

O crescente aumento da geração de energia eólica no mundo tem feito com que os operados dos sistemas elétricos imponham cada vez mais requisitos técnicos para a operação de turbinas conectadas a rede. Uma destas técnicas é o controle de *pitch*, que além de tornar a geração de energia mais estável possível, garante que as estruturas mecânicas da máquina também sejam preservadas. Tendo em vista a importância deste sistema, o presente trabalho propõe um estudo comparativo entre os controladores PI, LQG e UHPC para o controle de *pitch* de uma turbina eólica conectada à rede elétrica. Primeiramente a turbina eólica é implementada no ambiente Simulink do MATLAB para posterior linearização e obtenção do seu modelo em espaço de estados. Após isso, apresentam-se os conceito, equacionamentos e métodos de implementação dos controladores. Todos os controladores são implementados em Simulink. Por fim, a turbina modelada com os três controles utilizados, são simuladas em dois sistemas teste, o SMIB que consiste na conexão do da turbina a um barramento infinito e o sistema teste de onze barras. Com as simulações pode-se concluir que ao comparar um PI, LQG e UHPC aplicados ao controle de *pitch* de uma turbina eólica, o UHPC apresenta uma menor oscilação na ação de controle para perturbações na rede, assim gerando uma menor vibração na máquina e aumentando seu tempo de vida útil.

Orientador: Fernando Buzzulini Prioste

Coorientador: Rodrigo Trentini Preuss

Joinville, 2019



UDESC

**UNIVERSIDADE DO ESTADO DE SANTA CATARINA – UDESC
CENTRO DE CIÊNCIAS TECNOLÓGICAS – CCT
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DE UMA TURBINA
EÓLICA CONECTADA À REDE ELÉTRICA: UMA
ABORDAGEM EM RELAÇÃO À DIFERENTES ESTRATÉGIAS
DE CONTROLE APLICADAS AO PITCH**

JOSÉ CARLOS DE LIMA JÚNIOR

JOINVILLE, 2019

JOSÉ CARLOS DE LIMA JÚNIOR

**ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DE UMA TURBINA
EÓLICA CONECTADA À REDE ELÉTRICA: UMA
ABORDAGEM EM RELAÇÃO À DIFERENTES
ESTRATÉGIAS DE CONTROLE APLICADAS AO *PITCH***

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, do Centro de Ciências Tecnológicas da Universidade do Estado de Santa Catarina, para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Fernando Buzzulini Prioste.

Coorientador: Rodrigo Trentini.

JOINVILLE - SC

2019

L732a Lima Júnior, José Carlos de
Análise do comportamento de uma turbina eólica conectada à rede elétrica: uma abordagem em relação à diferentes estratégias de controle aplicadas ao pitch / José Carlos de Lima Júnior. – 2019.
103 p. : il. ; 30 cm

Orientador: Fernando Buzzulini Prioste

Coorientador: Rodrigo Trentini

Bibliografia: p. 89-93

Dissertação (Mestrado) -Universidade do Estado de Santa Catarina, Centro de Ciências Tecnológicas, Mestrado Acadêmico em Engenharia, Elétrica, Joinville, 2019.

1. Engenharia Elétrica 2. Controladores PID . 3. Turbinas eólicas.
4. Máquinas eletromagnéticas I. Prioste, Fernando Buzzulini. II. Trentini, Rodrigo III. Universidade do Estado de Santa Catarina, Mestrado em Engenharia Elétrica. IV. Título

CDD: 621.3

**Análise do Comportamento de Uma Turbina Eólica Conectada a Rede Elétrica:
Uma Abordagem em Relação a Diferentes Estratégias de Controle Aplicada ao
Pitch**

por

José Carlos de Lima Júnior

Esta dissertação foi julgada adequada para obtenção do título de

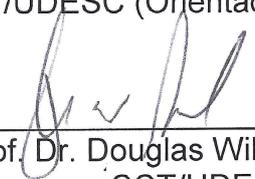
MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Área de concentração em "Sistemas Eletroeletrônicos"
e aprovada em sua forma final pelo

CURSO DE MESTRADO ACADÊMICO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
DO CENTRO DE CIÊNCIAS TECNOLÓGICAS DA
UNIVERSIDADE DO ESTADO DE SANTA CATARINA.



Prof. Dr. Fernando Buzzulini Prioste
CCT/UDESC (Orientador/Presidente)



Prof. Dr. Douglas Wildgrube Bertol
CCT/UDESC
Membro da Banca Examinadora



Prof. Dr. Djonny Weinzierl
FENÔMENOS APRENDIZAGEM
Membro da Banca Examinadora



Prof. Dr. Rodrigo Trentini Preuss
IFSC (Coorientador)
Membro da Banca Examinadora

Joinville, SC, 28 de fevereiro de 2019.

Este trabalho é dedicado à minha família, minha futura esposa e às pessoas que me auxiliaram durante esta jornada.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus por ter me dado força nos momentos de dificuldade.

Agradeço também a toda a minha família, em suma meus pais Leonir e José, que nunca mediram esforços para me proporcionar a melhor educação possível. Sem o grande esforço deles esse trabalho jamais seria possível.

Agradeço minha futura esposa Milena que sempre me apoiou nesta jornada, inclusive abdicando de momentos de lazer para me fazer companhia em minhas intermináveis horas de estudo aos finais de semana. Também quero agradecer-lá por ouvir minhas lamentações em meus momentos de desespero e sempre me falar palavra positivas para me dar força e ânimo. Muito obrigado meu amor!

Agradeço ao meu orientador Fernando Prioste que desde o início do mestrado acreditou em mim e sempre colaborou para meu crescimento acadêmico. Ainda, suas contribuições para esta dissertação foram de grande importância para a sua conclusão.

Agradeço meu coorientador Rodrigo Trentini que aceitou o desafio de participar desta dissertação com ela já em andamento. Sou imensamente grato por toda sua paciência e dedicação para o êxito deste trabalho. Sem os seus direcionamentos minha jornada seria muito mais difícil.

Agradeço aos membros da banca que se disponibilizaram em avaliar esse trabalho e contribuir com seu conhecimento e experiência.

Ainda, agradeço a todos meus ex-professores e colegas de classe. Como diria Isaac Newton, “Se enxerguei mais longe, foi porque me apoiei sobre os ombros de gigantes”. Com toda certeza, seus conhecimentos a mim transmitido me fizeram enxergar além.

Por fim, quero agradecer a todas as pessoas que em seus momentos de silêncio oraram por mim.

“Os dias prósperos não vêm por acaso, nascem de muita fadiga e persistência.”

Henry Ford

RESUMO

O crescente aumento da geração de energia eólica no mundo tem feito com que os operados dos sistemas elétricos imponham cada vez mais requisitos técnicos para a operação de turbinas conectadas a rede. Uma destas técnicas é o controle de *pitch*, que além de tornar a geração de energia mais estável possível, garante que as estruturas mecânicas da máquina também sejam preservadas. Tendo em vista a importância deste sistema, o presente trabalho propõe um estudo comparativo entre os controladores PI, LQG e UHPC para o controle de *pitch* de uma turbina eólica conectada à rede elétrica. Primeiramente a turbina eólica é implementada no ambiente Simulink do MATLAB para posterior linearização e obtenção do seu modelo em espaço de estados. Após isso, apresentam-se os conceitos, equacionamentos e métodos de implementação dos controladores. Todos os controladores são implementados em Simulink. Por fim, a turbina modelada com os três controles utilizados, são simuladas em dois sistemas teste, o SMIB que consiste na conexão da turbina a um barramento infinito e o sistema teste de onze barras. Com as simulações pode-se concluir que ao comparar um PI, LQG e UHPC aplicados ao controle de *pitch* de uma turbina eólica, o UHPC apresenta uma menor oscilação na ação de controle para perturbações na rede, assim gerando uma menor vibração na máquina e aumentando seu tempo de vida útil.

Palavras-chave: Controle PI. Controle LQG. Controle UHPC. Controle de *pitch*. Turbinas eólicas. Sistemas de potência.

ABSTRACT

The growing increase in wind power generation in the world has made electric system operators increasingly impose technical requirements for the operation of grid-connected turbines. One of these techniques is pitch control, which in addition to making power generation more stable, ensures that the mechanical structures of the machine are also preserved. In view of the importance of this system, the present work proposes a comparative study among the PI, LQG and UHPC controllers for the pitch control of a wind turbine connected to the power system. First, the wind turbine is implemented in the MATLAB Simulink environment for later linearization and obtention its state space model. After that, the concepts, equations and methods of implementation of the controllers are presented. All drivers are implemented in Simulink. Finally, the turbine with the three controls are simulated in two test systems, the SMIB that consists of the connection of the turbine to an infinite bus and the test system of eleven bars. With the simulations it can be concluded that when comparing a PI, LQG and UHPC applied to the pitch control of a wind turbine, the UHPC presents a lower oscillation in the control action for disturbances in the grid, thus generating a lower vibration in the machine and increasing their useful life.

Keywords: PI control. LQG control. UHPC control. Pitch control. Wind turbines. Power systems.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 – Potência acumulada de geração eólica no mundo.....	27
Figura 1.2 – Complementaridade entre geração hídrica e eólica.....	28
Figura 1.3 – Capacidade acumulada de geração eólica no mundo em dezembro de 2017.....	30
Figura 2.1 – Componentes de um aerogerador.....	35
Figura 2.2 – Extração da energia do vento por uma turbina eólica.....	37
Figura 2.3 – Modelos de turbinas com eixo de rotação vertical. (a) Darrieus; (b) Savonius; (c) Solarwind; (d) Helicoidal; (e) Noguchi; (f) Maglev e (g) Cochrane.....	38
Figura 2.4 – Componentes de um aerogerador de eixo horizontal.....	39
Figura 2.5 – Estrutura do aerogerador com GIRG.....	41
Figura 2.6 – Estrutura do aerogerador com GIDA.....	42
Figura 2.7 – Estrutura do aerogerador com GSRB.....	43
Figura 2.8 – Estrutura do aerogerador com GSIP.....	43
Figura 3.1 – Atuação do controle de <i>pitch</i>	46
Figura 3.2 – Controle de passo.....	47
Figura 3.3 – Conversor de potência conectado <i>Back-to-Back</i>	52
Figura 3.4 – Modelagem da turbina eólica.....	53
Figura 3.5 – Validação do modelo linearizado.....	54
Figura 4.1 – Diagrama de blocos do LQR.....	56
Figura 4.2 – Diagrama de blocos do LQI.....	57
Figura 4.3 – Diagrama de blocos do controlador LQG.....	59
Figura 4.4 – Controle LQG em Simulink.....	61
Figura 5.1 – Diagrama em malha fechada do UHPC para rastreamento de referência com ação integral ($d = 1$ e $de = 0$).....	67
Figura 5.2 – UHPC modelado em Simulink.....	71
Figura 6.1 – Sistema SMIB.....	72
Figura 6.2 – Sistema teste modelado em Simulink.....	73
Figura 6.3 – Rastreamento de referência no sistema SMIB.....	75
Figura 6.4 – Curto-circuito no sistema SMIB.....	76
Figura 6.5 – Variação do vento no sistema SMIBFonte: Produção do autor.....	78

Figura 6.6 – Sistema teste de 11 Barras.....	79
Figura 6.7 – Rastreamento de referência no sistema de 11 barras.	80
Figura 6.8 – Curto-circuito no sistema de 11 barras.	82
Figura 6.9 – Curva de suportabilidade.....	83
Figura 6.10 – Variação do vento no sistema de 11 barras.....	84
Figura A.1 – Curvas para obtenção de C_p , β , λ	94
Figura B.1 – Pressão e variação de velocidade em um modelo ideal de turbina eólica.	96
Figura E.1 – Rastreamento de referência no sistema de 11 barras Modificado.	101
Figura E.2 – Curto-circuito no sistema de 11 barras Modificado.	102
Figura E.3 – Variação do vento no sistema de 11 barras Modificado.....	103

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Preço do MWh por fonte de geração.....	29
Tabela 3.1 – Equações do gerador síncrono de ímãs permanente.....	51
Tabela 6.1 – Resultados numéricos para o rastreamento de referência no sistema SMIB.	75
Tabela 6.2 – Resultados numéricos para um curto-circuito no sistema SMIB.....	77
Tabela 6.3 – Resultados numéricos para uma variação de vento no sistema SMIB.	78
Tabela 6.4 – Resultados numéricos para o rastreamento de referência no sistema de 11 barras.	81
Tabela 6.5 – Resultados numéricos para um curto-circuito no sistema de 11 barras.	82
Tabela 6.6 – Resultados numéricos para uma variação de vento no sistema de 11 barras.	85
Tabela A.1 – Coeficientes de c_1 a c_6	94
Tabela A.2 – Parâmetros do gerador.	95
Tabela D.1 – Parâmetros dos controles simulados.	99
Tabela D.2 – Parâmetros dos transformadores.....	99
Tabela E.1 – Parâmetros da máquina equivalente.....	100

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BTB	<i>Back-to-Back</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CFT	Conversor da Fonte de Tensão
CLM	Conversores do Lado da Máquina
CLR	Conversor do Lado da Rede
GIDA	Gerador de Indução Duplamente Alimentado
GIRG	Gerador de Indução com Rotor de Gaiola
GPC	<i>Generalized Predictive Control</i>
GSIP	Gerador Síncrono Duplamente Alimentado
GSRB	Gerador Síncrono de Rotor Bobinado
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>
LQE	<i>Linear Quadratic Estimator</i>
LQI	<i>Linear Quadratic Integrator</i>
LQG	<i>Linear Quadratic Gaussian</i>
LQR	<i>Linear Quadratic Regulator</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
MPC	<i>Model Predictive Control</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidroelétrica
PI	Proporcional Integral
PFC	<i>Predictive Functional Controller</i>
RFT	Retificar da Fonte de Tensão
UHE	Unidade Hidrelétrica
UHPC	<i>Unrestricted Horizon Predictive Controller</i>
SMIB	<i>Single-Machine Infinite-Bus</i>
ISU	<i>Integral of the Squared Control Signal</i>
ISY	<i>Integral of the Squared Output</i>
ISE	<i>Integral of the Squared Error</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

P_T	Potência mecânica de saída da turbina
C_P	Constante de performance da turbina
ρ	Densidade do ar
S	Área coberta pelas pás da turbina eólica
v_v	Velocidade do vento
λ	Razão entre a velocidade da ponta da pá e a velocidade do vento
β	Ângulo de passo (<i>pitch</i>) da turbina eólica
\dot{m}	Taxa de fluxo de massa de ar
T_A	Constante de tempo
T_i	Tempo de integração
K_p	Ganho proporcional
$\dot{\beta}$	Limite de velocidade
I_s^{abc}	Correntes trifásicas do estator
V_s^{abc}	Tensões trifásicas do estator
λ_s^{abc}	Fluxos produzidos pelos enrolamentos do estator
v_{sq}	Tensão do estator no eixo q
v_{sd}	Tensão do estator no eixo d
i_{sq}	Corrente do estator no eixo q
i_{sd}	Corrente do estator no eixo d
λ_{sq}	Fluxo do estator no eixo q
λ_{sd}	Fluxo do estator no eixo d
ω_e	Velocidade angular elétrica
ω_m	Velocidade mecânica
λ_m	Fluxo de Magnetização
T_e	Torque elétrico
P_s	Potência ativa do estator
Q_s	Potência reativa do estator
L_s	Indutância própria do estator
p	Número de polos
R_s	Resistência do enrolamento do estator por fase

A	Matriz de estado
B	Matriz de entrada
C	Matriz de saída
\tilde{A}	Matriz de estado aumentada
\tilde{B}	Matriz de entrada aumentada
\tilde{C}	Matriz de saída aumentada
u	Vetor de entrada
u^r	Sinal de referência
y	Vetor de saída
y_r	Vetor de saída regulado
x	Vetor de estado
\dot{x}	Derivada do vetor de estado
\hat{x}	Vetor de estado estimado
$\dot{\hat{x}}$	Derivada do vetor de estado estimado
K	Matriz com ganho ótimo de realimentação
Q	Matriz positiva semi-definida simétrica
R	Matriz positiva definida
P	Solução da equação algébrica de Riccati
K_i	Parâmetro do integrador do LQI
w	Ruído medido
v	Ruído branco Gaussiano
L	Matriz de ganho do observador
\mathbb{E}	Esperança matemática
J	Função custo
ξ	Vetor de ruído
Γ	Matriz de perturbação de estado / Ganho de Kalman
N_y	Horizonte de predição
d	Atraso discreto
d_e	Atraso emulado
k	Amostra discreta atual
i	Amostra futura
H	Solução diofantina do sinal de controle
H_a	Solução diofantina do sinal de controle aumentada

F	Solução diofantina de ruído
F_a	Solução diofantina de ruído aumentada
x_a	Vetor de estado aumentado
\hat{x}_a	Vetor de estado estimado aumentado
Δ	Operador de variação discreta
n	Amostras
A_a	Matriz de estado aumentada
B_a	Matriz de entrada aumentada
C_a	Matriz de saída aumentada
Γ_a	Matriz de perturbação de estado aumentada
σ_u^2	Variância do sinal de entrada
σ_y^2	Variância do sinal de saída
σ_ω^2	Variância da frequência
σ_v^2	Variância da tensão
Var	Porcentagem de variação

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	27
1.1. PANORAMA DA GERAÇÃO EÓLICA NO MUNDO	27
1.2. MOTIVAÇÃO	30
1.3. OBJETIVOS.....	33
1.3. ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	34
2. GERAÇÃO EÓLICA	35
2.1. SISTEMA DE CONVERSÃO.....	35
2.2. TIPOS DE TURBINAS EÓLICAS	37
2.2.1. Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal	39
2.2.1.1. Gerador de Indução Com Rotor de Gaiola (GIRG).....	40
2.2.1.2. Gerador de Indução Duplamente Alimentado (GIDA).....	41
2.2.1.3. Gerador Síncrono com Acionamento Direto	42
3. MODELAGEM DE AEROGERADOR	45
3.1. TURBINA EÓLICA	45
3.2. GERADOR SÍNCRONO DE IMÃS PERMANENTES	47
3.3. SISTEMA DE CONVERSÃO.....	51
3.4. MODELO LINEARIZADO.....	52
4. CONTROLE ÓTIMO QUADRÁTICO LINEAR	55
4.1. REGULADOR QUADRÁTICO LINEAR.....	55
4.2. CONTROLADOR INTEGRAL QUADRÁTICO LINEAR.....	56
4.3. REGULADOR GAUSSIANO QUADRÁTICO LINEAR.....	58
4.3.1. Equacionamento do LQG	58
4.3.2. Filtro de Kalman	59
4.3.3. Projeto de um LQG em MATLAB/Simulink	60
5. UHPC	62
5.1. EQUACIONAMENTO DO UHPC	62
5.1.1. Regulação ($y_r = 0$)	63
5.1.2. Rastreamento de referência	65
5.1.3. Rastreamento de referência com integrador	66

5.2. PROJETO DE UM UHPC EM MATLAB/SIMULINK	69
6. SIMULAÇÕES E RESULTADOS	72
6.1. SISTEMA SMIB	72
6.1.1. Rastreamento de Referência no SMIB.....	74
6.1.2. Curto-Circuito no SMIB.....	76
6.1.3. Variação do Vento no SMIB.....	77
6.2. SISTEMA DE 11 BARRAS	79
6.2.1. Rastreamento de Referência no Sistema de 11 Barras	80
6.2.2. Curto-Circuito no Sistema de 11 Barras	81
6.2.3. Variação do Vento no Sistema de 11 Barras	84
6.2.4. Sistema de 11 Barras Modificado	85
7. CONSIDERAÇÕES FINAIS	86
7.1. TRABALHOS FUTUROS	87
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	89
APÊNDICE A: PARÂMETROS DE SIMULAÇÃO DO AEROGERADOR.....	94
APÊNDICE B: LIMITE DE BETZ	96
APÊNDICE C: TURBINA EÓLICA LINEARIZADA.....	98
APÊNDICE D: PARAMETROS DE SIMULAÇÃO	99
APÊNDICE E: SISTEMA DE 11 BARRAS MODIFICADO.....	100

1. INTRODUÇÃO

Este capítulo contém a motivação e objetivos deste trabalho, apresentando alternativas ao convencional controle PI para ajuste do ângulo de passo (*pitch*) em turbinas eólicas. Inicialmente os temas abordados serão contextualizados para posterior apresentação de objetivos e resumo com a organização do trabalho.

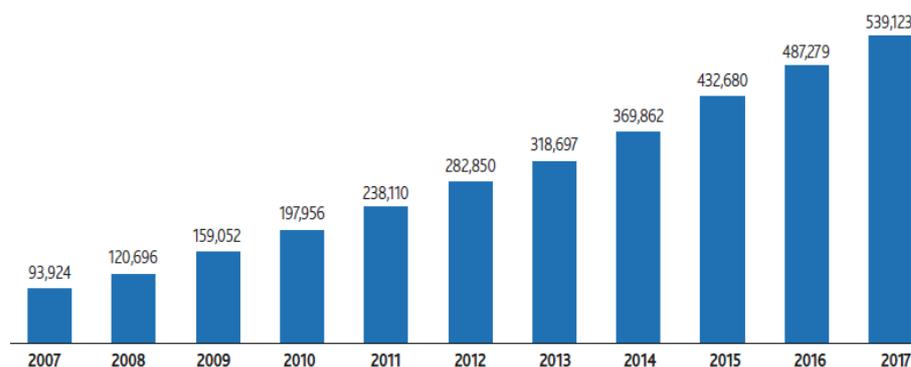
1.1. PANORAMA DA GERAÇÃO EÓLICA NO MUNDO

Na maioria das partes do mundo, a energia eólica fornece apenas uma fração da demanda de energia total. Em outras regiões, por exemplo, no norte da Alemanha, Dinamarca, Espanha, Portugal, Irlanda ou Texas, a energia eólica fornece uma quantidade significativa da demanda total de energia (ACKERMANN, 2012).

Mesmo representando apenas uma pequena fração da energia elétrica gerada no mundo, a energia eólica vem demonstrando um grande aumento em sua capacidade instalada ano após ano devido a mesma ser uma fonte de energia renovável que apresenta boa viabilidade financeira devido a incentivos governamentais (PINTO, 2013).

Em 2018 a GWEC (*Global Wind Energy Council*) divulgou seu último relatório sobre o panorama de geração eólica no mundo que mostra que em 2017 foram instalados cerca de 52,57 GW provenientes de turbinas eólicas em todo o planeta. Neste mesmo relatório também é apresentado um gráfico (Figura 1.1) contendo o crescimento da capacidade acumulada de geração eólica no mundo.

Figura 1.1 – Potência acumulada de geração eólica no mundo.

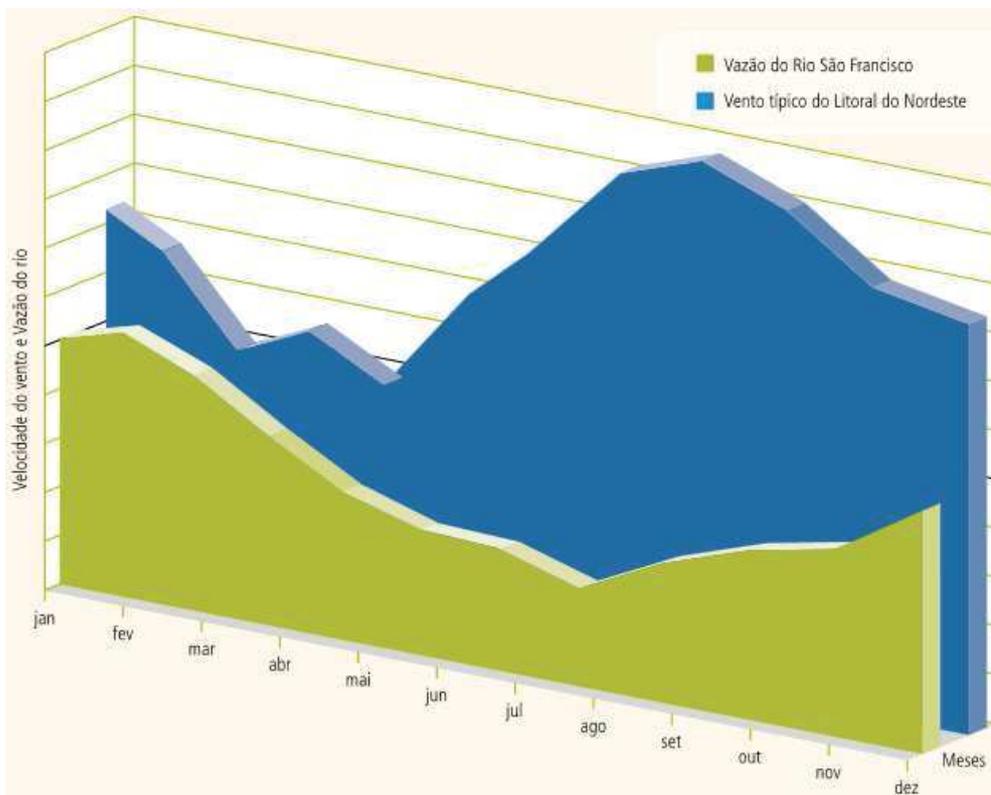


Fonte: *Global Wind Report* (2018).

Como visto na Figura 1.1, a energia eólica cresce ano após ano em todo o mundo. No Brasil, este cenário também é bastante animador. Através de incentivos fiscais, o governo brasileiro conseguiu tornar esta forma de geração bastante competitiva conseguindo ter participação de até 11% na matriz energética em determinadas épocas do ano (BARBOSA, 2018).

Mas não é apenas pelo fator econômico que a energia eólica vem crescendo tanto no Brasil. A qualidade dos ventos e complementaridade com outras formas de energia dão força a esta forma de geração. Segundo ANEEL (2018) a geração eólica possui papel importante na complementação a energia hídrica visto que, principalmente no nordeste brasileiro, a baixa vazão dos rios ocorre na temporada dos fortes ventos. Na Figura 1.2 pode-se observar que a baixa do rio São Francisco coincide com a alta temporada dos ventos.

