estão descritas a seguir.

Inicialmente, derivou-se a equação de estado do sistema mecânico (4.19), obtendo-se:

$$J\ddot{x}_1 = (3C_1x_1^2 + 2C_2x_1 + C_3)\dot{x}_1 - K_T\dot{x}_2 \quad (4.21)$$

Logo após, substituiu-se a equação de estado do circuito elétrico (4.20) em (4.21).

$$J\ddot{x}_1 = (3C_1x_1^2 + 2C_2x_1 + C_3)\dot{x}_1 - \frac{K_T}{L_a}(K_Vx_1 - R_ax_2 - ux_2) \quad (4.22)$$

Ao isolar o termo  $(-K_Tx_2)$  da expressão (4.19) e substituindo-o em (4.22), obtém-se:

$$\begin{aligned} J\ddot{x}_1 = & 3C_1x_1^2\dot{x}_1 + 2C_2x_1\dot{x}_1 + C_3\dot{x}_1 - \frac{K_TK_V}{L_a}x_1 - \frac{R_aJ}{L_a}\dot{x}_1 + \frac{R_aC_1}{L_a}x_1^3 + \frac{R_aC_2}{L_a}x_1^2 + \dots \\ & \dots + \frac{R_aC_3}{L_a}x_1 + \frac{R_aC_4}{L_a} - \frac{uJ}{L_a}\dot{x}_1 + \frac{uC_1}{L_a}x_1^3 + \frac{uC_2}{L_a}x_1^2 + \frac{uC_3}{L_a}x_1 + \frac{uC_4}{L_a} \end{aligned} \quad (4.23)$$

As linearizações via expansão da série de Taylor dos termos não-lineares da equação anterior foram executadas de acordo com a equação apresentada em (3.19), considerando  $g$  e  $b$  como pontos de equilíbrio para o vetor de estado  $x_1$  e para a entrada do sistema  $u$ , respectivamente. Cabe ressaltar que as derivadas temporais tendem a zero para esta técnica de linearização. Portanto,

os termos linearizados estão expressos a seguir:

$$f(x_1^2, \dot{x}_1) = g^2 \cdot 0 + 2g \cdot 0(x_1 - g) + g^2 \cdot 1(\dot{x}_1 - 0) = g^2 \dot{x}_1 \quad (4.24)$$

$$f(x_1, \dot{x}_1) = g \cdot 0 + 1 \cdot 0(x_1 - g) + g \cdot 1(\dot{x}_1 - 0) = g \dot{x}_1 \quad (4.25)$$

$$f(x_1^3) = g^3 + 3g^2(x_1 - g) = 3g^2 x_1 - 2g^3 \quad (4.26)$$

$$f(x_1^2) = g^2 + 2g(x_1 - g) = 2g x_1 - g^2 \quad (4.27)$$

$$f(R_e, \dot{x}_1) = b \cdot 0 + 1 \cdot 0(u - b) + b \cdot 1(\dot{x}_1 - 0) = b \dot{x}_1 \quad (4.28)$$

$$f(R_e, x_1^3) = g^3 b + 3g^2 b(x_1 - g) + g^3 \cdot 1(u - b) = 3g^2 b x_1 + g^3 u - 3g^3 b \quad (4.29)$$

$$f(R_e, x_1^2) = g^2 b + 2g b(x_1 - g) + g^2 \cdot 1(u - b) = 2g b x_1 + g^2 u - 2g^2 b \quad (4.30)$$

$$f(R_e, x_1) = g b + 1 b(x_1 - g) + g \cdot 1(u - b) = b x_1 + g u - g b \quad (4.31)$$

Substituindo todos os termos linearizados de (4.24) a (4.31) na expressão (4.23) e os rearranjando, obtém-se uma equação de segunda ordem em função do tempo do tipo:

$$\begin{aligned} \ddot{x}_1 - \left( \frac{3C_1 g^2 + 2C_2 g + C_3}{J} - \frac{R_a + b}{L_a} \right) \dot{x}_1 - \frac{1}{J L_a} (-K_T K_V + 3R_a C_1 g^2 + \dots \\ \dots + 2R_a C_2 g + R_a C_3 + 3C_1 g^2 b + 2C_2 g b + C_3 b) x_1 - \frac{1}{J L_a} (-2R_a C_1 g^3 - R_a C_2 g^2 - \dots \\ \dots - R_a C_4 - 3C_1 g^3 b - 2C_2 g^2 b - C_3 g b) = \frac{1}{J L_a} (C_1 g^3 + C_2 g^2 + C_3 g + C_4) u \end{aligned} \quad (4.32)$$

Aplicando a transformada de Laplace em (4.32), obtém-se a função de transferência que representa o modelo linearizado da turbina eólica:

$$\frac{x(s)}{u(s)} = \frac{\frac{1}{J L_a} (C_1 g^3 + C_2 g^2 + C_3 g + C_4)}{s^2 + \left( \frac{R_a + b}{L_a} - \frac{3C_1 g^2 + 2C_2 g + C_3}{J} \right) s + \frac{1}{J L_a} (K_T K_V - 3R_a C_1 g^2 - 2R_a C_2 g - R_a C_3 - 3C_1 g^2 b - 2C_2 g b - C_3 b)} \quad (4.33)$$

Dada a função de transferência que reproduz o sistema linearizado, torna-se necessária a determinação dos pontos de equilíbrio ( $g$ : saída do sistema) e ( $b$ : entrada do sistema) para definir a região de instabilidade do modelo. Para isto, selecionou-se como pontos de equilíbrio que representam a saída  $g$  do sistema a faixa de valores de velocidade na qual obteve-se o polinômio do

coeficiente de potência da turbina eólica (0 a  $230 \text{ rad/s}$ ).

Os pontos de equilíbrio que representam a entrada  $b$  do sistema foram determinados isolando-se  $u$  na equação (4.20), da seguinte forma:

$$x_2 = \frac{C_1 g^3 + C_2 g^2 + C_3 g + C_4}{K_T} \quad (4.34)$$

$$b = \frac{K_V g - R_a x_2}{x_2} \quad (4.35)$$

Após definido o procedimento para se determinar os pontos de equilíbrio do modelo, torna-se possível encontrar sua região de instabilidade por meio da função de transferência do sistema linearizado. Ao substituir os vetores dos pontos de equilíbrio  $g$  e  $b$  em (4.33), os polos da função de transferência para cada valor de velocidade angular são determinados, localizando a região instável do modelo por meio da presença de polos positivos. Como visto durante a análise de estabilidade apresentada na subseção 2.7.1 do capítulo 2, a instabilidade ocorre quando há ao menos um raiz real positiva nos polos da função de transferência do sistema.

O comportamento do sistema linearizado perante os pontos de equilíbrio determinados nas equações anteriores pode ser visualizado por meio da Figura 4.10, na qual a região instável do sistema está representada pela área hachurada.

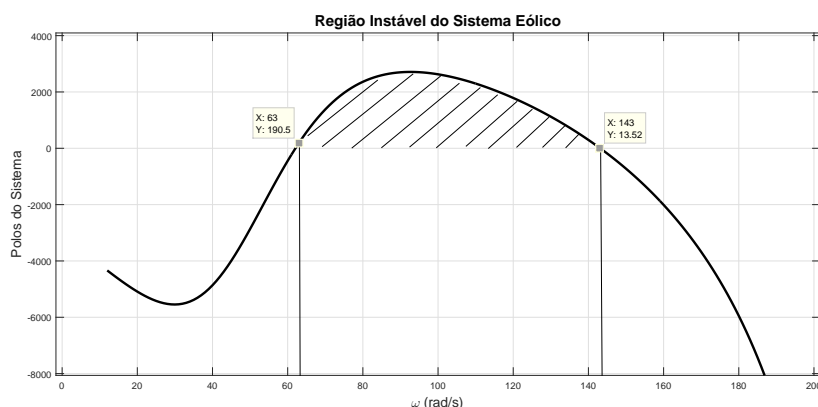


Figura 4.10: Região instável de acordo com os polos do sistema da turbina eólica.

Uma análise mais detalhada sobre a instabilidade do sistema será abordada no capítulo 5. De antemão, pode-se observar que a região de instabilidade do sistema eólico se encontra na faixa de velocidade entre  $63$  e  $143 \text{ rad/s}$ .

## 4.5 Métodos de Controle

### 4.5.1 Controle via Planicidade Diferencial

Um método de controle apresentado por [65] propõe o controle de sistemas não-lineares por meio da técnica denominada teoria de planicidade diferencial (do inglês *differential flatness theory*). Este método permite desenvolver uma lei de controle para um conjunto de sistemas dinâmicos não-lineares sem a complexidade das demais metodologias.

De acordo com [27], um sistema não-linear  $\dot{x} = f(x, u)$  com estados de ordem  $n$  em que  $x \in \mathfrak{R}^n$  e entradas de ordem  $m$  em que  $u \in \mathfrak{R}^m$  é considerado diferencialmente plano se for possível encontrar saídas  $\psi \in \mathfrak{R}^m$  como variáveis endógenas ao sistema, além da respectiva parametrização diferencial para as variáveis de estado  $x$  e de entrada  $u$ , como mostrado a seguir:

$$\psi = \xi_\psi(x, u, \dot{u}, \dots, u^{(q)}) \quad (4.36)$$

$$x = \xi_x(\psi, \dot{\psi}, \dots, \psi^{(q)}) \quad (4.37)$$

$$u = \xi_u(\psi, \dot{\psi}, \dots, \psi^{(q+1)}) \quad (4.38)$$

onde  $\psi$  representa as saídas planas do sistema,  $q$  é um número inteiro finito e  $\xi_z$ ,  $\xi_x$  e  $\xi_u$  são funções suaves, sendo que todas as suas componentes são diferencialmente independentes.

Segundo a teoria de planicidade diferencial descrita por [27], caso as variáveis do sistema dinâmico sejam completamente parametrizadas em termos de um conjunto finito de variáveis independentes, denominadas de saídas planas do sistema, e de um número finito de suas derivadas temporais, diz-se que o sistema é dito diferencialmente plano. Em outras palavras, todas as variáveis do sistema (estados, saídas e entradas) podem ser expressas em função da saída plana e de suas derivadas temporais sem a necessidade de resolver operações de integração.

A propriedade plana para sistemas não-lineares diferencialmente planos permite determinar uma realimentação linearizante endógena e um difeomorfismo que transforma o sistema em malha fechada a um sistema linear controlável composto por uma cadeia de integradores puros, cujas saídas planas são as próprias saídas do sistema. Essa representação do sistema linear equivalente é denominada forma canônica de Brunovsky.

Ao especificar a trajetória das saídas desejadas, as referências de estado e de entrada, aqui denominadas de trajetórias nominais, são definidas sem a resolução das equações diferenciais que representam o sistema. Desta forma, observa-se que o método de planicidade diferencial possibilita previamente a verificação e o ajuste do comportamento desejado das variáveis do sistema com relativa facilidade [27].

Para comprovar se o modelo da turbina eólica é diferencialmente plano, as equações (4.19) e (4.20) que representam o sistema foram manipuladas algebricamente com o intuito de se obter uma expressão parametrizada em termos de uma saída plana e de suas derivadas temporais. Para isto, primeiramente, a variável de estado  $x_2$  foi isolada na equação (4.19) e o sinal de entrada  $R_e$

do sistema foi isolado na equação (4.20), como pode ser visto a seguir:

$$x_2 = \frac{1}{K_T} [C_1 x_1^3 + C_2 x_1^2 + C_3 x_1 + C_4 - J \dot{x}_1] \quad (4.39)$$

$$R_e = \frac{1}{I_a} [K_V x_1 - R_a x_2 - L_a \dot{x}_2] \quad (4.40)$$

Posteriormente, executou-se a derivada da expressão (4.39):

$$\dot{x}_2 = \frac{1}{K_T} [3C_1 x_1^2 \dot{x}_1 + 2C_2 x_1 \dot{x}_1 + C_3 \dot{x}_1 - J \ddot{x}_1] \quad (4.41)$$

Por fim, substitui-se (4.41) em (4.40), determinando a variável de controle do sistema, a qual representa a expressão da variável de entrada em malha aberta.

$$u = -R_a + \frac{K_V}{x_2} x_1 - \frac{3C_1 L_a}{K_T x_2} x_1^2 \dot{x}_1 - \frac{2C_2 L_a}{K_T x_2} x_1 \dot{x}_1 - \frac{C_3 L_a}{K_T x_2} \dot{x}_1 + \frac{J L_a}{K_T x_2} \ddot{x}_1 \quad (4.42)$$

Por meio da análise da equação (4.39), nota-se que a corrente de armadura ( $I_a = x_2$ ) depende apenas da velocidade angular ( $\omega = x_1$ ), ao passo que a resistência externa ( $R_e = u$ ) ao gerador é dependente de  $x_1$  e  $x_2$ , como pode ser visto na expressão da variável de controle representada em (4.42). Portanto, ao substituir (4.39) em (4.42), verifica-se que  $R_e$  torna-se uma função dependente somente de  $x_1$ .

Realizadas tais considerações, é correto dizer que o modelo da turbina eólica proposto neste trabalho é diferencialmente plano, visto que é possível gerar saídas planas e suas derivadas temporais como saídas do sistema, sendo a saída plana representada pela velocidade angular ( $\omega = x_1$ ). Deste modo, pode-se dizer que o sistema em estudo foi parametrizado em relação à saída plana e suas derivadas.

#### 4.5.1.1 Planejamento de Trajetória

A etapa de planejamento de trajetória tem como função criar previamente as trajetórias nominais do sistema dinâmico. Esta fase constitui-se de uma técnica que permite o desenvolvimento de uma lei de controle em malha aberta para sistemas não-lineares  $\dot{x} = f(x, u)$ , a qual conduz o sistema dinâmico de uma condição inicial  $(x(t_0), u(t_0))$  para uma condição de equilíbrio  $(x(t_f), u(t_f))$ .

A partir de (4.36) é possível obter  $(\psi(t_0), \psi(t_f))$  caso  $(x(t_0), u(t_0))$  e  $(x(t_f), u(t_f))$  sejam conhecidos. O método planicidade diferencial implica que a trajetória nominal (referência do controlador)  $\psi^*(t)$  pode ser planejada para funções  $(\xi_x, \xi_u)$  que devem satisfazer apenas  $\psi(t_0)$  e  $\psi(t_f)$  [27].

Deste modo, se  $\psi^*(t)$  é conhecida, a trajetória nominal desejada  $x^*(t)$  e o controle nominal desejado  $u^*(t)$  são determinados por meio das equações (4.37) e (4.38), além de suas derivadas temporais. Como resultado, não há a necessidade de resolver quaisquer equações diferenciais do

sistema.

