

UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMIÁRIDO UNIVERSIDADE DO ESTADO DO RIO GRANDE DO NORTE MESTRADO EM CIÊNCIA DA COMPUTAÇÃO



AISLÂNIA ALVES DE ARAÚJO

UM ESTUDO SOBRE O USO DE CONTROLADORES ÓTIMOS COM AGENDAMENTO DE GANHO EM GERADORES EÓLICOS DO TIPO INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO

MOSSORÓ – RN

2011

AISLÂNIA ALVES DE ARAÚJO

UM ESTUDO SOBRE O USO DE CONTROLADORES ÓTIMOS COM AGENDAMENTO DE GANHO EM GERADORES EÓLICOS DO TIPO INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO

Dissertação apresentada ao Mestrado de Ciência da Computação – associação ampla entre a Universidade Federal Rural do Semiárido e Universidade do Estado do Rio Grande do Norte, para a obtenção do título de Mestre em Ciência da Computação.

Orientadores: Iguatemi Eduardo da Fonseca, D. Sc – UFPB Luciano Sales Barros, D. Sc - UFRN

MOSSORÓ – RN

2011

Ficha catalográfica preparada pelo setor de classificação e catalogação da Biblioteca "Orlando Teixeira" da UFERSA

A663e Araújo, Aislânia Alves de. Um estudo sobre o uso de controladores ótimos com agendamento de ganho em geradores eólicos do tipo indução duplamente alimentado/ Aislânia Alves de Araújo -- Mossoró, 2011. 114f.:il.
Dissertação (Mestrado em Ciência da Computação. Área de concentração: Infra – Estrutura da comunicação) – Universidade Federal Rural do Semi-Árido. Orientador: Prof^o. D.Sc. Iguatemi Eduardo da Fonseca Co-orientador: Prof^o. D.Sc. Luciano Sales Barros
1.Computação. 2.Turbinas eólicas. 3.Gerador. 4.Técnicas de Controle. I.Título.

Bibliotecária: Keina Cristina Santos Sousa e Silva CRB15 120

Um Estudo Sobre o Uso de Controladores Ótimos com Agendamento de Ganho em Geradores Eólicos do Tipo Indução Duplamente Alimentado

Aislânia Alves de Araújo

Dissertação de mestrado aprovada em 05 de Setembro de 2011 pela banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof[®]. D.Sc. Iguatemi Eduardo da Fonseca (Orientador)......UFPB

Prof^o. D. Sc. Luciano Sales Barros (Orientador)......UFRN

Prof^o. D. Sc. Jajdilson Jó da Silva (Membro Externo)......UFCG

Prof^o. D. Sc. Idalmin de Souza Queiroz Junior (Membro Interno)......UFERSA

As pessoas mais importantes de minha vida: minha mãe, Inacione e meu irmão querido Aysflânio.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por ter me concedido a benção e iluminar todos os meus caminhos para que eu nunca fraquejasse perante as dificuldades;

Em especial a minha mãe Inacione, que sempre está ao meu lado em todos os momentos de minha vida;

Á meu irmão Aysflânio, ele é muito importante nessa conquista, obrigada IRMÃO por tudo (CARINHO, AMOR, DEDICAÇÃO, PREOCUPAÇÃO...);

Aos meus orientadores D. Sc. Luciano Sales Barros e D. Sc. Iguatemi Eduardo da Fonseca por tornar esse caminho possível. Agradeço pelos valiosos ensinamentos, pela paciência que tiveram comigo nos momentos difíceis;

Ao professor D. Sc. Marcelino (UERN) por está sempre disponível para me ajudar contribuindo muito para essa conquista;

A todos os professores e colaboradores do mestrado UFERSA-UERN;

A uma GRANDE amiga "Welliana". Amiga obrigada por tudo!! Por todos os fins de semana que passamos no LASIC, nunca esqueça que sua companhia é muito agradável. Obrigada pela sua amizade sincera;

A Alexsandra por todos os momentos compartilhados e as divertidas conversas no LASIC;

A todos meus amigos do MCC-UFERSA/UERN: Camila, Cleone, Phelipe, Ticiana, Fernando, Mailson, por toda compreensão, dúvidas tiradas e experiência adquirida. Obrigada a todos;

A CAPES pelo apoio financeiro;

A CAPES e meus orientadores pela oportunidade de participação no projeto PE087-2008, do edital PRÓ-ENGENHARIAS.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURA	X
LISTA DE TABELA	xiv
LISTA DE SÍMBOLO	XV
RESUMO	xviii
ABSTRACT	xix
CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	20
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO	20
1.2 OBJETIVOS	23
1.3 METODOLOGIA	23
1.4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	24
1.5 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	25
CAPÍTULO 2 - GERADORES EÓLICOS	27
2.1 INSTALAÇÕES EÓLICAS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	27
2.2 TEORIA AERODINÂMICA DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA EM	
ENERGIA MECÂNICA	29
2.2.1 Forças Aerodinâmicas	29
2.2.2 Energia e Potência Eólicas	31
2.2.3 A curva $C_p \times \lambda$	32
2.2.4 Limitação de Potência	34