Figura 1.2 – Complementaridade entre geração hídrica e eólica.



Fonte: Atlas de energia elétrica do Brasil (2005).

Indo ao encontro ao fato da complementaridade entre fontes de geração, a ABBEólica divulgou uma reportagem que no dia 19 de agosto de 2018 foi registrado “novo recorde horário de geração eólica, com máxima diária de 8247 MW às 9h28,

atendendo 98% da demanda do Nordeste. No período de 8h às 10h, a geração eólica atendeu praticamente 100% da demanda do Nordeste” (ABBEólica, 2018). Esta informação, registrada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) prova que durante a época de seca no Nordeste a geração eólica apresenta papel muito importante para o sistema elétrico suprimindo o déficit da geração hídrica.

Além da complementaridade, a geração eólica vem possibilitando a redução dos custos com a geração de energia para o Sistema Interligado Nacional (SIN). Conforme leilões¹ realizados em 2015 pela ANEEL o preço do MWh da energia eólica só não é mais baixo do que a energia gerada por UHE (Usina Hidrelétrica). O resumo dos valores dos leilões de 2015 são apresentados na Tabela 1.1.

Tabela 1.1 – Preço do MWh por fonte de geração.

Fonte de Geração	Preço do MWh
Termelétrica a Gás	R\$ 279,00
Biomassa	R\$ 272,52
PCH	R\$ 205,90
UHE	R\$ 154,99
Eólico	R\$ 203,46
Solar	R\$ 297,75

Fonte: Adaptado de Silva (2016).

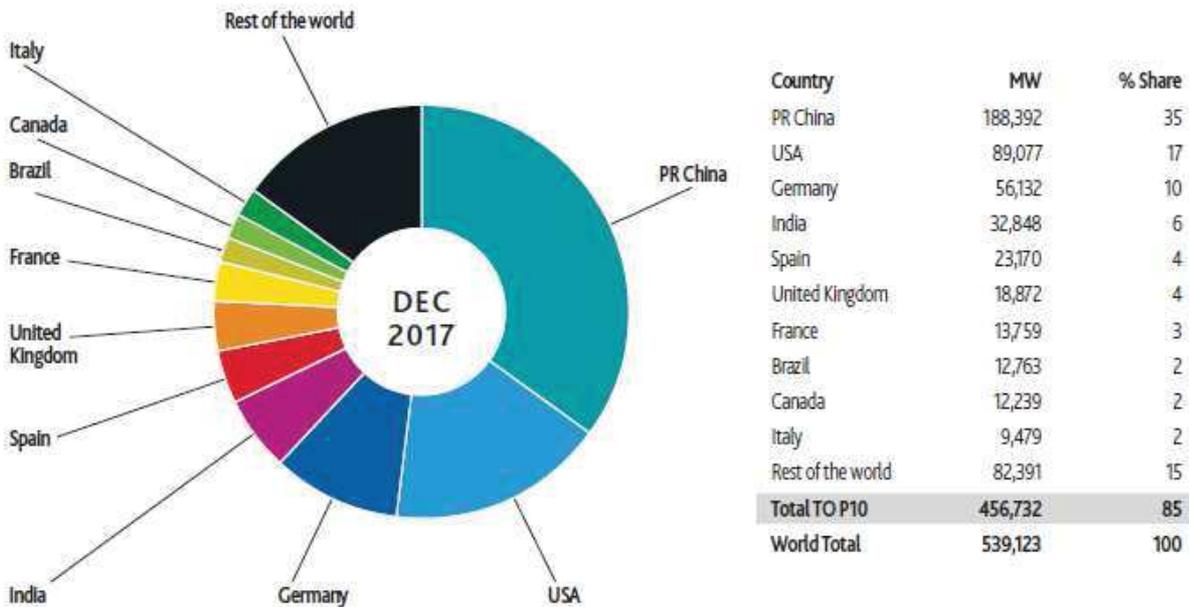
Por fim, outro fato de suma importância para a geração eólica no Brasil é a qualidade dos ventos presentes em seu território. Conforme o atlas do potencial eólico brasileiro lançado em 2001, foi estimado que a capacidade máxima de geração eólica no país é de 143 GW. Essa potência é calculada para torres de até 50 m de altura, contudo as atuais torres possuem em média 100 m. Sendo assim, há previsões que indicam que para estas novas torres o potencial de geração deste tipo de energia chegue a 350 GW (MME, 2017).

Conforme pode-se observar com os dados citados anteriormente, no Brasil há um grande entusiasmo quanto a geração de energia através do vento. Porém não é só aqui que este fenômeno ocorre. Em todo o mundo, há países investindo pesado nesta forma de geração.

¹ Os leilões de 2015 tomados como base para obtenção dos valores do MWh de cada fonte de geração são o A-5 realizado em 30 de abril de 2015 (abrangendo somente as fontes térmica, PCH e UHE) e leilão de energia de reserva, realizado em 13 de novembro de 2015 (abrangendo eólica e solar).

A China por exemplo detém 35% de toda a potência eólica instalada no planeta. Na Figura 1.3 é possível observar o ranking dos países com maior capacidade de geração eólica de todo o mundo.

Figura 1.3 – Capacidade acumulada de geração eólica no mundo em dezembro de 2017.



Fonte: *Global Wind Report* (2018).

Conforme observado na Figura 1.3, no final de 2017 havia instalado 539 GW de geração eólica em todo o planeta. Desse total, 85% era gerado pelos 10 países com maior capacidade neste tipo de geração. Este dado mostra que mesmo com toda a crescente instalação de energia eólica no planeta ainda são necessários estudos e desenvolvimentos nessa área para que o custo deste tipo de geração se torne cada vez mais baixo e assim cada vez mais competitivo e popular em todo o planeta.

1.2. MOTIVAÇÃO

Conforme abordado na seção 1.1, a energia eólica vem apresentando ano após ano uma crescente participação na matriz energética em todo o mundo. Devido a este crescimento, diversos estudos vêm sendo realizados para verificar os possíveis impactos deste tipo de conexão. A maior preocupação se diz quanto ao impacto da

conexão destas novas tecnologias, principalmente em relação a operação e controle de sistemas elétricos de potência.

Devido as altas taxas de penetração que a energia eólica vem impondo aos sistemas de potência, diversos requisitos técnicos têm sido exigidos pelos operadores de sistemas em todo o mundo, com o objetivo de sustentar a expansão da geração eólica e garantir um funcionamento seguro e confiável por parte dos sistemas elétricos (RÊGO, 2017). Tais demandas estão mobilizando as indústrias e comunidade científica para o desenvolvimento de novas técnicas que possam suprir estes requisitos mínimos solicitados.

Uma das principais técnicas de controle durante a operação de uma turbina diz respeito ao controle do ângulo de *pitch* que tem como objetivo rotacionar as pás da turbina em torno do seu próprio eixo para diminuir o ângulo de ataque.

A importância do controle de *pitch* deve ao fato do mesmo propiciar o máximo aproveitamento da energia dos ventos. Normalmente o controle é ajustado para manter a geração no limite de potência da máquina, sempre que houver vento para isso. Quanto mais constante for esta regulagem, maior será a qualidade da energia entregue para a rede.

Outra importante característica nomeada ao controle de *pitch* diz respeito a preservação de características estruturais e mecânicas da turbina. As ações do controle podem gerar perturbações em diferentes partes da máquina com diferentes frequências. Assim o controle de *pitch* deverá ser capaz não só de garantir a qualidade da energia elétrica produzida, como evitar as interações e consequentes vibrações estruturais dos elementos da turbina, uma vez que elas afetam de forma decisiva na longevidade da máquina (FREITAS, 2008).

Analisando que a estratégia de controle para atuação do *pitch* é muito importante, verifica-se que algumas técnicas podem ser aplicadas para tal tarefa. A técnica padrão para esta ação é a utilização de um controle PI devido ao mesmo possuir erro nulo em regime para referência tipo degrau, porém com o barateamento de componentes eletrônicos como microprocessadores várias técnicas de controles digitais passaram a se tornar atrativas.

Na teoria de controle ótimo moderna, o *Linear Quadratic Regulator* (LQR) é a técnica que mais se destaca para solucionar problemas de controle de realimentação de estados (BHUSHAN et al., 2016). Porém, quando estes estados não estão

disponíveis para realimentação o *Linear Quadratic Gaussian* (LQG) se torna a solução.

Nestes processos de minimização, os estados e os sinais de controle são ponderados pela função custo usando matrizes com pesos adequados (MEHTAA et al., 2015).

Uma importante característica desses sistemas de controle é a abordagem do conceito de robustez, que possibilita ao projetista tornar o desempenho do sistema em malha fechada resultante insensível às pequenas imprecisões no modelo do sistema, bem como às variações de parâmetros da planta (CÔRTE-REAL, 2002).

Outra técnica de controle digital que vem apresentando grande atratividade em seu uso é o controle preditivo, que pode ser descrito como uma estratégia em que as ações de controle são escolhidas em tempo real de modo a otimizar o comportamento futuro. Tal comportamento é predito utilizando um modelo matemático representativo do processo, com isso, as ações de controle para estas topologias tendem a ser mais suaves se comparadas as de controladores tradicionais.

A maioria dos trabalhos acadêmicos encontrados que tratam de controles preditivos em sistemas de potência são aplicados no controle secundário do sistema (como por exemplo pelos operadores do sistema) devido a estes controles regularem os sistemas para o regime permanente e assim terem maiores tempos de amostragem. Neste trabalho será proposto aplicar o controlador preditivo ao controle primário (máquina) que além do regime permanente trata também do regime transitório. Este, por sua vez, é um sistema muito mais rápido sendo mais difícil a aplicação em controladores preditivos.

Na família dos controladores preditivos o *Model Predictive Control* (MPC) e *Generalized Predictive Control* (GPC) possuem muitas aplicações na indústria e grande difusão no meio acadêmico (SILVEIRA, 2012). Porém, novas estratégias muito promissoras vêm surgindo recentemente. Uma delas é nomeada *Unrestricted Horizon Predictive Controller* (UHPC) desenvolvida por Trentini (2017) onde sua estrutura apresenta simultaneamente uma natureza preditiva, sendo totalmente estocástico e ainda possui longo horizonte de predição, característica muito importante para plantas com tempo de assentamento relativamente grandes como em sistemas elétricos de potência.

Por fim, ainda existem outras estratégias de controle possíveis para aplicação ao controle de *pitch*, (IMRAM et al., 2014 e KABALT, 2013) porém as técnicas de

controles digitais citadas não possuem grande disparidade tecnológica entre si. Sendo assim, estudos comparativos destas técnicas para uma mesma aplicação tornam-se possível.

1.3. OBJETIVOS

Tendo em vista a grande importância do controle de *pitch* em turbinas eólicas e a apresentação de duas estratégias de controle digitais, será proposto um estudo comparativo entre um controlador LQG e um UHPC. Ainda, mesmo que o controlador PI seja uma técnica de controle tecnologicamente muito mais simples do que os controladores citados, também é apresentado entre os resultados das técnicas propostas devido a sua massiva aplicação nas turbinas atuais.

Antes que as técnicas de controles sejam empregadas, faz-se necessário um entendimento das tecnologias empregadas na geração eólica, bem como suas modelagens. Devido ao controle PI ser um controlador já muito difundido, não terá seu projeto aqui descrito e seus ganhos serão obtidos através da literatura.

Ainda, é necessário um estudo em relação a teoria e equacionamento dos controladores LQG e UHPC visto que a aplicação destes controladores não é tão trivial quando a de um controlador PI.

Por fim, através de simulações, espera-se verificar qual a técnica de controle mais indicada para aplicação ao controle de *pitch* em turbinas eólicas atentando o máximo possível quanto a preservação das características mecânicas da máquina.

Organizando as ideias desta seção é possível resumir os objetivos deste trabalho como sendo:

“Comparativo entre comportamento dos controladores PI, LQG e UHPC no controle de pitch de uma turbina eólica conectada em sistemas de potência, através de simulações no ambiente Simulink do MATLAB.”

1.3. ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Além desta introdução, este trabalho é dividido da seguinte maneira.

O Capítulo 2 traz uma revisão literária sobre os componentes mais importantes de uma turbina eólica, os métodos de conversão da energia do vento em energia elétrica, turbinas de velocidade fixa e variável, e por fim, as topologias e geradores mais empregados nessas máquinas.

O Capítulo 3 apresenta os equacionamentos necessários para a modelagem de uma turbina eólica. Os tópicos serão divididos em turbina, gerador e conversor de potência. Após equacionamentos, é apresentada a turbina modelada através do software MATLAB em ambiente Simulink para posterior linearização. Com o sistema linearizado é possível obter o modelo do sistema em espaço de estados para posterior utilização nos controladores.

O Capítulo 4 descreve primeiramente uma teoria sobre os controladores quadráticos para depois apresentação do equacionamento dos controladores LQR, LQI e culminar no design do LQG. Ao final do capítulo são descritos os passos para implementação de um controle LQG para comando de *pitch*, em ambiente Simulink.

O Capítulo 5 aborda a recente técnica de controle UHPC. Inicialmente é apresentado um apanhado teórico do controlador para posterior equacionamento. Assim como no Capítulo 4, após desenvolvimento teórico, são apresentados os passos para implementação do UHPC no controle de *pitch* em ambiente Simulink.

O Capítulo 6 apresenta os resultados do comparativo proposto entre os controladores PI, LQG e UHPC. Para tal, são utilizados dois sistemas testes modelados em Simulink para extração de resultados. Através de gráficos representando diversos parâmetros e valores numéricos é verificada a eficiência dos controladores em cada uma das situações.

Para finalizar, o Capítulo 7 descreve as conclusões obtidas com o desenvolvimento deste trabalho.

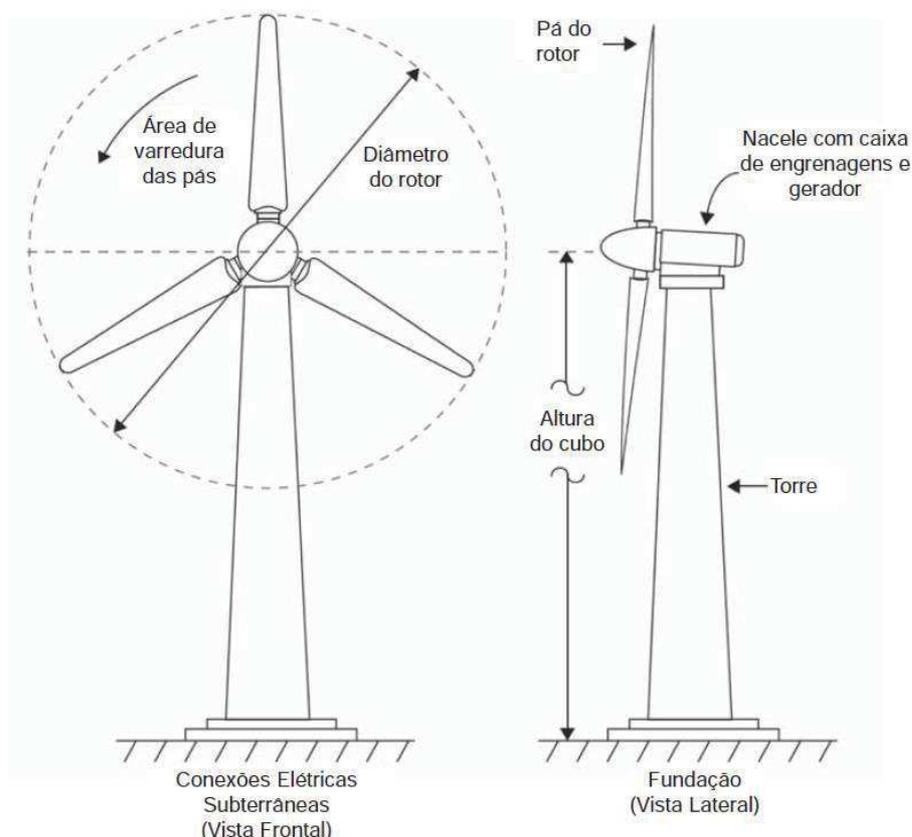
2. GERAÇÃO EÓLICA

Este capítulo traz os conceitos sobre a geração de energia eólica. São abordados temas como composição de turbinas, conversão do vento em energia elétrica e tipos de máquinas mais empregadas nesta forma de geração.

2.1. SISTEMA DE CONVERSÃO

Inicialmente, antes de tratar do conceito de conversão da energia eólica, faz-se necessário a abordagem de conceitos básicos de um aerogerador. A Figura 2.1 apresenta um diagrama esquemático com as partes mais importantes de uma turbina típica.

Figura 2.1 – Componentes de um aerogerador.



Fonte: Hodge (2011).

A torre é montada em uma base, e no topo da torre está a nacele, que contém a caixa de engrenagens, os controles e os subsistemas geradores. O rotor é acoplado

à caixa de engrenagens e ao gerador por um eixo (HODGE, 2011). O diâmetro do rotor e a área de varredura das pás são indicados, assim como a altura do cubo.

A potência extraída do vento pode ser descrita como a energia cinética captada do mesmo e descrita inicialmente por,

$$P_T = \frac{1}{2} \dot{m} v_v^2, \quad (2.1)$$

onde P_T é a potência, v_v é a velocidade do vento e \dot{m} é a taxa de fluxo de massa de ar, dado por,

$$\dot{m} = \rho S v_v, \quad (2.2)$$

sendo ρ a densidade do ar e S a área varrida pelas pás da turbina.

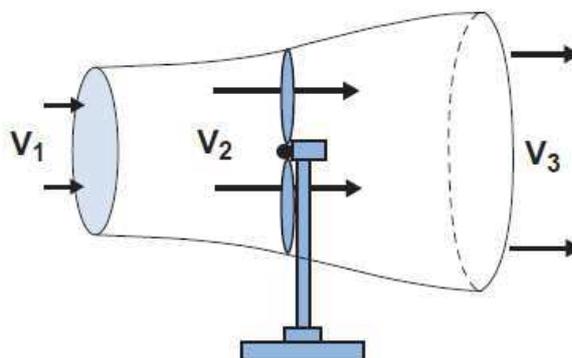
Assim, ao aplicar a Equação 2.2 na Equação 2.1 a potência da turbina torna-se,

$$P_T = \frac{1}{2} \rho S v_v^3. \quad (2.3)$$

A Equação 2.3 é muito importante pois ela demonstra que para captação da energia dos ventos há duas variáveis que podem ser trabalhadas para obtenção de uma maior potência: a área varrida pelas pás da turbina eólica e o vento captado pela mesma, sendo que este segundo fator, possui um fator cubico. Em relação ao fato da potência cubica do vento, não é de se surpreender que a localização ideal de um parque eólico é situado onde a velocidade média dos ventos sejam elevadas.

Ainda sobre a Equação 2.3 sabe-se que fisicamente é impossível converter toda a energia cinética que passa pelas pás da turbina em energia mecânica. Quando o vento passa pela turbina, ele acaba perdendo velocidade e tem sua pressão reduzida fazendo com que o ar por trás da mesma se expanda. A Figura 2.2 demonstra a situação descrita.

Figura 2.2 – Extração da energia do vento por uma turbina eólica.



Fonte: Pinto (2013)

Este fenômeno demonstrado na Figura 2.2 foi equacionado pela primeira vez pelo engenheiro alemão Albert Betz em 1919. Através de seus equacionamentos, Betz determinou um coeficiente que descreve a máxima taxa de conversão da energia dos ventos em energia mecânica. O coeficiente de Betz é representado por C_p e seu valor é de $16/27$ ou aproximadamente 0,593. Sendo assim, a potência máxima possível de ser extraída do vento é de 59,3% do total disponível (RAGHEB, 2017). A dedução do coeficiente de Betz pode ser encontrada no Apêndice B.

Para concluir o equacionamento da conversão de vento realizado por uma turbina eólica real, é necessário ainda incluir o valor de C_p na Equação 2.3. Sendo assim a equação da potência se torna,

$$P_T = \frac{1}{2} C_p S v_v^3. \quad (2.4)$$

O limite imposto por Betz considera uma turbina ideal onde não há perdas mecânicas como atrito, aquecimento ou vibração. Contudo, sabe-se que é impossível construir uma máquina com tais características. Sendo assim, as turbinas mais modernas do mercado possuem taxa de conversão de aproximadamente 0,5 (MICROEOLICA, 2013).

2.2. TIPOS DE TURBINAS EÓLICAS

Não é um consenso no meio científico sobre em qual momento da história a humanidade passou a fazer a utilização da energia dos ventos através dos moinhos.

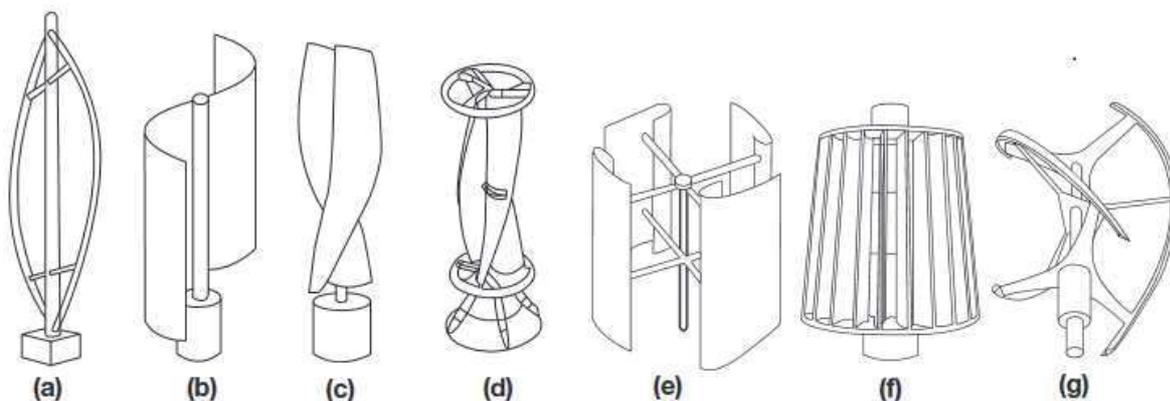
Porém, “alguns autores alegam ter descoberto os restos de um moinho de vento no Egito, próximo a Alexandria, com uma suposta idade de 3000 anos.” (PINTO, p.7, 2013). É notável que a utilização da energia proveniente dos ventos teve inúmeras aplicações e novas tecnologias criadas ao longo desse período.

Em 1887 o engenheiro eletricitista James Blyth desenvolveu e patenteou a primeira turbina eólica do mundo, criando assim a forma mais proeminente da utilização da energia dos ventos nos últimos 100 anos.

Com o desenvolvimento desta forma de geração, as turbinas passaram a ter inúmeras estruturas e características diferentes. Na literatura que trata do assunto, é muito comum as turbinas serem classificadas como turbinas com eixo vertical e turbinas com eixo horizontal.

Segundo Santos (2013) as turbinas de eixo vertical fazem uso de aerofólios simétricos e ligeiramente curvados em forma de “C”, movidos por forças de sustentação e com as duas pontas atadas ao eixo vertical. Alguns exemplos deste tipo turbina são apresentados na Figura 2.3.

Figura 2.3 – Modelos de turbinas com eixo de rotação vertical. (a) Darrieus; (b) Savonius; (c) Solarwind; (d) Helicoidal; (e) Noguchi; (f) Maglev e (g) Cochrane.



Fonte: Tong (2010).

O grande problema deste tipo de tecnologia é que as pás que captam o vento normalmente ficam perto do solo onde a velocidade do vento tende a ser menor. Como a potência disponível do vento aumenta com o cubo da velocidade deste, há, portanto, um considerável incentivo em colocar as pás em locais mais elevados, em que a velocidade do vento é maior (PINTO, 2013). Outra desvantagem destas máquinas é

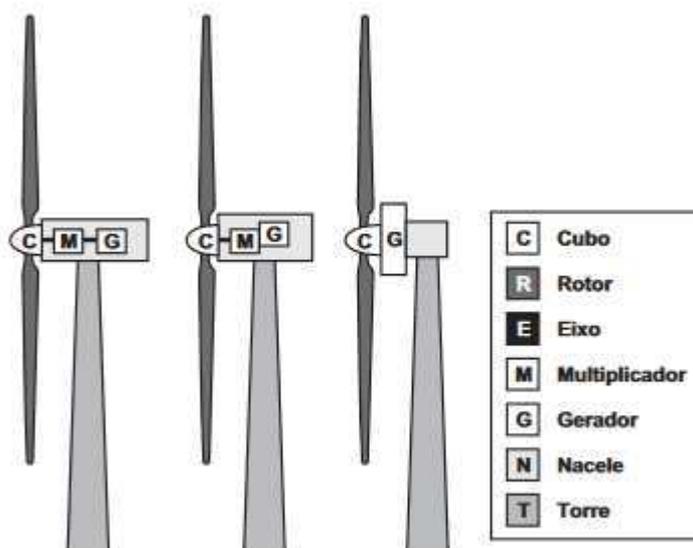
a impossibilidade do controle da potência de saída devido a não existência de um mecanismo de passo e a incapacidade de partida própria. (TONG, 2010).

Devido aos problemas presentes nessas turbinas “a grande maioria dos aerogeradores hoje conectados à rede elétrica são construídos com turbinas de eixo horizontal” (SANTOS, 2013). Como este trabalho trata de turbinas eólicas conectadas na rede elétrica será dada uma abordagem mais detalhada nestas estruturas de turbinas.

2.2.1. Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal

Os principais aerogeradores presentes em grande parte dos parques eólicos no mundo são compostos com rotor de eixo horizontal do tipo hélice, normalmente com três pás. A Figura 2.4 ilustra as diferentes configurações dessas máquinas.

Figura 2.4 – Componentes de um aerogerador de eixo horizontal.