Conhecendo as trajetórias nominais da saída plana, as trajetórias nominais das variáveis do sistema não-linear são dadas pelas seguintes expressões:

$$x_2^* = \frac{1}{K_T} [C_1 x_1^{*3} + C_2 x_1^{*2} + C_3 x_1^* + C_4 - J \dot{x}_1^*] \quad (4.43)$$

$$u^* = -R_a + \frac{K_V}{x_2^*} x_1^* - \frac{3C_1 L_a}{K_T x_2^*} x_1^{*2} \dot{x}_1^* - \frac{2C_2 L_a}{K_T x_2^*} x_1^* \dot{x}_1^* - \frac{C_3 L_a}{K_T x_2^*} \dot{x}_1^* + \frac{J L_a}{K_T x_2^*} \ddot{x}_1^* \quad (4.44)$$

#### 4.5.1.2 Rastreamento de Trajetória

Rastreamento de trajetória é a etapa na qual a lei de controle é desenvolvida com o intuito de assegurar que o sistema dinâmico cumpra a trajetória nominal. Esta etapa possui papel importantíssimo no processo de controle pois garante a convergência do sistema para a trajetória nominal a partir de uma condição inicial qualquer mesmo na presença de perturbações.

Para dar continuidade ao desenvolvimento da etapa de rastreamento de trajetória, faz-se necessário isolar o termo de maior ordem da expressão da variável de controle representada em (4.42) com o intuito de mostrar que o modelo pode ser representado como um sistema linear equivalente na forma canônica de Brunovsky. Este recurso deixará o termo de maior ordem  $\ddot{x}_1$  em função da saída plana  $x_1$ , de suas derivadas de menor ordem  $\dot{x}_1$  e da variável de controle  $u$ , como mostrado na expressão a seguir:

$$\begin{aligned} \ddot{x}_1 &= \frac{K_T I_a}{J L_a} u - \frac{K_T K_V}{J L_a} x_1 + \frac{K_T I_a}{J L_a} R_a + \frac{3C_1 L_a}{J L_a} x_1^2 \dot{x}_1 + \dots \\ &\dots + \frac{2C_2 L_a}{J L_a} x_1 \dot{x}_1 + \frac{C_3 L_a}{J L_a} \dot{x}_1 \end{aligned} \quad (4.45)$$

Como consequência da parametrização diferencial, o sistema descrito em (4.19) e (4.20) pode ser transformado em um sistema linear equivalente na forma canônica de Brunovsky [66]. Este procedimento tem como função associar as variáveis de entrada do modelo equivalente e do sistema não-linear. O sistema equivalente na forma canônica de Brunovsky é dado da seguinte forma:

$$\ddot{x} = f_1(x_p) + f_2(x_p)u = \nu \quad (4.46)$$

com

$$x_p = [x_1 \ \dot{x}_1]^T \quad (4.47)$$

onde  $\nu$  é variável de entrada do sistema linear equivalente.

Com a intenção de obter o sistema equivalente na forma canônica de Brunovsky, a expressão

(4.39) foi substituída em (4.45), resultando a seguinte expressão:

$$\begin{aligned} \ddot{x}_1 &= \frac{1}{JL_a}[(C_4R_a) + (C_3R_a - K_TK_V)x_1 + (3C_1L_a)x_1^2\dot{x}_1 + \dots \\ &\dots + (2C_2L_a)x_1\dot{x}_1 + (C_3L_a - JR_a)\dot{x}_1 + (C_1R_a)x_1^3 + (C_2R_a)x_1^2] + \dots \\ &\dots + \frac{1}{JL_a}[C_1x_1^3 + C_2x_1^2 + C_3x_1 + C_4 - J\dot{x}_1]R_e \end{aligned} \quad (4.48)$$

Portanto, separando os termos da expressão (4.48) para deixá-los conforme (4.46), a forma canônica de Brunovsky referente ao modelo da turbina eólica é dada pelas seguintes equações:

$$\begin{aligned} f_1(x_p) &= \frac{1}{JL_a}[(C_4R_a) + (C_3R_a - K_TK_V)x_1 + (3C_1L_a)x_1^2\dot{x}_1 + \dots \\ &\dots + (2C_2L_a)x_1\dot{x}_1 + (C_3L_a - JR_a)\dot{x}_1 + (C_1R_a)x_1^3 + (C_2R_a)x_1^2] \end{aligned} \quad (4.49)$$

$$f_2(x_p) = \frac{1}{JL_a}[C_1x_1^3 + C_2x_1^2 + C_3x_1 + C_4 - J\dot{x}_1]R_e \quad (4.50)$$

Ao analisar as equações (4.49) e (4.50), verifica-se que a saída plana  $x_1$  e as derivadas temporais  $\dot{x}_1$  do modelo estão dispostas exatamente conforme a forma canônica de Brunovsky mostrada em (4.46). Portanto, a representação do espaço de estado do sistema (4.46) pode ser descrita como a seguir:

$$\dot{x}_p = A_B x_p + B_B \nu \quad (4.51)$$

$$y = C_B x_p \quad (4.52)$$

onde  $A_B$ ,  $B_B$  e  $C_B$  são as matrizes de estados, de entrada e de saída, respectivamente, na forma canônica de Brunovsky.

Ao especificar as matrizes do sistema em espaço de estado, tem-se que:

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \ddot{x}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ \dot{x}_1 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix} \nu \quad (4.53)$$

$$y = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} \quad (4.54)$$

Logo, as matrizes  $A_B$ ,  $B_B$  e  $C_B$  são representadas por:

$$A_B = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, B_B = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix}, C_B = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix}^T \quad (4.55)$$

A etapa de rastreamento de trajetória garante que a saída plana e suas derivadas temporais converjam para as trajetórias nominais. Logo, a partir das expressões (4.37) e (4.38),  $x$  e  $u$  devem convergir para seus respectivos valores de referência.

Para assegurar a convergência do sistema, é definida uma estrutura de controle que é acoplada à expressão da entrada em malha aberta, apresentada em (4.42), a qual reduz significativamente o erro de trajetória  $e_{pd}$  do sistema. Segundo [27],  $e_{pd}$  é definido como uma função da saída plana  $x_1$  e da saída plana desejada  $x_1^*$ , conforme apresentado em (4.56).

$$e_{pd} = x_1 - x_1^* \quad (4.56)$$

Como citado por [27], a dinâmica do erro de trajetória é definida como:

$$\nu = \nu^* - \sum_i^{n-1} \kappa_i e_{pd}^i \quad (4.57)$$

Sendo o sistema da turbina eólica representado por um modelo de segunda ordem, a equação (4.57) pode ser desenvolvida da seguinte forma:

$$\nu = \nu^* - k_1 \dot{e}_{pd} - k_0 e_{pd} \quad (4.58)$$

Vale lembrar que o modelo equivalente na forma canônica de Brunovsky, representada pela equação (4.46), o termo de maior ordem da expressão de comando em malha aberta do sistema original obtido na etapa de planejamento de trajetória se equivale à variável de entrada do sistema linear equivalente, ou seja,  $\nu = \ddot{x}$ . Desta forma, tem-se que  $\nu^* = \ddot{x}^*$ , e a equação (4.58) é reescrita como:

$$\nu = \ddot{x}^* - k_1 \dot{e}_{pd} - k_0 e_{pd} \quad (4.59)$$

Como  $e_{pd} = x - x^*$ , a lei de controle desenvolvida neste trabalho ainda pode ser representada em sua forma final como:

$$\nu = \ddot{x}_1^* - k_1(\dot{x}_1 - \dot{x}_1^*) - k_0(x_1 - x_1^*) \quad (4.60)$$

Os ganhos da lei controle  $\kappa_i$  são definidos por meio dos coeficientes do polinômio de Hurwitz  $p(s) = (s + 1)^n$ , a fim de assegurar uma convergência assintoticamente exponencial do erro de



trajetória para zero. Para o modelo de segunda ordem em estudo, tem-se que:

$$p(s) = (s + 1)^2 = s^2 + k_1s + k_0 \quad (4.61)$$

### 4.5.1.3 Controlador do Sistema

Finalmente, para obter a expressão para a variável de controle, substitui-se o termo de mais alta ordem  $\ddot{x}_1$  do sistema parametrizado em (4.42) pela equação final da lei de controle, dada por (4.60). Sendo assim, a equação final para o controlador via planicidade diferencial é:

$$u = -R_a + \frac{K_V}{x_2}x_1 - \frac{3C_1L_a}{K_Tx_2}x_1^2\dot{x}_1 - \frac{2C_2L_a}{K_Tx_2}x_1\dot{x}_1 - \frac{C_3L_a}{K_Tx_2}\dot{x}_1 + \frac{JL_a}{K_Tx_2}\nu \quad (4.62)$$

Desta forma, quando o erro de trajetória for nulo, a saída plana  $x_1$  e todas as suas derivadas temporais convergirão para as trajetórias nominais. Conseqüentemente, o controle nominal  $u$  também irá convergir para  $u^*$ .

### 4.5.1.4 Algoritmo do Controle via Planicidade Diferencial

Para tornar mais clara a estratégia de controle utilizada neste trabalho, a Figura 4.11 apresenta o algoritmo do controlador via planicidade diferencial com suas principais etapas dos estágios de planejamento e rastreamento de trajetória.

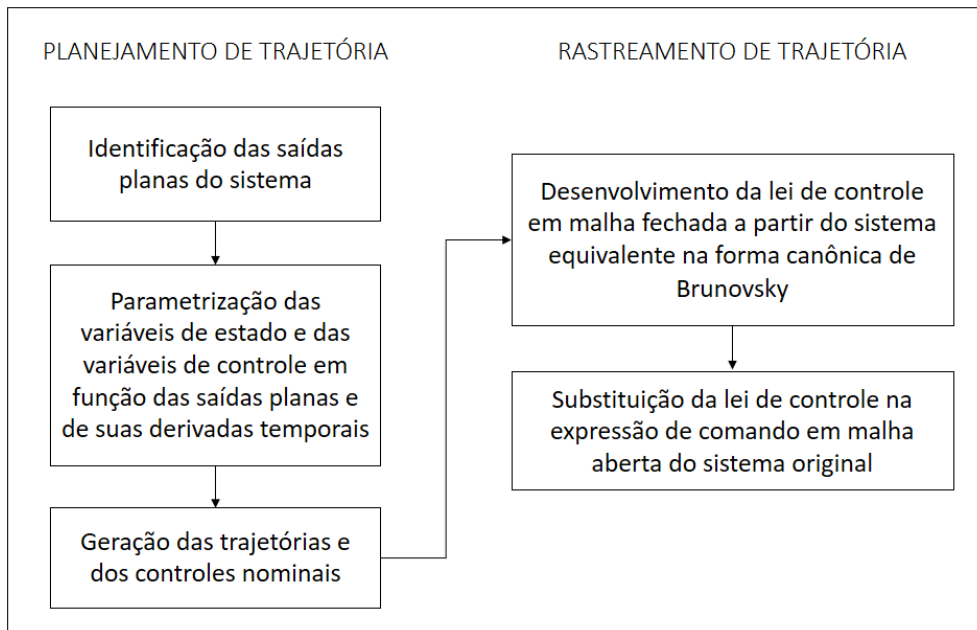


Figura 4.11: Estratégia de controle da velocidade angular da turbina eólica via planicidade diferencial.

## 4.5.2 Observador Filtro de Kalman (KF)

O filtro de Kalman, também conhecido como KF (do inglês *Kalman Filter*), é um dos algoritmos mais importantes para estimação de estados existentes atualmente. Esta ferramenta, desenvolvida pelo matemático e engenheiro Rudolf Emil Kalman em 1960, é um estimador recursivo ótimo dos estados para sistemas lineares e Gaussianos [67]. Ruídos e perturbações são analisados de forma estocástica, o que faz o filtro de Kalman ter bom desempenho mesmo na presença destes. Segundo [68], o filtro de Kalman possui uma vasta gama de aplicações, principalmente em problemas de rastreamento de trajetória, como a estimação de posicionamento e de velocidade de objetos.

Para [30], o filtro de Kalman é um estimador linear recursivo considerado como um problema linear-quadrático, o qual estima o estado instantâneo de um sistema dinâmico linear perturbado por um ruído branco por meio de medições linearmente relacionadas com o estado. O estimador resultante é estatisticamente ideal em relação a qualquer função quadrática do erro de estimação. As equações matemáticas que compõem o filtro de Kalman fazem parte de um processo recursivo de estimação, posto que o erro quadrático é minimizado.

Segundo o conceito apresentado por [69], um estimador linear recursivo calcula uma estimativa de variância mínima para um estado que evolui no tempo a partir de observações relacionadas linearmente com este estado. O estimador permite estimar de forma eficiente uma variável não-mensurável (variável de estado), ao se observar a variável conhecida como variável de observação. Desta forma, o algoritmo do filtro de Kalman é capaz de estimar os estados do passado e do presente, além de prever os estados futuros.

O filtro de Kalman é composto pelas etapas de predição e de atualização. Na etapa de predição, o próximo estado do sistema é calculado previamente tendo em conta as medições anteriores. Já na etapa de atualização, o estado atual do sistema é estimado dado a medição neste intervalo de tempo.

De acordo com [15], em um sistema de medição, não existe uma perfeita confiança no instrumento e nem mesmo no processo de medição, o que resulta em uma incerteza associada à observação do sinal de medida  $y$ . Desta forma, o estado do sistema  $x$  deve ser tratado como uma variável aleatória, interpretada como uma função de densidade de probabilidade condicional  $fc(x|y)$ , a qual pode ser entendida como um estimador ótimo para o estado  $x$  do sistema. Ainda considera-se que apenas a média e o desvio padrão são suficientes para especificar  $fc(x|y)$ , ou seja, a função  $fc(x|y)$  é gaussiana (obedece uma distribuição normal). O filtro de Kalman apresenta um algoritmo que implementa a função de densidade de probabilidade que busca valores ótimos para  $x$ . A Figura 4.12 apresenta uma função de densidade de probabilidade condicional geral.

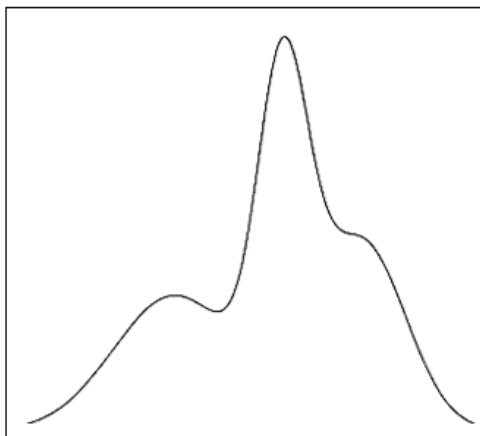


Figura 4.12: Função de probabilidade hipotética [15].

Para o caso de sistemas dinâmicos lineares, segundo [15], as fontes de erros (também conhecidas como ruídos) presentes no modelo são considerados gaussianos. Por conseguinte, a distribuição de densidade de probabilidade após a etapa de predição também é gaussiana. No caso de sistemas não-lineares, a etapa de predição do filtro de Kalman não é linear e a distribuição de densidade de probabilidade não é gaussiana [15].