2.3 PRINCIPAIS ESQUEMAS DE GERAÇÃO EÓLICA	35
2.3.1 Turbinas Eólicas de Velocidade Constante	36
2.3.2 Turbinas Eólicas de Velocidade Variável Acoplada a um Gerador Síncrono d	e Ímã
Permanente	37
2.3.3 Turbinas Eólicas de Velocidade Variável Acoplada a um Gerador de Indução	1
Duplamente Alimentado (DFIG – Doubly Fed Induction Generator)	38
2.4 SISTEMA DE CONTROLE DE UM DFIG EM UMA TURBINA EÓLICA	41
2.4.1 Controle do Lado do Rotor – Conversor C1	42
2.4.2 Controle do Lado da Rede – Conversor C2	46
2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	48
CAPÍTULO 3 - TEORIA DE SISTEMAS DE CONTROLE	49
3.1 INTRODUÇÃO	50
3.2 CONTROLADORES CLÁSSICOS	51
3.3 CONTROLADORES MODERNOS	53
3.3.1 Modelagem de Sistemas no Espaço de Estados	53
3.3.2 Projeto de Sistemas de Controle no Espaço de Estados	57
3.3.2.1 Alocação de Pólos	57
3.3.2.2 Regulador Linear Quadrático – LQR (Controle Ótimo)	59
3.3.3 Controle Adaptativo	61
3.3.3.1 Sistema Adaptativo por Self – Tuning Regulator (STR)	63
3.3.3.2 Sistema Adaptativo por Modelo de Referência	64
3.3.3.3 Sistema Adaptativo por <i>Gain Scheduling</i> (Agendamento de Ganho)	65

3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS	66
CAPÍTULO 4 – ANÁLISES DOS RESULTADOS	68
4.1 REPRESENTAÇÃO DO DFIG	69
4.2 CASO 1: SISTEMA EM MALHAS COM 8 BARRAS	71
4.2.1 Controladores LQR e LQR Adaptativo	71
4.2.1.1 Projeto do controlador 1	72
4.2.1.2 Projeto do controlador 2	74
4.2.1.3 Projeto do controlador 3	75
4.2.2 Simulações para o Caso 1	77
4.2.2.1 Simulação de um curto-circuito	77
4.2.2.2 Simulação de um degrau na velocidade de vento de -50%	79
4.2.2.3 Simulação da variação de vento de -50% mais curto de 200m/s na barra	ı 7 82
4.2.2.4 Simulação da variação da velocidade do vento de 9,5 para 6,5 m/s	84
4.2.2.5 Simulação da velocidade do vento permanentemente crescente	87
4.3 CASO 2: SISTEMA RADIAL COM 6 BARRAS	89
4.3.1 Controladores LQR e LQR Adaptativo	90
4.3.1.1 Projeto do controlador 1	90
4.3.1.2 Projeto do controlador 2	92
4.3.1.3 Projeto do controlador 3	93
4.3.2 Simulações para o Caso 2	95
4.3.2.1 Simulação de um curto-circuito	95
4.3.2.2 Simulação degrau da velocidade do vento	97

4.3.2.3 Simulação da variação triangular na velocidade do vento	
4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS	
CAPÍTULO 5 – CONCLUSÕES	
5.1 CONCLUSÕES	
5.2 TRABALHOS FUTUROS	
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	
APÊNDICE A	112
APÊNDICE B	

LISTA DE FIGURA

Figura 2.1 – Esquema simplificado de um gerador eólico	. 29
Figura 2.2 – Representação das forças aerodinâmicas atuantes em uma pá da turbina	
eólica	. 30
Figura 2.3 – Queda da velocidade do vento para o máximo aproveitamento da energia	l
eólica	. 33
Figura 2.4 – Curva $c_p imes \lambda$ típica para turbinas eólicas com três pás	. 33
Figura 2.5 – Seção reta de uma pá	. 35
Figura 2.6 – Curva $c_p \times \lambda$ para diferentes valores de β	. 35
Figura 2.7 – Turbina eólica com velocidade constante	. 36
Figura 2.8 – Turbina eólica de velocidade variável acoplado a um gerador síncrono	. 38
Figura 2.9 – Turbina eólica com velocidade variável equipado por um DFIG	. 39
Figura 2.10 – Sistemas de controle de geradores eólicos equipados por um DFIG	. 41
Figura 2.11 – Controladores PI para o conversor C1	. 44
Figura 2.12 – Esquema de controle proposto por Barros [2006]	. 46
Figura 2.13 – Esquema de controle do conversor C2	. 47
Figura 3.1 – Sistema de Controle com Realimentação	. 51
Figura 3.2 – Sistema de Controle de Malha Fechada com $u = -Kx$. 58
Figura 3.3 – Diagrama de blocos de um sistema de controle adaptativo	. 62
Figura 3.4 – Diagrama de blocos de um sistema de controle adaptativo por SRT	. 64
Figura 3.5 – Diagrama de blocos de um sistema de controle adaptativo por Modelo de	
Referência	. 65
Figura 3.6 – Diagrama de blocos do controlador <i>Gain Sheduling</i>	. 66