Fonte: CRESESB (2008).

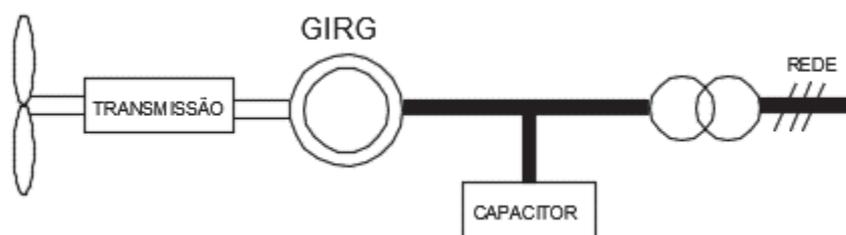
Como pode ser observado na Figura 2.4 ao longo dos anos o mercado desenvolveu diferentes topologias para os aerogeradores. Essas tecnologias podem ser classificadas seguindo os seguintes parâmetros (POLINDER et al., 2007 e ACKERMANN, 2012):

- a. **Velocidade de rotação:** podendo ser dividida em fixa, onde a velocidade de rotação do eixo sempre será constante, e velocidade variável, onde o rotor gira livremente conforme velocidade do vento.
- b. **Mecanismos de controle:** dentre os mais comuns, o controle de *pitch* que tem como função rotacionar as pás da turbina em torno do seu próprio eixo para diminuir o ângulo de ataque das pás quando a velocidade do vento ultrapassar a velocidade nominal de operação do aerogerador. Esta técnica visa reduzir a extração de potência dos ventos para não extrapolar os limites mecânicos da máquina. Também muito comum, o controle de giro (*Yaw*) visa rotacionar o aerogerador na direção do vento predominante para que haja um maior aproveitamento da captação do mesmo.
- c. **Trem de acionamento (*drive train*):** representa a forma de conexão da turbina com o gerador, podendo ser de duas formas: com caixa multiplicadora, cujo objetivo é aumentar a velocidade do vento antes de transmiti-la ao gerador; sem caixa multiplicadora, onde a velocidade presente na turbina é transmitida diretamente ao gerador.
- d. **Tipo do gerador:** a unidade geradora é responsável por converter a energia cinética dos ventos captadas pelas pás em energia elétrica. Comercialmente são empregadas inúmeras topologias de geradores diferentes onde algumas delas serão abordadas com um maior detalhamento nas seções 2.2.1.1 até 2.2.1.3.

2.2.1.1. Gerador de Indução com Rotor de Gaiola (GIRG)

O GIRG foi empregado massivamente nas décadas de 1980 e 1990 em turbinas eólicas que possuíam topologia conhecidas como “conceito dinamarquês”. Esta estrutura é composta em uma máquina de velocidade fixa, caixa de multiplicadora com múltiplos estágios e conectadas diretamente à rede através de um transformador (POLINDER et al., 2007). O esquema da topologia deste aerogerador pode ser observado na Figura 2.5.

Figura 2.5 – Estrutura do aerogerador com GIRG.



Fonte: Adaptado de Polinder et al. (2007).

Com o passar dos anos esta estrutura evoluiu para um sistema de duas velocidades utilizando um gerador GIRG com dois enrolamentos diferentes. Mesmo com essa e algumas outras evoluções esta estrutura ainda apresenta alguns problemas que limitam sua aplicação. Segundo Yaramasu e Wu (2017) os principais problemas apresentados nesta estrutura são:

- a. Menor eficiência de conversão de energia eólica devido a estreita faixa de operação de velocidade da turbina;
- b. Mudanças bruscas na velocidade do vento causam problemas na estabilidade da frequência da rede;
- c. Devido ao equipamento ser conectado diretamente na rede, falhas na rede causam estresse severo nos componentes mecânicos.

Devido a estas desvantagens e aliado ao fato do surgimento de novas tecnologias esta estrutura tem sido cada vez menos empregada em novas turbinas eólicas de grande porte.

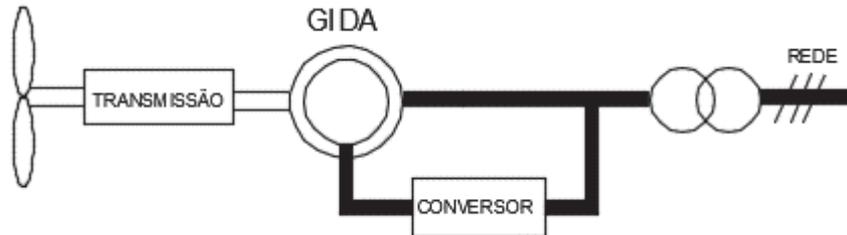
2.2.1.2. Gerador de Indução Duplamente Alimentado (GIDA)

O GIDA possui ampla utilização quando o assunto são turbinas eólicas de grande porte. Como o nome sugere, a energia do gerador de indução duplamente alimentado é conectada separadamente à rede através dos enrolamentos do estator e do rotor (YARAMASU e WU, 2017).

O princípio básico de operação é similar ao GIRG, porém a potência ativa do rotor pode ser controlada pela corrente do conversor paralelo ao rotor. Normalmente,

controlando o fluxo de potência ativa do rotor, a máquina pode trabalhar com uma faixa de velocidade de $\pm 30\%$ em relação a velocidade síncrona. Além disso, este conversor executa compensação de potência reativa e conexão suave com a rede. (POLINDER et al., 2007). A estrutura do GIDA é apresentada na Figura 2.6.

Figura 2.6 – Estrutura do aerogerador com GIDA.



Fonte: Adaptado de Polinder et al. (2007).

Mesmo tendo dominado o mercado da geração eólica nos últimos anos, o aerogerador com GIDA possui alguns problemas. Segundo Yaramasu e Wu (2017) os principais problemas apresentados nesta estrutura são:

- a. O custo inicial e a complexidade do sistema são altos por causa do conversor de energia e caixa de engrenagens;
- b. Inadequado para parques eólicos *offshore*² pela necessidade de manutenção regular nos anéis coletores e escovas do gerador e caixa de engrenagens.

2.2.1.3. Gerador Síncrono com Acionamento Direto

A partir da década de 1990, aerogeradores com acionamento direto, ou seja, sem caixa de engrenagem, começaram a surgir como forma de reduzir as falhas associadas à caixa de engrenagem e minimizar problemas de manutenção. A principal diferença entre os geradores com e sem caixa de engrenagem é a velocidade de rotação do gerador. O gerador de acionamento direto gira a baixa velocidade porque o rotor do gerador está conectado diretamente ao cubo do rotor das pás, sendo

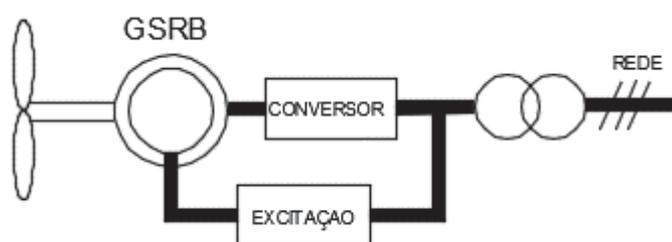
² Parques eólicos *offshore* são aqueles cujas instalações se situam longe da costa, e.g., em alto mar.

necessária então a produção de uma taxa de torque elevada. Para maior eficiência e diminuição de peso de partes ativas, os geradores de acionamento direto são projetados com diâmetro maior e menor passo de polo (POLINDER et al., 2007).

Aplicando este conceito, basicamente duas estruturas são comercialmente empregadas nestas máquinas. Uma delas é o gerador síncrono com rotor bobinado (GSRB) e a outra é o gerador síncrono com ímãs permanentes (GSIP).

A primeira máquina a ser apresentada (Figura 2.7) é a de rotor bobinado que consiste em um enrolamento de campo que não requer a utilização de ímãs permanentes que geram custo extra ao preço da máquina. Contudo o custo do conversor é elevado visto a necessidade de componentes específicos e sistema de refrigeração intenso. Esta estrutura é a mais aplicada por empresas que produzem grandes aerogeradores com conversão total de energia. (PINTO, 2013).

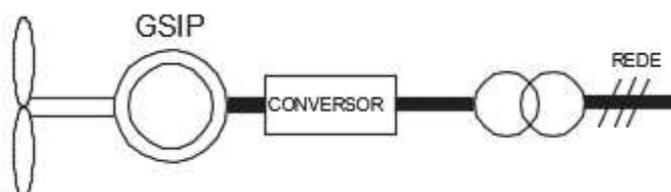
Figura 2.7 – Estrutura do aerogerador com GSRB.



Fonte: Adaptado de Polinder et al. (2007).

O outro gerador empregado (Figura 2.8) é o de ímãs permanentes. Esta máquina tem apresentado grande atratividade em seu uso devido a melhora do desempenho e diminuição dos custos dos ímãs permanentes e outros componentes eletrônicos.

Figura 2.8 – Estrutura do aerogerador com GSIP.



Fonte: Adaptado de Polinder et al. (2007).

Devido ao fato desta máquina ter inúmeros benefícios para utilização em aerogeradores como por exemplo menor índices de manutenção e a não necessidade

de caixa multiplicadora, a máquina síncrona de ímãs permanentes será utilizada nas simulações propostas neste trabalho.

3. MODELAGEM DE AEROGERADOR

Este capítulo apresenta a modelagem do aerogerador em que serão aplicadas estratégias de controle no sistema de *pitch* da máquina. Os elementos modelados do aerogerador serão os mesmos apresentados anteriormente pela Figura 2.8.

A modelagem dos sistemas será dividida em três tópicos, sendo a primeira da turbina eólica, a segunda da máquina síncrona de ímãs permanentes e a última o sistema de conversão.

3.1. TURBINA EÓLICA

A turbina eólica é o componente do aerogerador cuja finalidade é converter a energia cinética do vento em energia mecânica para ser convertida em energia elétrica. Sua modelagem é apresentada neste tópico e será baseada em Machowski et al (2008). No modelo desta turbina não serão considerados a modelagem de pás e eixos, desprezando, portanto, as vibrações mecânicas existentes.

Para início do equacionamento é apresentada a equação de potência do aerogerador que pode ser representada na forma,

$$P_T = \frac{1}{2} \rho S C_p(\lambda, \beta) v_v^3, \quad (3.1)$$

onde $C_p(\lambda, \beta)$ é considerado o coeficiente de performance da turbina que varia de modelo para modelo onde seu valor pode ser obtido através da equação,

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1(c_2/\lambda_i - c_3\beta - c_4)e^{-c_5/\lambda_i} + c_6\lambda, \quad (3.2a)$$

sendo β o ângulo de *pitch* da turbina eólica, λ a razão entre a velocidade da ponta da pá e a velocidade do vento e λ_i é descrito por,

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1}}, \quad (3.2b)$$

Para o modelo da turbina eólica escolhida a ser simulada os valores dos coeficientes utilizados podem ser encontrados no Apêndice A.

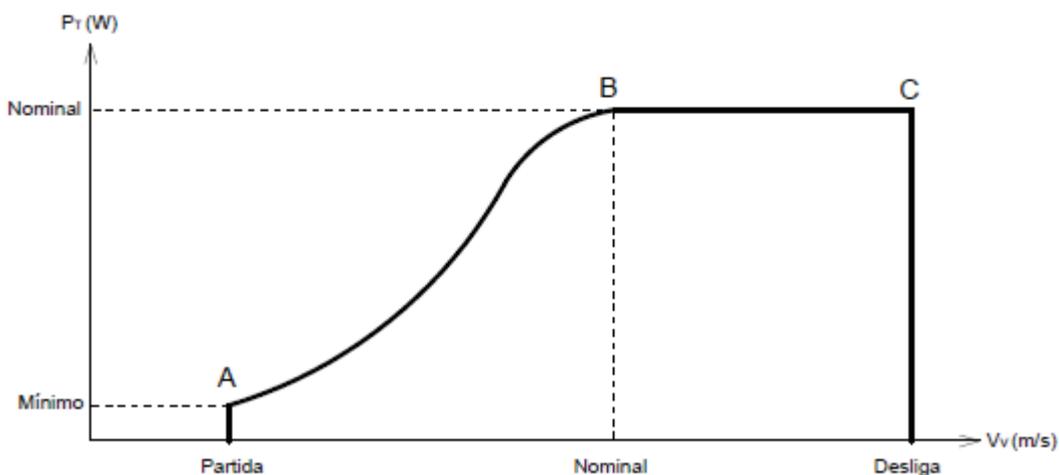
3.3.1. Controle de passo (*pitch*)

O controle de velocidade de uma turbina eólica de velocidade variável é um processo sofisticado de controle projetado para maximizar a potência de saída da turbina e evitar a sobre velocidade da mesma.

Quando há alta velocidade do vento e o gerador está operando em seu limite nominal, o torque eletromecânico não pode ser aumentado sem sobrecarregar o gerador. Sendo assim, a velocidade e a potência da turbina devem ser controladas pela inclinação de suas pás.

A Figura 3.1 descreve o modo com que o controle de *pitch* atua sobre um aerogerador. O ponto de operação A, descreve a velocidade mínima de vento com que o aerogerador passa a gerar energia. No ponto B, a máquina atinge a potência máxima de operação e a partir de então é necessário que haja um controle de velocidade na máquina para que a mesma não gire em velocidades acima de seu ponto nominal. Neste ponto o controle de *pitch* passa a atuar até o ponto C. O ponto C indica a máxima velocidade de vento que a máquina pode operar. A operação acima deste limite pode extrapolar os limites mecânicos do aerogerador gerando rupturas em sua estrutura. Ao atingir este limite, a máquina entra em posição de *stol*³ e para de operar.

Figura 3.1 – Atuação do controle de *pitch*.

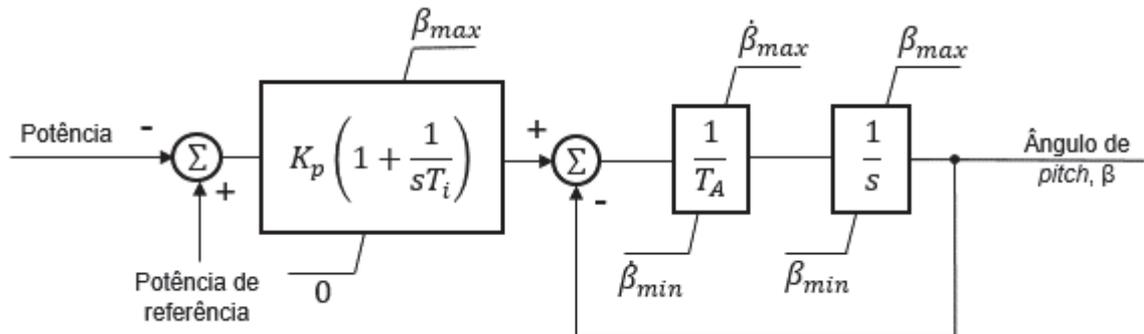


Fonte: Adaptado de Yaramasu e Wu (2017).

³ A posição de *Stol* descreve o movimento das pás girando na direção do vento de forma a não haver mais sustentação aerodinâmica assim fazendo com que o aerogerador pare de girar.

A Figura 3.2 apresenta um diagrama de blocos simplificado do controlador de passo de uma turbina eólica.

Figura 3.2 – Controle de passo.



Fonte: Adaptado de Machowski et al (2008).

O atuador de *pitch* é normalmente modelado por um sistema de primeira ordem com uma constante de tempo T_A , mas como o atuador de passo é um sistema hidráulico relativamente lento, é necessário impor um limite de velocidade $\dot{\beta}$ ao movimento. Normalmente, isso pode ser da ordem de três graus por segundo. Ainda, como no sistema não gira em 360° é necessário impor um limite de movimento β . O controlador de *pitch* usado normalmente é um controlador PI, sendo K_p o ganho proporcional e T_i o tempo de integração. Neste trabalho, além do PI, serão aplicados outros controladores para verificação do comportamento da turbina em diversas situações.

3.2. GERADOR SÍNCRONO DE IMÃS PERMANENTES

Um motor síncrono é caracterizado por ser uma máquina de corrente alternada que operando em regime permanente possui velocidade proporcional a frequência da corrente de seu estator. Porém, quando operado como gerador sua frequência é determinada pela velocidade de rotação da máquina.

O gerador síncrono de ímãs permanentes possui maior eficiência se comparado a uma máquina de indução devido ao mesmo não precisar de excitação externa em seu rotor. Nesta máquina o fluxo magnético é mantido através de um conjunto de ímãs permanentes normalmente instalados em seu rotor.

A utilização de ímãs permanentes em geradores síncronos gera inúmeros benefícios para operação deste tipo de máquina em aerogeradores. Em comparação as máquinas assíncronas, o GSIP não necessita de excitação externa o que também elimina o problemático sistema de escovas e anéis coletores, não possui perdas nos circuitos de campo e normalmente são construídos sem caixas multiplicadoras, visto que geralmente são projetados com um grande número de polos já que a máquina gira em baixa rotação. Por outro lado, como normalmente é construída com grande número de polos, o conjunto se torna maior, mais pesado e mais caro. Ainda mais, em elevadas temperaturas os ímãs podem perder suas propriedades magnéticas.

Mesmo possuindo algumas desvantagens, a máquina síncrona de ímãs permanentes vem apresentando grande utilização em sistemas eólicos, pois mesmo possuindo um maior custo de instalação, esta máquina elimina alguns sistemas problemáticos acarretando menor custo de manutenção.

Devido as características citadas anteriormente, o GSIP será empregado no aerogerador utilizado nas simulações de controle de *pitch* dos controladores propostos neste trabalho. O equacionamento apresentado para modelagem da máquina é baseado em Corrêa (2015) e Ong (1998).

Para início da modelagem da máquina é empregado o modelo matemático do motor de ímãs que é derivado do modelo vetorial a partir das equações de tensão do estator sendo,

$$\vec{V}_s^{abc} = R_s \vec{I}_s^{abc} + \frac{d}{dt} \vec{\lambda}_s^{abs}, \quad (3.3)$$

também podendo ser apresentado na forma matricial,

$$\begin{bmatrix} v_{sa} \\ v_{sb} \\ v_{sc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \lambda_{sa} \\ \lambda_{sb} \\ \lambda_{sc} \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

onde R_s é a resistência do enrolamento do estator por fase, i_s^{abc} é a corrente do estator por fase, V_s^{abc} é a tensão por fase do estator e λ_s^{abc} é o fluxo concatenado.

Para que se obtenha um modelo mais simplificado da máquina, o equacionamento apresentado nas coordenadas abc é convertido para coordenadas dq⁴ sendo agora representados na forma,

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + \frac{d}{dt} \lambda_{sq} + \omega_e \lambda_{sd}, \quad (3.5)$$

$$v_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d}{dt} \lambda_{sd} + \omega_e \lambda_{sq}, \quad (3.6)$$

onde v_{sq} , v_{sd} , i_{sq} , i_{sd} , λ_{sq} , λ_{sd} são respectivamente as tensões, correntes e fluxo concatenado no eixo dq e ω_e é a velocidade elétrica em rad/s. O fluxo concatenado pode ser descrito pelas equações,

$$\lambda_{sq} = L_q i_{sq}, \quad (3.7)$$

$$\lambda_{sd} = L_d i_{sd} + \lambda_m, \quad (3.8)$$

sendo $L_q = L_d = L_s$ e λ_m é o fluxo concatenado dos ímãs permanentes da máquina de ímãs superficiais. Com essas informações e aplicando as equações do fluxo concatenado nas equações de tensão, as equações para as tensões de estator podem ser expressam por,

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + L_q \frac{d}{dt} i_{sq} + \omega_e (L_s i_{sd} + \lambda_m), \quad (3.9)$$

$$v_{sd} = R_s i_{sd} + L_d \frac{d}{dt} i_{sd} - \omega_e L_q i_{sq}, \quad (3.10)$$

Em relação a equação que descreve a potência que flui para dentro da máquina de ímãs permanentes P_s , a mesma pode ser descrita como,

$$P_s = \frac{3}{2} (v_{sq} i_{sq} + v_{sd} i_{sd}). \quad (3.11)$$

⁴ A transformação dq consiste em uma transformação linear, onde o principal objetivo é a simplificação do modelo da máquina. O modelo trata a máquina em um sistema de duas coordenadas hipotéticas dq, o que implica, na transformação de uma máquina trifásica em uma bifásica. Fisicamente, trata o enrolamento rotórico girante como rotórico pseudo-estacionário, transformando um conjunto de enrolamentos girantes num conjunto de enrolamentos fixos (BARBI,1985).

Agora, substituindo as equações das tensões na equação da potência descrita pela Equação 3.11 e isolando as parcelas de potência, a equação das potências pode ser expressa por,

$$P_s = \frac{3}{2}(R_s i_{sd}^2 + R_s i_{sq}^2) + \frac{3}{2} \left(\frac{d}{dt} L_d \frac{i_{sd}^2}{2} + \frac{d}{dt} L_q \frac{i_{sq}^2}{2} \right) + \frac{3}{2} (\omega_e \lambda_{sd} i_{sq} - \omega_e \lambda_{sq} i_{sd}). \quad (3.12)$$

Através da Equação 3.12 (onde seu terceiro termo que representa a conversão de energia elétrica em energia mecânica no modo motor) pode-se expressar a equação do torque eletromagnético que produz potência mecânica, sendo assim representado por,

$$P_s = \omega_m T_e = \frac{3}{2} (\omega_e \lambda_{sd} i_{sq} - \omega_e \lambda_{sq} i_{sd}). \quad (3.13)$$

Já a equação da velocidade elétrica ω_e que é relacionada com a velocidade mecânica ω_m através do número de polos p pode ser descrita por,

$$\omega_e = p \cdot \omega_m. \quad (3.14)$$

Ao aplicar a Equação 3.14 na Equação 3.13, obtém-se o torque elétrico T_e ,

$$T_e = \frac{3}{2} p (\lambda_{sd} i_{sq} - \lambda_{sq} i_{sd}). \quad (3.15)$$

Por fim, ao aplicar as equações dos fluxos descritos por 3.7 e 3.8 na Equação 3.15 chega-se a,

$$T_e = \frac{3}{2} p [\lambda_m i_{sq} + (L_d - L_q) i_{sq} i_{sd}]. \quad (3.16)$$

A Equação 3.16 descreve o torque elétrico da máquina, sendo o primeiro termo descrevendo o torque síncrono produzido pelo fluxo dos ímãs permanentes e o segundo termo representando o torque de relutância produzido pela diferença das indutâncias na referência dq.

A Tabela 3.1 apresenta as equações do gerador síncrono de ímãs permanentes representadas no eixo dq. A partir das equações apresentadas, uma modelagem deste gerador pode ser desenvolvida. Os parâmetros do gerador empregado nas simulações podem ser encontrados no Apêndice A.

Tabela 2.1 – Equações do gerador síncrono de ímãs permanente.

Equações das tensões do estator
$v_{sq} = R_s i_{sq} + \frac{d}{dt} \lambda_{sq} + \omega_e \lambda_{sd}$ $v_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d}{dt} \lambda_{sd} + \omega_e \lambda_{sq}$
Equações dos fluxos
$\lambda_{sq} = L_q i_{sq}$ $\lambda_{sd} = L_d i_{sd} + \lambda_m$
Equações do conjugado eletromecânico
$T_e = \frac{3}{2} p [\lambda_m i_{sq} + (L_d - L_q) i_{sq} i_{sd}]$
Equações das potências ativa e reativa do estator
$P_s = \frac{3}{2} (v_{sq} i_{sq} + v_{sd} i_{sd})$ $Q_s = \frac{3}{2} (v_{sq} i_{sd} - v_{sd} i_{sq})$

Fonte: Adaptado de Corrêa (2015).

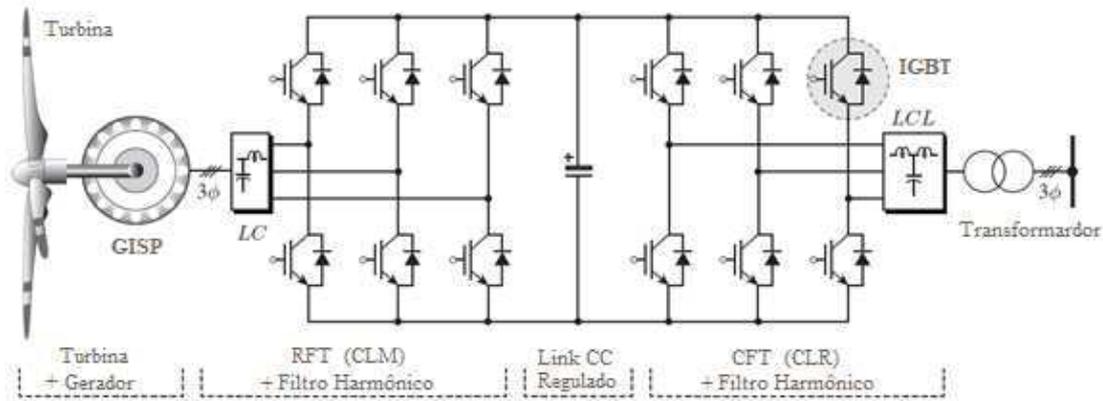
3.3. SISTEMA DE CONVERSÃO

Conforme já citado no capítulo anterior, o aerogerador que emprega a topologia sem caixa de engrenagens e gerador síncrono de ímãs permanentes necessita de um conversor de escala global para conexão com a rede. A topologia do conversor mais empregada para esta tarefa é o conversor de potência conectado *Back-to-Back (BTB)*. Nesta estrutura os conversores no lado da máquina (*CLM*) e do lado da rede (*CLR*) são conectados através de um link *CC*. Essa estrutura é apresentada na Figura 3.3.

A potência nominal do conversor *BTB* é geralmente igual a saída do mesmo. Para atender aos requisitos da rede, como por exemplo geração de reativo, o CLR normalmente é projetado com maior potência do que o CLM. O torque e a velocidade

do gerador são de responsabilidade do CLM enquanto o CLR controla a tensão do barramento CC e a potência reativa da rede.