Embora tal técnica foi originalmente desenvolvida para sistemas lineares, a maioria das aplicações reais são representadas por modelos não-lineares. Desta forma, quando se trata de modelos não-lineares, existe uma versão do filtro de Kalman que pode ser aplicada: o filtro de Kalman estendido, ou simplesmente EKF (do inglês *Extended Kalman Filter*), a qual representa uma extensão do filtro de Kalman original.

O algoritmo do filtro de Kalman estendido é muito semelhante ao filtro de Kalman linear, sendo que a particularidade do EKF é o processo de linearização do modelo não-linear. Devido ao processo de linearização, o filtro de Kalman estendido apresenta limitações que podem levar à divergência ou até provocar a instabilidade do estimador. A filtragem torna-se sensível às condições iniciais e também à sintonia das matrizes de covariância de ruído [56]. Seguindo este raciocínio, [34] diz que a acumulação de erros devido à linearização realizada no EKF pode prejudicar a acurácia da estimação dos estados do sistema.

#### 4.5.2.1 Contribuição do Filtro de Kalman

Como dito anteriormente, o objetivo desta dissertação é realizar o controle da velocidade angular  $\omega(x_1)$  da turbina eólica. Porém, não se tem acesso à variável de estado  $\dot{x}_1$ , que é a variável não-mensurável do sistema. Com o intuito de estimar a variável não-mensurável  $\dot{x}_1$  e obter a estimação ótima da variável de controle  $x_1$  dado a presença de ruído durante a sua medição, este trabalho aplica o filtro de Kalman linear no modelo da turbina eólica. No entanto, o sistema turbina-gerador compreende um modelo não-linear. Para lidar com esta situação, o método de planicidade diferencial, como já visto anteriormente, parametriza o sistema, sendo possível aplicar o filtro de Kalman no modelo parametrizado. De acordo com [34], ao evitar o

processo de linearização, este método eleva a acurácia da estimação das variáveis de estado do sistema e minimiza o erro de trajetória presente na malha de controle.

O filtro de Kalman é classificado conforme a solução recursiva para a estimação do sistema dinâmico, podendo ser discreto ou contínuo. Neste trabalho, será empregado o algoritmo do filtro de Kalman contínuo para a resolução da problemática apresentada. Portanto, serão retratados os principais conceitos relativos ao filtro de Kalman em tempo contínuo para a execução da dissertação.

#### 4.5.2.2 Filtro de Kalman na forma Contínua

Para a apresentação do algoritmo do filtro de Kalman, assume-se que o sistema em estudo consiste em um modelo linear contínuo no tempo, como descrito nas equações a seguir [66].

$$\dot{x} = Ax + Bu + q_k \quad (4.63)$$

$$z = Hx + v_k \quad (4.64)$$

onde  $x$  é o vetor de estado,  $A$  é matriz de estado do sistema,  $B$  é a matriz de entrada,  $q_k$  é o ruído de processo,  $H$  é a matriz de sensibilidade de medição,  $z$  é o vetor de medição e  $v_k$  é o ruído de medição. Para a execução deste algoritmo, assume-se que  $q_k$  e  $v_k$  não são correlacionados.

Neste algoritmo, é necessário estimar o estado  $x$  com base nos valores das medições de saída  $z$ . Portanto, o filtro de Kalman é considerado um observador de estado linear, que é dado pelas seguintes equações:

$$\dot{\hat{x}} = A\hat{x} + Bu + K[z - H\hat{x}] \quad (4.65)$$

$$K = PH^T R^{-1} \quad (4.66)$$

$$\dot{P} = AP + PA^T + Q - PH^T R^{-1} HP \quad (4.67)$$

onde  $\hat{x}$  é a estimação ótima do vetor de estado  $x$ ,  $K$  é a matriz do ganho de Kalman,  $P$  é a matriz de covariância de incerteza da estimação de estado,  $R$  é a matriz de covariância do ruído de medida e  $Q$  é a matriz de covariância do ruído de estado.

Pode-se observar por meio da equação (4.65) que o filtro de Kalman é constituído pela soma da equação de estado do sistema com o termo de correção ( $K[z - H\hat{x}]$ ). A seleção do ganho de Kalman  $K$  corresponde à solução ótima para o observador. Segundo [70], tal otimização é conseguida através da solução da equação de Riccati, apresentada em (4.67). A equação de Riccati é uma equação diferencial ordinária que fornece a covariância de incerteza da estimação de estado  $P$  necessária para a solução de ganho de Kalman, além de ser um meio para verificar o desempenho adequado do estimador real quando este está sendo executado [70].

Na subseção 4.4.1.3, foi mostrado que o modelo da turbina eólica pode ser escrito na forma canônica de Brunovsky por meio da teoria da planicidade diferencial, obtendo-se as matrizes  $A_B$ ,  $B_B$  e  $C_B$ , como apresentado em (4.55).

Para o desenvolvimento do filtro de Kalman, as matrizes na forma canônica de Brunovsky  $A_B$ ,  $B_B$  e  $C_B$  foram selecionadas de modo a se tornarem equivalentes às matrizes de transição  $A$ , de entrada  $B$  e de medição  $H$ , respectivamente.

Desta forma, as matrizes utilizadas no desenvolvimento do filtro de Kalman para a medição dos estados da velocidade angular  $x_1$  e da sua derivada  $\dot{x}_1$  estão descritas em (4.68):

$$A = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, B = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix}, H = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix}^T \quad (4.68)$$

### 4.5.3 Diagrama de Blocos do Controlador via Planicidade Diferencial com Filtro de Kalman

O diagrama de blocos do controlador final deste projeto pode ser visto na Figura 4.13. Neste diagrama, observa-se que o sistema de controle compreende o controlador via planicidade diferencial juntamente com o estimador de estados filtro de Kalman.

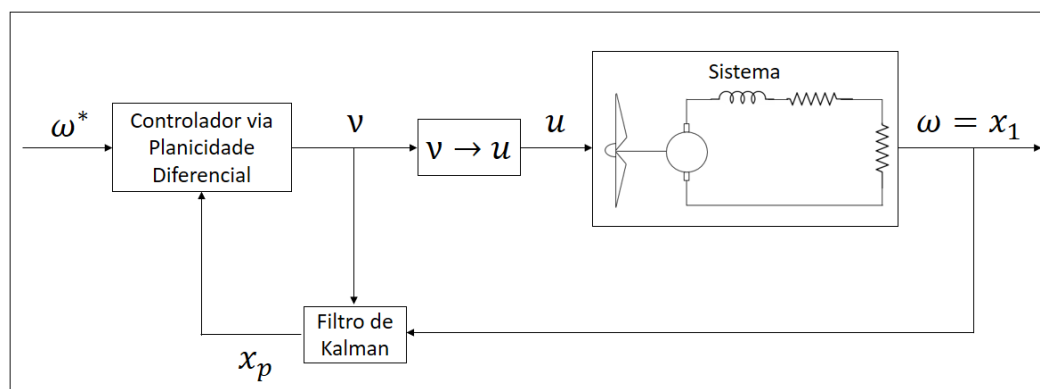


Figura 4.13: Diagrama de blocos do sistema de controle da turbina eólica.

### 4.5.4 Controle LQG

Nesta subseção, será desenvolvido um mecanismo de controle ótimo para medir a velocidade de rotação  $\omega$  da turbina eólica. Este resultado será comparado com a resposta obtida pelo método de controle via planicidade diferencial.

Em um sistema de controle real, nem sempre as variáveis de estado estão disponíveis para serem medidas. Sendo assim, torna-se necessária a estimação das variáveis de estado não mensuráveis, processo conhecido como observação. Portanto, um observador de estado é um mecanismo que estima as variáveis de estado de um sistema [53].

Conhecer os estados de um modelo tem grande importância na teoria de controle moderno, já que existem muitas técnicas de controle baseadas na realimentação de estados. Em um sistema de controle por realimentação de estados com alocação de polos, posicionam-se os polos desejados do sistema em malha fechada no plano complexo de forma a atender as especificações do projeto. Tais

especificações definem onde os polos precisam estar localizados no plano complexo, o que permite a determinação da matriz de ganho de realimentação. O ganho de realimentação pode ser entendido como a sensibilidade do sistema em relação às variáveis do modelo. Mesmo que as especificações do projeto sejam atendidas, o processo de alocação de polos não assegura a otimização do sinal de controle e nem dos estados do sistema. Em um sistema com observação sem a aplicação de um processo de otimização, embora ocorra minimização do erro de estimação, também não se obtém um ganho ótimo de realimentação. O processo de otimização na realimentação de estados consiste na determinação de uma matriz de ganhos que possa otimizar o estado e o sinal de controle do sistema [16].

Com o intuito de criar um sistema de controle ótimo para regular a velocidade angular da turbina eólica deste trabalho e compará-lo com o controle via planicidade diferencial, será desenvolvido o controlador linear quadrático gaussiano, usualmente conhecido como LQG (do inglês *Linear Quadratic Gaussian*), que estima o estado por meio da saída medida. O controle LQG é formado por um observador ótimo adicionado ao regulador linear quadrático. O projeto do regulador linear quadrático será discutido na próxima subseção. O observador utilizado no projeto do controlador LQG deste trabalho será do tipo estocástico, sendo representado pelo filtro de Kalman, já explicitado na seção anterior.

#### 4.5.4.1 Projeto do Controlador LQR

O regulador linear quadrático, também denominado controlador LQR (do inglês *Linear Quadratic Regulator*), é uma metodologia de controle que busca determinar um vetor de entrada que minimize o parâmetro denominado índice de desempenho, que é um mapeamento dos espaços do vetor de estado e do vetor de controle. Tais vetores são ponderados pelas matrizes de ponderação do estado e do controle [71]. Como vantagem, a metodologia LQR apresenta uma margem de fase garantida, o que estabelece a qualidade da estabilidade robusta. A desvantagem da metodologia LQR é a necessidade de acesso aos estados para realizar as medições durante a realimentação do sinal de controle. Cabe ressaltar que a presença de perturbações é um fator que prejudica o funcionamento do LQR [72].

Como já dito, a problemática do regulador linear quadrático consiste em minimizar uma função quadrática (função custo) e determinar uma matriz de ganhos para realimentação. O controle LQR é fundamentado na linearização de sistemas dinâmicos, visto que a metodologia de projeto do LQR é formulada para sistemas lineares [73]. Desta forma, para a desenvolvimento do controlador LQR e, conseqüentemente do controlador LQG, foram empregadas as matrizes linearizadas do sistema, de acordo com o processo de linearização apresentado em (3.23) e (3.24).

Para o projeto do regulador linear quadrático, considere o seguinte sistema linear sem a presença de perturbações:

$$\dot{x} = Ax + Bu \tag{4.69}$$

O problema de otimização do projeto de controle LQR fundamenta-se na determinação de uma

lei de controle linear do tipo:

$$u = -K_r x \quad (4.70)$$

onde  $K_r$  é a matriz de ganho ótimo de realimentação.

A lei de controle deve minimizar a função custo  $J_r$ , também denominada de índice de desempenho quadrático:

$$J_r = \int_0^T x^T Q x + u^T R u dt \quad (4.71)$$

Ainda de acordo com [73], a condição necessária e suficiente para a existência e a estabilidade da solução do problema LQR é que o sistema seja completamente controlável. Um sistema é dito controlável caso o posto da matriz de controlabilidade  $M_{con}$ , definida pela equação (4.72), seja igual à ordem do sistema [53].

$$M_{con} = \begin{bmatrix} B & AB & \dots & A^{n-1}B \end{bmatrix} \quad (4.72)$$

Segundo [16], a solução do problema do controle LQR é obtida por meio da resolução da equação de Ricatti, dada por:

$$-\dot{P} = A^T P + P A - P B R^{-1} B^T P + Q \quad (4.73)$$

Desta forma, a resolução da equação de Ricatti gera a lei de controle para o sistema, como pode ser visto em (4.74).

$$u = -R^{-1} B P x \quad (4.74)$$

Das equações (4.70) e (4.74), determina-se a matriz de ganho ótimo de realimentação  $K_r$ , sendo representada por:

$$K_r = R^{-1} B P \quad (4.75)$$

Portanto, a solução da equação de Riccati conduz à obtenção do ganho ótimo de realimentação para o controlador.

#### 4.5.4.2 Projeto do Controlador LQG

O controle LQG desenvolvido nesta dissertação constitui-se do regulador linear quadrático, responsável por gerar a matriz de ganhos para a realimentação do sistema, agregado ao estimador de estado, representado pelo filtro de Kalman. As principais vantagens do controlador LQG são a inclusão de sinais de referência estocásticos, a simples introdução de integradores e o controle de sistemas com multivariáveis não quadrados com atraso nas diferentes malhas. Como desvantagem,

existem a perda da robustez devido a introdução do estimador e o tempo gasto com o processo de estimação [71].

Com o intuito de apresentar o sistema dinâmico linear e invariante no tempo com ruído gaussiano, considere as seguintes equações:

$$\dot{x} = Ax + Bu + Bq_g \quad (4.76)$$

$$y = Cx + v_g \quad (4.77)$$

onde  $q_g$  é o sinal de ruído de processo e  $v_g$  é o sinal de ruído de medição. Ambos os sinais de ruído são gaussianos.

De acordo com [74], define-se o modelo matemático da função custo  $J_g$  para o controle LQG como:

$$J_g = E \left[ \underbrace{\lim}_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{T} \int_0^T x^T Q x + u^T R u dt \right] \quad (4.78)$$

onde  $E$  é o operador matemático que designa o valor esperado da expressão entre as colchetes.

A partir da minimização da função custo  $J_g$ , encontra-se a solução da lei de controle otimizada para  $u$ . Esta solução é fundamentada no Princípio da Separação. De acordo com o princípio da Separação, a dinâmica do sistema original com realimentação direta de estados é desacoplada da dinâmica do estimador de estados [71].

Para o desenvolvimento do projeto do controlador LQG, define-se o modelo matemático de um estimador de estado como:

$$\dot{\tilde{x}} = A\tilde{x} + Bu + KC(x - \tilde{x}) \quad (4.79)$$

onde  $\tilde{x}$  é o vetor de estado estimado e  $K$  é matriz de ganho de Kalman definida em (4.66).

A matriz do ganho de Kalman  $K$  age como um termo de ponderação no sistema, reduzindo os efeitos provenientes da diferença entre o modelo dinâmico e o sistema real. O último termo do lado direito da equação (4.79) atua como uma condição de correção, relacionando a diferença entre a saída medida e a saída estimada.

A lei de controle otimizada descrita no projeto LQR para o sistema não perturbado, como visto em (4.70), é conseguida ao considerar que o vetor de estado do sistema está disponível para medição. Porém, a estimativa do estado, representada em (4.79), deve ser otimizada de forma que o erro de estimação  $e_{est} = x - \tilde{x}$  tenda assintoticamente a zero. Desta maneira, emprega-se a seguinte lei de controle para minimizar a função custo  $J_g$ :

$$u = -K_r \tilde{x} \quad (4.80)$$

O diagrama de blocos do sistema de controle LQG pode ser visto por meio da Figura 4.14.