Figura 4.1 – Circuito equivalente para DFIG	, 70
Figura 4.2 – Representação de uma rede elétrica malhada	. 71
Figura 4.3 – Gráfico do comportamento da corrente rotórica após um curto-circuito	. 78
Figura 4.4 – Gráfico do comportamento da tensão estatórica após a ocorrência de um	
curto-circuito	, 78
Figura 4.5 – Gráfico do comportamento da velocidade angular após um curto-circuito	78
Figura 4.6 – Gráfico da variação degrau na velocidade do vento	. 80
Figura 4.7 – Gráfico da potência mecânica do DFIG após a variação degrau na	
velocidade do vento	, 80
Figura 4.8 – Gráfico da velocidade angular do rotor após a variação na velocidade do	
vento	. 80
Figura 4.9 – Gráfico da potência elétrica do DFIG após a variação na velocidade do	
vento	, 81
Figura 4.10 – Gráfico do comportamento da corrente rotórica do DFIG após a variaçã	io
de -50% na velocidade do vento	. 82
Figura 4.11 – Gráfico do comportamento da tensão estatórica do DFIG após a variaçã	0
de -50% na velocidade do vento	. 82
Figura 4.12 – Gráfico do comportamento da potência elétrica do DFIG após a variação	0
de -50% na velocidade do vento	. 83
Figura 4.13 – Gráfico do comportamento da velocidade angular do rotor após a variaç	;ão
de -50% na velocidade do vento	, 83
Figura 4.14 – Gráfico da velocidade do vento após a variação na velocidade angular	, 85
Figura 4.15 – Gráfico da potência mecânica do DFIG após a variação na velocidade	
angular	. 85

Figura 4.16 – Gráfico da velocidade angular do rotor após a variação na velocidade
angular
Figura 4.17 – Gráfico potência elétrica do DFIG após a variação na velocidade
angular
Figura 4.18 – Gráfico da velocidade do vento após a variação permanentemente
crescente da velocidade angular
Figura 4.19 – Gráfico da potência mecânica do DFIG após a variação permanentemente
crescente da velocidade angular
Figura 4.20 – Gráfico da velocidade angular do rotor após a variação permanentemente
crescente da velocidade angular88
Figura 4.21 – Gráfico da potência elétrica do DFIG após a variação permanentemente
crescente da velocidade angular 88
Figura 4.22 – Representação de uma rede elétrica radial90
Figura 4.23 – Gráfico da corrente rotórica do DFIG após um curto-circuito
Figura 4.24 – Gráfico da tensão estatórica do DFIG após um curto-circuito
Figura 4.25 – Gráfico da velocidade angular do rotor após um curto-circuito
Figura 4.26 – Gráfico da potência elétrica do DFIG após um curto-circuito96
Figura 4.27 – Gráfico de um degrau da velocidade do vento
Figura 4.28 – Gráfico da potência mecânica de um degrau do DFIG
Figura 4.29 – Gráfico da tensão estatórica do DFIG98
Figura 4.30 – Gráfico da velocidade angular do rotor do DFIG
Figura 4.31 – Gráfico da potência elétrica do DFIG 99
Figura 4.32 – Gráfico da variação triangular na velocidade do vento 100
Figura 4.33 – Gráfico da variação triangular na potência mecânica do DFIG101
Figura 4.34 – Gráfico da variação triangular na tensão estatórica do DFIG101

LISTA DE TABELA

Tabela 4.1 – Modelagem do DFIG7	0
Tabela 4.2 – Autovalores do sistema com e sem controle do projeto 1	3
Tabela 4.3 – Autovalores do sistema com e sem controle do projeto 2	5
Tabela 4.4 – Autovalores do sistema com e sem controle do projeto 3	6
Tabela 4.5 – Escolha do adaptativo em um curto-circuito79	9
Tabela 4.6 – Escolha do adaptativo na velocidade do vento de -50%	1
Tabela 4.7 – Escolha do adaptativo na velocidade do vento de -50% mais curto de 200	
m/s na barra 7	4
Tabela 4.8 – Escolha do adaptativo na variação de V_w	6
Tabela 4.9 – Escolha do adaptativo na variação de V _w crescente	9
Tabela 4.10 – Autovalores do sistema com e sem controle do projeto 1	1
Tabela 4.11 – Autovalores do sistema com e sem controle do projeto 2	3
Tabela 4.12 – Autovalores do sistema com e sem controle do projeto 3	4
Tabela 4.13 – Escolha do adaptativo na variação de um curto-circuito9	7
Tabela 4.14 – Escolha do adaptativo degrau na velocidade do vento99	9
Tabela 4.15 – Escolha do adaptativo na variação triangular na velocidade do vento 10	2

LISTA DE SÍMBOLOS

coeficiente de potência de uma turbina eólica cp resposta estacionária C_{SS} resposta transitória c_{tr} e(t) sinal de erro atuante Ε energia do vento Ē tensão nas barras geradoras componente de eixo direto da tensão do rotor EFD componente de eixo em quadratura da tensão do rotor E_{FQ} matriz identidade I corrente injetada pelo conversor C2 Ia I_{b} correntes nas barras de cargas corrente do eixo direto na referência do sistema i_D corrente do eixo direto na referência da máquina i_d componente de eixo direto da corrente do rotor i_{dr} corrente do eixo direto do estator da máquina i_{ds} corrente do eixo em quadratura na referência do sistema i₀ corrente do eixo em quadratura na referência da máquina iq componente de eixo em quadratura da corrente do rotor i_{qr} corrente do eixo em quadratura do estator da máquina i_{as} I_r corrente do rotor