Figura 3.3 – Conversor de potência conectado *Back-to-Back*.



Fonte: Adaptado de Yaramasu e Wu (2017).

A corrente da rede contém alto índice de distorção harmônica e os filtros LCL são conectados na saída do CFT (Conversor da Fonte de Tensão) para atender aos requisitos da rede. Para reduzir a distorção harmônica nas correntes do gerador, um filtro LC é conectado aos terminais RFT (Retificar da Fonte de Tensão) do gerador. A saída do filtro LCL no lado da rede é conectada através de cabos CA trifásicos ao transformador elevador localizado normalmente na parte inferior da torre.

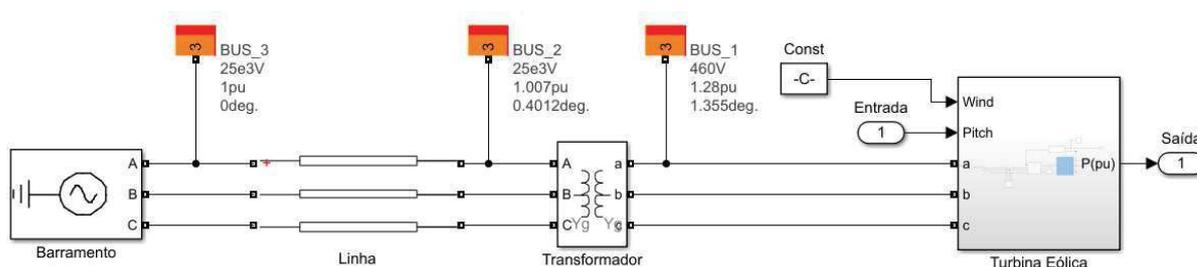
Em relação a modelagem dos conversores, devido aos mesmos possuírem uma característica de atraso de transporte da potência de entrada para a saída, nas simulações o conversor será representado por uma função transferência de primeira ordem. Como este trabalho não possui foco na modelagem dos conversores, a representação por função transferência simplifica a sua modelagem sem que haja significativas perdas da característica do sistema representado. Além disso, a constante de tempo de um conversor BTB é relativamente menor que a do gerador, o que justifica uma vez mais a sua simplificação.

3.4. MODELO LINEARIZADO

Para que se possa fazer a aplicação de determinadas técnicas de controle na turbina eólica proposta, é necessário a obtenção do seu modelo matemático para posterior aplicação ao controlador.

Devido a característica de não-linearidade do sistema modelado, optou-se por linearizar a planta (turbina eólica) em um determinado ponto de operação. Esta linearização foi desenvolvida através do *software* MATLAB partindo do sistema modelado no ambiente Simulink. A Figura 3.4 apresenta a turbina, gerador e conversores já modelados no bloco “Turbina Eólica” conectados a um transformador que por sua vez está conectado a um barramento infinito através de uma linha de transmissão.

Figura 3.4 – Modelagem da turbina eólica.



Fonte: Produção do autor.

Antes de iniciar a linearização alguns passos devem ser executados:

1. Aplicar ao sistema uma velocidade de vento constante, que corresponda ao ponto de operação desejado da turbina eólica;
2. Informar a entrada de controle (*Pitch*);
3. Informar a saída do sistema (Potência);
4. Rodar fluxo de potência e medir todos os estados do sistema.

Após a execução dos passos anteriores, executa-se então, através do comando “`linmod()`” a linearização⁵ do sistema contendo o seguinte formato,

```
sys=linmod('nomedoarquivoSLX',[Estado1;Estado2;...],[âng._de_pitch];
```

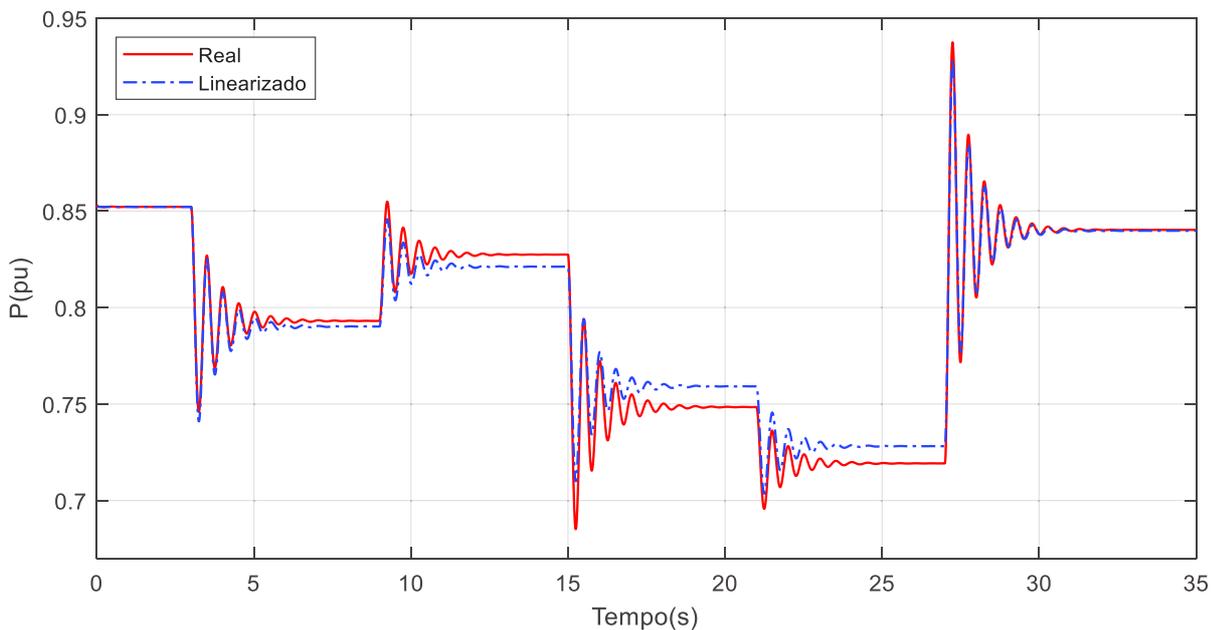
O resultado do comando oferece um sistema expresso no regime de tempo contínuo contendo as matrizes A, B, C e D que podem ser agrupados em um sistema

⁵ O comando `linmod()` do MATLAB realiza a linearização através do método de cálculo analítico da matriz Jacobiana.

em espaço de estados através do comando “ $ss(A, B, C, D)$ ”. O sistema linearizado e convertido para espaço de estados pode ser encontrado no Apêndice C.

Através do sistema linearizado, pode-se então realizar um comparativo do modelo real e do modelo linearizado. Deste modo é possível verificar se o modelo linearizado possui comportamento similar ao do aerogerador projetado. A Figura 3.5 apresenta este comparativo.

Figura 3.5 – Validação do modelo linearizado.



Fonte: Produção do autor.

Através da Figura 3.5 pode-se perceber que o modelo linearizado está muito próximo do modelo real, assim validando a linearização. Outro ponto que pode ser notado é a não linearidade da planta. Através dos vários degraus aplicados aos sistemas não há uma constância na diferença de comportamento entre a planta real e linearizada estando a planta operando próximo ou distante do ponto linearizado.

Por último, cabe dar ênfase que o modelo linearizado será apenas utilizado para o projeto dos controladores. Deste modo, os controles serão aplicados ao modelo não linear (modelo real) da planta.

Tendo o modelo da turbina eólica obtido, os próximos capítulos passam então a abordar conceitos da modelagem e implementação dos controladores LQG e UHPC.

4. CONTROLE ÓTIMO QUADRÁTICO LINEAR

Este capítulo tem como objetivo apresentar e formular os sistemas quadráticos ótimos, mais especificamente o Controlador LQG (*Linear Quadratic Gaussian*), que será implementado nessa dissertação para comparação com outros controladores.

As técnicas de controle ótimo que utilizam critérios quadráticos passaram a ser desenvolvidas a partir dos anos 1960 principalmente pela possibilidade do uso de máquinas digitais assim permitindo o controle em tempo real (CÔRTE-REAL, 2002).

Dentre os reguladores quadráticos ótimos destacam-se o LQR (*Linear Quadratic Regulator*) e o LQG. O primeiro possui margens de ganho e fase ótimas quando seus estados estão disponíveis para realimentação. Já se tratando do LQG, mesmo que o sistema não disponha do vetor de estados completo para realimentação, tais estados podem ser estimados através de um observador descrito por um Filtro de Kalman.

4.1. REGULADOR QUADRÁTICO LINEAR

O regulador quadrático linear, mais conhecido pela sua sigla em inglês LQR tem seu equacionamento apresentado nesta seção. Inicialmente, assume-se um sistema linear descrito por,

$$\begin{aligned} \dot{x} &= Ax + Bu, \\ y &= Cx, \end{aligned} \quad (4.1)$$

sendo x os estados do sistema, u o sinal de controle, y o sinal de saída, A a matriz de estados, B a matriz de entrada e C a matriz de saída. A Equação 4.1 permite definir a matriz K do vetor de controle ótimo sendo,

$$u = -Kx, \quad (4.2)$$

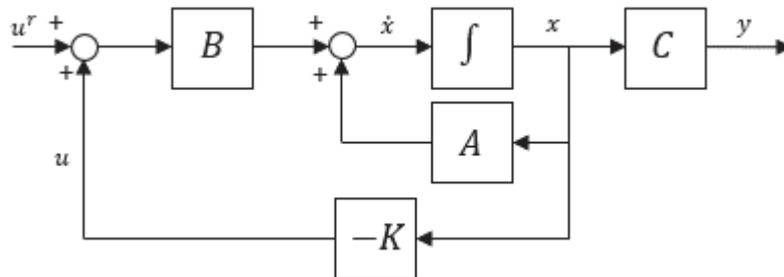
para minimizar o índice de desempenho, também conhecido como função custo,

$$J = \frac{1}{2} \int_0^{\infty} (x^T Qx + u^T Ru) dt, \quad (4.3)$$

onde Q e R são matrizes definidas positivas ou reais simétricas e determinam a importância relativa do erro e o consumo de energia respectivamente.

A Figura 4.1 apresenta um diagrama de blocos com o princípio de funcionamento do LQR aonde u^r é o sinal de referência.

Figura 4.1 – Diagrama de blocos do LQR.



Fonte: ZHOU (2017).

A Figura 4.1 apresenta a configuração do sistema, onde a equação 4.2 representa a lei de controle ótima para o mesmo. Conforme Ogata (2010) se os elementos não conhecidos da matriz K forem determinados para minimizar o índice de desempenho, então $u = -Kx$ será ótimo para qualquer estado inicial $x(0)$.

Para isso o cálculo de K pode ser obtido através de,

$$K = R^{-1}(B^T P), \quad (4.4)$$

onde P é uma matriz definida positiva ou simétrica real que satisfaz a equação algébrica de Ricatti,

$$A^T P + PA - PBR^{-1}B^T P + Q = 0. \quad (4.5)$$

Sendo assim se o sistema for estável, sempre existirá uma matriz P definida positiva que satisfaça a Equação 4.5. Ou seja, se essa equação for resolvida e uma matriz definida positiva P for encontrada, o sistema será estável.

4.2. CONTROLADOR INTEGRAL QUADRÁTICO LINEAR

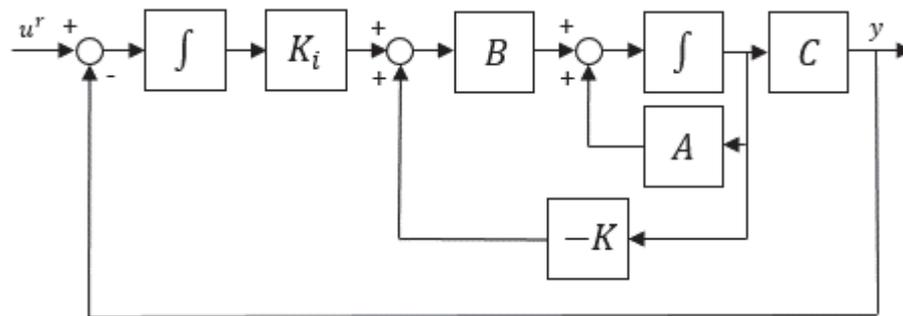
Para incluir ao equacionamento a ação integral para zerar o erro de regime a entradas tipo degrau e também rejeitar perturbações externas, o projeto do

controlador é semelhante ao LQR, porém as equações em espaço de estados usam um sistema aumentado representado por,

$$\tilde{A} = \begin{bmatrix} A & 0 \\ -C & 0 \end{bmatrix} \quad \tilde{B} = \begin{bmatrix} B \\ 0 \end{bmatrix} \quad \tilde{C} = \begin{bmatrix} C & 0 \\ 0 & k_i \end{bmatrix},$$

sendo k_i o parâmetro de ajuste adicional que pode amplificar a ação integral. A Figura 4.2 apresenta o diagrama de blocos do LQI (*Linear Quadratic Integral*).

Figura 4.2 – Diagrama de blocos do LQI.



Fonte: ZHOU (2017).

O desenvolvimento para encontrar os parâmetros K_i e K seguem o mesmo roteiro apresentado no LQR. Aplicando a equação algébrica de Ricatti com as matrizes aumentadas obtém-se,

$$\tilde{K} = [K \quad -K_i] \quad (4.6)$$

Ao incluir a ação integral K_i no sistema, o erro em estado estacionário tende a zero para entradas ao degrau (referências ou distúrbios). O último problema que ainda resta é a realimentação dos estados. Em sistemas onde não é possível realizar a medição dos estados, como por exemplo em sistemas de potência reais (objeto de estudo desta dissertação) onde não há dispositivos para tais medições, é necessário um observador para estimar as variáveis de estado a fim de aplicar a lei de controle da Equação 4.2 (OGATA, 2010).

4.3. REGULADOR GAUSSIANO QUADRÁTICO LINEAR

Para o controlador LQG a determinação dos ganhos do observador fica a cargo do filtro de Kalman que consegue estimar os estados de maneira ótima através do critério de erro médio quadrático. Ainda, é considerado que o sistema, bem como suas medidas de saída estejam sujeitas a ruídos com variação Gaussiana.

Para equacionamento, o LQG é apresentado em dois tópicos, um sobre regulador e outro do observador realizado pelo Filtro de Kalman.

4.3.1. Equacionamento do LQG

Devido ao LQG considerar ruídos de natureza Gaussiana de médias nulas e variâncias conhecidas, e assumindo as equações de espaço de estados em tempo contínuo assume-se que,

$$\begin{aligned}\dot{x} &= Ax + Bu + w, \\ y &= Cx + v,\end{aligned}\tag{4.7}$$

onde o ruído da planta w e o ruído medido v são denominados os ruídos Gaussianos de médias nulas com covariância sendo,

$$\mathbb{E}(w \cdot w^T) = Q \geq 0, \quad \mathbb{E}(v \cdot v^T) = R \geq 0,$$

sendo \mathbb{E} a esperança matemática. Assim a função custo pode ser descrita por,

$$J = \mathbb{E} \left[\int_0^{\infty} (x^T Q x + u^T R u) dt \right],\tag{4.8}$$

sendo que a lei de controle ótima para o LQG é determinada por,

$$u = -K\hat{x},\tag{4.9}$$

onde \hat{x} é o vetor de estados estimado pelo Filtro de Kalman.

De acordo com o princípio de separação, o controlador é a combinação do Filtro de Kalman com um LQR. Então os passos necessários para o desenvolvimento deste controlador são:

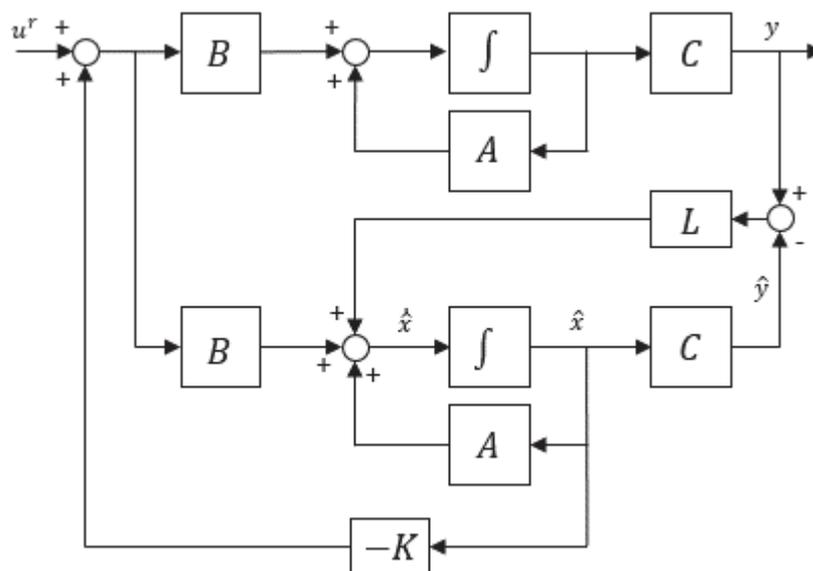
1. Encontrar a matriz de ganho da realimentação com base na função custo J ;
2. Projetar o Filtro de Kalman para estimação dos estados;
3. Aplicar o controle projetado no sistema.

4.3.2. Filtro de Kalman

O Filtro de Kalman, que também é conhecido como LQE (*Linear Quadratic Estimator*) tem como finalidade inibir ou filtrar ruídos brancos que geram interferência e impacto no sistema. Além disso, quando não há informações sobre o estado de um sistema o Filtro de Kalman é necessário para fornecer os estados do mesmo.

A estrutura de um LQG com um Filtro de Kalman é apresentada na Figura 4.3.

Figura 4.3 – Diagrama de blocos do controlador LQG.



Fonte: ZHOU (2017).

A partir da Figura 4.3 pode-se encontrar os estados estimados por,

$$\hat{\dot{x}} = A\hat{x} + Bu + L(y - C\hat{x}), \quad (4.10)$$

onde $y - C\hat{x}$ é o erro entre o sistema real e o observador de estados, L é a matriz de ganho do observador também conhecida como ganho de Kalman dado por,

$$L = PC^T R^{-1}, \quad (4.11)$$

que minimiza a função custo (ANDERSON e MOORE, 1979),

$$J = (x - \hat{x})(x - \hat{x})^T. \quad (4.12)$$

4.3.3. Projeto de um LQG em MATLAB/Simulink

Após a apresentação dos controladores ótimos quadráticos lineares, este tópico propõe o desenvolvimento de um controle LQG para controle de *pitch* da turbina eólica modelada e linearizada conforme apresentado na seção 3.4.

Conforme citado anteriormente, o projeto de um LQG pode ser dividido em duas etapas, o projeto de um LQR e o filtro de Kalman. Para implementar um LQR com integrador no MATLAB utiliza-se a função “*lqi()*” com as seguintes especificações,

$$[K, S, E] = \text{lqi}(\text{sys}, Q, R, 0) ,$$

sendo *sys* o modelo da turbina eólica obtida através da linearização do modelo. Até este momento todas as matrizes utilizadas (*A*, *B*, *C* e *D*) são do sistema original. Conforme Ogata (2010) o LQI necessita de uma matriz aumentada \tilde{C} para o cálculo de *Q* dado por $\tilde{C}^T \tilde{C}$. Assim, para o cálculo de *Q*, é necessário definir um valor de k_i que neste trabalho foi definido como 1. As matrizes *Q* e *R* foram definidas como:

$$R = 0,5, \quad Q = \tilde{C}^T \tilde{C} = \begin{bmatrix} C & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} C & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}.$$

Após definição da matriz *Q* e aplicação da função *lqi*, obtém-se a seguinte matriz \tilde{K} :

$$\tilde{K} = [-5,988 \quad 31,095 \quad -0,187 \quad -0,188 \quad 0,036 \quad 21,958 \quad -12,323 \quad 1,414].$$

Conforme apresentado na Equação 4.6, o ganho integral K_i é representado pelo último valor do vetor \tilde{K} e os demais valores representam *K*.

O próximo passo é buscar a matriz de ganho do observador dado por *L*. No MATLAB a função *kalman()* projeta um Filtro de Kalman dado um modelo em espaço

de estados da planta bem como as matrizes de ponderação. Para isso aplica-se a função na seguinte forma:

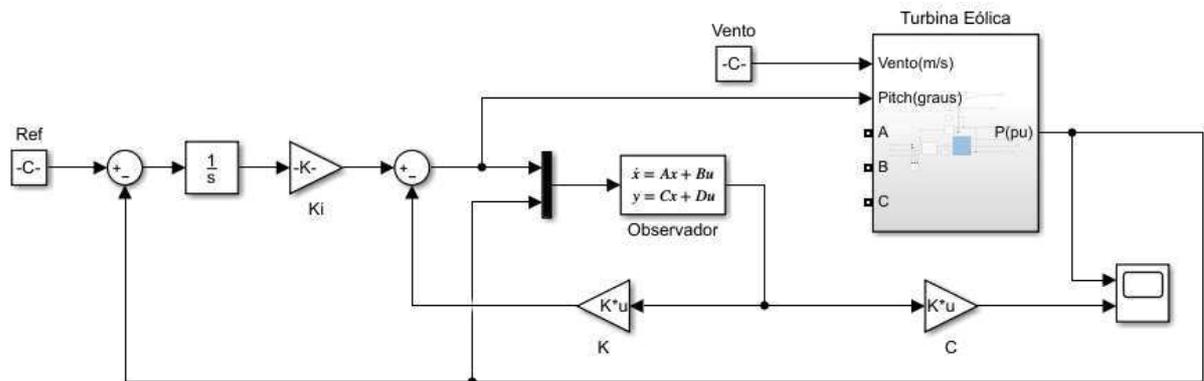
```
[KEST, L, P]=kalman(sys, Q, R, 0) .
```

Antes do cálculo do ganho do observador, deve-se definir as matrizes de ponderação Q e R . Normalmente estes valores são definidos aplicando um alto ruído de processo (alto valor de Q) e um pequeno ruído de medição (baixo valor de R) para proporcionar uma boa robustez (ZHOU, 2017). Para este sistema a função `kalman()` foi obtida com $Q = 100[I]$ e $R = 1$, assim obtém-se,

$$L = [-1,932 \quad -0,382 \quad 0,558 \quad 0,211 \quad 0,022 \quad 0,777 \quad 1,440]^T .$$

Por fim, com base na estrutura do LQG o controlador é desenvolvido no ambiente Simulink do MATLAB. A Figura 4.4 apresenta o controle modelado.

Figura 4.4 – Controle LQG em Simulink.



Fonte: Produção do autor.

A validação do controle projetado será descrita na seção 6 onde os resultados são apresentados.

Tendo finalizado todo o equacionamento e simulação do LQG, passa-se então a abordar sobre o controlador UHPC que será apresentado na próxima seção.

5. UHPC

Este capítulo tem como objetivo apresentar o conceito e formular as variações do controlador UHPC (*Unrestricted Horizon Predictive Controller*) que será implementado nessa dissertação para comparação com os controladores PI e LQG.

O UHPC é uma estratégia de controle alinhado a família dos controladores preditivos e desenvolvido por Trentini (2017). Sua característica mais marcante é apresentar simultaneamente uma natureza preditiva, sendo totalmente estocástico e ainda possuir longo horizonte de predição. De fato, apesar de se encaixar na categoria dos PFC's (*Predictive Functional Controllers*) o UHPC é desenvolvido sob o conceito de variância mínima, portanto a estocasticidade do controlador é preservada, o que é mostrado em detalhes no decorrer desta seção.

Para exemplificar as vantagens do UHPC toma-se como base uma planta de ordem $z = 15$, com um tempo de assentamento de 15 s e tempo de amostragem de $ts = 10\text{ ms}$. Neste caso, o horizonte de predição é $N_y = 15/0.01 = 1500$ amostras. Tem-se que para o GPC, que é o controlador preditivo mais usual, as matrizes e vetores que formam seu sinal de controle teriam um tamanho de $z \cdot N_y = 22500$. Já para o UHPC, as matrizes que formam seu sinal de controle possuem apenas o tamanho da planta, ou seja, z . Percebe-se que o esforço computacional para a resolução do problema do GPC é muito maior do que para o do UHPC. Isso é muito importante para sistemas de potência que tem um grande tempo de assentamento e ordens elevadas.

Nas próximas seções é apresentada a capacidade do UHPC em lidar com sinais estocásticos usando um horizonte de predição muito longo em um modo de realimentação de estados, sem sobrecarregar a memória do computador.

5.1. EQUACIONAMENTO DO UHPC

Nesta seção, baseado em Trentini (2017) são desenvolvidos os equacionamentos necessários para implementação do controlador UHPC. Cabe ressaltar que este controlador é implementado digitalmente, portanto seus parâmetros são descritos em tempo discreto. Ao longo das deduções, são apresentados os

equacionamentos para regulação ($y_r = 0$), rastreamento de referência e rastreamento de referência para casos com integradores.

5.1.1. Regulação ($y_r = 0$)

O desenvolvimento do UHPC parte da equação de espaço de estados que considera um sistema regulado com distúrbios externos ao sistema sendo representado por,

$$\begin{aligned} x(k+1) &= Ax(k) + Bu(k-d+1) + \Gamma\xi(k) \\ y(k) &= Cx(k) + \xi(k) \end{aligned} \quad (5.1)$$

onde k é a amostra discreta atual, d é o atraso de transporte, Γ é a matriz de perturbação de estado dado pelo Filtro de Kalman e ξ é o vetor de ruído.

Diferente da maioria dos MPCs, o UHPC possui uma função de custo quadrático J que considera apenas um ponto futuro específico, sendo que este custo é dado por,

$$J = x(k+N_y)^T Qx(k+N_y) + u(k)^T Ru(k) \quad (5.2)$$

submetido às matrizes de ponderação diagonal $Q = Q^T \geq 0$ e $R = R^T \geq 0$. Neste primeiro momento, a referência $y_r(k)$ será considerada zero por questões de simplificação.