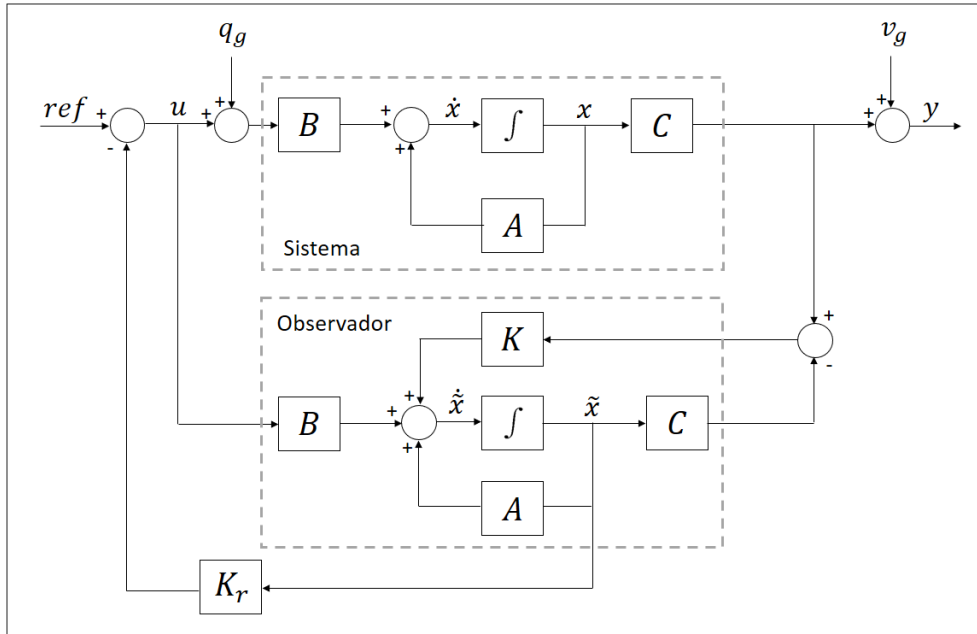


Figura 4.14: Diagrama de blocos do controlador LQG [16].

Pode-se perceber que o projeto do controlador LQG constitui-se por uma estratégia de controle para a realimentação do estado estimado através do filtro de Kalman, o qual é responsável por otimizar o estado observado do sistema.

Aplicando-se o sinal de controle do estado estimado em (4.76), a equação do sistema é modificada para:

$$\dot{x} = Ax - BK\tilde{x} + Bq_g \quad (4.81)$$

Ao somar e subtrair o termo  $BK_r x$  na equação (4.81), tem-se que:

$$\dot{x} = Ax - BK\tilde{x} + BKx - BKx + Bq_g = (A - BK)x + BK_r(x - \tilde{x}) + Bq_g \quad (4.82)$$

Ao substituir o erro de estimação  $e_{est}$  em (4.82), a equação de estimação de estado é representada como:

$$\dot{x} = (A - BK)x + BK e_{est} + Bq_g \quad (4.83)$$

Assumindo que as equações (4.76) e (4.77) representem o sistema e que o modelo do estimador seja descrito por (4.79), ao subtrair (4.79) de (4.76), a equação de estado estimado ainda pode ser reescrita conforme a seguir:

$$\dot{x} - \dot{\tilde{x}} = (A - KC)(x - \tilde{x}) + Bq_g \quad (4.84)$$

Ao representar o vetor erro de estimação  $e_{est}$  por  $(x - \tilde{x})$ , a equação (4.84) torna-se:

$$\dot{e}_{est} = (A - KC)e_{est} + Bq_g \quad (4.85)$$

Os autovalores da matriz  $(A - KC)$  determinam o comportamento dinâmico do erro do estimador. Caso a matriz  $(A - KC)$  seja estável,  $e_{est}$  irá convergir para zero, independentemente do vetor de erro inicial. Isto garante que  $\tilde{x}$  irá convergir para  $x$  para quaisquer valores dos vetores de estado iniciais [53].

Combinando as equações (4.85) e (4.83), obtém-se a dinâmica do sistema de controle em malha fechada, como pode ser visto na representação em espaço de estado na expressão (4.86).

$$\begin{bmatrix} \dot{x} \\ \dot{e}_{est} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A - BK_r & BK_r \\ 0 & A - KC \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x \\ e_{est} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B & 0 \\ B & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} q_g \\ v_g \end{bmatrix} \quad (4.86)$$

Na subseção anterior foi apresentado o conceito de controlabilidade como condição necessária para a existência e a estabilidade da solução do problema do regulador linear quadrático. Do-ravante, para realizar a análise da dinâmica do sistema de controle LQG, torna-se necessária a apresentação do conceito conhecido como observabilidade. Um sistema é dito observável quando o posto da matriz de observabilidade  $M_{obs}$  é igual à ordem sistema [53]. A matriz de observabilidade de um sistema é representada por:

$$M_{obs} = \begin{bmatrix} C \\ AC \\ \dots \\ A^{n-1}C \end{bmatrix} \quad (4.87)$$

A dinâmica do sistema de controle em malha fechada permite verificar que os autovalores da matriz de estado apresentada em (4.86) são dados pelos autovalores dos termos  $A - BK_r$  e  $A - KC$ . Caso o par  $(A, B)$  seja controlável e o par  $(A, C)$  seja observável, o sistema é dito internamente estável [16].

# Capítulo 5

## Simulações Numéricas

Este capítulo apresenta os resultados das simulações numéricas referentes tanto à estabilidade do modelo quanto ao uso dos controladores desenvolvidos. A análise da estabilidade do modelo é importante para definir a região na qual existe a não-linearidade do sistema da turbina eólica. Já o projeto do controlador via planicidade diferencial juntamente com o filtro de Kalman busca assegurar que as trajetórias nominais do sistema sejam alcançadas.

### 5.1 Simulação da Região de Instabilidade do Modelo

A análise de estabilidade do modelo foi realizada no software Matlab. Conforme explanado no capítulo 4, a região instabilidade do sistema foi determinada por meio da linearização via expansão da série de Taylor dos termos não-linearizados do modelo em torno dos seus pontos de equilíbrio. Desta forma, obteve-se a função de transferência que representa o modelo linearizado para a faixa de operação da turbina (0 a  $230 \text{ rad/s}$ ), o que tornou possível a determinação dos polos do sistema e, conseqüentemente, a localização da região instável do modelo, representada pela área hachurada da Figura 4.10.

De acordo com a teoria de estabilidade de sistemas lineares estudada no capítulo 3, a localização dos polos no plano complexo define o comportamento do sistema dinâmico. Definiu-se que um sistema é instável se existir ao menos uma raiz com parte real positiva nos polos da função de transferência. Portanto, ao analisar os valores coletados na simulação e a Figura 4.10, verifica-se que a área de instabilidade do sistema está compreendida entre  $63$  e  $143 \text{ rad/s}$ .

A Figura 5.1 mostra a relação entre a velocidade de rotação da turbina e a variação da resistência externa ao gerador. Verifica-se que entre  $63$  e  $143 \text{ rad/s}$ , existem ao menos dois valores de velocidade  $\omega$  que passam por um mesmo ponto da resistência externa  $R_e$ .

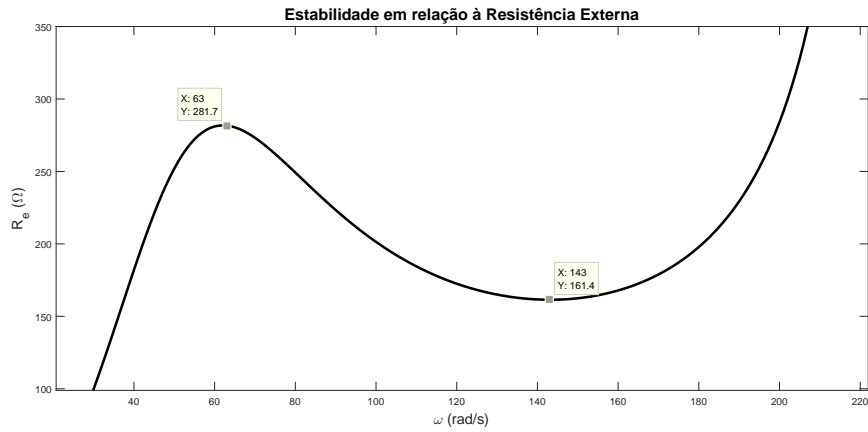


Figura 5.1: Região instável da turbina eólica.

A simulação anterior também confirma a região de instabilidade do sistema, compreendida pela área na qual  $\omega$  possui mais de um valor para uma mesma  $R_e$ . Esta é a área na qual existe complexidade em se estabilizar a velocidade angular desejada da turbina eólica. Para exemplificar tal situação, simulou-se o comportamento da velocidade angular da turbina no sistema em malha aberta em um ponto situado na região estável e em outro ponto localizado na região de instabilidade do modelo. De acordo com o modelo linearizado, uma resistência externa de  $252 \Omega$  gera uma velocidade angular de  $50 \text{ rad/s}$ , ao passo que uma resistência externa de  $184.5 \Omega$  produz uma velocidade angular de  $110 \text{ rad/s}$ . O comportamento de  $\omega$  no sistema em malha aberta com as variáveis de entrada  $R_e = 252 \Omega$  e  $R_e = 184.5 \Omega$  está representado nas Figuras 5.2 e 5.3, respectivamente.

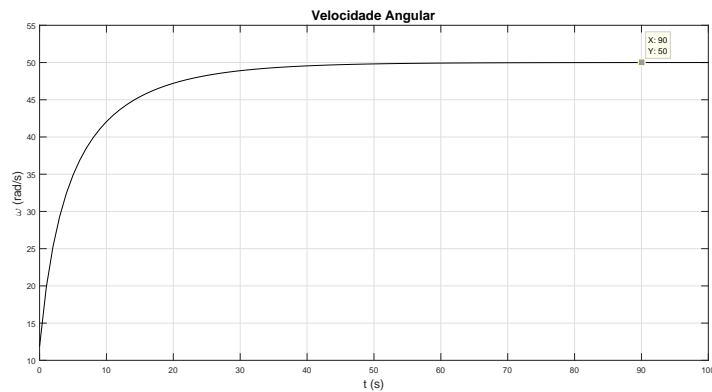


Figura 5.2: Comportamento de  $\omega$  sem o uso de controlador na região estável do modelo.

Ao analisar a Figura 5.2, verifica-se que, no sistema em malha aberta, a velocidade nominal ( $\omega = 50 \text{ rad/s}$ ) é alcançada empregando-se a entrada equivalente ( $R_e = 252 \Omega$ ). Este comportamento é obtido visto que a simulação foi realizada na região estável do modelo.

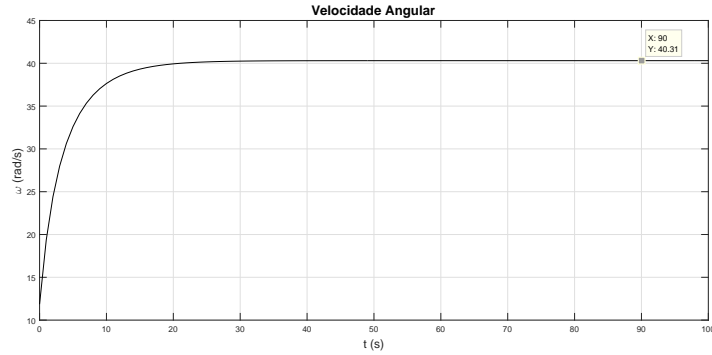


Figura 5.3: Comportamento de  $\omega$  sem o uso de controlador na região instável do modelo.

A averiguação da Figura 5.3 permite observar que a velocidade nominal ( $\omega = 110 \text{ rad/s}$ ) não é atingida utilizando sua entrada equivalente ( $R_e = 184.5 \Omega$ ) no sistema em malha aberta. A velocidade angular da turbina se estabiliza em  $40.31 \text{ rad/s}$ , o que mostra que a resposta do sistema apresenta divergência na região de instabilidade do modelo sem o emprego de um controlador.

## 5.2 Simulação dos Controladores

Para a realização da simulação do controle da velocidade angular da turbina eólica, primeiramente, cabe ressaltar que no momento em que a turbina começa a operar, a influência do vento sobre a turbina acarreta o alcance da condição de equilíbrio do sistema ( $x_{1eq}, x_{2eq}$ ), a partir da qual  $R_e = 0$ . Se  $x_1^*(t) < x_{1eq}$ , valores negativos para  $R_e$  serão necessários para alcançar a condição de equilíbrio. Este processo ocorre durante um curtíssimo período de tempo. Portanto, neste trabalho, assume-se que  $x_1^*(t) > x_{1eq}$  ao longo de toda a etapa do planejamento de trajetória. Esta é a condição na qual existe o grande interesse nas aplicações práticas de turbinas eólicas.

Para a realização da simulação numérica deste trabalho, foram selecionadas três situações que representam as regiões estável e instável do modelo. Na primeira situação, considera-se que a velocidade desejada (nominal) da turbina possui um baixo valor e está localizada na região na qual o sistema é estável. A segunda situação apresenta a velocidade desejada situada na região de instabilidade do sistema. Por fim, na terceira situação, a velocidade desejada é alta e está localizada em uma região estável.

Assumindo que a saída nominal  $x_1^*(t)$  é conhecida, a trajetória nominal  $x_2^*(t)$  e a entrada nominal  $R_e^*(t)$  do sistema foram facilmente determinadas a partir de (4.39) e (4.42).

O tempo de simulação é definido de 0 a 300 s. Assumindo que a simulação começa no instante em que  $R_e$  é nula, as condições iniciais são definidas como  $(x_1(0), x_2(0)) = (x_{1eq}, x_{2eq})$ . Então,  $x_1(0)$  é determinada a partir dos parâmetros listados na seção 4.1 do capítulo 4. A partir de  $x_1(0)$ ,

a condição inicial  $x_2(0)$  é obtida por meio da equação (4.39).

$$x_1(0) = 11.8588 \text{ rad/s} \quad (5.1)$$

$$x_2(0) = 0.2131 \text{ A} \quad (5.2)$$

Os ganhos  $k_1$  e  $k_0$  da lei de controle são 2 e 1, respectivamente. Tais ganhos, determinados de acordo com o polinômio de Hurwitz, são multiplicados por uma constante de valor 0.07 com o intuito de aperfeiçoar o ajuste do controlador. Os novos valores dos ganhos são:

$$k_1 = 0.14 \quad (5.3)$$

$$k_0 = 0.07 \quad (5.4)$$

A condição de saturação adotada é de 0 a 3500  $\Omega$  para a resistência externa ao gerador, que corresponde a faixa de valores operacionais de velocidades angulares do gerador elétrico.

Os valores dos parâmetros relacionados à construção do filtro de Kalman desenvolvido neste trabalho foram selecionados com base nos estudos apresentados por [30]. Tais valores são utilizados para a observação de estado tanto do controlador via planicidade diferencial quanto do LQG.