It	corrente terminal da máquina
I't	corrente estatórica

- J índice de desempenho
- K ganho de realimentação
- L_m indutância mútua entre estator e rotor
- L_{ss} indutância de dispersão do estator
- m massa de ar
- M_p máximo sobre-sinal
- P potência extraída do vento
- Pg potência elétrica do gerador
- P_m potência mecânica de uma turbina eólica
- P_r potência ativa do rotor
- P_s potência ativa do estator da máquina
- Q_s potência reativa do estator da máquina
- R comprimento das pás
- s escorregamento da máquina de indução
- t tempo
- t₀ tempo inicial
- t_d tempo de atraso
- t_p tempo de pico
- t_r tempo de subida
- t_s tempo de acomodação
- T₀ constante de tempo transitória de circuito aberto
- u(t) sinal de controle
- v velocidade do vento

- V_a tensão do conversor C2
- V_{cc} tensão do elo capacitivo que liga os conversores C1 e C2
- v_{ds} tensão de eixo direto do estator da máquina
- v_{qs} tensão de eixo em quadratura do estator da máquina
- V_r tensão do rotor
- v_w velocidade do vento
- X_s reatância de dispersão do estator
- Vt tensão terminal da máquina
- \overline{Y}_{nn} matriz admitância

Gregos:

β	ângulo de passo das pás da hélice
σ	atenuação
δ	ângulo de torque
λ	velocidade específica do rotor de uma turbina eólica
ρ	densidade do ar
ϕ_{dr}	fluxo do eixo direto do rotor
ϕ_{qr}	fluxo do eixo em quadratura do rotor
ω_n	frequência natural
ω_{s}	velocidade angular sícrona no estator da máquina
ω_r	velocidade angular do rotor da máquina

 ω_{rotor} $\;$ velocidade angular do eixo do rotor da turbina eólica

RESUMO

A instalação em larga escala de turbinas eólicas equipadas com um gerador de indução duplamente alimentado tem promovido a realização de vários estudos relacionados com potenciais soluções para a sua integração na rede elétrica. Esse gerador apresenta como vantagem o acesso ao rotor da máquina e de ser conectado à rede através de conversores, sendo estes responsáveis pelo controle do gerador. Com o intuito de possibilitar o controle de mais variáveis do conjunto turbina- gerador, alguns trabalhos recentes têm sugerido o uso de técnicas de controle no espaço de estados. Neste trabalho é realizada uma avaliação do desempenho de duas dentre as várias técnicas existentes. As técnicas testadas realizam o controle da tensão terminal, da potência elétrica, da corrente do rotor, e o projeto de controle é baseado no Regulador Linear Quadrático e Regulador Linear Quadrático Adaptativo. Após a reprodução das etapas de modelagem dos sistemas controlados, projetos de controle, implementação dos três projetos de controladores e simulações computacionais para avaliação da estratégia analisada, verificou-se que as técnicas utilizadas apresentaram desempenho equivalente no comportamento dinâmico de geradores de indução duplamente alimentados.

Palavras-Chave: Computação, Turbinas Eólicas, Gerador, Técnicas de Controle.

ABSTRACT

Large-scale deployment of wind turbines equipped with a Doubly Fed Induction Generator has given rise to many studies related to potential solutions to their integration with the power grid. This generator has access to the machine rotor and is connected to the power grid through converters. These converters are responsible for controlling the generator. In order to make it possible to control more turbine-generator variables, some recent work has suggested the application of control techniques in the state-space. In this work, a performance evaluation of two existing techniques is presented. The tested techniques control the terminal voltage, electric power, rotor current and the control project is based on the Linear Quadratic Regulator and the Adaptive Linear Quadratic Regulator. After reproducing the controlled system modeling phases, control projects, implementation of three controller projects and computing simulations for analyzed strategy evaluation, the used techniques displayed equivalent performance on the dynamic behavior of Doubly Fed Induction Generator.

Keywords: Computation, wind turbines, Generator, techniques control.

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

O uso de energias renováveis vem aumentando a cada ano. Dentro desta perspectiva, a utilização de energia eólica é uma alternativa bastante atrativa, tanto em termos financeiros quanto devido ao seu reduzido impacto ambiental. Dentre as fontes de energias renováveis, a energia eólica nos últimos anos, é a que está em maior expansão, crescendo em média 27% ao ano entre 1990 e 2008, chegando aos 121.000 MW (Megawatts) em todo o mundo [MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA, 2009(a)].

No Brasil, em 2004, foi implantado o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia), época em que o Ministério das Minas e Energia estimava que a participação deste tipo de geração chegaria a 5,9% da matriz energética nacional. Desde 2006, entraram em operação comercial 87 centrais geradoras, totalizando 1.777,26 MW (877,54 MW hidrelétrica, 514,34 MW biomassa e 385,38 MW eólica), [MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA, 2009(b)].

Devido à facilidade de acesso a fonte primária da energia eólica, o vento, e também pela quantidade disponível da mesma, a geração eólica está sendo, cada vez mais, alvo de investimentos que já propiciaram o projeto das atuais unidades geradoras, que podem chegar a 7 MW e a perspectiva é que em 2012, unidades de 7,5 MW sejam produzidas. Estas unidades geradoras são instaladas em grande número constituindo os parques eólicos, que podem ser montados em terra firma ou em águas litorâneas. Nos últimos 12 anos, os ventos têm sido a fonte primária de energia elétrica de maior ritmo de expansão no mundo, apresentando incremento exponencial da potência instalada [BARROS, 2011 apud MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA, 2009(b)].