Ao considerar um ponto N_y no futuro dos estados do sistema (Equação 5.1) obtém-se,

$$\begin{aligned} x(k+N_y) &= A^{N_y}x(k) + \sum_{i=d}^{N_y} A^{N_y-i}Bu(k-d+i) \\ &+ \sum_{i=1}^{d-1} A^{N_y-i}Bu(k-d+i) + \sum_{i=1}^{N_y} A^{N_y-i}\Gamma\xi(k-1+i). \end{aligned} \quad (5.3)$$

Como pode-se notar, o termo relacionado a $\xi(k)$ é desconhecido pois representa uma perturbação futura e portanto pode ser expressa por partes presentes e futuras,

$$\sum_{i=1}^{N_y} A^{N_y-i} \Gamma \xi(k-1+i) = \underbrace{A^{N_y-1} \Gamma \xi(k)}_{\text{presente}} + \underbrace{\sum_{i=2}^{N_y} A^{N_y-i} \Gamma \xi(k-1+i)}_{\text{futuro}} .$$

Para o termo estocástico, sendo $N_y \geq d$ o futuro sinal de controle $u(k)$ na equação 5.3 também é desconhecido. Então, o UHPC divide este sinal em partes presentes e futuras, porém aplica somente os dados conhecidos, isto é, os termos que contêm $u(k)$. Mais especificamente,

$$\sum_{i=d}^{N_y} A^{N_y-i} B u(k-d+i) = \underbrace{A^{N_y-d} B u(k)}_{\text{presente}} + \underbrace{\sum_{i=d+1}^{N_y} A^{N_y-i} B u(k-d+i)}_{\text{futuro}} .$$

Agora, lembrando que $\xi(k) = u(k) - C \hat{x}(k)$, e usando apenas os dados disponíveis, o vetor de estado estimado é dado por,

$$\hat{x}(k + N_y) = (A^{N_y} - FC) \hat{x}(k) + H u(k) + Y_1 \tilde{u}(k) + F y(k) \quad (5.4)$$

onde, $F = A^{N_y-1} \Gamma$, $H = A^{N_y-d} B$, $\tilde{u}(k)$ é um vetor com dados passados de entrada fornecidos por $\tilde{u}(k) = [u(k-1) \cdots u(k-d+1)]^T$ e $Y_1 = [A^{N_y-d+1} B \cdots A^{N_y-1} B]$.

A partir deste ponto as equações seguintes irão considerar $d = 1$, que fará com que o termo Y_1 desapareça. Existem duas razões para esta consideração. A primeira é que o atraso de transporte em sistemas de potência é muito pequeno para sistemas que operam em torno do seu ponto de equilíbrio. Por exemplo, ao aplicar uma variação na referência de potência, o sistema responde instantaneamente. O único atraso de transporte em sistemas de potência é o atraso relativo a amostragem do sistema de controle digital, que é de apenas uma amostra ($d = 1$). A segunda é que esta suposição reduz a complexidade do controlador sem prejudicar significativamente seu desempenho.

Deve-se notar também que a Equação 5.2 requer $x(k + N_y)$. No entanto, uma vez que esta informação não está diretamente disponível devido ao ruído futuro e sinal

de controle, o que é feito, é usar as informações disponíveis do Filtro de Kalman em N_y -passos à frente, transformando a função custo em,

$$\begin{aligned}\hat{J} &= \mathbb{E}\{\mathcal{J}\} = \mathbb{E}\left\{x(k + N_y)^T Q x(k + N_y) + u(k)^T R u(k)\right\} \\ &= \hat{x}(k + N_y)^T Q \hat{x}(k + N_y) + u(k)^T R u(k),\end{aligned}\quad (5.5)$$

A lei de controle do UHPC é obtida através da minimização de \hat{J} de modo que $\partial \hat{J} / \partial u(k) = 0$, que depois de algumas manipulações algébricas resulta em,

$$u(k) = \underbrace{-(R + H^T Q H)^{-1} H^T Q}_{K_0} [Y_0 \hat{x}(k) + F y(k)],$$

sendo $Y_0 = A^{N_y} - FC$.

Mesclando os termos constantes obtém-se,

$$u(k) = -K_x \hat{x}(k) - K_y y(k), \quad (5.6)$$

sendo $K_x = K_0 Y_0$ e $K_y = K_0 F$.

5.1.2. Rastreamento de referência

Até agora, considerou-se apenas o caso regulatório ($y_r(k) = 0$). Para rastreamento de referência, a função de custo do UHPC (Equação 5.2) é modificada para,

$$\mathcal{J} = [y(k + N_y) - y_r(k + d_e)]^T Q [y(k + N_y) - y_r(k + d_e)] + u(k)^T R u(k),$$

Onde d_e é um atraso emulado para melhorar a performance do sistema em malha fechada, ou simplesmente $d_e = 0$.

Seguindo as etapas anteriores para obter o preditor de saída $\hat{y}(k + N_y)$ e substituindo-o na função custo, a lei de controle torna-se,

$$u(k) = K_0^r y_r(k + d_e) - K_x^r \hat{x}(k) - K_y^r y(k) \quad (5.7)$$

Sendo, $K_0^r = (R + H^T C^T Q C H)^{-1} H^T C^T Q$, $K_x^r = K_0^r C Y_0$, $K_y^r = K_0^r C F$.

5.1.3. Rastreamento de referência com integrador

Para garantir o erro zero em estado estacionário sempre que uma perturbação atua no sistema, um integrador pode ser inserido, o que aumenta a ordem do sistema em uma unidade por saída (OGATA, 1995).

Na análise digital, o inverso da ação integral, conhecido como operador de variação é representado por $\Delta = 1 - q^{-1}$, com q^{-n} sendo o operador de deslocamento passado para n amostras (ÅSTRÖM e WITTENMARK, 1996). Com isso, a Equação 5.1 pode ser representada para $d = 1$ por,

$$\Delta x(k + 1) = A \Delta x(k) + B \Delta u(k) + \Gamma \Delta \xi(k) \quad (5.8)$$

Segundo Wang (2009) se o vetor de estado escolhido por $x_a(k) = [\Delta x(k)^T \ y(k)^T]^T$, o sistema aumentado torna-se,

$$\begin{aligned} x_a(k + 1) &= \underbrace{\begin{bmatrix} A & 0 \\ CA & I \end{bmatrix}}_{A_a} x_a(k) + \underbrace{\begin{bmatrix} B \\ CB \end{bmatrix}}_{B_a} \Delta u(k) + \underbrace{\begin{bmatrix} \Gamma \\ C\Gamma \end{bmatrix}}_{\Gamma_a} \Delta \xi(k) \\ y(k) &= \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & I \end{bmatrix}}_{C_a} x_a(k) + \xi(k) \end{aligned} \quad (5.9)$$

A equação 5.9 será utilizada nas simulações propostas com o controlador UHPC, para isso todas as matrizes e vetores apresentados deverão ser alterados para suas versões aumentadas para que o efeito integral seja inserido no algoritmo de controle.

Assim, a adição da ação integral modifica a lei de controle do UHPC para,

$$\Delta u(k) = K_0^i y_r(k + d_e) - K_x^i \hat{x}_a(k) - K_y^i y(k), \quad (5.10)$$

observando que $u(k) = \Delta u(k) + u(k - 1)$ e dado que,

$$K_0^i = (R + H_a^T C_a^T Q C_a H_a)^{-1} H_a^T C_a^T Q ,$$

$$K_x^i = K_0^i C_a \Upsilon_0 , \quad K_y^i = K_0^i C_a F_a ,$$

com,

$$F_a = A_a^{N_y-1} \Gamma_a ,$$

$$H_a = A_a^{N_y-d} B_a ,$$

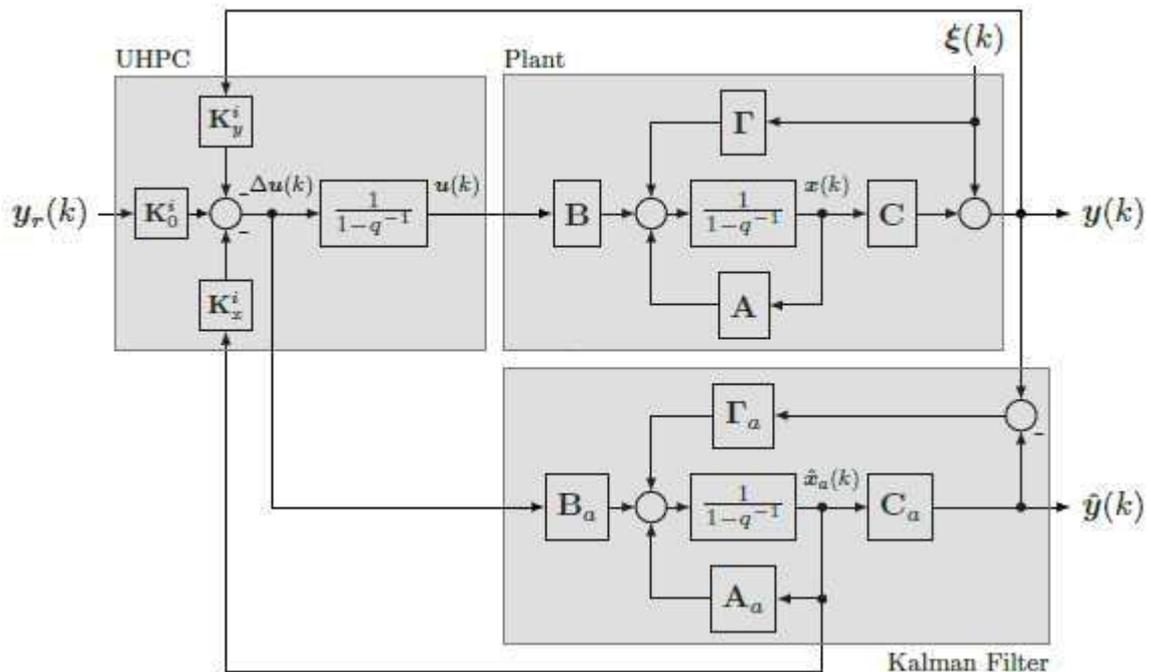
$$\Upsilon_{0a} = A_a^{N_y} - F_a C_a ,$$

o filtro de Kalman se torna,

$$\hat{x}_a(k+1) = (A_a - \Gamma_a C_a) \hat{x}_a(k) + B_a \Delta u(k) + \Gamma_a y(k).$$

A Figura 5.1 apresenta o diagrama de blocos para implementação do UHPC, onde a planta a ser controlada, controlador e Filtro de Kalman são destacados.

Figura 5.1 – Diagrama em malha fechada do UHPC para rastreamento de referência com ação integral ($d = 1$ e $d_e = 0$).



Fonte: Trentini (2017).

Alguns pontos importantes sobre o desenvolvimento deste equacionamento podem ser destacados:

- a. UHPC é um controlador de realimentação de estados, uma vez que os estados do sistema aparecem explicitamente na lei de controle;
- b. A capacidade do UHPC de lidar com o ruído é herdada do Filtro de Kalman;
- c. Diferentemente do GPC e da maioria dos MPCs, as matrizes que compõe $u(k)$ não crescem com o aumento do horizonte de predição N_y , o que significa que o esforço computacional do UHPC cresce somente com a ordem do sistema;
- d. Eventualmente, a implementação do UHPC dobra a ordem do sistema devido à necessidade do Filtro de Kalman, a menos que todos os estados estejam disponíveis para medição. Este não é o caso para sistemas de potência, mas esse é o preço a ser pago sempre que se requer um controlador em espaço de estados. Na verdade, isso não ocorre apenas para o UHPC, já que qualquer controlador em espaço de estado enfrenta o mesmo problema;
- e. Para completar, pode-se notar que a lei de controle do UHPC (Equação 5.6) é igual a do LQR para o caso regulatório ($y_r(k) = 0$) se para ambos $N_y = d = 1$ e $\Gamma = 0$ (caso determinístico), desde que $F = \Gamma$, $H = B$ e $Y_1 = 0$. Especificamente,

$$u(k) = - \underbrace{(R + B^T Q B)^{-1} B^T Q A}_{K_{LQR}} x(k),$$

que é o resultado mais fundamental da Teoria do Controle Ótimo. Sem qualquer perda de generalidade, a equivalência também vale para o controle LQG.

5.2. PROJETO DE UM UHPC EM MATLAB/SIMULINK

Após a apresentação dos conceitos e equacionamentos do controlador preditivo de horizonte irrestrito este tópico propõe o desenvolvimento de um controle UHPC para controle de *pitch* da turbina eólica modelada e linearizada conforme apresentado na seção 3.4.

Devido ao UHPC ser um controlador digital, precisa ter seus parâmetros apresentados em tempo discreto. Devido a isso, a planta da turbina eólica apresentada no Apêndice A deve ser convertida antes de ser empregada ao controlador. Assim, deve-se aplicar a função `c2d()` no MATLAB para converter os parâmetros A , B e C de contínuo para discreto.

Como já citado anteriormente, quando a planta a ser controlada não possibilita a medição dos estados do sistema (como por exemplo, em sistemas de potência) o projeto do controlador UHPC pode ser dividido em duas etapas, modelagem do observador e projeto do controlador.

Conforme apresentado pela Equação 5.9, para um sistema com integrador as matrizes do observador devem ter seus tamanhos aumentados, assim,

$$A_a = \begin{bmatrix} A & 0 \\ CA & I \end{bmatrix}, \quad B_a = \begin{bmatrix} B \\ CB \end{bmatrix}, \quad C_a = [0 \quad I], \quad \Gamma_a = \begin{bmatrix} \Gamma \\ C\Gamma \end{bmatrix},$$

Sendo as matrizes A , B e C em tempo discreto e Γ dado pelo filtro de Kalman também em tempo discreto. Para esta tarefa o MATLAB possui a função `kalmd()` empregado da seguinte maneira:

```
[KEST, L, P, M, Z]=kalman(sys,Q,R,ts)
```

onde L é o parâmetro Γ , sys é a planta, Q e R são matrizes de ponderação definidas pelo projetista sendo $Q = 10$ e $R = 1$ e $ts = 0,005$ é o período do sistema.

Tendo os parâmetros aumentados do observador, passa-se então para o projeto do UHPC. Partindo da lei de controle representada pela Equação 5.10 os parâmetros K_0^i , K_x^i e K_y^i necessitam ser calculados. Para isso alguns dados precisam ser previamente definidos:

1. Os valores de R e Q são as matrizes de ponderação diagonal do controlador que para este caso foram definidas em ambos os casos com valor 10;
2. N_y é o horizonte de predição, sendo utilizado $N_y = 60/ts$, onde 60 descreve o tempo de assentamento da planta;
3. $F_a = A_a^{N_y-1} \Gamma_a$;
4. $H_a = A_a^{N_y-d} B_a$, sendo $d = 1$;
5. $\Upsilon_{0a} = A_a^{N_y} - F_a C_a$.

A partir deste momento os parâmetros do controlador podem ser calculados por:

$$K_0^i = (R + H_a^T C_a^T Q C_a H_a)^{-1} H_a^T C_a^T Q$$

resultando em:

$$K_0^i = 0,06179$$

ainda,

$$K_x^i = K_0^i C_a \Upsilon_0$$

resultando no vetor:

$$K_x^i = [-13,618 \quad 70,195 \quad -0,225 \quad -0,056 \quad 0,1051 \quad 49,690 \quad -27,763 \quad -0,061]$$

e por último,

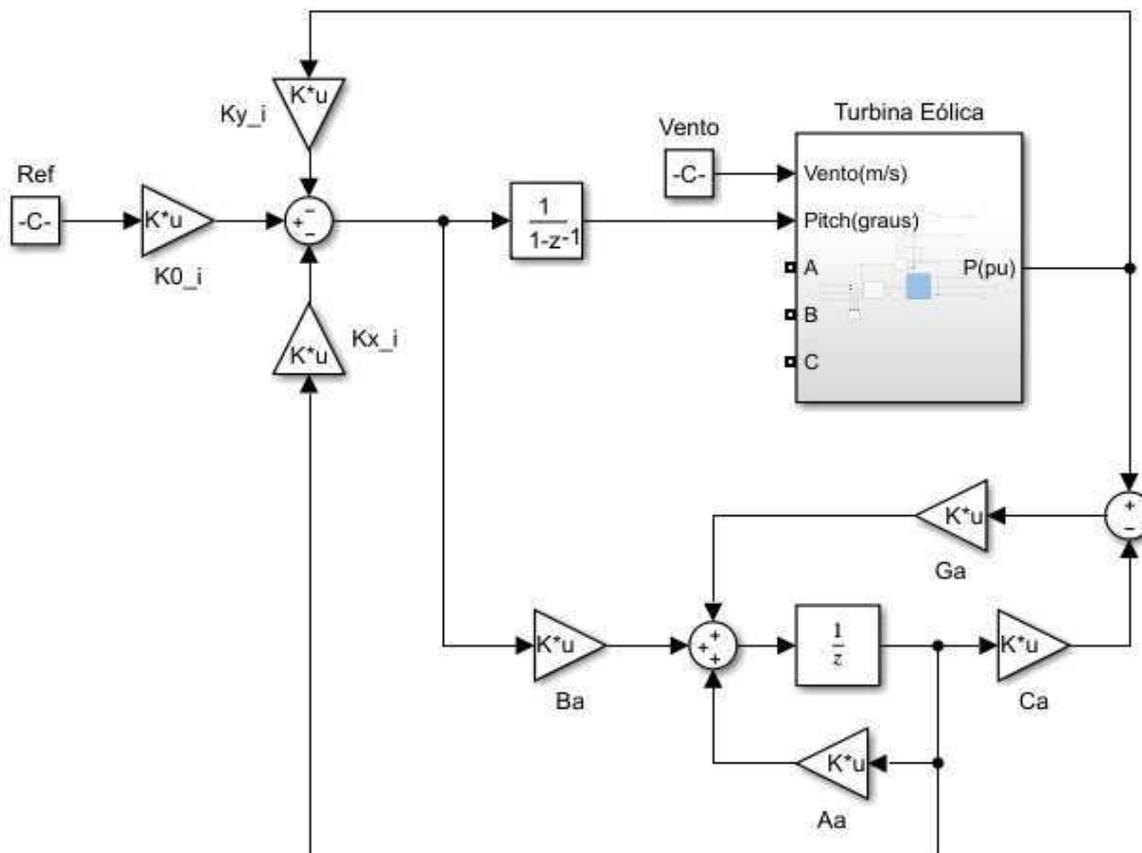
$$K_y^i = K_0^i C_a F_a$$

tendo o valor de,

$$K_y^i = 0,0010086$$

Com todos os sistemas calculados e baseado na Figura 5.1 o controlador pode ser modelado no ambiente Simulink do MATLAB. A Figura 5.2 apresenta o sistema implementado.

Figura 5.2 – UHPC modelado em Simulink



Fonte: Produção do autor.

A validação do controle modelado será descrita na próxima seção onde todos os resultados são apresentados.

6. SIMULAÇÕES E RESULTADOS

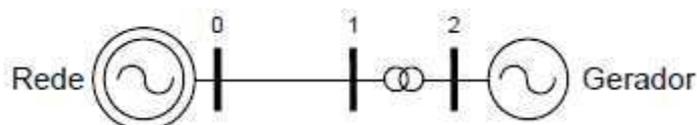
Este capítulo apresenta os resultados obtidos através dos controles projetados nos capítulos anteriores. Conforme citado na seção 3, a grande maioria das turbinas eólicas utilizam um controlador PI para ajustar o ângulo de *pitch* durante sua operação. Sendo assim, os resultados aqui apresentados basicamente farão um comparativo do controle de *pitch* de uma turbina com o tradicional controlador PI, depois para a mesma situação um controle LQG e por fim um UHPC.

A turbina eólica com os três controles propostos será analisada em dois sistemas distintos, sendo o primeiro chamado SMIB (*Single Machine Infinite Bus*, em português, Máquina em Barramento Infinito) e o segundo chamado de sistema de teste 11 barras proposto pelo software OpenDSS e apresentado por Chirapongsananurak et al. (2012). Os dois sistemas serão melhor abordados adiante. Todos os parâmetros de simulação podem ser encontrados no Apêndice D.

6.1. SISTEMA SMIB

O sistema SMIB apresentado na Figura 6.1, que consiste em uma única máquina conectada a um barramento infinito, é o tipo de sistema aonde mais se realizam testes na área de sistemas de potência. Seu modelo consiste na representação de um gerador conectado a uma rede elétrica cujo modelo equivalente possui potência de curto circuito tendendo ao infinito. Sua aplicação é muito difundida, pois as análises evitam que o restante da rede elétrica seja representada detalhadamente. Sua representação pelo seu equivalente, simplifica análises e reduz custo computacional.

Figura 6.1 – Sistema SMIB

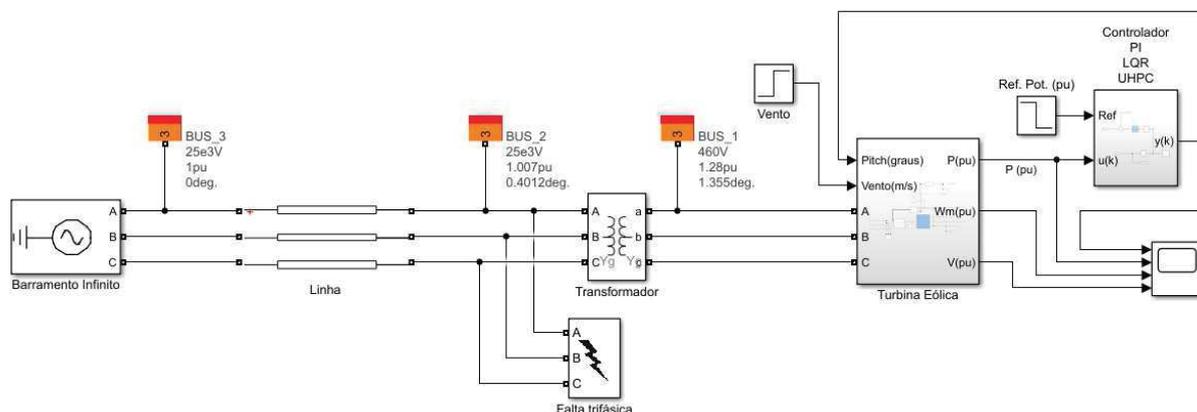


Fonte: Produção do autor.

No sistema de teste proposto, foram simulados em Simulink o comportamento do sistema, primeiramente tendo em seu controle de *pitch* um controlador PI, onde valores de tensão, potência, frequência angular e ação de controle são armazenadas.

Logo após, os mesmos valores são adquiridos para o LQG e UHPC. O sistema simulado pode ser observado na Figura 6.2.

Figura 6.2 – Sistema teste modelado em Simulink.



Fonte: Produção do autor.

Os três controladores tiveram seus ganhos ajustados de modo que sua saída de potência tivessem os mesmos comportamentos a serem submetidos a um degrau em sua referência de potência. Para isso, como o PI não foi projetado e seus ganhos foram obtidos de simulações existentes⁶, os demais controladores tiveram seus ganhos ajustados para que seus comportamentos fossem os mesmos para o rastreamento de referência. Esta situação, é considerada a mais justa para comparação de controladores de diferentes topologias visto que seus ganhos não possuem a mesma influência se comparados entre si. Assim, deixando os controladores com o mesmo comportamento para a resposta a um degrau, as demais perturbações aplicadas ao sistema podem ser comparadas através de um mesmo parâmetro. Ainda, cabe salientar que o filtro de Kalman do LQG e UHPC receberam os mesmos pesos, assim apenas os ganhos dos controladores foram alterados para terem o mesmo comportamento para o rastreamento de referência conforme o controlador PI.

Em relação aos resultados, para cada situação proposta será aplicado um fator com o intuito quantizar em números o seu comportamento. Uma dessas estratégias é quantizar a energia dispendida para realização de determinado processo. Este parâmetro pode ser calculado através da equação,

⁶ Os ganhos do controlador PI foram obtidos através do bloco “*Wind Turbine Induction Generator*” do ambiente Simulink/MATLAB.

$$X_w = (w_v^T w_v) T_s \quad (6.1)$$

onde w_v é um vetor que pode representar a entrada, saída e erro sendo respectivamente aqui designados como ISU (*Integral of the Squared Control Signal*), ISY (*Integral of the Squared Output*) e ISE (*Integral of the Squared Error*).

O outro parâmetro empregado para avaliar o desempenho é a variância. Este parâmetro estatístico corresponde a quanto determinado resultado se dispersou em relação ao esperado. Serão apresentados a variância da entrada σ_u^2 , saída σ_y^2 , frequência σ_ω^2 e tensão σ_v^2 .

Todos estes fatores serão apresentados em tabelas, onde em sua última linha o fator “*Var*” representará em porcentagem a variação obtida do maior em relação ao menor valor apresentado para o determinado parâmetro.

No sistema teste representado pela Figura 6.2 foram propostas três situações. A primeira é denominada rastreamento de referência, a segunda curto circuito e a terceira variação do vento. Nos tópicos a seguir os detalhes de cada situação proposta e seus resultados são melhor detalhados.