A matriz de covariância do ruído de estado  $Q$  está representada em (5.5).

$$Q = \begin{bmatrix} 0.01 & 0 \\ 0 & 0.01 \end{bmatrix} \quad (5.5)$$

A matriz de covariância do ruído de medida  $R$  é:

$$R = \begin{bmatrix} 0.1 & 0 \\ 0 & 0.1 \end{bmatrix} \quad (5.6)$$

A matriz de ganho ótimo de Kalman  $K$  e a matriz de ganho ótimo de realimentação  $K_r$  são:

$$K = \begin{bmatrix} 0.4295 \\ 0.0010 \end{bmatrix} \quad (5.7)$$

$$K_r = \begin{bmatrix} 4.2023 \\ -0.0083 \end{bmatrix} \quad (5.8)$$

Os valores dos ruídos de processo e de medição empregados no filtro de Kalman e no controle LQG são representados por:

$$q_k = v_k = q_g = v_g = \begin{bmatrix} 0.1 & 0 \\ 0 & 0.1 \end{bmatrix} \quad (5.9)$$

### 5.2.1 Implementação do Controlador com Planicidade Diferencial e Filtro de Kalman via Simulink

A implementação do controlador da turbina eólica desta dissertação foi realizada no ambiente Simulink. O sistema de controle de trajetória via saídas planas pode ser visto na Figura 5.4.

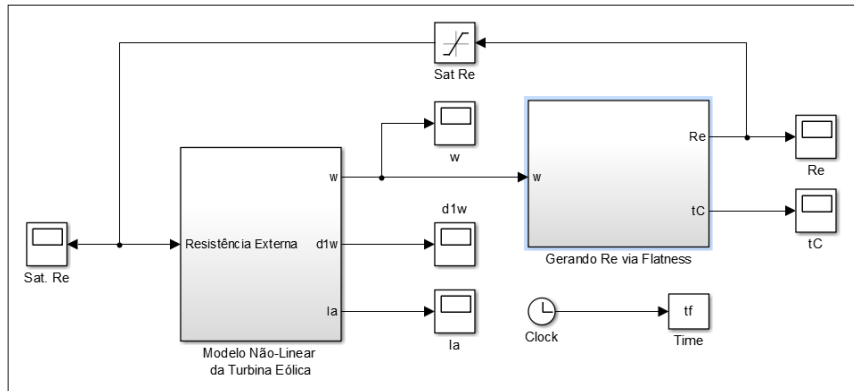


Figura 5.4: Controle de trajetória para o sistema da turbina eólica via Simulink.

No primeiro bloco do controlador estão contidas as equações não-lineares do modelo da turbina eólica. A Figura 5.5 representa o modelo não-linear do sistema no ambiente Simulink.

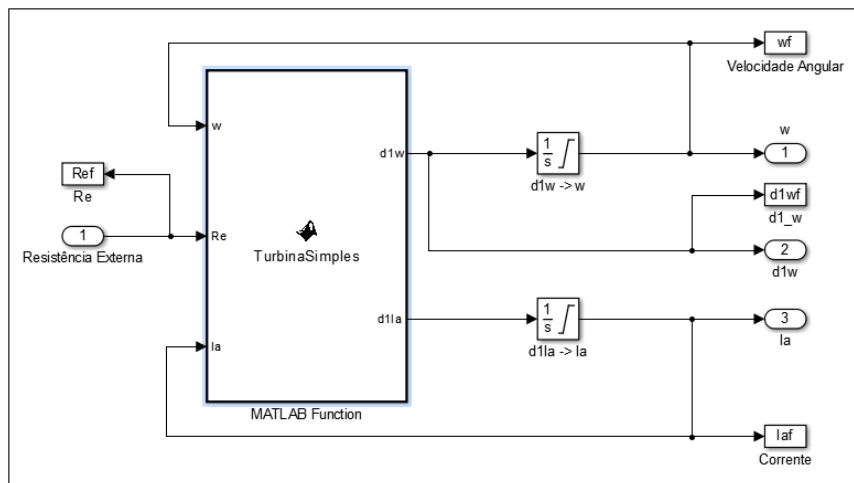


Figura 5.5: Representação do modelo não-linear da turbina eólica via Simulink.

O segundo bloco do controlador é responsável pelas etapas de planejamento e rastreamento de trajetória. Tal bloco recebe a saída plana do sistema e produz a entrada necessária para gerar a trajetória desejada. Neste bloco, a lei de controle garante a convergência da saída do sistema para trajetória desejada com erro de trajetória tendendo a zero. Além disso, é neste bloco que ocorre a geração do ruído e a estimativa dos estados por meio do filtro de Kalman, como mostrado na Figura 5.6.

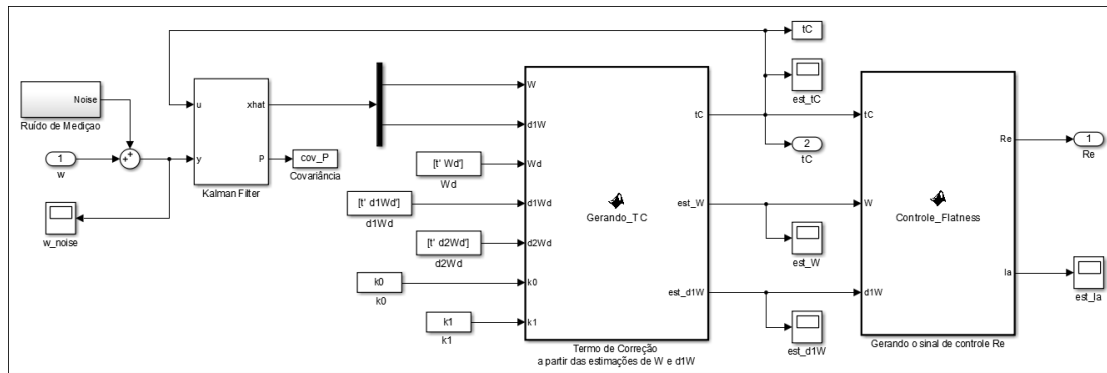


Figura 5.6: Controle de trajetória para o sistema da turbina eólica.

### 5.2.1.1 Situação I – Região estável para baixa velocidade: $x_1^*(t) = 50 \text{ rad/s}$

As Figuras de 5.7 a 5.10 descrevem o comportamento das trajetórias da velocidade angular, da corrente de armadura, da resistência externa ao gerador e da dinâmica do erro de trajetória para a situação I.

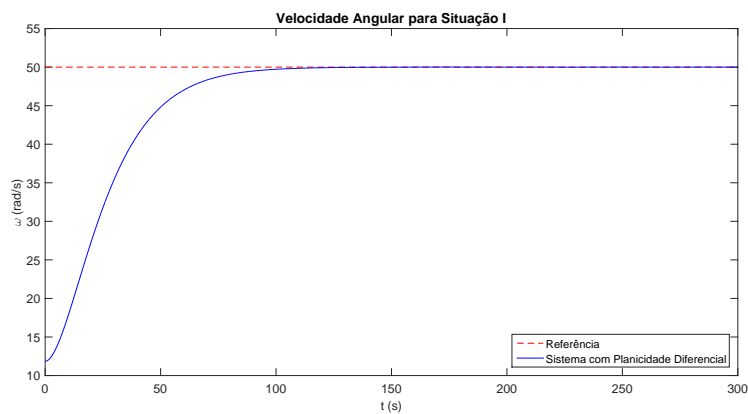


Figura 5.7: Velocidade angular para a situação I.

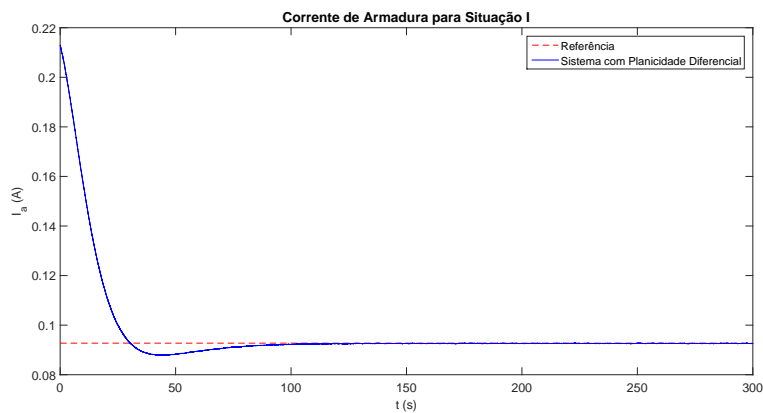


Figura 5.8: Corrente de armadura para a situação I.



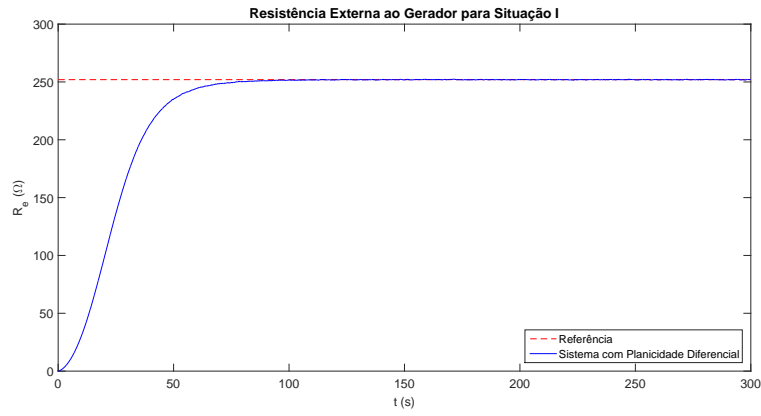


Figura 5.9: Resistência externa ao gerador para a situação I.

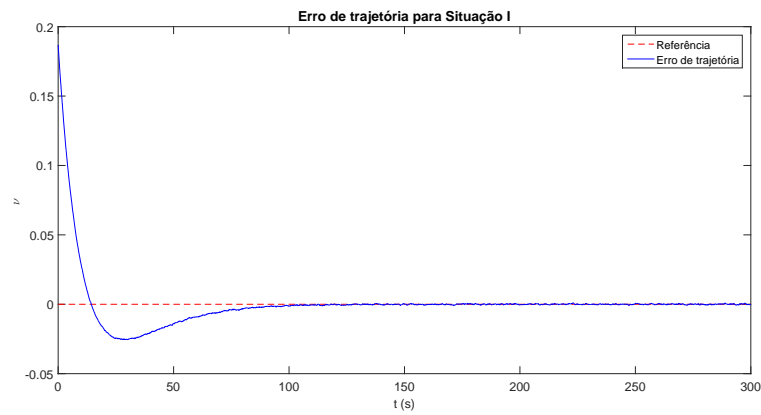


Figura 5.10: Dinâmica do erro de trajetória para a situação I.

### 5.2.1.2 Situação II – Região instável: $x_1^*(t) = 110 \text{ rad/s}$

As trajetórias da velocidade angular, corrente de armadura, resistência externa ao gerador e dinâmica do erro de trajetória para a situação II estão apresentadas nas Figuras de 5.11 a 5.14.

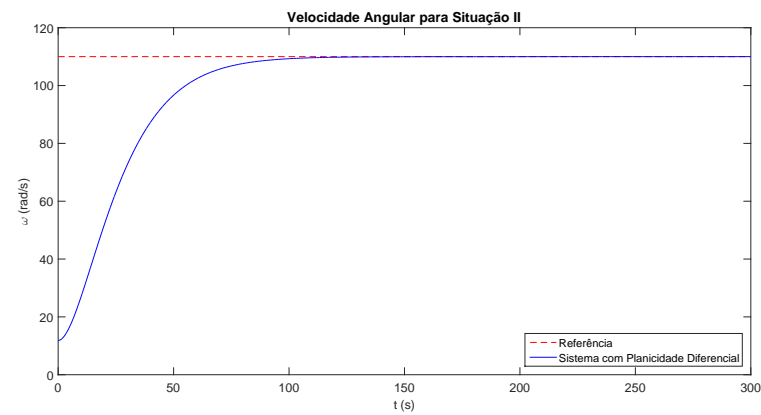


Figura 5.11: Velocidade angular para a situação II.

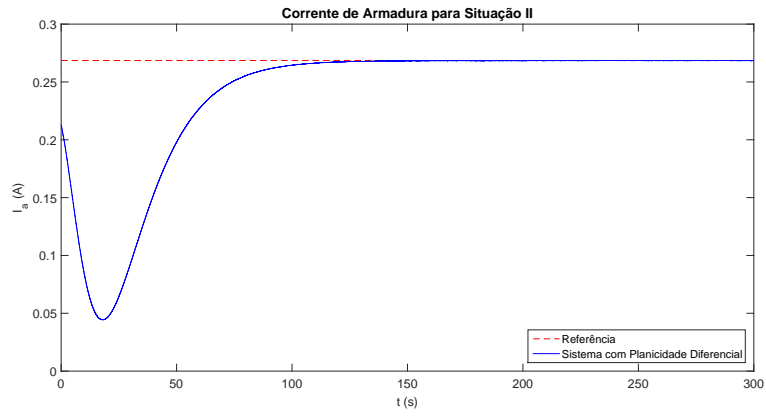


Figura 5.12: Corrente de armadura para a situação II.

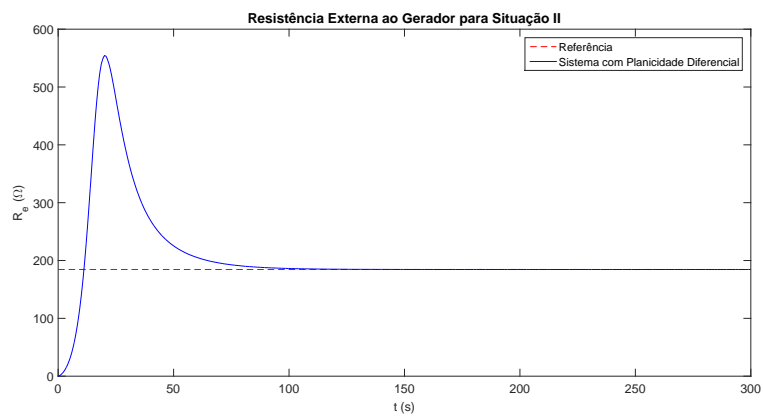


Figura 5.13: Resistência externa ao gerador para a situação II.

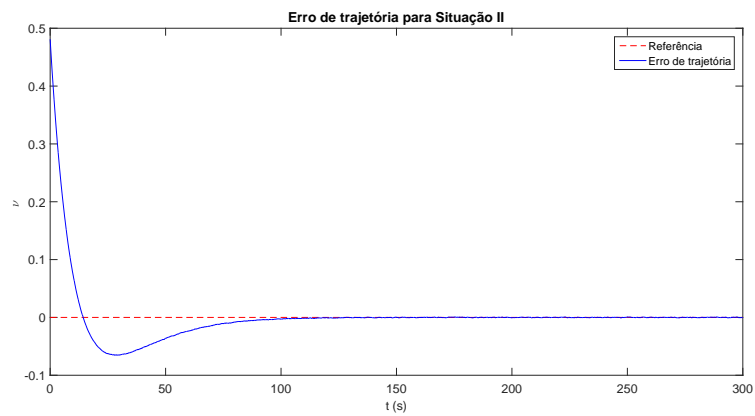


Figura 5.14: Dinâmica do erro de trajetória para a situação II.