O avanço da geração eólica no Brasil, país com potencial (indicativo de 143 GW) bastante grande, é lento devido à matriz energética nacional ser predominantemente constituída de geração hidráulica, que apesar do impacto ambiental que provoca, pode ser considerada uma forma limpa de geração de energia. A instalação das usinas eólicas antes do PROINFA era de 28,55 MW, atualmente, três projetos com o apoio do PROINFA estão na fase de construção, um de 150 MW no Rio Grande do Sul, um de 9 MW em Santa Catarina e um de 50 MW no Rio Grande do Norte [BARROS, 2011 apud MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA, 2009(b)]. Em 2008 a primeira fonte de geração eólica do PROINFA entrou em operação no Ceará, na cidade de Beberibe, com potência instalada de 25,5 MW. No ano de 2009, os municípios de Gravatá, Bezerros e Macaparana receberam o primeiro parque eólico de Pernambuco com 25 MW de potência. Desde 2010, o parque eólico do estado da Paraíba, com capacidade de 45 MW, produz energia.

Para a geração de energia e conexão à rede as tecnologias envolvidas nos geradores eólicos são significativamente diferentes das tecnologias para usinas hidráulicas convencionais, principalmente devido à natureza aleatória do vento. Devido a fatores econômicos, simplicidade de operação e baixa manutenção, na maioria das vezes, o processo de conversão de energia é realizado através da conexão de turbinas eólicas de velocidade fixa a geradores de indução com rotor em gaiola (SCIG - *Squirrel Cage Induction Generator*). No entanto, este tipo de configuração apresenta baixo rendimento na captação da energia disponível no vento. Além disso, estes geradores são desprovidos de um sistema de controle de tensão, o que pode implicar na desconexão da rede elétrica quando da ocorrência de quedas de tensão devido a distúrbios na rede.

Uma alternativa para um melhor aproveitamento da energia do vento é a utilização de turbinas eólicas de velocidade variável. No entanto, se faz necessário equipar estas turbinas eólicas com geradores de indução duplamente alimentados (DFIG – *Double Fed Induction Generator*). Este tipo de máquina tem um rotor bobinado e é conectado à rede através de conversores. São estes conversores que permitem o controle de tensão e também de velocidade do gerador.

Contudo, para a operação destes tipos de geradores segundo preceitos de alto rendimento, produção de uma potência elétrica despachável, confiabilidade, continuidade e capacidade de participação no controle de tensão dos sistemas de potência, devem ser adotadas estratégias de controle para este tipo de gerador [BARROS, 2006].

1.2 OBJETIVOS

Os objetivos desta dissertação são realizar e analisar o controle adaptativo utilizando o método de adaptabilidade Agendamento de Ganho (*Gain Sheduling*), sabendo que essa modalidade de controle adaptativo foi utilizada com sucesso em compensadores estáticos do sistema CHESF, [CORREIA LIMA, 2005]. Este controle foi realizado, tanto do ponto de vista da teoria de controle, quanto do ponto de vista de simulação dinâmica. Para as simulações, foi utilizado o programa ESTABEOLICA[©] (*Programa de Estabilidade Transitória*) e dois sistemas com DFIG foram utilizados.

1.3 METODOLOGIA

Inicialmente foi feita uma revisão bibliográfica dos trabalhos mais relevantes em controle do DFIG, a qual pode ser vista no capítulo 2. Durante o estudo sobre controladores observou-se que estratégias de controle baseadas em realimentação de estados podem ser, mais eficientes do que estratégias baseadas em teoria de controle clássico.

Em seguida, a estratégia de controle ótimo-adaptativo foi adicionada à representação do DFIG, no programa ESTABEOLICA[©].

Finalmente, foram realizadas simulações dinâmicas de sistemas de potência contendo geradores eólicos tipo DFIG equipados com o controle adaptativo.

1.4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Para o controle dos geradores eólicos, Pöller [2003] utilizou uma metodologia baseada em blocos de controladores PI para o controle desacoplado de potência e tensão do DFIG. No entanto, os ganhos e constantes de tempo são ajustados por tentativa e erro, e novos ajustes são requeridos para cada diferente ponto de operação do sistema de potência ao qual o gerador está conectado.

Barros [2006] propôs uma estratégia que realiza o controle de potência e velocidade da máquina e, também o controle da corrente rotórica, de modo a evitar a ocorrência de altos valores desta última e, consequentemente, evitar a retirada de operação dos conversores, quando da ocorrência de distúrbios na rede. Esta nova estratégia é baseada na teoria de controle de realimentação ótima dos estados do DFIG conectados a rede elétrica.

Varão [2008] utilizou a técnica dos algoritmos genéticos para otimizar os ganhos dos controladores PI, isto para obter uma melhor resposta perante o tempo de estabilidade das variáveis: tensão terminal, velocidade e potências ativa e reativa. Vieira [2008] propôs uma técnica baseada em algoritmos genéticos para obter os ganhos do controlador PI do conversor conectado ao rotor do DFIG e comparou os resultados com o método de alocação de pólos. Os resultados na estratégia baseada em algoritmos genéticos mostraram-se bastante eficientes.