6.1.1. Rastreamento de Referência no SMIB

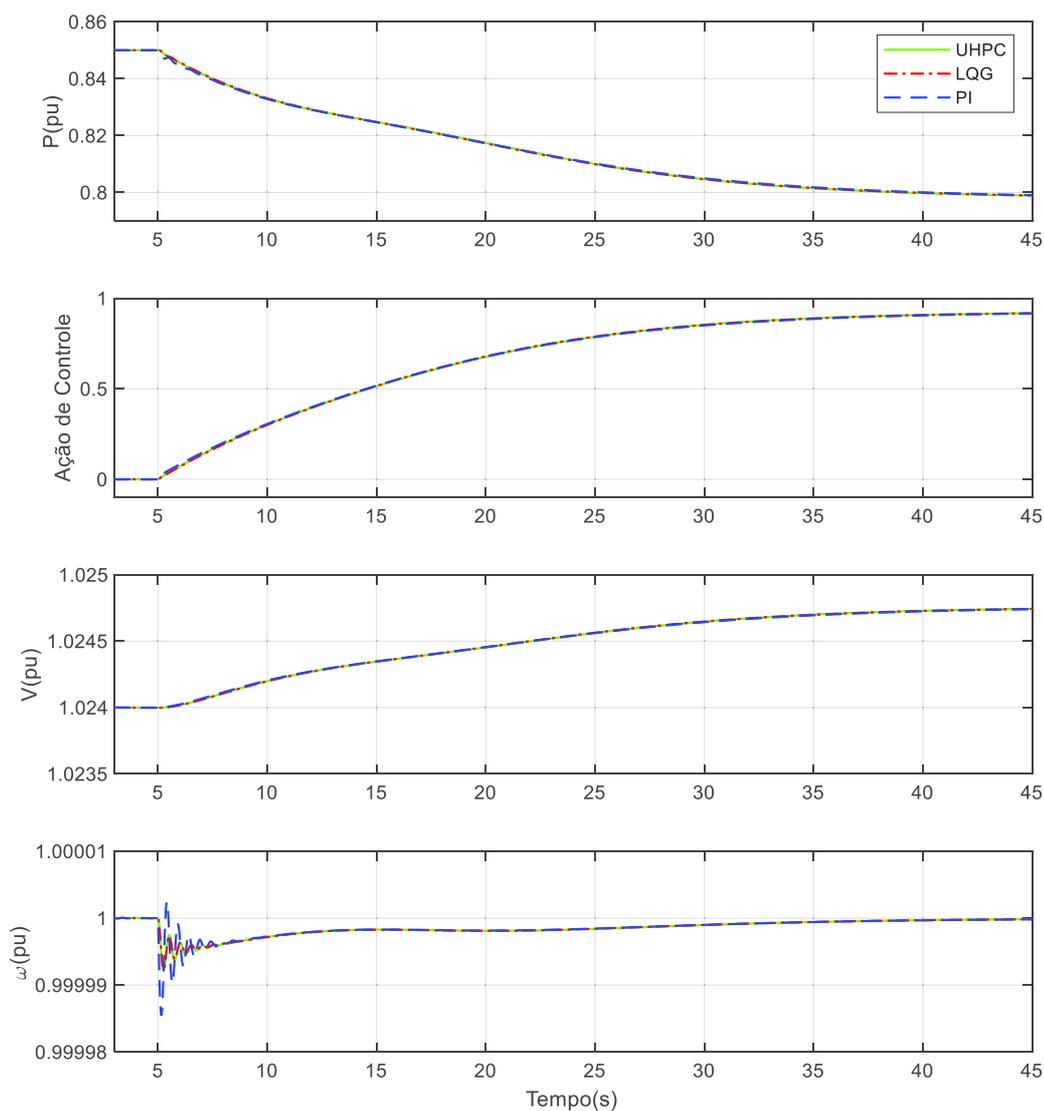
Para esta simulação parte-se do princípio que a máquina está regulando a potência de saída em 0,85 p.u. e já atingiu seu regime permanente em $t = 3 s$. Em $t = 5 s$ sua referência de ajuste de potência é alterada para 0,8 p.u. A Figura 6.3 apresenta o comportamento do sistema para a situação proposta com os três controladores e a Tabela 6.1 descreve o comportamento de cada controlador em termos numéricos.

Conforme apresentado nos gráficos da Figura 6.3, visualmente não é possível notar diferença de comportamento em todos os parâmetros medidos no sistema, ao ser submetido a uma variação de referência.

Na Tabela 6.1 nota-se que todas as variáveis de estado medidas variaram menos de 5% com exceção ao σ_ω^2 que variou do maior valor medido (controle PI) ao menor (LQG cuja variância é bastante similar à do UHPC) em quase 43%. Mesmo assim, considerando que os valores obtidos neste parâmetro tendem a zero não há vantagem considerável de um controlador em relação a outro.

Ainda, na Tabela 6.1 percebe-se que os valores obtidos com o LQG e UHPC são muito similares em todos os parâmetros medidos. O controlador PI tem valores que variam em relação aos demais controladores, porém ainda com pequena diferença, que pode ser atribuída a sintonização realizada por tentativa e erro.

Figura 6.3 – Rastreamento de referência no sistema SMIB.



Fonte: Produção do autor.

Tabela 6.1 – Resultados numéricos para o rastreamento de referência no sistema SMIB.

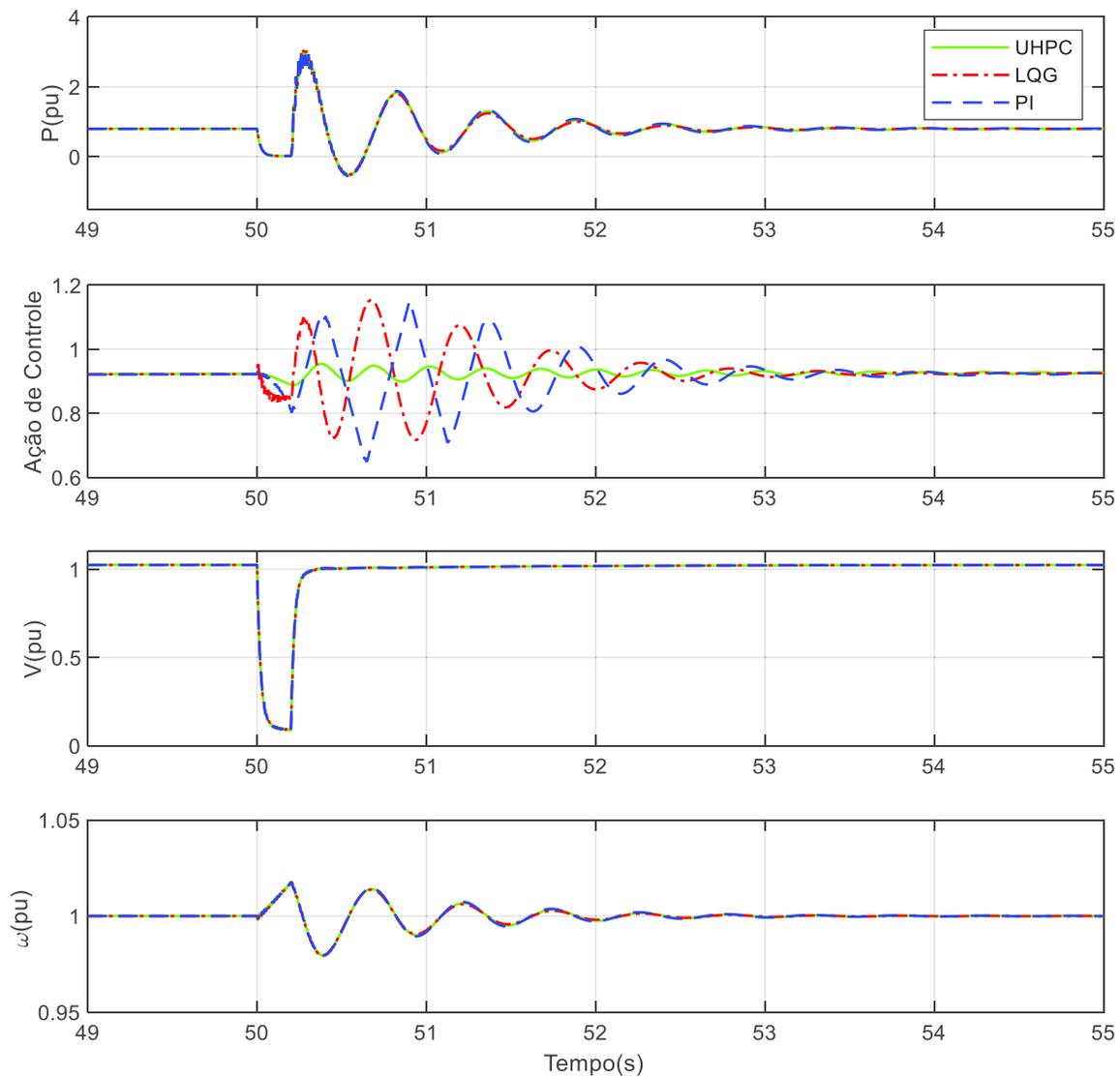
	ISU	ISY	ISE	σ_u^2	σ_y^2	σ_ω^2	σ_v^2
PI	20,92148	26,53336	0,015762	0,063794	0,00019	2,00E-12	4,64E-08
LQG	21,00566	26,53023	0,015976	0,065848	0,000197	1,40E-12	4,78E-08
UHPC	21,002	26,52997	0,016002	0,0659	0,000198	1,41E-12	4,80E-08
Var	0,40%	0,01%	1,52%	3,30%	4,02%	42,81%	3,44%

Fonte: Produção do autor.

6.1.2. Curto-Circuito no SMIB

Nesta simulação em $t = 50\text{ s}$ é aplicado um curto circuito trifásico de 0,3 segundos, sem abertura de linha de transmissão, na saída do transformador, conforme representado na Figura 6.2. A Figura 6.4 apresenta o comportamento do sistema para a situação proposta com os três controladores e a Tabela 6.2 descreve o comportamento de cada controlador em termos numéricos.

Figura 6.4 – Curto-circuito no sistema SMIB.



Fonte: Produção do autor.

Tabela 6.2 – Resultados numéricos para um curto-circuito no sistema SMIB.

	ISU	ISY	ISE	σ_u^2	σ_y^2	σ_ω^2	σ_v^2
PI	5,109374	5,441819	1,672027	0,004532	0,278613	2,37E-05	0,024564
LQG	5,144212	5,358641	1,588651	0,004181	0,264717	2,18E-05	0,02457
UHPC	5,130019	5,394001	1,624723	9,34E-05	0,270728	2,25E-05	0,024567
Var	0,68%	1,55%	5,25%	4750%	5,25%	8,93%	0,03%

Fonte: Produção do autor.

Nesta situação proposta, é possível notar através da ação de controle presente na figura 6.4 que o controlador UHPC dispendeu muito menos esforço se comparado aos demais controladores para entregar uma mesma resposta de saída. Os controladores PI e LQG oscilam com amplitudes similares, porém com frequências diferentes.

Ainda, em relação a ação de controle, em termos numéricos a Tabela 6.2 indica que o controlador UHPC, comparado ao controlador PI teve uma variância 4750% menor. Esta gigantesca diferença no comportamento entre estes dois controladores se deve ao fato do controlador UHPC possuir característica preditiva que lhe permite prever mudanças futuras nas variáveis controladas usando o conhecimento atual que possui da planta. Uma menor oscilação na ação de controle é muito importante para os componentes mecânicos do aerogerador que tendem a vibrar menos em falhas da rede, devido a menor perturbação causada por seu atuador.

Em relação a potência de saída, é possível notar que em determinado momento a mesma se torna negativa, isso mostra que para este transitório a máquina, por um determinado período de tempo, precisou consumir energia da rede para estabilizar sua saída.

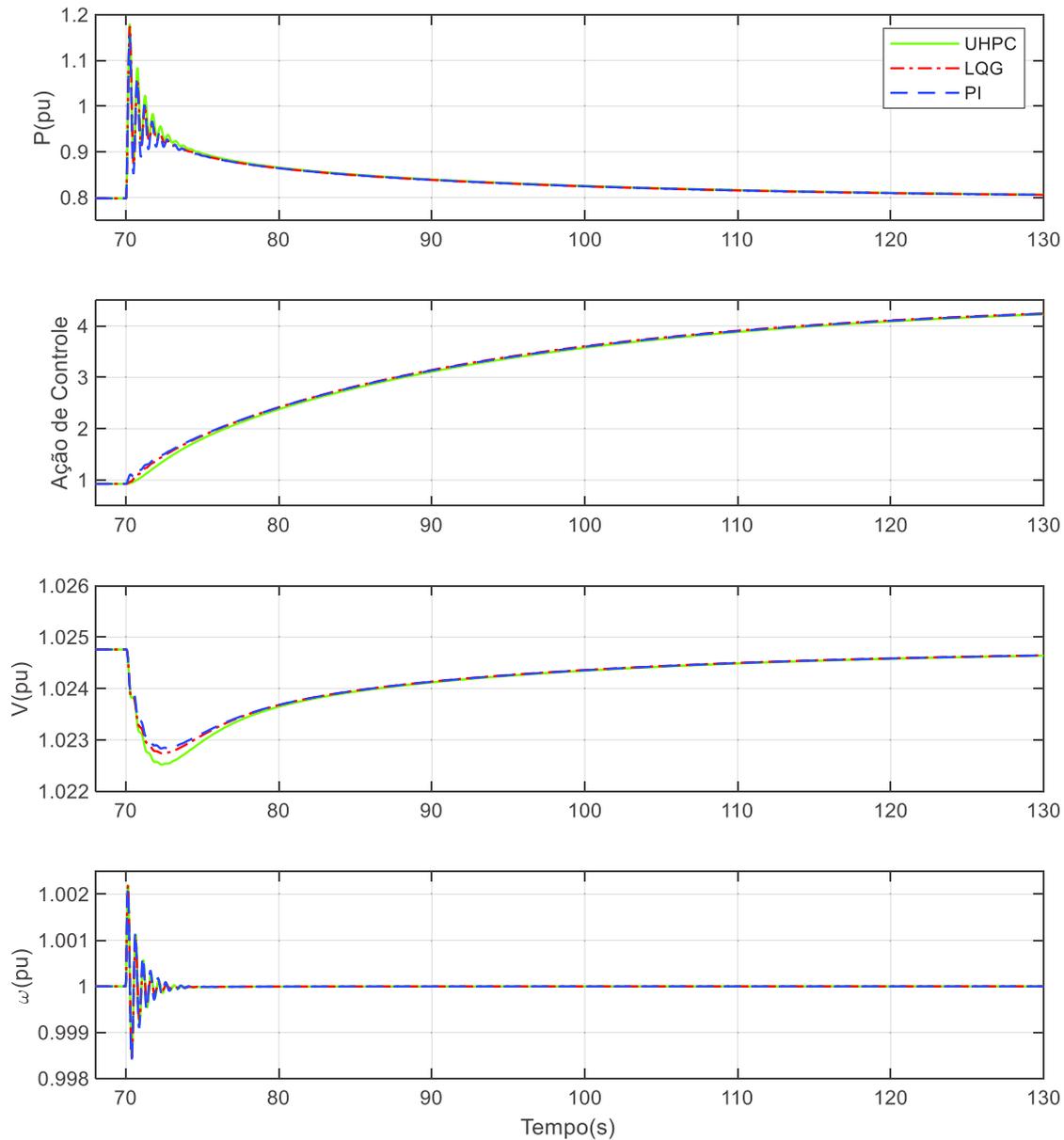
Por fim, cabe registrar que para esta simulação os demais parâmetros além da ação de controle não apresentaram grandes diferenças em seus comportamentos tanto na parte gráfica quanto na parte numérica.

6.1.3. Variação do Vento no SMIB

O último teste proposto para o sistema SMIB é a aplicação em $t = 70$ s de um degrau na variação da velocidade do vento de 11,8 m/s para 13 m/s. A Figura 6.5 apresenta o comportamento do sistema para a situação proposta com os três

controladores e a Tabela 6.3 descreve o comportamento de cada controlador em termos numéricos.

Figura 6.5 – Variação do vento no sistema SMIB



Fonte: Produção do autor.

Tabela 6.3 – Resultados numéricos para uma variação de vento no sistema SMIB.

	ISU	ISY	ISE	σ_u^2	σ_y^2	σ_ω^2	σ_v^2
PI	704,2416	42,14031	0,167565	0,689402	0,00141	2,08E-08	2,30E-07
LQG	706,4287	42,16988	0,174555	0,70658	0,001509	1,91E-08	2,48E-07
UHPC	694,8243	42,35957	0,194982	0,733075	0,001715	2,08E-08	2,88E-07
Var	1,67%	0,52%	16,36%	6,33%	21,58%	8,90%	25,11%

Fonte: Produção do autor.

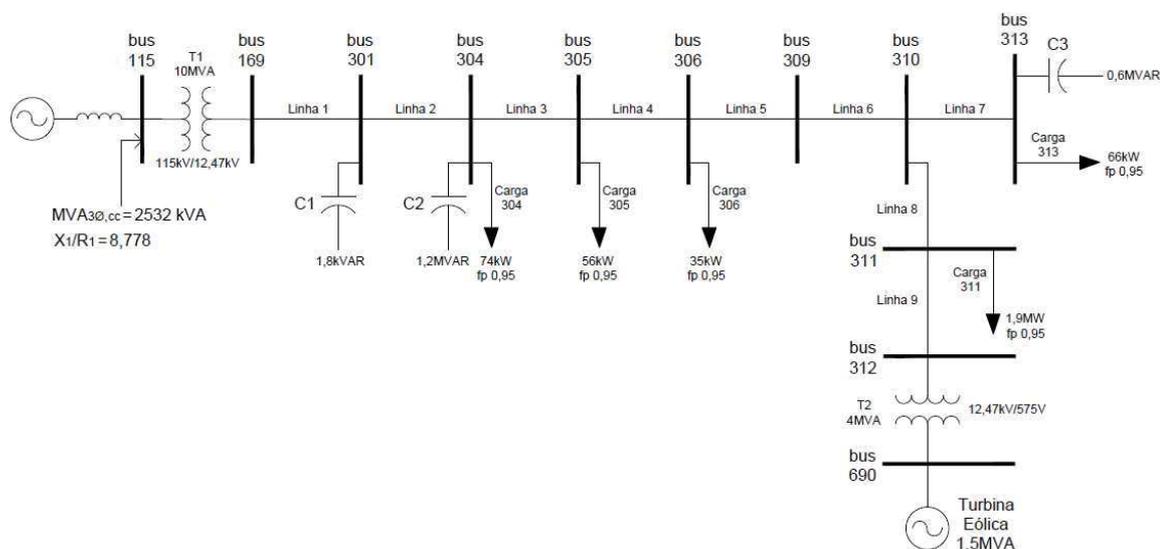
Através da Figura 6.5 pode-se observar uma pequena diferença nos gráficos de potência e ação de controle do controlador UHPC em relação aos demais controladores. Nota-se que ao UHPC dispender um menor esforço em sua ação de controle, acaba permitindo que a saída de potência oscile mais. Através da tabela 6.3, em termos numéricos o UHPC possui uma variância de saída 21% e um erro de saída descrito por ISE 16% maior em relação ao controlador PI.

Mesmo que o PI possua ligeira vantagem em termos percentuais, os números absolutos dos parâmetros apresentados na tabela 6.3 são muito pequenos, assim quase não apresentando grande diferença visível nos resultados.

6.2. SISTEMA DE 11 BARRAS

Os próximos testes serão aplicados em um sistema de distribuição radial simples proposto como plataforma de testes pelo programa OpenDSS. Este sistema consiste em um arranjo de 11 barras onde a turbina eólica modelada é conectada ao barramento 690. Em um primeiro momento as simulações propostas serão aplicadas ao sistema conforme Figura 6.6 onde ao barramento 115 é considerado a conexão de um sistema equivalente representado pela fonte de tensão que possui potência de curto circuito de 2532 kVA e relação $X/R=8,778$. Demais parâmetros do sistema de 11 barras podem ser encontrados Apêndice D.

Figura 6.6 – Sistema teste de 11 Barras.

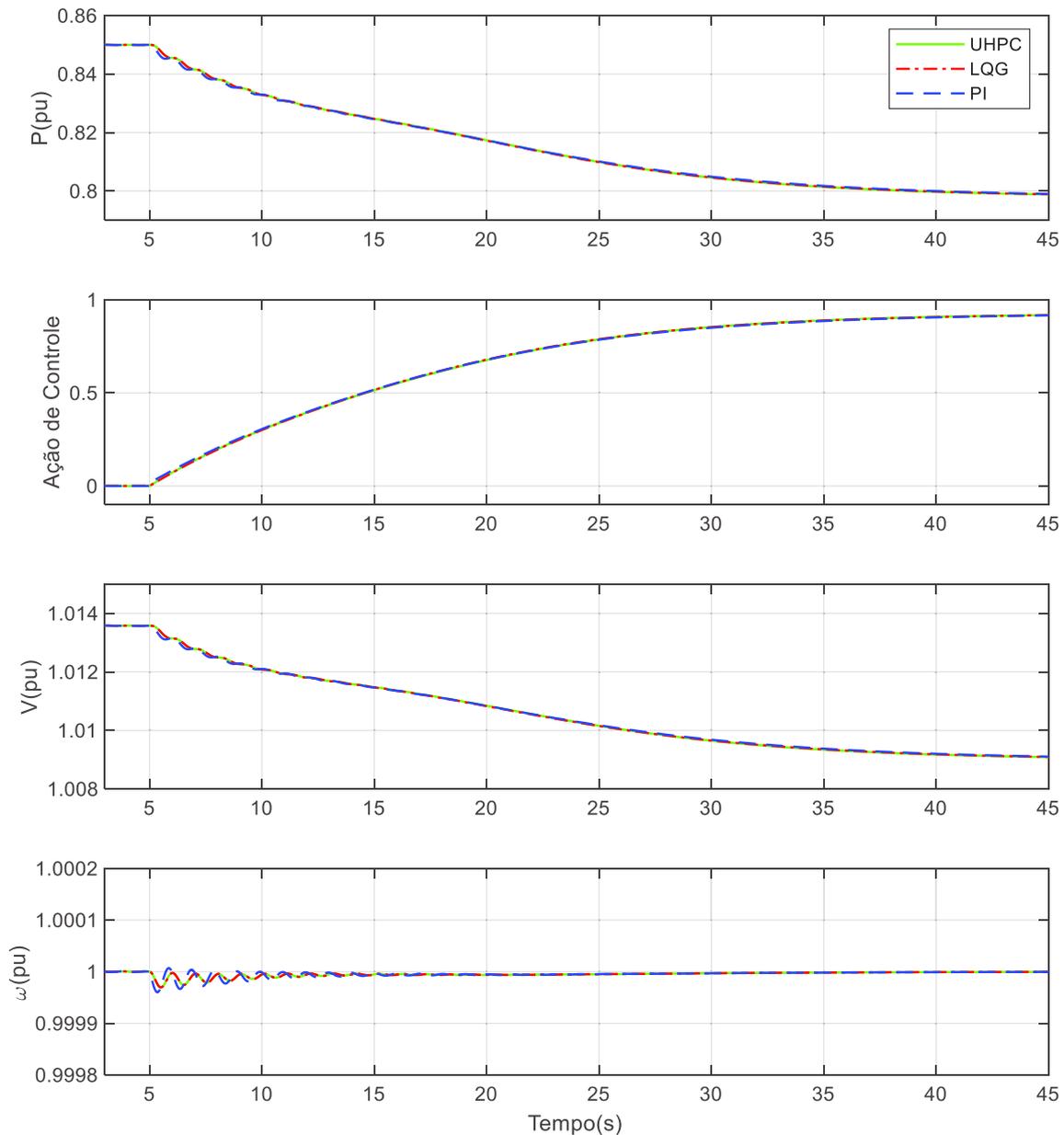


Fonte: Adaptado de Chirapongsananurak et al. (2012).

6.2.1. Rastreamento de Referência no Sistema de 11 Barras

Para esta simulação parte-se do princípio que a máquina está regulando a potência de saída em 0,85 p.u. e já atingiu seu regime permanente em $t = 3 s$. Em $t = 5 s$ sua referência de ajuste de potência é alterada para 0,8 p.u. A Figura 6.7 apresenta o comportamento do sistema para a situação proposta com os três controladores e a Tabela 6.4 o comportamento de cada controlador em termos numéricos.

Figura 6.7 – Rastreamento de referência no sistema de 11 barras.



Fonte: Produção do autor.

Tabela 6.4 – Resultados numéricos para o rastreamento de referência no sistema de 11 barras.

	ISU	ISY	ISE	σ_u^2	σ_y^2	σ_ω^2	σ_v^2
PI	20,92239	26,52958	0,015706	0,063777	0,00019	3,29E-11	1,46E-06
LQG	21,00672	26,52644	0,01592	0,065834	0,000197	2,08E-11	1,51E-06
UHPC	21,00477	26,52612	0,015947	0,065887	0,000198	2,04E-11	1,52E-06
Var	0,40%	0,01%	1,53%	3,31%	4,02%	61,32%	4,25%

Fonte: Produção do autor.

Conforme observado para o sistema SMIB, o teste de rastreamento de referência no sistema de 11 barras continuou apresentando comportamento semelhante para todos os três controladores. Basicamente a única diferença de comportamento foi a tensão do sistema, que teve uma pequena queda em seu valor devido ao sistema atual ser menos robusto se comparado a um barramento infinito.

Em relação aos valores presentes na tabela 6.4, assim como para o SMIB houve uma diferença percentual muito grande em relação a variação da frequência, porem como os valores obtidos novamente tendem a zero não há significativa vantagem de um controlador a outro.

6.2.2. Curto-Circuito no Sistema de 11 Barras

Nesta simulação em $t = 50 s$ é aplicado um curto circuito trifásico de 0,3 segundos no barramento 305, sem abertura de linha de transmissão. A Figura 6.8 apresenta o comportamento do sistema para a situação proposta com os três controladores e a Tabela 6.5 o comportamento de cada controlador em termos numéricos.

Ainda na Figura 6.8, em relação a tensão, é apresentado uma curva em preto denominada V_{ref} que representa a curva de suportabilidade de tensão que será abordada logo adiante.