### 5.2.1.3 Situação III – Região estável para alta velocidade: $x_1^*(t) = 180 \text{ rad/s}$

As Figuras de 5.15 a 5.18 descrevem a velocidade angular, a corrente de armadura, a resistência externa ao gerador e a dinâmica do erro de trajetória para a situação III.

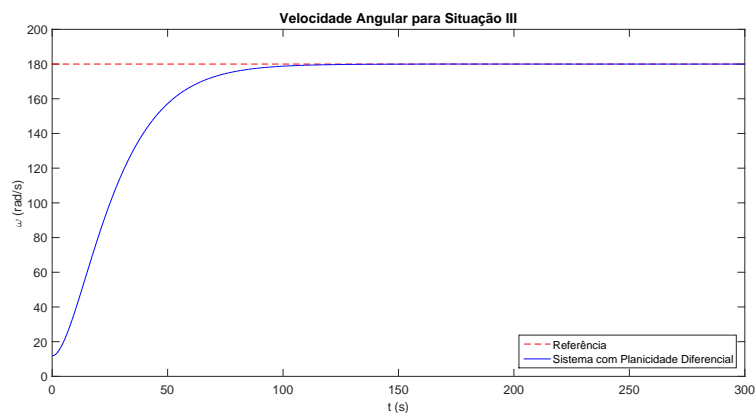


Figura 5.15: Velocidade angular para a situação III.

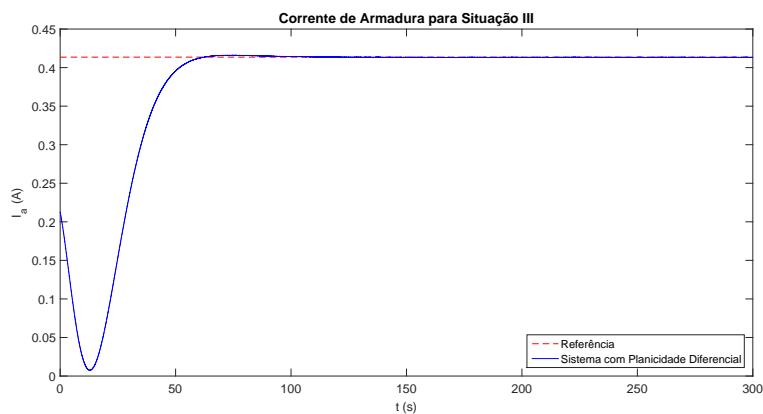


Figura 5.16: Corrente de armadura para a situação III.

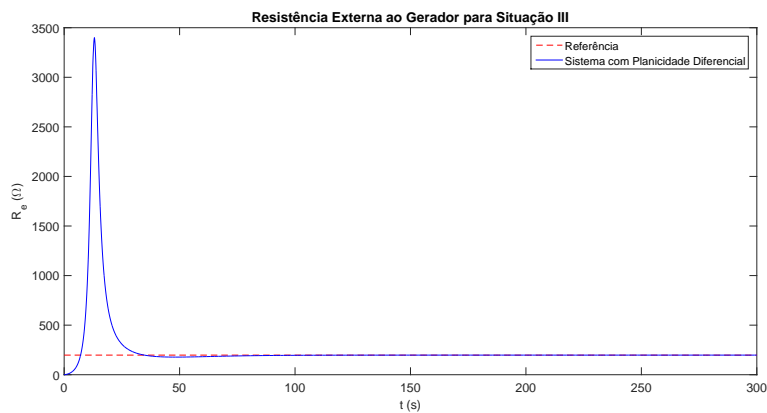


Figura 5.17: Resistência externa ao gerador para a situação III.

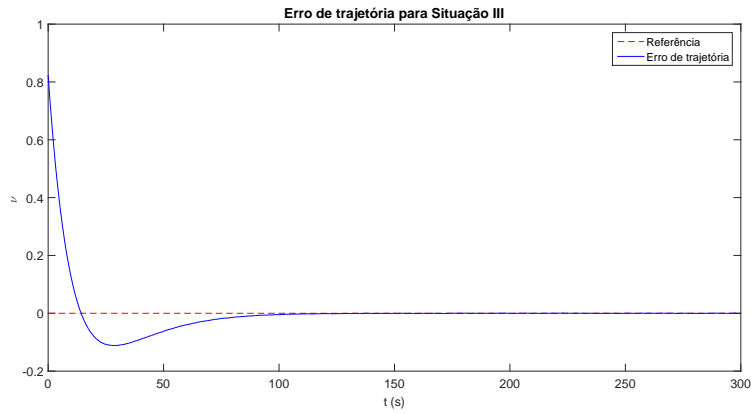


Figura 5.18: Dinâmica do erro de trajetória para a situação III.

Por meio das análises das Figuras de 5.7 a 5.18 é possível observar que nas três simulações o sistema converge para as trajetórias nominais  $x_1^*$ . A convergência das respostas para as trajetórias desejadas aconteceram praticamente no mesmo intervalo de tempo. A simulação de  $\nu$  permite verificar que o erro de trajetória do sistema tende a zero para todas as situações.

#### 5.2.1.4 Controlador via Planicidade Diferencial sem e com Filtro de Kalman

Aqui nesta subseção será apresentado mais detalhadamente o comportamento das trajetórias nominais do sistema controlado via planicidade diferencial na presença de perturbações com e sem a presença do filtro de Kalman. Para isso, selecionou-se uma região na qual a velocidade nominal já fora atingida. No controle realizado somente com o método de planicidade diferencial, a saída do sistema foi derivada numericamente para a obtenção dos vetores de estado. Já no controle via planicidade diferencial com filtro de Kalman, não há derivação numérica, pois o filtro de Kalman estima os estados da saída plana por meio do termo de correção como sinal de controle. Os gráficos a seguir mostram o comportamento de  $\omega$  para as três situações propostas. As Figuras de 5.19 a 5.21 apresentam a saída  $\omega$  do sistema sem a presença e com a presença do filtro de Kalman.

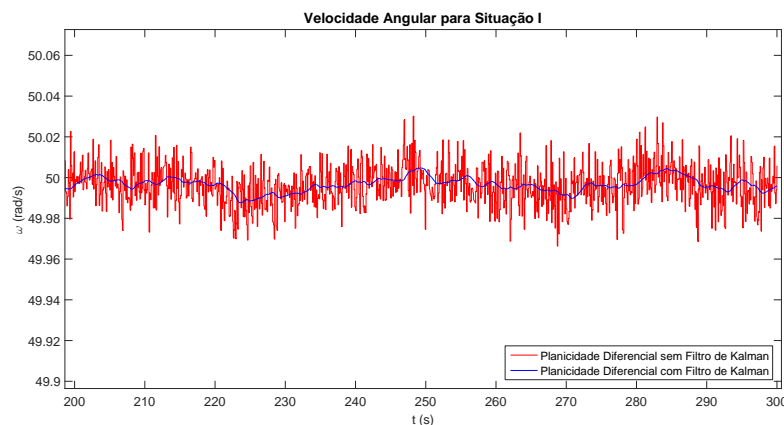


Figura 5.19: Comportamento do sistema para  $\omega = 50 \text{ rad/s}$ .

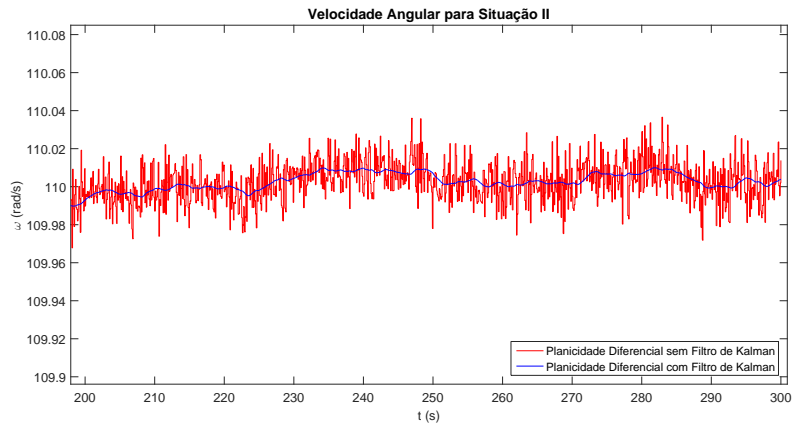


Figura 5.20: Comportamento do sistema para  $\omega = 110 \text{ rad/s}$ .

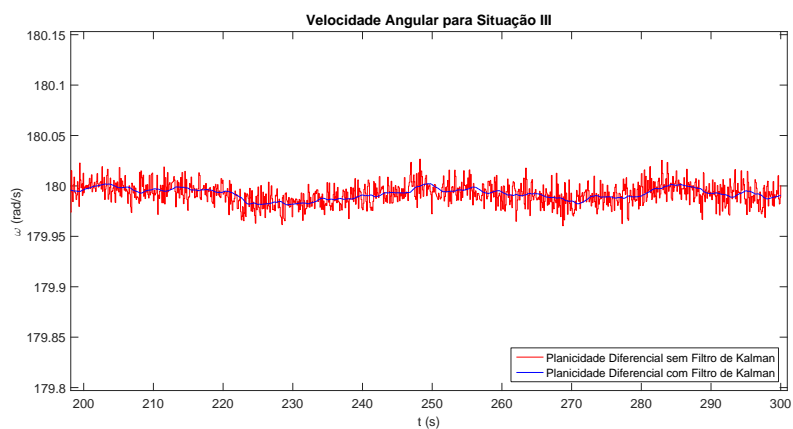


Figura 5.21: Comportamento do sistema para  $\omega = 180 \text{ rad/s}$ .

Ao comparar os gráficos para cada situação, verifica-se que a presença do filtro de Kalman no modelo provoca uma redução considerável do ruído no sinal de saída do sistema para as situações I, II e III. À vista disso, observa-se que o uso do filtro de Kalman juntamente com o controle via planicidade diferencial favorece que as trajetórias nominais do sistema sejam atingidas.

### 5.2.2 Implementação do Controlador LQG via Simulink

A implementação do controlador LQG foi realizada no ambiente Simulink. Para efetuar a implementação deste sistema de controle, o controlador LQG é aplicado ao modelo linearizado da turbina eólica. A Figura 5.22 mostra como foi realizada a implementação do controle LQG.

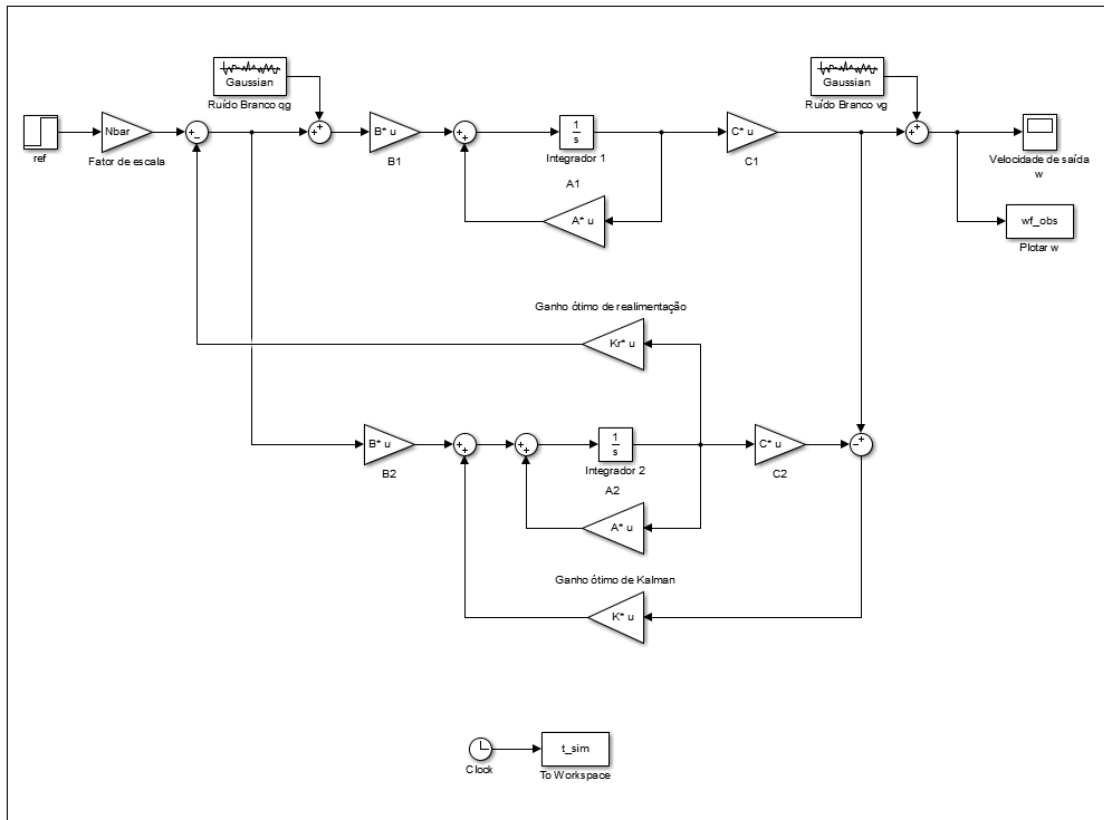


Figura 5.22: Controle LQG para o sistema da turbina eólica via Simulink.

Igualmente ao controle via planicidade diferencial com filtro de Kalman, foram consideradas as três situações (região estável à baixa velocidade, região instável e região estável para à alta velocidade) para a simulação com o controlador LQG. A seguir, são mostrados os resultados do comportamento das trajetórias destas simulações por meio das Figuras de 5.23 a 5.25.

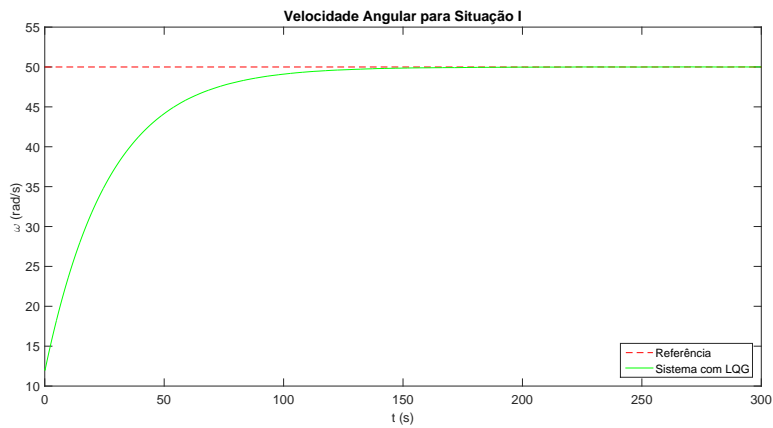


Figura 5.23: Velocidade angular para a situação I.