Ferreira [2009(b)] apresenta uma estrutura de controle que permite integrar uma turbina eólica equipada com DFIG numa rede de elevada potência. Onde foram desenvolvidos dois modelos em Matlab/Simulink[®], um fatorial e outro detalhado, onde esse sistema permite controlar separadamente e de forma estável as potências ativa e reativa injetadas na rede, possibilitando a otimização do fator de potência.

Barros et al [2010(a)] verificou o comportamento da tensão e corrente do DFIG conectada a uma rede elétrica. A simulação foi realizada sem controle, com controle PI e com o controle proposto por Barros [2006]. Foi verificado que com o controle por realimentação de estados além de possuir todos os pólos no semi-plano negativo possibilita o controle da corrente.

O trabalho realizado por Barros et al [2010(b)] verificou o comportamento da velocidade do rotor do DFIG (sem controle, com controle PI e com controle proposto por Barros [2006]) conectada a uma rede elétrica. O resultado do controle baseado na realimentação dos estados possibilitou que todos os pólos ficassem localizados no semi-plano negativo garantindo a estabilidade do sistema.

1.5 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Esta dissertação está organizada da seguinte forma:

- Neste capítulo foram apresentados uma contextualização, os objetivos e a metodologia utilizada;
- No Capítulo 2 é feita a fundamentação teórica sobre geradores eólicos, que vai desde a teoria aerodinâmica, até os sistemas de controle;
- No Capítulo 3 é realizado um estudo resumido das técnicas de controle, tratando desde os controladores clássicos até os controladores modernos. Apresentando também alguns métodos do controle adaptativo;
- No Capítulo 4 são apresentados os resultados da simulação dos sistemas após perturbações;

 No Capítulo 5 são apresentadas as conclusões e algumas propostas para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

GERADORES EÓLICOS

Este capítulo apresenta uma fundamentação teórica sobre geradores eólicos; os tipos de turbinas eólicas utilizadas em sistemas de geração eólica; e os sistemas de controle para os aerogeradores.

2.1 INSTALAÇÕES EÓLICAS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Um gerador eólico consiste de um arranjo eletromecânico, Figura 2.1 [BARROS, 2006]. A turbina eólica captura a energia disponível no vento e a entrega ao gerador na forma mecânica. Este, por sua vez, converte a energia recebida para a forma elétrica e posteriormente a entrega à rede elétrica.

As principais partes componentes de uma instalação eólica para geração de energia elétrica são:

 Pás – o conjunto de pás, na maioria dos casos composto por três, é denominado rotor. O comprimento das pás varia de 0,4m (metros), para turbinas eólicas de 100W (Watts), a 60m (metros), para turbinas de 5MW (Megawatts);

 Cubo – é o elemento de conexão das pás, que transmite o torque e vibrações que incidem nas pás, para o eixo do rotor;

• Eixo do rotor – transmite o torque e as vibrações para a caixa de engrenagens;

• Caixa de engrenagens – interliga o eixo do rotor, que tem a baixa rotação, ao eixo do gerador, que tem alta rotação, sendo realizada, uma transformação de velocidade. Algumas unidades dispensam o uso de engrenagens utilizando um gerador elétrico com elevado número de pares de pólos;

• Gerador elétrico – responsável pela geração de energia elétrica. Em geral, são utilizadas máquinas de indução ou síncronas para unidades de média potência, 100 a 500kW (kilowatts), e de grande potência, a partir de 1MW (Megawatts). Para unidades de pequena potência, normalmente até 50kW (kilowatts), são utilizadas máquinas de ímã permanente;

 Nacele – é a célula, ou compartimento, que abriga em seu interior, a caixa de engrenagens, o gerador elétrico e parte das unidades de controle;

• Unidades de controle – localizadas no interior da nacele e no chão da torre, são responsáveis por diferentes tarefas, como acionamento do sistema de limitação de potência e acionamento do movimento da nacele em torno da torre, para acompanhamento da direção do vento;

• Torre – elemento de sustentação da nacele, deve ter altura elevada para reduzir a probabilidade de incidência de turbulências, mais comuns nas proximidades do solo.



Figura 2.1 - Esquema simplificado de um gerador eólico [BARROS, 2006].

2.2 TEORIA AERODINÂMICA DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA EM ENERGIA MECÂNICA

Turbinas eólicas são máquinas que transformam a energia cinética dos ventos em energia mecânica que tanto pode ser usada como tal, como pode ser transformada em energia elétrica, acoplando-se um gerador elétrico ao eixo da turbina.

2.2.1 Forças Aerodinâmicas

As pás de uma turbina eólica, sob um fluxo de ar, sofrem a ação de um conjunto de forças, sendo estas divididas em força de sustentação, que age no sentido perpendicular à direção da velocidade relativa do vento, e força de arrasto que age na direção da velocidade relativa do vento, caracterizando uma força contra a torre de sustentação.

Uma das superfícies da pá de uma turbina eólica é um pouco arredondada, enquanto a outra é relativamente plana. Logo, a força de arrasto é originada devido ao deslocamento do

vento sobre a face arredondada ser mais rápido, para atingir a outra extremidade da pá a tempo de encontrar o vento que se desloca ao longo da face plana.