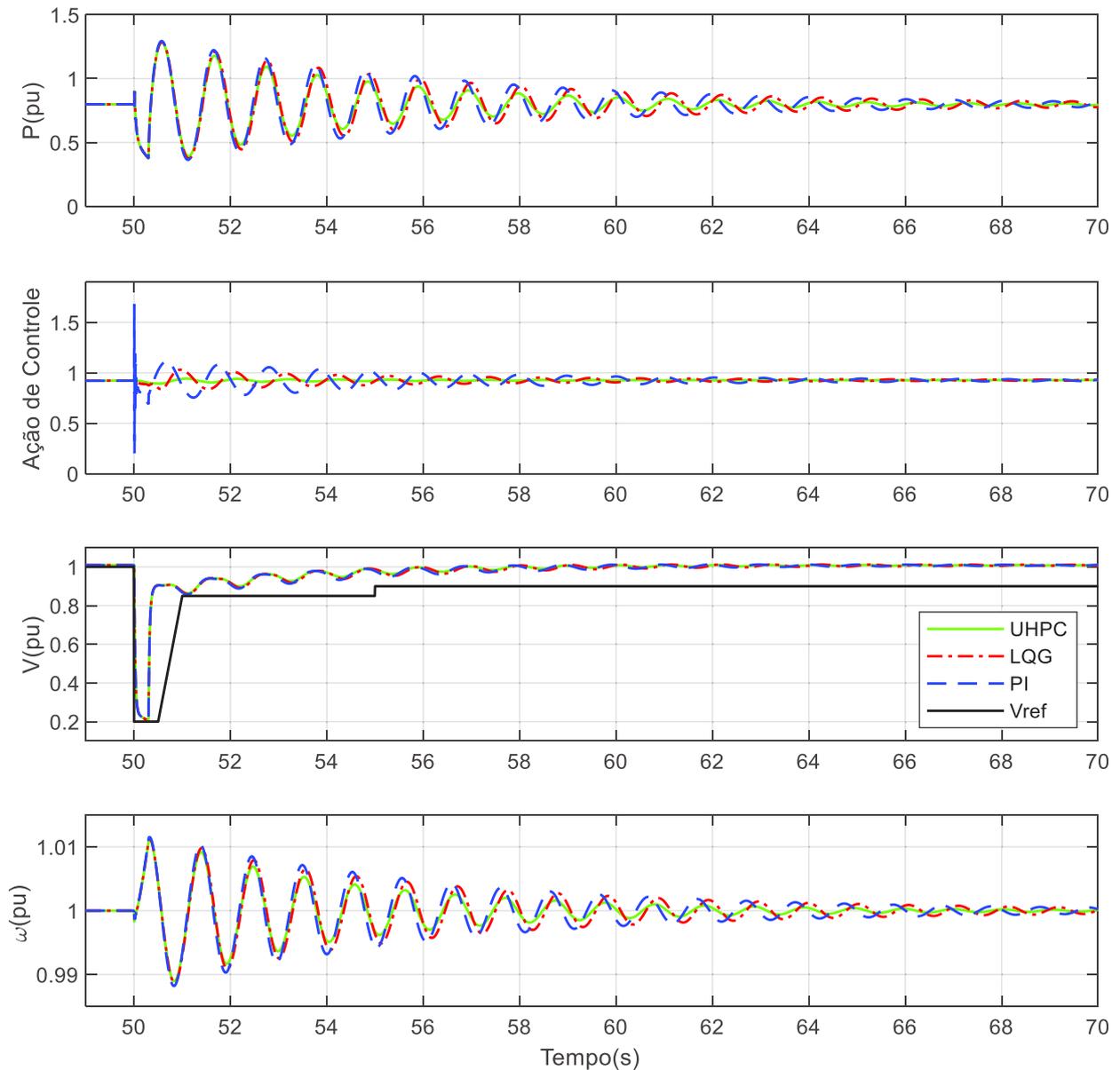
Ainda, para a simulação de curto-circuito foi avaliado a suportabilidade decorrentes de faltas na rede básica cujo todos os aerogeradores que estão conectados à rede devem respeitar. “Caso haja afundamento de tensão em uma ou mais fases no ponto de conexão na rede básica da central de geração eólica, a central deve continuar operando se a tensão nos seus terminais permanecer acima da curva indicada” (ONS, 2009). A Figura 6.9 representa a curva de suportabilidade.

Tabela 6.5 – Resultados numéricos para um curto-circuito no sistema de 11 barras.

	ISU	ISY	ISE	σ_u^2	σ_y^2	σ_ω^2	σ_v^2
PI	17,97531	14,02957	0,624102	0,003153	0,029718	1,04E-05	0,008848
LQG	17,99155	14,02917	0,625077	0,000819	0,029764	1,01E-05	0,008838
UHPC	17,97961	13,92991	0,52232	4,16E-05	0,024871	7,57E-06	0,008796
Var	0,09%	0,74%	20,27%	7573%	20,27%	39,15%	0,64%

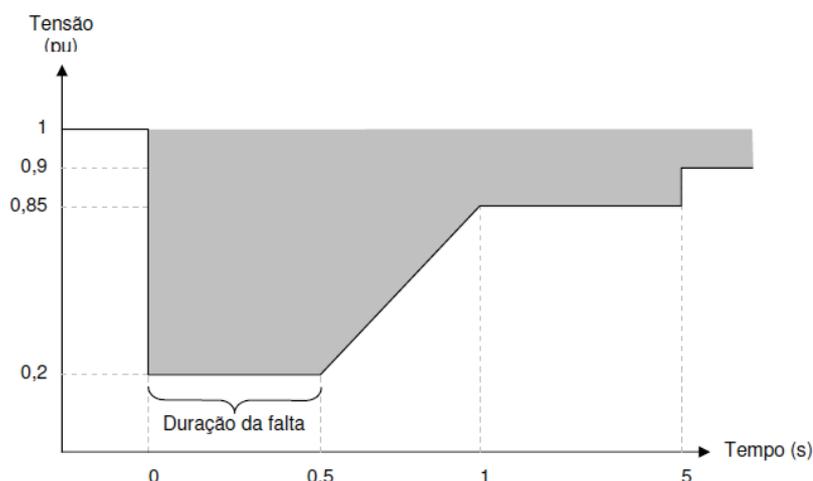
Fonte: Produção do autor.

Figura 6.8 – Curto-circuito no sistema de 11 barras.



Fonte: Produção do autor.

Figura 6.9 – Curva de suportabilidade.



Fonte: ONS (2009).

Conforme observado na figura 6.9 assim como para o sistema SMIB o controle UHPC para o sistema de 11 barras teve uma ação de controle muito menos oscilatória se comparada aos demais controladores. Observando a Tabela 6.5 nota-se que o controlador UHPC se comparado ao PI possui uma variância 7573% menor.

Em relação ao comportamento de potência de saída, mesmo o controlador UHPC apresentando menor esforço em sua ação de controle, consegue entregar uma saída de potência com menor variância σ_y^2 e menor erro de saída ISE cujo parâmetros apresentam-se 20% melhores se comparados com a resposta do controlador LQG. Cabe ressaltar que para os parâmetros citados, o PI e LQG apresentam resultados muito similares.

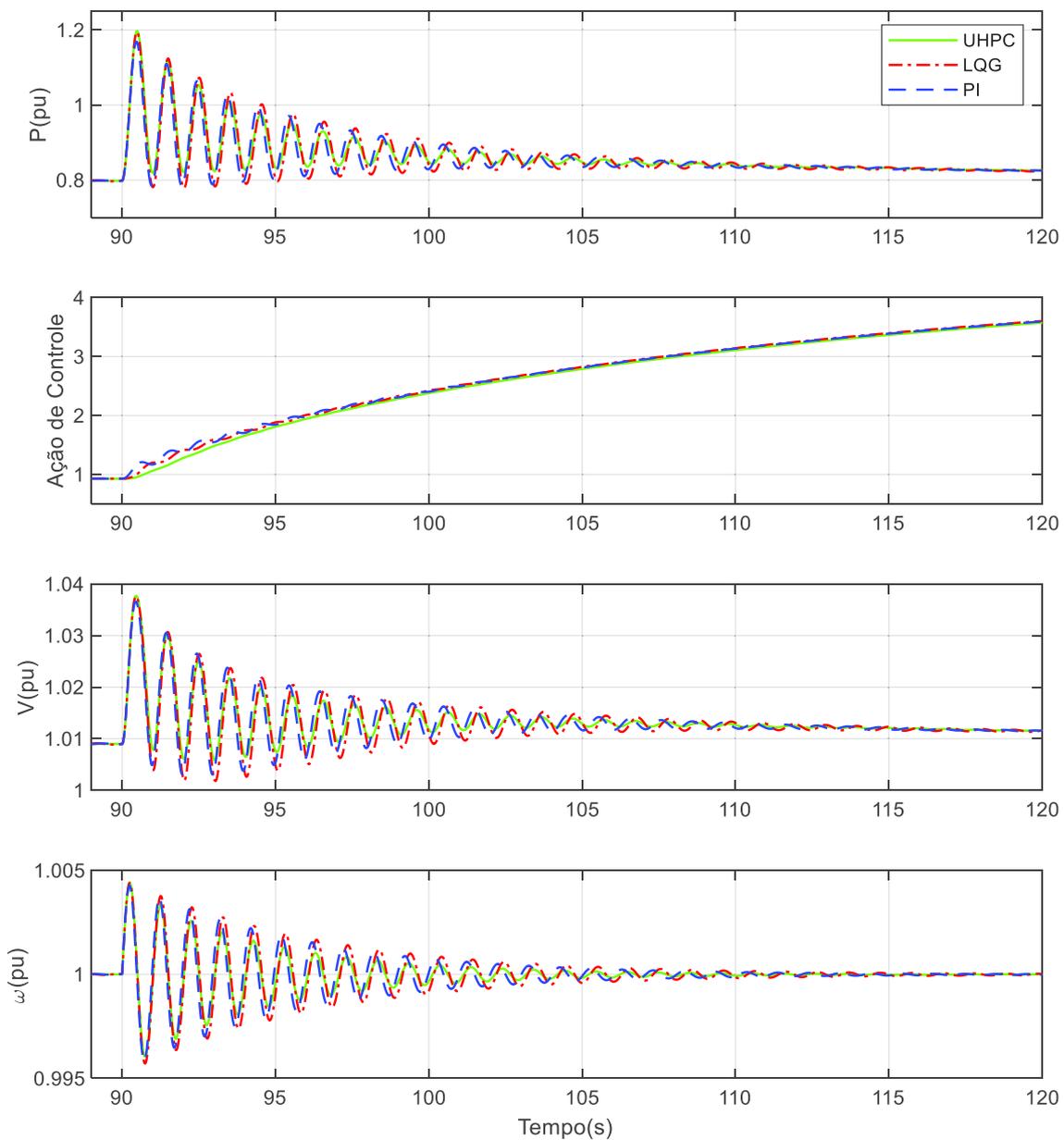
Sobre a frequência também, é possível notar que o controlador UHPC acaba oscilando menos em relação aos demais controladores. Porém, mesmo que o UHPC apresente uma variância quase 40% menor que o PI, as oscilações de frequência possuem picos com baixa amplitude e valores de variância muito próximo de zero.

Por último, os valores de tensão traçados graficamente com a curva de suportabilidade, apresentam comportamento muito similares entre si. Nenhum dos controladores testados nesta simulação permitiria que para esta falta proposta o gerador fosse desconectado da rede. Contudo, cabe ressaltar, que para situações reais, muito provavelmente todos os três controladores permitiriam que o aerogerador fosse desconectado da rede. Para que isso não acontecesse, seus ganhos precisariam ser ajustados.

6.2.3. Variação do Vento no Sistema de 11 Barras

O último teste proposto é a aplicação em $t = 90$ s de um degrau na variação da velocidade do vento de 11,8 m/s para 13 m/s. A Figura 6.10 apresenta o comportamento do sistema para a situação proposta com os três controladores e a Tabela 6.6 o comportamento de cada controlador em termos numéricos.

Figura 6.10 – Variação do vento no sistema de 11 barras.



Fonte: Produção do autor.

Tabela 6.6 – Resultados numéricos para uma variação de vento no sistema de 11 barras.

	ISU	ISY	ISE	σ_u^2	σ_y^2	σ_ω^2	σ_v^2
PI	228,4127	22,34595	0,213926	0,487712	0,003408	1,02E-06	1,95E-05
LQG	228,7219	22,38668	0,221299	0,509606	0,003569	9,67E-07	1,93E-05
UHPC	222,5593	22,52875	0,226377	0,534047	0,003378	7,54E-07	1,63E-05
Var	2,78%	0,82%	8,79%	9,50%	16,96%	52,09%	36,44%

Fonte: Produção do autor.

Através da Figura 6.10 é visualmente possível notar que o controlador UHPC mesmo dispendendo um menor esforço em sua ação de controle, consegue entregar uma saída de potência, tensão e frequência menos oscilatória em relação aos demais controladores.

Verificando os valores dos parâmetros calculados pela Tabela 6.6, percebe-se através de σ_y^2 , σ_ω^2 e σ_v^2 que mesmo o controlador UHPC apresente altas porcentagens indicando melhor comportamento se comparado aos demais controles, os valores dos parâmetros calculados sempre estão próximos de zero o que indica que não há significativa vantagem de um controlador para com outro.

Para finalizar, pode-se perceber que para a grande maioria dos parâmetros verificados o controlador UHPC apresentou ligeira vantagem em relação ao PI e LQG.

6.2.4. Sistema de 11 Barras Modificado

Nestas simulações o sistema equivalente é substituído por um gerador síncrono onde novos testes são realizados. Esse novo sistema com o gerador síncrono passa a ser chamado de “Sistema de 11 Barras Modificado”. Os parâmetros do gerador síncrono que substitui o sistema equivalente conectado ao barramento 115 podem ser encontrados no Apêndice E. Para este sistema é proposto as mesmas perturbações apresentados entre as seções 6.2.1 a 6.2.3. Como as respostas as perturbações possuem comportamentos qualitativos similares aos realizados anteriormente, terão seus resultados apresentados no Apêndice E para não tornar as análises do capítulo repetitivo.

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho teve como objetivo implementar um controlador LQG e UHPC no ajuste de *pitch* de uma turbina eólica para posterior comparação de seus comportamentos com o tradicional controlador PI utilizado para desempenhar tal tarefa.

Para aplicação dos controladores, foi necessário desenvolver o modelo matemático da turbina eólica. Com o modelo matemático descrito, a turbina foi modelada no ambiente Simulink do software MATLAB.

Dado que técnicas de controle baseadas em modelo, (como por exemplo LQR, LQG, MPC, etc.) necessitam do modelo dinâmico do sistema a ser controlado, aplicou-se um método de linearização ao sistema desenvolvido em Simulink para obtenção da planta em espaço de estados.

Com o modelo da planta, pode-se então desenvolver um estudo sobre o equacionamento e conceitos de um controlador LQG para posterior implementação deste controlador no comando do *pitch* da turbina eólica em MATLAB/Simulink.

Seguindo adiante, passou-se a abordar uma nova estratégia de controle chamada de UHPC. Após seus equacionamentos e estrutura serem abordados, o controlador foi implementado em MATLAB/Simulink para o controle de *pitch* da turbina eólica. A Seção 5.2 que descreve o passo a passo para implementação de um controle UHPC em MATLAB/Simulink trouxe uma contribuição didática que até então não era encontrada em nenhum material acadêmico.

Após a modelagem da turbina eólica, implementação do LQG e UHPC, os controladores foram testados e comparados ao tradicional PI aplicado ao controle de *pitch* em dois sistemas teste: o SMIB, que consiste na conexão da máquina à um barramento infinito, e um sistema de 11 barras. Com os testes propostos foi possível obter algumas importantes informações:

- Para perturbações provenientes da rede, o sinal de controle do UHPC apresentou comportamento menos oscilatório do que o LQG e o PI. Este fato é muito importante pois quanto menos oscilatória for a ação de controle, menor será a vibração na máquina imposta pelo atuador, assim aumenta o tempo de vida dos componentes mecânicos.

- Nos testes de variação da referência do ajuste dos controladores nenhum dos três controles apresentou grande vantagem em relação aos demais. Isso se deve ao fato dos controles terem seus ganhos inicialmente ajustados para apresentar comportamentos similares nesta situação.
- Nos testes de variação de velocidade do vento não houve um controlador que apresentou unanimidade em relação ao melhor desempenho. Para esta situação, ora o PI apresentou melhores resultados, ora o UHPC. Mesmo que para todos os sistemas testados um dos controles sempre tenha apresentado resultado um pouco melhor, não se pode afirmar que para uma variação de vento um dos três controladores simulados é superior aos demais. Independentemente deste fato, os valores absolutos demonstrados nas tabelas 6.3 e 6.6 são pequenos, evidenciando que a diferença na prática é mínima.
- Sobre os parâmetros de potência, tensão e frequência, não houve grandes variações nos diferentes ambientes de simulação propostos.

Através dessas análises, resumidamente, pode-se concluir que ao comparar um PI, LQG e UHPC aplicados ao controle de *pitch* de uma turbina eólica, o UHPC apresenta uma menor oscilação na ação de controle para perturbações na rede, assim gerando uma menor vibração na máquina e aumentando seu tempo de vida útil. Os demais parâmetros analisados além da ação de controle não possuem diferenças significativas de comportamento entre os controles aplicados.

7.1. TRABALHOS FUTUROS

Sugere-se que para trabalhos futuros sejam melhores estudados os seguintes tópicos:

- Comparativo entre controle UHPC e demais estruturas de controladores preditivos para verificação de seus comportamentos em relação a resposta de saída e custo computacional.

- Estimativa do aumento de tempo da vida útil da máquina, gerado pela menor vibração ao aplicar um sistema mais eficiente para seu controle de *pitch*.
- Verificação da viabilidade financeira para implementação de um controlador preditivo que requer um maior custo computacional em relação a um controlador PI.
- Desenvolvimento completo do modelo da turbina considerando eixo de acoplamento e conversores para controle de reativo que foram simplificados neste trabalho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEEólica. **Energia eólica abastece quase 100% do Nordeste no domingo, das 8h às 10h**. 2018. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/noticias/energia-eolica-abastece-quase-100-do-nordeste-no-domingo-das-8h-as-10h/>>. Acesso em: 20 de nov. de 2018.

ACKERMANN, Thomas. **Wind power in power systems**. United Kingdom: John Wiley & Sons Ltd, 2012.

ANDERSON, Brian D.O.; MOORE, John B. **Optimal Filtering**. New Jersey: Prentice-Hall. 1979.

ÅSTRÖM, K. J.; WITTENMARK, B. **Computer-Controlled Systems: Theory and Design**. Dover Books on Electrical Engineering Series. Dover Publications, 1996.

Atlas de energia elétrica do Brasil. **Agencia Nacional de Energia Elétrica**. 2ª ed. Brasília, 2005. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/download.htm>>. Acesso em: 15 de nov. 2018.

BARBI, Ivo. **Teoria Fundamental do Motor de Indução**. Brasil: Editora da Universidade Federal de Santa Catarina, UFSC, Eletrobrás, 1985.

BARBOSA, Vanessa. **Os números do mercado de energia eólico no mundo, Brasil avança**. EXAME. 2018. Disponível em: <<https://exame.abril.com.br/economia/os-numeros-do-mercado-de-energia-eolica-no-mundo-brasil-avanca/>>. Acesso em: 20 de nov. de 2018.

BHUSHAN, Ravi; CHATTERJEE, Kalyan; SHANKAR, Ravi. **Comparison between GA-based LQR and Conventional LQR Control Method of DFIG Wind Energy System**. RAIT, 2016.

CHIRAPONGSANANURAK, P.; SANTOSO, S.; DUGAN, R. C.; SMITH, J. **Voltage Regulation in Distribution Circuits with Wind Power**. 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting. 2012.

CORRÊA, André da S. **Estudo e comparação de sistemas de geração eólica utilizando DFIG E PMSC**. Dissertação de Mestrado, UDESC – Joinville, 2015.

CÔRTE-REAL, Edimar W. **Dessensibilização da estrutura de controle LQG aplicada ao modelo de uma suspensão ativa utilizando a técnica PRABI**. Dissertação de Mestrado, Instituto Militar de Engenharia – Rio de Janeiro, 2002.

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica. **Tutorial Energia Eólica**. Rio de Janeiro, 2008. Disponível em:

<http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_eolica_2008_e-book.pdf>.

Acesso em 08/12/2018.

FREITAS, Alexandre W. **Controle de Passo de Aerogeradores de Baixa Potência**. Dissertação de Mestrado, Universidade do Porto – Cidade do Porto, 2008.

GWEC. **Annual Market update**. 2017. Disponível em:

<<http://files.gwec.net/files/GWR2017.pdf>>. Acesso em: 28 de Nov. de 2018.

HODGE, B. K. **Sistemas e aplicações de energia alternativa** / B. K. Hodge; tradução Luiz Claudio de Queiroz Faria; revisão técnica Marco Aurélio dos Santos. - Rio de Janeiro: LTC, 2011.

IMRAM, M. Raja; HUSSAIN, D. M. Akbar; CHEN, Zhe. **LQG Controller Design for Pitch Regulated Variable Speed Wind Turbine**. ENERGYCON, 2014.

KALBAT, AbdIrahman. **Linear Quadratic Gaussian (LQG) Control of Wind Turbines**. International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems, 2013.

MACHOWSKI, Jan; W. BIALEK, Janusz; R. BUMBY, James. **Power system dynamics: stability and control**. 2. ed. United Kingdom: John Wiley & Sons, 2008.

MEHTAA, Bhinal; BHATTA, Praghnes, PANDYAB, Vivek. **Small signal stability enhancement of DFIG based wind power system using optimized controllers parameters**. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2015.

MICROEOLICA. **Limite de Betz**. 2013. Disponível em: <<https://microeolica.weebly.com/limite-de-betz.html>>. Acesso em: 12 de jan. 2019.

MME, **Energia Eólica no Brasil e Mundo**. Ministério de Minas e Energia. 2017. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/15+-+Energia+E%C3%B3lica+-+Brasil+e+Mundo+-+ano+ref.+2016+%28PDF%29+-+NOVO/f63a15ea-9d2c-4d27-9400-5d7c3fd97b22?version%20=%201.4>>. Acesso em: 05 de dez. 2018.

OGATA, Katsuhiko. **Discrete-time control systems**. P, 1995, vol. 2.

OGATA, Katsuhiko. **Engenharia de controle moderno**. Tradução: Heloísa Coimbra de Souza; revisor técnico Eduardo Aoun Tannuri. 5. ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2010.

ONG, Chee-Mun. **Dynamic simulation of electric machinery using Matilab/Simulink**. Nova Jersey: Russ Hall, 1998.

ONS. **Requisitos técnicos mínimos para a conexão à rede básica**. 2009. Disponível em: <http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%203%2FSu bm%C3%B3dulo%203.6%2FSubmodulo%203.6_Rev_1.0.pdf> Acesso em: 18 de jan. 2019.

PINTO, Milton de O. **Fundamentos de energia eólica**. Rio de Janeiro: LTC, 2013.

POLINDER, Henk; BANG, Deok-Je; Li, H; Chen Z. **Concept Report on Generator Topologies, Mechanical & Electromagnetic Optimization**. Part 1. Project UpWind, 2007.

TRENTINI, Rodrigo. **Contributions to the damping of interarea modes in extended power systems: A turbine governor approach with the help of the Unrestricted Horizon Predictive Controller**. Tese de Doutorado, Leibniz Universität Hannover – Hanôver, 2017.

RAGHEB, Magdi. **Wind energy conversion theory, Betz equation**. 2017. Disponível em:
<<http://mragheb.com/NPRE%20475%20Wind%20Power%20Systems/Wind%20Energy%20Conversion%20Theory%20Betz%20Equation..pdf>>. Acesso em: 12 de jan. 2019.

RÊGO, Leandro de O. **Análise do Impacto da Geração Eólica na Regulação de Frequência de Sistemas de Energia Elétrica**. Dissertação de Mestrado, UFRJ – Rio de Janeiro, 2017.

SANTOS, Marco A. **Fontes de energia nova e renovável**. Rio de Janeiro: LTC, 2013.

SIEGFRIED, Heier. **Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems**. John Wiley & Sons Ltd, 1998.

SILVA, João P. G. da. **Energia Eólica**. Joinville, 2016. (Apostila).

SILVEIRA, Antonio. **Contribuições ao controle de variância mínima generalizado: abordagem de projeto no espaço de estados**. Tese de Doutorado, UFSC – Florianópolis. 2012.

SILVEIRA, Antonio; TRENTINI, Rodrigo; COELHO, Antonio; KUTZNER, Rüdiger; HOFMANN, Lutz. **Generalized minimum variance control under long-range prediction horizon setups**. Elsevier. 2016.

TONG, Wei. **Wind power generation and wind turbine design**. USA: Wit Press, 2010.

UMANS, Stephen D. **Máquinas Eléctricas: de Fitzgerald e Kingsley**. 7. ed. Nova York: McGraw-Hill, 2014.

WANG, L. **Model predictive control system design and implementation using MATLAB**. Springer Science & Business Media, 2009.

YARAMASU, Venkata; WU, Bin. **Model Predictive Control of Wind Energy Conversion Systems**. New Jersey: John Wiley & Sons Ltd, 2017.

ZHOU, Hanqing. **On an optimal turbine governor with intrinsic ability to damp out low frequency oscillations in power systems**. Dissertação de Mestrado, Leibniz Universität Hannover – Hanôver, 2017.

APÊNDICE A: PARÂMETROS DE SIMULAÇÃO DO AEROGERADOR

Inicialmente, são apresentados os dados utilizados para os parâmetros de modelagem da turbina.