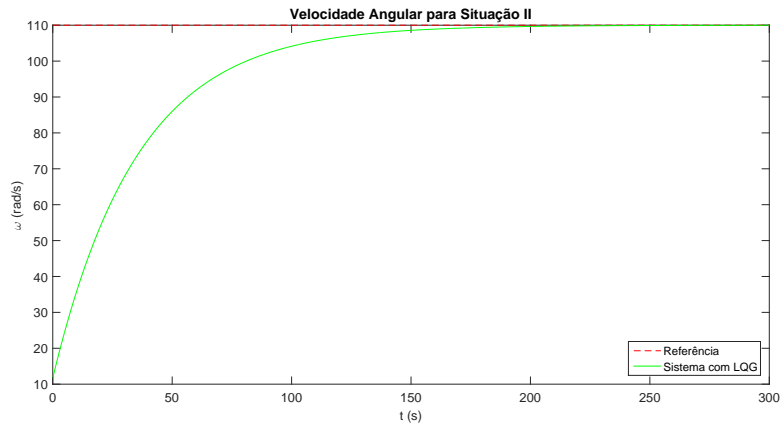


Figura 5.24: Velocidade angular para a situação II.

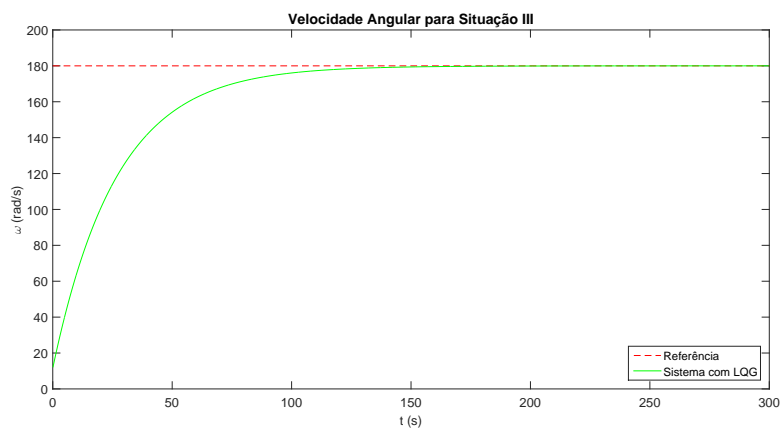


Figura 5.25: Velocidade angular para a situação III.

Analisando as Figuras de 5.23 a 5.25, verifica-se que as trajetórias nominais do controlador LQG foram alcançadas para as situações I, II e III. Nota-se que para a situação II, a convergência da resposta do sistema para a trajetória nominal ocorreu em um intervalo de tempo maior em relação às demais situações.

### 5.2.3 Comparação entre os Controles via Planicidade Diferencial e LQG

Com o intuito de comparar as duas técnicas de controle empregadas no sistema da turbina eólica, esta subseção apresenta os resultados das simulações do controlador via planicidade diferencial e do controlador LQG, como mostrado nas Figuras de 5.26 a 5.28. Mais uma vez, realizou-se a simulação para as três situações em estudo nesta dissertação (região estável à baixa velocidade, região instável e região estável para à alta velocidade).

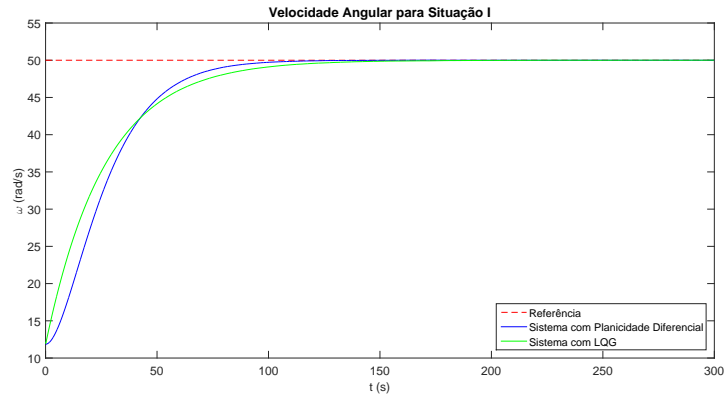


Figura 5.26: Comportamento de  $\omega$  para a situação I.

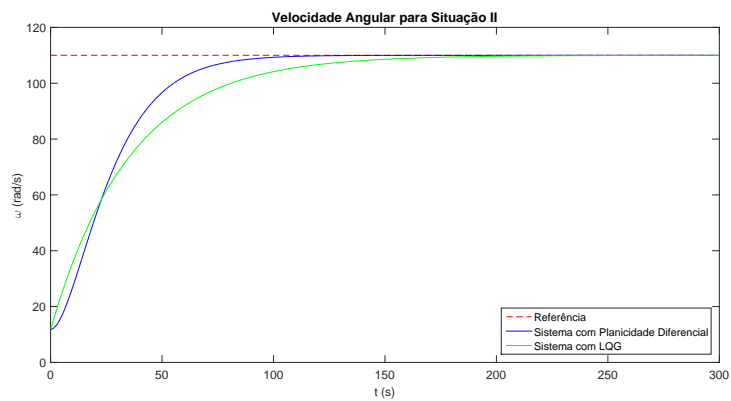


Figura 5.27: Comportamento de  $\omega$  para a situação II.

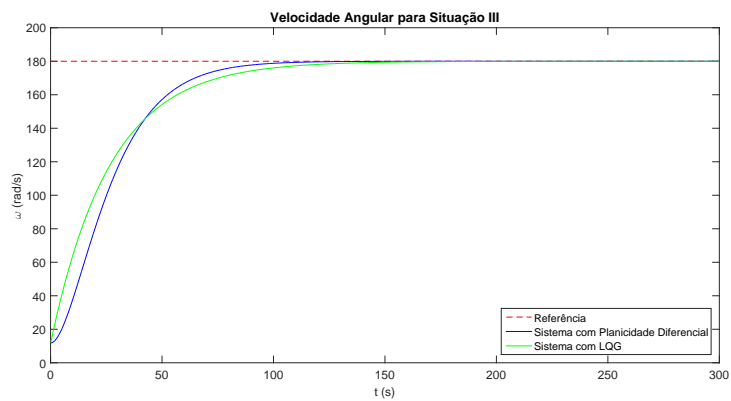


Figura 5.28: Comportamento de  $\omega$  para a situação III.

Observa-se por meio da análise das simulações que tanto as respostas do sistema para o controlador via planicidade diferencial quanto as respostas do controlador LQG são suaves para as três situações estudadas. Para todas as situações, a resposta do sistema convergiu mais rapidamente para a trajetória desejada quando se empregou o controlador via planicidade diferencial.



Com o intuito de obter uma visão mais detalhada da precisão dos controladores desenvolvidos, selecionou-se uma região na qual as respostas do sistema dos dois controladores estão próximas às suas respectivas trajetórias nominais para ambas as situações, como mostrado nas Figuras de 5.29 a 5.31.

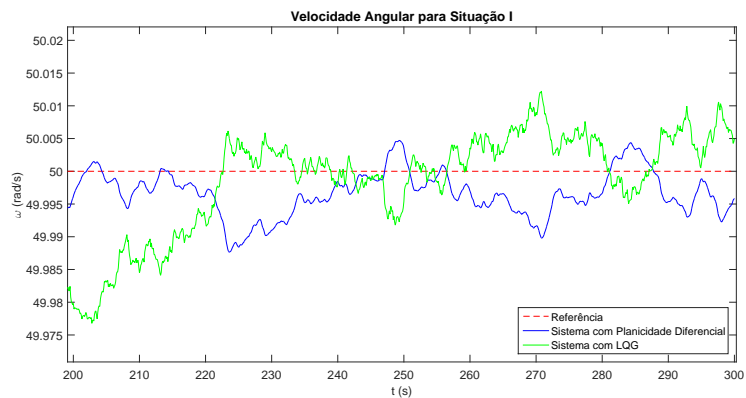


Figura 5.29: Comparação da  $\omega$  para a situação I.

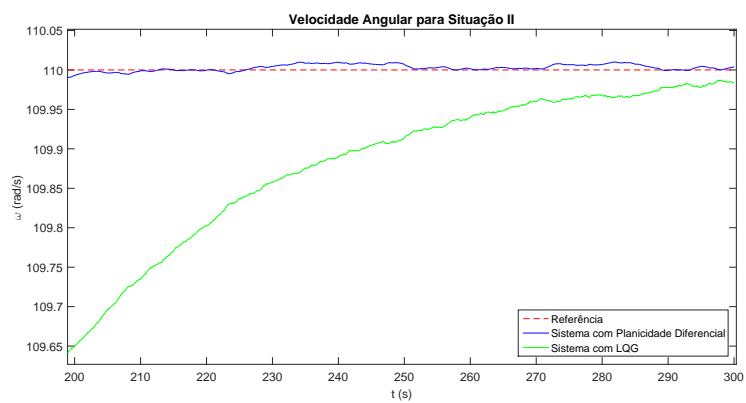


Figura 5.30: Comparação da  $\omega$  para a situação II.

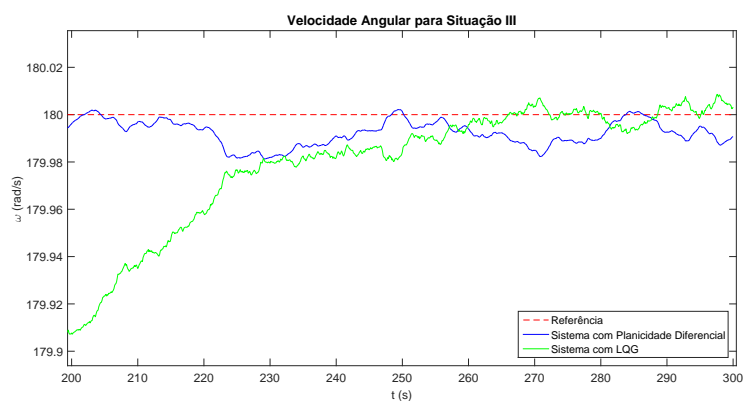


Figura 5.31: Comparação da  $\omega$  para a situação III.

Analisando as respostas do sistema para cada situação em estudo, observa-se que existe uma redução da variação da resposta do sistema ao se utilizar o controlador via planicidade diferencial. A variação percentual da resposta na seção onde o sistema atinge a estabilidade utilizando-se o controlador via planicidade diferencial é de 0.04% para a situação I, 0.02% para a situação II e 0.01% para a situação III. Para o controlador LQG, a variação percentual da resposta na seção de estabilidade é de 0.07%, 0.30% e 0.06% para as situações I, II e III, respectivamente.

É importante destacar que durante a simulação na região instável do sistema (representada pela velocidade angular de  $110 \text{ rad/s}$ ) utilizando-se o controlador LQG, houve uma maior dificuldade de atingir a trajetória nominal em relação às demais situações, como pode ser observado nas Figuras 5.27 e 5.30. Ainda em relação ao controlador LQG, verifica-se que na região instável a resposta do sistema levou um maior intervalo de tempo para alcançar a trajetória desejada se comparada às simulações na região estável ( $\omega = 50 \text{ rad/s}$  e  $\omega = 180 \text{ rad/s}$ ). Além disso, observou-se que a maior variação percentual da resposta do sistema ocorreu justamente na situação II.

Ao se utilizar o controlador via planicidade diferencial, a saída  $\omega$  do sistema convergiu para a trajetória nominal com menores variações em relação ao controle LQG para todas as situações, inclusive na região instável do sistema.

Em virtude destes resultados, nota-se que método de controle via planicidade diferencial apresenta respostas mais precisas se comparadas às respostas do controlador LQG, sobretudo na região de instabilidade do modelo da turbina eólica.

# Capítulo 6

## Conclusões

Neste trabalho foi empregada a metodologia da planicidade diferencial juntamente com o filtro de Kalman para controlar a velocidade angular de uma turbina eólica de eixo horizontal de pequeno porte. Um gerador de corrente contínua a ímã permanente é conectado à turbina eólica e, alterando-se o valor da resistência externa ao gerador, foi possível variar e controlar a rotação da turbina. Perturbações externas foram adicionadas ao sistema e o filtro de Kalman foi utilizado como compensador de ruídos. O filtro de Kalman é implementado no sistema equivalente do modelo na forma canônica de Brunovsky. Por fim, um controlador LQG é aplicado ao modelo linearizado, comparando-se o comportamento desta técnica com a resposta do controle via planicidade diferencial.

As simulações numéricas permitiram a correta validação do modelo, o qual representou adequadamente as condições de um sistema real de uma turbina eólica.

O emprego da técnica de linearização via expansão da série de Taylor nos termos não-lineares do modelo proporcionou a definição da área de instabilidade do sistema por meio da análise dos polos da função de transferência do sistema linearizado. Na região instável do modelo, a utilização do controlador via planicidade diferencial se mostra importantíssima, visto que existem divergências das trajetórias nominais nesta área sem o uso do controlador.

A etapa de planejamento de trajetória do controle via planicidade diferencial é essencial para a obtenção das trajetórias nominais do sistema, as quais são utilizadas como base para o desenvolvimento do controle de trajetória em malha fechada, com o objetivo de assegurar a convergência do erro de trajetória para zero.

Foi observado que houve a estabilização da velocidade angular do sistema para as três situações analisadas no controle via planicidade diferencial, destacando-se o controle na região de maior complexidade do sistema (região instável), além de reduzir os riscos de danos à turbina na presença de ventos excessivamente fortes.

As simulações realizadas nesta dissertação confirmam que a proposta do controle via planicidade diferencial com estimação de estados não apenas habilitam a implementação do controle da turbina por meio das medições de uma pequena quantidade de variáveis de estado (velocidade

angular e corrente de armadura), mas também aperfeiçoa a robustez do controle em malha fechada do sistema no caso de variação da velocidade nominal. O filtro de Kalman linear, projetado sem a necessidade de erros provenientes de processos de linearização, permitiu a estimação dos vetores de estado com acurácia, visto que o erro de trajetória projetado no controle via planicidade diferencial tendeu a zero para as três situações apresentadas. Os resultados da associação do filtro de Kalman com o controle via planicidade diferencial mostram que existe uma convergência mais precisa das trajetórias desejadas se comparada ao controle LQG. Também foi possível verificar que o filtro de Kalman, como compensador de ruídos, apresentou consideráveis reduções de perturbações.

O controlador LQG também foi capaz de realizar o controle da velocidade angular da turbina eólica, porém com menor eficácia em relação ao controlador via planicidade diferencial, já que o controle LQG apresentou maior variação da resposta do sistema e um tempo de convergência mais prolongado na região de instabilidade do modelo.

Realizadas tais considerações, verifica-se que a proposta da técnica via planicidade diferencial apresentada nesta dissertação mostrou-se eficiente para o controle da velocidade angular em turbinas eólicas, conferindo-lhes um potencial para aplicações industriais.