Devido a isto, o ar que se move na superfície plana tende a elevar a pressão para diminuir sua velocidade e a superfície curva gera uma região de baixa pressão acima dela. Como resultado desta diferença de pressão é originada uma força dirigida para trás do rotor, sendo esta a força de sustentação. As turbinas eólicas utilizam a força de sustentação para realizar a conversão da energia cinética dos ventos em energia mecânica [MONTEZANO, 2007].

Na Figura 2.2 é apresentada um corte transversal da pá, definindo-se como corda do perfil a linha reta ligando a extremidade pontiaguda e a arredondada do perfil, e como plano de rotação, a área varrida durante a rotação das pás. A velocidade relativa do vento é a componente vetorial resultante da velocidade do vento e da velocidade tangencial da pá.



Figura 2.2 – Representação das forças aerodinâmicas atuantes em uma pá da turbina eólica [MONTEZANO, 2007].

2.2.2 Energia e Potência Eólicas

Como fonte primária, a energia eólica é a energia cinética que uma determinada massa de ar em movimento possui. A energia mecânica por unidade de volume, que incide nas pás de uma turbina eólica, pode ser calculada da seguinte forma:

$$E_m = \frac{1}{2}\rho v_w^2,\tag{2.1}$$

em que,

 ρ é a densidade do ar (*Kg/m*³), e

 v_w é a velocidade do vento (m/s).

O volume da massa de ar que incide nas pás pode ser dado por

$$Vol = \pi R^2 v_w t, \tag{2.2}$$

em que,

 πR^2 é a área circular de atuação da hélice do rotor,

t é o tempo em segundos.

Então, a energia total pode ser dada por

$$E_m = \frac{1}{2}\rho R^2 \pi v_w^3 t. \tag{2.3}$$

Entretanto, somente parte da energia dos ventos, que atinge a área coberta pelas pás da turbina eólica, é aproveitada. Para quantificar o índice de aproveitamento é introduzido um coeficiente de potência c_p , que pode ser definido como a fração da potência eólica disponível que é extraída pelas pás do rotor. Assim, a potência mecânica, P_m , captada por uma turbina eólica, é dada pela equação aerodinâmica, (2.4), [BURTON et al, 2001].

$$P_m = \frac{1}{2} c_p(\beta, \lambda) \rho \pi R^2 v_w^3, \qquad (2.4)$$

em que,

 c_p é o coeficiente de potência, ou rendimento, função de:

 β , que é o ângulo de passo das pás, e

 λ , que é a razão entre a velocidade linear das pontas das pás e a velocidade do vento, também conhecida por velocidade específica, dada por

$$\lambda = \frac{w_{rotor}}{v_w} R, \tag{2.5}$$

em que,

w_{rotor} é a velocidade angular do eixo do rotor, e

R é o comprimento das pás.

Conforme a Equação (2.4), grandes comprimentos de pás são uma forma de se projetar turbinas com altas potências, uma vez que a potência captada cresce com o quadrado do comprimento das pás. Outra forma de se obter altas potências no projeto de turbinas eólicas é a sua instalação em áreas com altas médias de velocidade do vento, uma vez que a potência captada cresce com o cubo desta velocidade.

2.2.3 A curva $c_p \times \lambda$

O atual conceito de captação de energia eólica, resulta em um valor máximo de c_p de 0,593 (Limite de Betz), [EGGLESTON & STODDARD, 1987], e ocorre quando o vento deixa as pás do rotor com uma velocidade 3 vezes menor do que a sua velocidade original, Figura 2.3, [CARVALHO, 2003].



Figura 2.3 – Queda da velocidade do vento para o máximo aproveitamento da energia eólica.

Uma turbina eólica é caracterizada por uma curva do c_p versus λ , como apresentada na Figura 2.4. A turbina opera com melhor aproveitamento da potência disponível no vento, na região de c_p máximo. A operação na região de *stall* (turbulência) e na região de *drag* (arrasto), ambas com baixo rendimento, ocorrem para valores baixos e altos de λ , respectivamente, [BURTON et al, 2001]. A variação de λ se dá com a variação de w_{rotor} e/ou v_w , de acordo com a Equação (2.5).



Figura 2.4 – Curva $c_p \times \lambda$ típica para turbinas eólicas com três pás [BARROS, 2006].

A relação entre $c_p \in \lambda$ mostra que, para apenas um valor da velocidade específica, o coeficiente de potência é máximo. Assim, apenas turbinas eólicas de velocidade variável podem manter o valor de λ constante e, consequentemente, a operação da turbina a máximo rendimento, para uma faixa de velocidade do vento.

2.2.4 Limitação de Potência

Turbinas eólicas são projetadas para transferirem para os geradores elétricos, a máxima potência mecânica possível. No entanto, quando a velocidade do vento assume valores superiores ao nominal, existe a necessidade de limitar a potência fornecida pela turbina eólica.

A limitação de potência pode ser realizada de duas formas: controle do ângulo de passo e controle aerodinâmico.

I. O controle do ângulo de passo é realizado através da variação do ângulo de passo, β , Figura 2.5. O controle pode ocorrer em duas modalidades [BARROS, 2006]:

- *Pitch control β* é aumentado e o excesso de vento não é aproveitado,
 Figura 2.5. Em (2.4), isto corresponde a diminuir o valor de c_p, Figura 2.6, afim de compensar o aumento de v_w.
- ii. *Active stall* β é diminuído e a turbina passa a operar na região de *stall*, com baixo rendimento. Em (2.4), esta ação de controle corresponde a diminuir o valor de c_p , de acordo com a Figura 2.6.