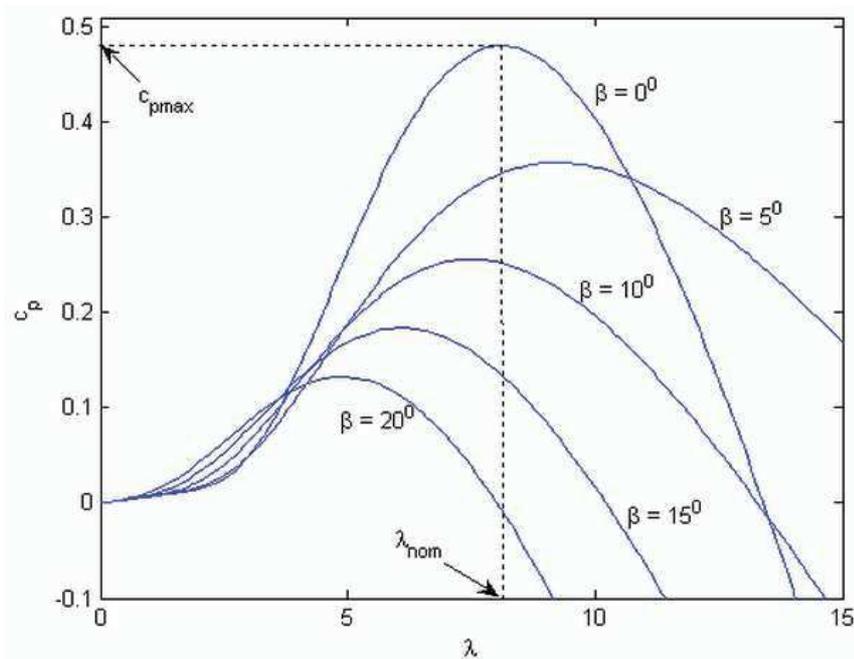
Tabela A.1 – Coeficientes de c_1 a c_6 .

Parâmetros dos coeficientes “c”	
c_1	0,5176
c_2	116
c_3	0,4
c_4	5
c_5	21
c_6	0,0068

Fonte: Adaptado de Siegfried (1998).

Os parâmetros de C_p , β , λ estão associados entre si e podem ser obtidos pelo gráfico da Figura A.1.

Figura A.1 – Curvas para obtenção de C_p , β , λ .



Fonte: Siegfried (1998).

Para os parâmetros do gerador a Tabela A.2 apresenta os principais valores dos parâmetros empregados.

Tabela A.2 – Parâmetros do gerador.

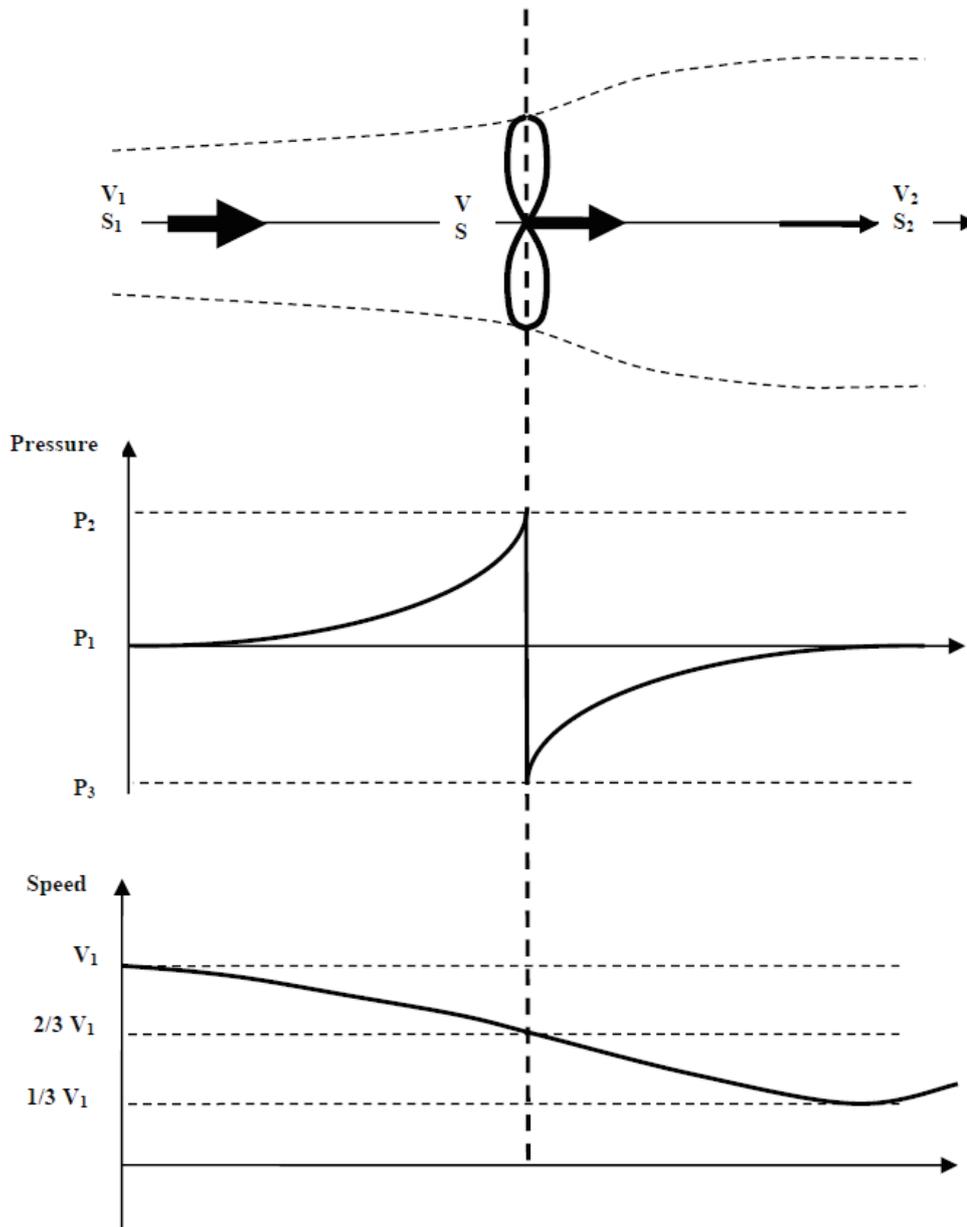
Parâmetros	Valor
Potência (P)	1,5 MW
Tensão (V)	575 V
Frequência (f)	60 Hz
Coeficiente de inércia (H)	3,7 s
Par de pólos (p)	20
Indutância de magnetização de eixo direto visto pelo estator (L_{md})	1,19 p.u
Indutância de magnetização do eixo em quadratura vista pelo estator (L_{mq})	0,36 p.u
Resistência do estator (R_s)	2,85E-03 p.u
Indutância de fuga do estator (L_l)	0,114 p.u

Fonte: Produção do autor.

APÊNDICE B: LIMITE DE BETZ

A dedução do coeficiente de Betz aqui descrito é baseado em Pinto (2013) e Ragheb (2017).

Figura B.1 – Pressão e variação de velocidade em um modelo ideal de turbina eólica.



Fonte: Ragheb (2017).

As análises partem do modelo ideal presente na figura B.1, onde S é a área da seção transversal varrida pelas pás da turbina, S_1 é a seção transversal de entrada e S_2 de saída, V é a velocidade e P a pressão.

Percebendo que a potência máxima extraída do vento será a potência de entrada P_e menos a potência de saída P_s , o coeficiente de Betz C_p pode ser descrito como,

$$C_p = P_e - P_s . \quad (\text{B.1})$$

Ainda, através do último gráfico da figura B 1, nota-se que a turbina absorve 2/3 da energia na entrada, restando 1/3 de energia na saída. Assim, a velocidade v pode ser dividida em duas parcelas, velocidade de entrada v_e e de saída v_s .

$$v_e = (2/3)v , \quad (\text{B.2})$$

$$v_s = (1/3)v . \quad (\text{B.3})$$

Na entrada da turbina, sabe-se que a potência do vento é,

$$P_e = (1/2)mv^2 . \quad (\text{B.4})$$

Assumindo a massa específica ρ (também chamada de densidade) do ar como constante, o que é válido para ventos de até 100 m/s, a massa m do sistema pode ser descrita por,

$$m = \rho S v_e . \quad (\text{B.5})$$

Agora, ao substituir as equações B.2 e B.4 em B.5 a potência de entrada é,

$$P_e = (1/2)[\rho S(2/3)]v^2 . \quad (\text{B.6})$$

Utilizando o mesmo raciocínio proposto para a potência de entrada, a potência de saída pode ser descrita por,

$$P_s = (1/2)[\rho S(2/3)(v/3)]^2 . \quad (\text{B.7})$$

Então, para obter a máxima potência absorvida do vento C_p basta substituir as equações B.6 e B.7 na equação B.1 e chega-se a,

$$C_p = (16/27)[(1/2)\rho S v^3] = (16/27)P = 0,592593 P = 59,3\% P . \quad (\text{B.8})$$

Assim, 59,3% é o valor máximo que uma turbina eólica pode retirar da potência P disponível do vento.

APÊNDICE C: TURBINA EÓLICA LINEARIZADA

A seguir, as matrizes A, B, C e D do sistema em espaço de estados referentes a linearização da turbina eólica são apresentados:

$$A = \begin{bmatrix} -113,394 & 295,5142 & -3,85E-06 & 0,000203 & 0,071275 & 167,5979 & -170,752 \\ -234,449 & 57,13182 & -0,37749 & -0,00014 & 0,096365 & -123,504 & -233,282 \\ 15,33007 & 4,959976 & -11,6375 & -8,21887 & -0,00852 & 23,49062 & 20,71032 \\ -27,0648 & 13,90978 & -5,44879 & -5,92797 & -1,22305 & -4,6475 & -24,6871 \\ 20,81791 & -17,7575 & 3,931986 & -9,13577 & -17,5366 & 10,32731 & 17,42287 \\ 228,3612 & 3,41E-05 & 3,36E-06 & -7,32E-05 & -0,14727 & -84,3576 & 354,7469 \\ -128,264 & -0,00736 & 0,001633 & -0,00444 & -0,06118 & -544,058 & 126,2673 \end{bmatrix}$$

$$B = \begin{bmatrix} -0,001252 \\ 0,0064381 \\ -1,53E-05 \\ -5,44E-06 \\ 1,01E-05 \\ 0,004552 \\ -0,002557 \end{bmatrix}$$

$$C = \begin{bmatrix} -0,009 & -1,44963 & -1,93225 & 0,066337 & -0,13374 & 2,213078 & 3,09921 \end{bmatrix}$$

$$D = 0$$

APÊNDICE D: PARAMETROS DE SIMULAÇÃO

Este apêndice tem como objetivo apresentar os detalhes dos parâmetros simulados. A primeira informação a ser descrita são os parâmetros aplicados aos três controladores simulados.

Tabela D.1 – Parâmetros dos controles simulados.

Controle PI		Controle LQG		Controle UHPC	
K_p	0.3	Q_{LQR}	$C_a^T * C_a$	Q_{UHPC}	10
		R_{LQR}	0,5	R_{UHPC}	10
K_i	1.4	Q_{Kalman}	$100 * I_{[2 \times 2]}$	Q_{Kalman}	10
		Q_{Kalman}	1	Q_{Kalman}	1

Fonte: Produção do autor.

Para o sistema 11 barras os dados ainda não informados são em relação as linhas e transformadores. Para todas as linhas foram considerados os seguintes valores:

$$r_1 = 0.7016 \Omega \quad x_1 = 0.706 \Omega \quad r_0 = 1.3379 \Omega \quad x_0 = 0.2025 \Omega$$

já os parâmetros dos transformadores são apresentados na Tabela D.2.

Tabela D.2 – Parâmetros dos transformadores.

Parâmetros	Resistencia	Reatância
Transformador (T1)	0,5%	10%
Transformador (T2)	0%	5%

Fonte: Produção do autor.

APÊNDICE E: SISTEMA DE 11 BARRAS MODIFICADO

O sistema equivalente da Figura 6.6 foi substituído por um gerador. Os parâmetros da máquina são encontrados na Tabela E.1

Tabela E.1 – Parâmetros da máquina equivalente.

Parâmetros	Valor
Potência (P)	1,5 MW
Tensão (V)	115 kV
Frequência (f)	60 Hz
Coefficiente de inércia (H)	3,7 s
Par de pólos (p)	20
Indutância de magnetização de eixo direto visto pelo estator (L_{md})	1,19 p.u
Indutância de magnetização do eixo em quadratura vista pelo estator (L_{mq})	0,36 p.u
Resistência do estator (R_s)	2,85E-03 p.u
Indutância de fuga do estator (L_l)	0,114 p.u

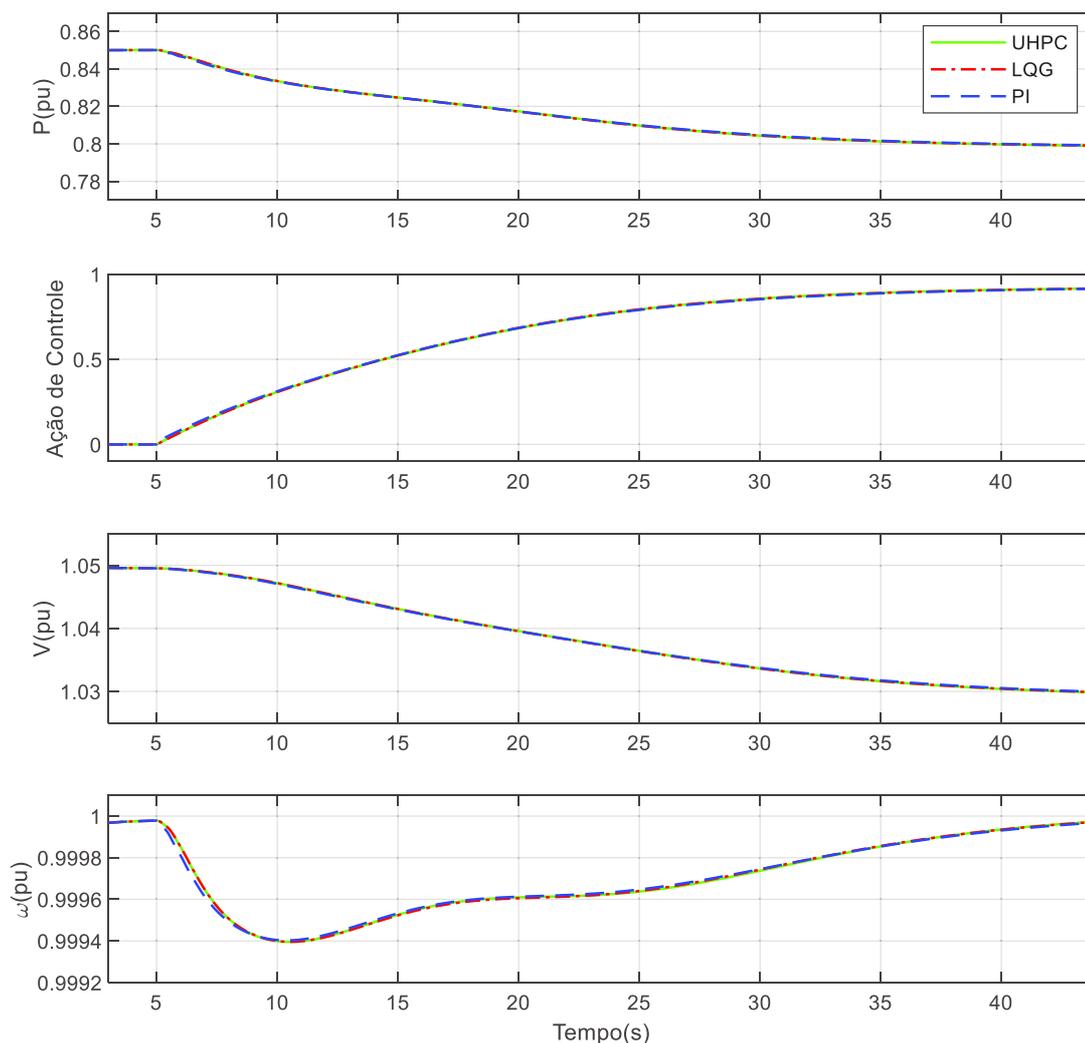
Fonte: Produção do autor.

Para este novo sistema de 11 barras, aqui chamado de “Sistema de 11 barras modificado” foram aplicadas as mesmas situações até então testadas, o rastreamento de referência, curto-circuito e variação do vento.

Rastreamento de Referência no Sistema de 11 Barras Modificado

Para esta simulação parte-se do princípio que a máquina está regulando a potência de saída em 0,85 p.u. e já atingiu seu regime permanente em $t = 3 s$. Em $t = 5 s$ sua referência de ajuste de potência é alterada para 0,8 p.u. A Figura E.1 apresenta o comportamento do sistema para a situação proposta com os três controladores.

Figura E.1 – Rastreamento de referência no sistema de 11 barras Modificado.



Fonte: Produção do autor.

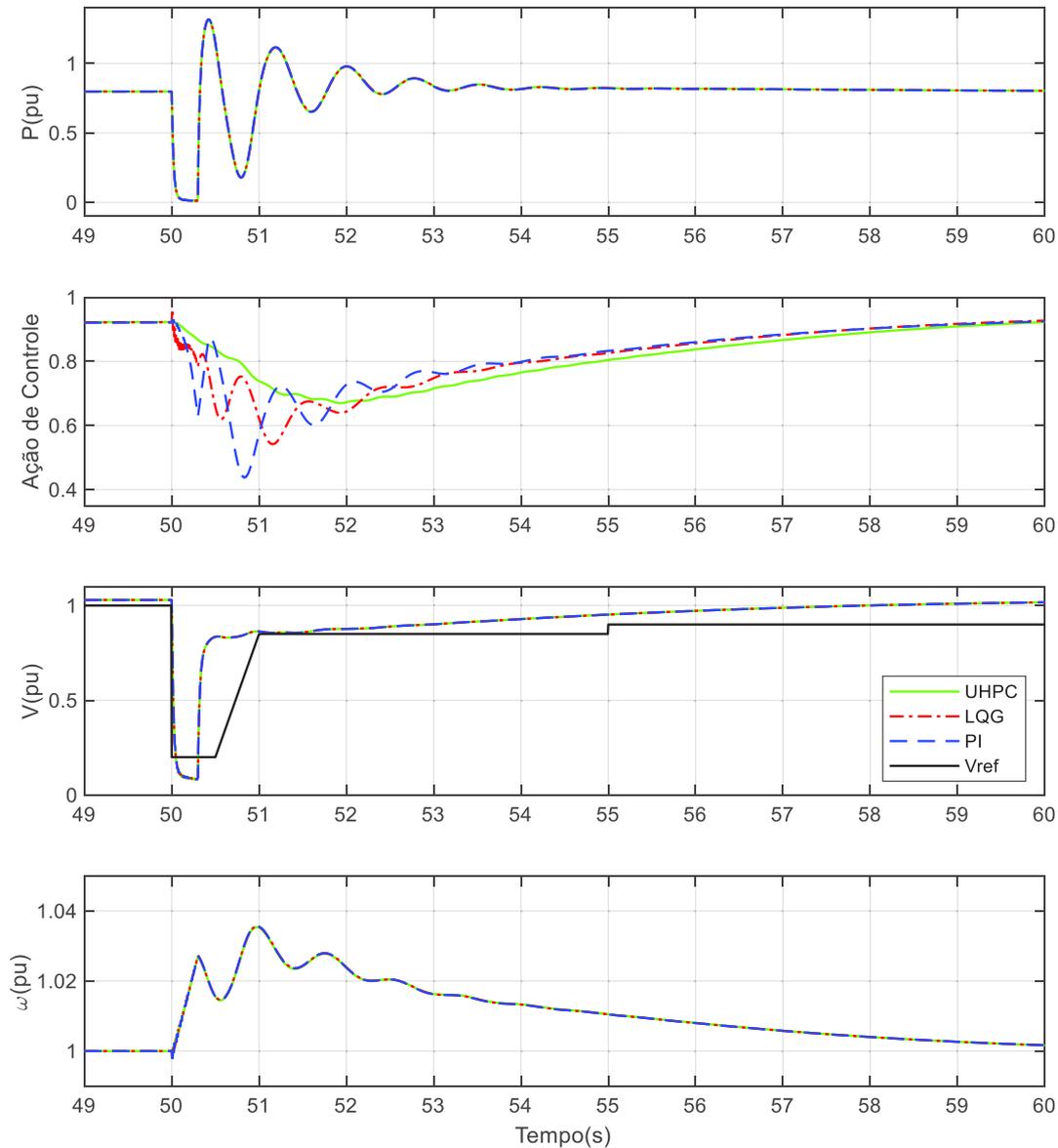
Conforme observado na Figura E.1 assim como em todas as simulações realizadas todos os três controladores apresentaram comportamentos similares. Para o rastreamento de referência nenhum dos controladores apresentou vantagem em relação aos demais.

Curto-Circuito no Sistema de 11 Barras Modificado

Nesta simulação em $t = 50$ s é aplicado um curto circuito trifásico de 0,3 segundos no barramento 312, sem abertura de linha de transmissão. A Figura E.2 apresenta o comportamento do sistema para a situação proposta com os três

controladores. Ainda na Figura E.2, em relação a tensão, novamente é representada a curva de suportabilidade de tensão denominada por V_{ref} .

Figura E.2 – Curto-circuito no sistema de 11 barras Modificado.



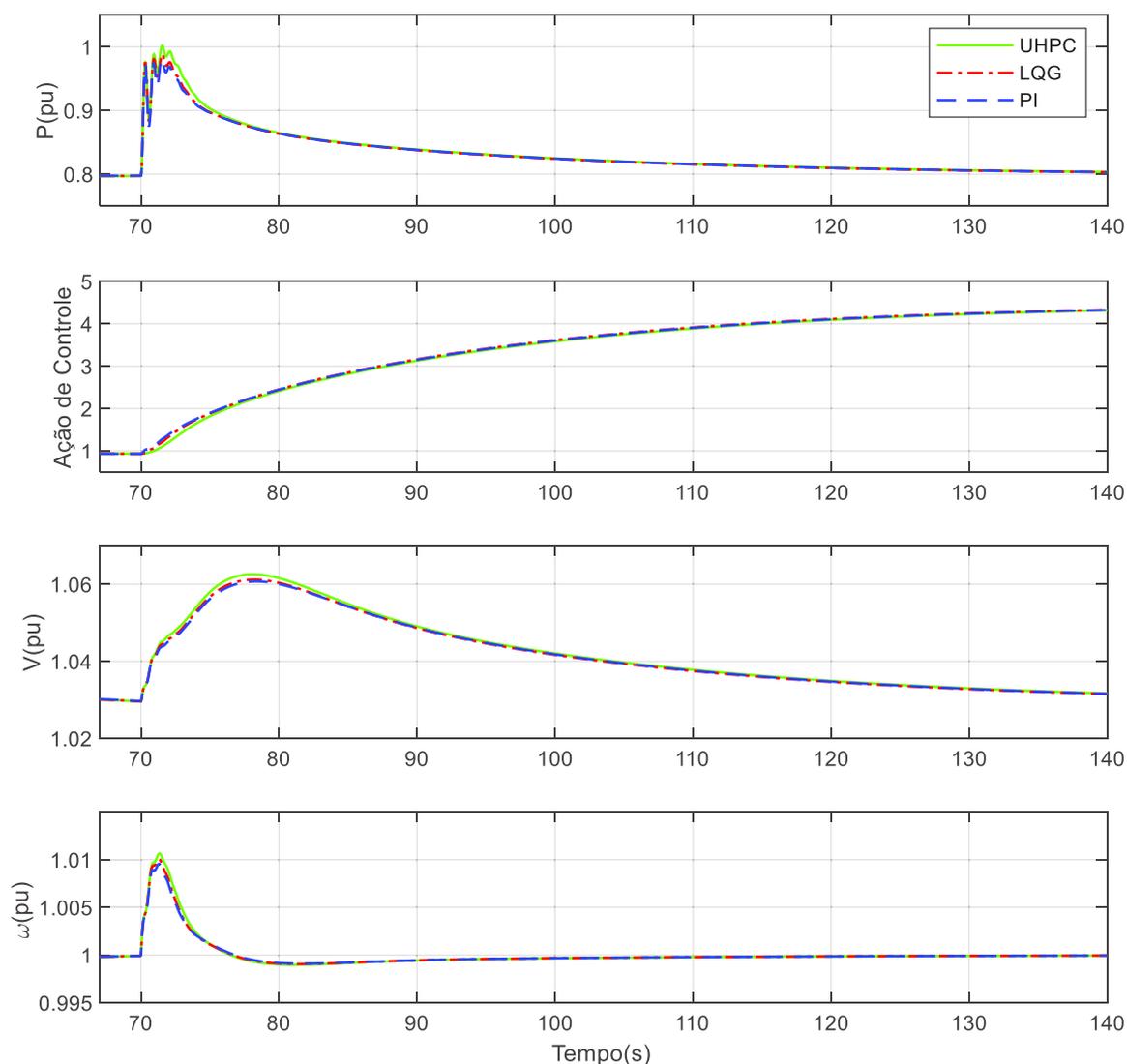
Fonte: Produção do autor.

Assim como nos demais testes de curto-circuito a ação de controle do UHPC apresenta comportamento oscilatório muito menor do que o LQG e PI. Em relação a tensão, percebe-se que como o curto circuito ocorreu muito próximo do ponto de conexão da turbina eólica com a rede, a curva de tensão extrapola os limites impostos pela curva de suportabilidade. Deste modo a turbina eólica seria desconectada da rede.

Variação do Vento no Sistema de 11 Barras Modificado

Neste teste é aplicado em $t = 70$ s de um degrau na variação da velocidade do vento de 11,8 m/s para 13 m/s. A Figura E.3 apresenta o comportamento do sistema para a situação proposta com os três controladores.

Figura E.3 – Variação do vento no sistema de 11 barras Modificado.



Fonte: Produção do autor.

Nota-se que ao UHPC dispender um menor esforço em sua ação de controle, acaba permitindo que os demais parâmetros analisados oscilem mais. Contudo, como estas oscilações não se distinguem significativamente de um controlador para outro, não há grande vantagem de nenhum controlador em relação aos demais.