## 6.1 Contribuições

1 - Desenvolvimento das expressões das trajetórias nominais para o sistema de uma turbina eólica de eixo horizontal com gerador de corrente contínua a ímã permanente, garantindo a convergência da resposta para as trajetórias nominais;

2 - Estimação da variável não-mensurável do sistema e obtenção da estimação ótima da velocidade angular da turbina na presença de ruído gaussiano;

3 - Possibilidade de executar o controle via planicidade diferencial em turbinas eólicas com outros modelos de geradores elétricos, visto que o projeto de controle desenvolvido neste trabalho permite a compreensão do método para ser aplicado em outros sistemas diferencialmente planos;

4 - Alternativa de aplicação do método planicidade diferencial nas turbinas eólicas industriais.

## 6.2 Trabalhos Futuros

Em trabalhos futuros será recomendada a solução do problema para o caso em que a condição de equilíbrio do sistema ainda não foi alcançada, com o intuito de otimizar a performance do controlador, visto que não há uma resposta apropriada do controlador para esta situação.

Além disso, será proposta a comparação do presente método de controle com outros tipos de controladores utilizados em turbinas eólicas, como o controle Proporcional Integral Derivativo (PID), o Controle de Modo Deslizante (SMC) e o Controle Inteligente (IC).

O trabalho realizado nesta dissertação consistiu apenas em simulações do modelo da turbina, porém, simultaneamente à realização deste trabalho, foi desenvolvida uma dissertação, no departa-

mento de Mecânica (área de Sistemas Mecatrônicos) da Universidade de Brasília, que compreendeu a implementação do sistema de controle aqui estudado na turbina eólica real de pequeno porte do Laboratório de Termociência e Metodologia Dinâmica da Universidade de Brasília. Também é importante sugerir a implementação do sistema de controle via planicidade diferencial com o filtro de Kalman em uma turbina eólica de maior potência.

### 6.3 Publicações

Artigos publicados em decorrência do desenvolvimento desta dissertação:

- SUEHARA, B. B., LIMAVERDE FILHO, J. O. A., ALMEIDA, R. Q., FORTALEZA, E. L. F.. Control of the Angular Speed of a Wind Turbine: A Flatness Based Approach. SBAI - Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente. Natal. 2015.
- ALMEIDA, R. Q., LIMAVERDE FILHO, J. O. A., SUEHARA, B. B., FORTALEZA, E. L. F.. Modelagem e Análise de Estabilidade para Curva de Potência em Turbinas Eólicas. Natal. 2015.

# REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Associação Brasileira de Energia Eólica - ABEEólica. *Boletim de Dados - Abril 2015*. 2015. 2-4 p.
- [2] MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. *Wind energy explained: theory, design and application*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2010.
- [3] BURTON, T. et al. *Wind energy handbook*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2001.
- [4] HEIER, S. *Grid integration of wind energy conversion systems*. [S.l.]: Wiley, 1998.
- [5] VOLTOLINI, H. et al. Modelagem e controle de geradores de indução duplamente alimentados com aplicação em sistemas eólicos. Florianópolis, SC, 2007.
- [6] MALINGA, B.; SNECKENBERGER, J. E.; FELIACHI, A. Modeling and control of a wind turbine as a distributed resource. In: IEEE. *System Theory, 2003. Proceedings of the 35th Southeastern Symposium on*. [S.l.], 2003. p. 108–112.
- [7] BELTRAN, B.; AHMED-ALI, T.; BENBOUZID, M. E. H. Sliding mode power control of variable-speed wind energy conversion systems. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, IEEE, v. 23, n. 2, p. 551–558, 2008.
- [8] HASANIEN, H. M.; MUYEEN, S. Speed control of grid-connected switched reluctance generator driven by variable speed wind turbine using adaptive neural network controller. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 84, n. 1, p. 206–213, 2012.
- [9] ALDWAHI, H. A.; DELALEAU, E. Maximum power point tracker of a wind generator based on the flatness-based control. In: IEEE. *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2011 IEEE*. [S.l.], 2011. p. 883–888.
- [10] ZHANG, J.; CHENG, M.; CHEN, Z. Nonlinear control for variable-speed wind turbines with permanent magnet generators. In: IEEE. *Electrical Machines and Systems, 2007. ICEMS. International Conference on*. [S.l.], 2007. p. 324–329.
- [11] TONG, W. *Wind power generation and wind turbine design*. [S.l.]: Wit Press, 2010.
- [12] NEGM, H. M.; MAALAWI, K. Y. Structural design optimization of wind turbine towers. *Computers & Structures*, Elsevier, v. 74, n. 6, p. 649–666, 2000.

- [13] WHITE, F. M. *Mecânica dos Fluidos-6*. [S.l.]: McGraw Hill Brasil, 2010.
- [14] SLOTINE, J.-J. E.; LI, W. et al. *Applied nonlinear control*. [S.l.]: Prentice-hall Englewood Cliffs, NJ, 1991.
- [15] AGUIRRE, L. A. *Introdução à identificação de sistemas—Técnicas lineares e não-lineares aplicadas a sistemas reais*. [S.l.]: Editora UFMG, 2004.
- [16] CORREIA, W. B. *Contribuições ao estudo de sistemas SISO e MIMO com atraso de transporte*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Ceará, 2016.
- [17] AERODYN, J. W. E. I. European wind energy association (ewea). *J. Wind Eng. Ind. Aerodyn*, v. 100, p. 91, 2012.
- [18] World Wind Energy Association. *2014 Half Year Report*. 2014. 2-4 p.
- [19] HOLLEY, W. E. Wind turbine dynamics and control-issues and challenges. In: IEEE. *American Control Conference, 2003. Proceedings of the 2003*. [S.l.], 2003. v. 5, p. 3794–3795.
- [20] HANSEN, L. H. et al. *Conceptual survey of generators and power electronics for wind turbines*. [S.l.: s.n.], 2002.
- [21] HOFFMANN, R. *A comparison of control concepts for wind turbines in terms of energy capture*. Tese (Doutorado) — TU Darmstadt, 2002.
- [22] GASCH, R.; TWELE, J. *Wind power plants: fundamentals, design, construction and operation*. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2011.
- [23] MORTEN, H. H. et al. *Control design for a pitch-regulated, variable speed wind turbine*. [S.l.], 2005.
- [24] HWAS, A. M. S.; KATEBI, R. Wind turbine control using pi pitch angle controller. In: *IFAC Conference on Advances in PID Control PID'12*. [S.l.: s.n.], 2012.
- [25] UTKIN, V. I. *Sliding modes in control and optimization, Communications and Control Engineering Series*. [S.l.]: Springer-Verlag, Berlin, 1992.
- [26] KELOUWANI, S.; AGBOSSOU, K. Nonlinear model identification of wind turbine with a neural network. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, IEEE, v. 19, n. 3, p. 607–612, 2004.
- [27] LEVINE, J. *Analysis and Control of Nonlinear Systems: A Flatness-Based Approach*. New York, USA: Springer, 2010. (Mathematical Engineering).
- [28] AIMENE, M.; PAYMAN, A.; DAKYO, B. Flatness-based control of a variable-speed wind-energy system connected to the grid. In: IEEE. *Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER), 2014 Ninth International Conference on*. [S.l.], 2014. p. 1–7.
- [29] VARIANI, M. H.; TOMSOVIC, K. Two-level control of doubly fed induction generator using flatness-based approach. IEEE.

- [30] MOHINDER, S. G.; ANGUS, P. A. Kalman filtering: theory and practice using matlab. *John Wileys and Sons*, 2001.
- [31] YPMA, T. J. Historical development of the newton-raphson method. *SIAM review*, SIAM, v. 37, n. 4, p. 531–551, 1995.
- [32] MESBAHI, A. et al. Extended kalman filter for characterizing a wind energy conversion system based onvariable speed permanent magnet synchronous generator. In: IEEE. *Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), 2014 International*. [S.l.], 2014. p. 346–351.
- [33] VEPA, R. Nonlinear, optimal control of a wind turbine generator. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, IEEE, v. 26, n. 2, p. 468–478, 2011.
- [34] RIGATOS, G. G. Derivative-free kalman filtering for sensorless control of mimo nonlinear dynamical systems. In: IEEE. *Mechatronics and Automation (ICMA), 2012 International Conference on*. [S.l.], 2012. p. 714–719.
- [35] UHLMANN, J.; JULIER, S.; DURRANT-WHYTE, H. A new method for the non linear transformation of means and covariances in filters and estimations. *IEEE Transactions on automatic control*, v. 45, 2000.
- [36] SARAVANAKUMAR, R.; JENA, D. Nonlinear estimation and control of wind turbine. In: IEEE. *Electronics, Computing and Communication Technologies (CONECCT), 2013 IEEE International Conference on*. [S.l.], 2013. p. 1–6.
- [37] BRASIL, A. de energia elétrica do. Agência nacional de energia elétrica. *Brasília: Aneel*, 2008.
- [38] BOYLE, G. et al. *Energy systems and sustainability*. [S.l.]: Oxford University Press Oxford, 2003.
- [39] CANALE, M.; FAGIANO, L.; MILANESE, M. Power kites for wind energy generation. *IEEE Control Systems Magazine*, v. 27, n. 6, p. 25–38, 2007.
- [40] FERREIRA, J. C. de C. *Aplicação do Controle Vetorial e Teoria pq no controle de Aerogeradores Conectados a rede elétrica*. Tese (Doutorado) — UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, 2005.
- [41] HAU, E.; RENOARD, H. V. *Wind turbines: fundamentals, technologies, application, economics*. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2013.
- [42] BRUGHUIS, F. Advanced tower solutions for large wind turbines and extreme tower heights. In: *Proceedings of the 2003 European Wind Energy Conference and Exhibition*. [S.l.: s.n.], 2003. p. 16–19.
- [43] NOVAK, P. *On the modelling and partial-load control of variable-speed wind turbines*. [S.l.]: Chalmers University of Technology, 1995.



- [44] DIVYA, K.; RAO, P. N. Models for wind turbine generating systems and their application in load flow studies. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 76, n. 9, p. 844–856, 2006.
- [45] BAROUDI, J. A.; DINAHAHI, V.; KNIGHT, A. M. A review of power converter topologies for wind generators. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 32, n. 14, p. 2369–2385, 2007.
- [46] LUNDBERG, S. *Performance comparison of wind park configurations*. [S.l.], 2003.
- [47] TUTORIALS, A. E. *Wind Turbines with DC Generators*. 2013.
- [48] LIVI, C. P. *Fundamentos de Fenômenos de Transporte: um texto para cursos básicos*. [S.l.]: LTC, 2004.
- [49] BRETON, S. P. Study of the stall delay phenomenon and of wind turbine blade dynamics using numerical approaches and nrel’s wind tunnel tests. *Doctoral theses at NTNU*, p. 171, 2008.
- [50] GAO, X.; HU, J. Numerical simulation to the effect of rotation on blade boundary layer of horizontal axial wind turbine. In: IEEE. *World Non-Grid-Connected Wind Power and Energy Conference (WNWEC), 2010*. [S.l.], 2010. p. 1–4.
- [51] RAGHEB, M.; RAGHEB, A. M. *Wind turbines theory-the betz equation and optimal rotor tip speed ratio*. [S.l.]: INTECH Open Access Publisher, 2011.
- [52] SLOOTWEG, J. G. *Wind power: Modelling and impact on power system dynamics*. [S.l.]: TU Delft, Delft University of Technology, 2003.
- [53] OGATA, K.; MAYA, P. Á.; LEONARDI, F. *Engenharia de controle moderno*. [S.l.]: Prentice Hall, 2003.
- [54] FERNÁNDEZ-CARA, E.; ZUAZUA, E. Control theory: History, mathematical achievements and perspectives. *Notes, Universidad de Sevilla and Universidad Autónoma Madrid, Spain*, 2003.
- [55] KEYSER, R. D. A gentle introduction to model based predictive control. the first conference on automatic control, university of piura, electronics and automatic dept, peru, 1998, pp. 313–326.
- [56] PIERCE, K.; FINGERSH, L. J. *Wind turbine control system modeling capabilities*. [S.l.], 1998.
- [57] APLEVICH, J. D. *The essentials of linear state-space systems*. [S.l.]: Wiley New York, 2000.
- [58] TAILOR, R. M.; BHATHAWALA, P. Linearization of nonlinear differential equation by Taylor’s series expansion and use of jacobian linearization process.
- [59] ALMEIDA, R. Q. et al. Modelagem e análise de estabilidade para curva de potência em turbinas eólicas. *SBAI - Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente*, 2015.

- [60] MARQUARDT, D. W. An algorithm for least-squares estimation of nonlinear parameters. *Journal of the society for Industrial and Applied Mathematics*, SIAM, v. 11, n. 2, p. 431–441, 1963.
- [61] FERREIRA, J. F. d. S. B. Controlo de geradores de indução duplamente alimentados em turbinas eólicas. FCT-UNL, 2009.
- [62] FITZGERALD, A. E. et al. *Electric machinery*. [S.l.]: McGraw-Hill New York, 2003.
- [63] BURNHAM, D.; SANTOSO, S.; MULJADI, E. Variable rotor-resistance control of wind turbine generators. In: IEEE. *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES'09. IEEE*. [S.l.], 2009. p. 1–6.
- [64] BASTOS, A. et al. Use of newton's method for rotor-resistance control of wind turbine generators. In: *International Conference on Renewable Energies and Power Quality. Retrieved from www.icrepq.com/icrepq*. [S.l.: s.n.], 2012. v. 12.
- [65] FLIESS, M. et al. Sur les systemes non linéaires différentiellement plats. *Comptes rendus de l'Académie des sciences. Série 1, Mathématique*, Elsevier, v. 315, n. 5, p. 619–624, 1992.
- [66] RIGATOS, G.; TZAFESTAS, S. Extended kalman filtering for fuzzy modelling and multi-sensor fusion. *Mathematical and computer modelling of dynamical systems*, Taylor & Francis, v. 13, n. 3, p. 251–266, 2007.
- [67] KALMAN, R. E. A new approach to linear filtering and prediction problems. *Journal of Fluids Engineering*, American Society of Mechanical Engineers, v. 82, n. 1, p. 35–45, 1960.
- [68] KAMEN, E.; SU, J. Kalman filter applications. In: *Introduction to Optimal Estimation*. [S.l.]: Springer, 1999. p. 225–267.
- [69] LAGES, W. F. Filtro de kalman. *Apostila Curso de Controle Digital*, v. 7, 2005.
- [70] ALIYU, B. K. et al. *Optimal Solution to Matrix Riccati Equation-For Kalman Filter Implementation*. [S.l.]: INTECH Open Access Publisher, 2012.
- [71] FILHO, J. G. B.; LUÍS, S. Controle robusto lqg/ltr com recuperação do ganho da malha de transferência. 2006.
- [72] MACIEJOWSKI, J. M. Multivariable feedback design. *Electronic Systems Engineering Series, Wokingham, England: Addison-Wesley,| c1989*, v. 1, 1989.
- [73] DORATO, P.; CERONE, V.; ABDALLAH, C. *Linear-quadratic control: an introduction*. [S.l.]: Simon & Schuster, 1994.
- [74] ANDERSON, B. D.; MOORE, J. B. *Optimal control: linear quadratic methods*. [S.l.]: Courier Corporation, 2007.