II. No controle aerodinâmico, como também conhecida por *passive stall*, a estratégia é a operação da turbina na região de *stall*, com baixo rendimento. As pás são fixas segundo um ângulo β predefinido.



Figura 2.5 – Seção reta de uma pá [BARROS, 2006].



Figura 2.6 – Curva $c_p \times \lambda$ para diferentes valores de β [BARROS, 2006].

2.3 PRINCIPAIS ESQUEMAS DE GERAÇÃO EÓLICA

Atualmente existem três principais esquemas de geração eólica no mercado. As principais diferenças entre eles dizem respeito ao sistema de geração e ao modo como a
eficiência aerodinâmica do rotor é limitada durante as altas velocidades do vento de maneira a prevenir sobrecargas mecânicas.

Segundo Klin, Haan & Slootweg [2001], os três tipos mais importantes são: turbinas eólicas de velocidade constante, turbinas eólicas de velocidade variável acoplada a um gerador síncrono de ímã permanente, turbinas eólicas de velocidade variável acoplada a um gerador de indução.

2.3.1 Turbinas Eólicas de Velocidade Constante

Este tipo de turbina opera a velocidade constante, geralmente com geradores de indução. Nesta tecnologia, o rotor do gerador eólico é acoplado à turbina através de uma caixa de engrenagens, elevando a velocidade para o eixo do gerador, sendo esta fixada pela freqüência da rede elétrica [CANEDO, 2007]. No caso do gerador ser um SCIG, este demanda potência reativa da rede, o quê pode requerer a instalação de capacitores, Figura 2.7.



Figura 2.7 - Turbina eólica com velocidade constante.

De acordo com Barros [2006], para corresponder à freqüência da rede, a velocidade da máquina é ajustada através do seu número de pares de pólos e da relação de transformação da caixa de engrenagens.

A cada vez que uma variação rápida de vento incide sobre as pás, ocorre uma rápida e forte variação na potência de saída do gerador, [MÜLLER et al, 2002]. Consequentemente, para unidades de geração de média e alta potência, este tipo de turbina exige robustez da rede elétrica, para que nestas circunstâncias, a rede mantenha sua operação estável.

2.3.2 Turbinas Eólicas de Velocidade Variável Acoplada a um Gerador Síncrono de Ímã Permanente

Nesses geradores, o fluxo magnético é gerado por um conjunto a ímas permanentes, geralmente instalados no rotor, o qual opera na velocidade síncrona. Os conversores são muito similares aos utilizados no DFIG, porém com estratégias distintas de controle [SALLES, 2009]. Esta configuração permite, também, a operação com velocidade variável, maximizando a geração de energia elétrica em diferentes pontos de operação.

O gerador é conectado à rede através de um conversor estático (Figura 2.8), desacoplando assim a velocidade do gerador da frequência da rede elétrica. O conversor de potência ligado ao gerador, que deve possuir a mesma potência do gerador, permite a operação do sistema em velocidade variável [VOLTOLINI, 2007]. Assim, a velocidade do conjunto turbina-gerador pode variar livremente entre a velocidade do vento mínima e nominal.

Por ser um gerador síncrono multipolar não é necessária a utilização de caixa de engrenagem multiplicadora de velocidade [CANEDO, 2007].



Figura 2.8 - Turbina eólica de velocidade variável acoplado a um gerador síncrono.

Esta configuração possui um controle bastante robusto uma vez que todas as grandezas elétricas de interface com a rede elétrica são processadas pelo conversor estático [MASSING, 2008]. Como desvantagem deste sistema, toda a potência gerada trafega pelo conversor, devendo este ter uma capacidade de 100% da potência nominal do gerador, tornando-se mais caro.

A eficiência do conversor é fundamental para a eficiência total do sistema de geração em toda faixa operacional de velocidade, ou seja, quanto maior a potência processada pelo conversor, maiores as perdas [LEONHARD, 1997] – [MÜLLER; DEIKE; DONKER, 2002].

2.3.3 Turbinas Eólicas de Velocidade Variável Acoplada a um Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG - *Doubly Fed Induction Generator*)

Devido à redução do *stress* mecânico e eficiência da energia da turbina eólica, o gerador bastante utilizado para sistemas de geração eólica é o duplamente alimentado [YANG et al, 2010].

Neste sistema, Figura 2.9, o estator da máquina é diretamente conectado à rede, enquanto o rotor bobinado é conectado através de conversores CA-CC-CA (Corrente

Alternada/ Corrente Contínua/ Corrente Alternada), que têm a função de controlar potência e tensão do gerador [ELTAMALY et al, 2010].

A turbina é acoplada ao gerador através de uma caixa de engrenagens multiplicadora de velocidade.



Figura 2.9 – Turbina eólica de velocidade variável equipado por um DFIG.

Na ocorrência de variações na velocidade do vento, o controle de velocidade da turbina atuará para manter λ em valores que maximizem c_p , e, portanto, a potência produzida, [AKHMATOV, 2002a] – [RODRÍGUEZ-AMENEDO et al, 2002] – [PETERSSON, 2003] – [BARROS, 2006]. Sendo essa operação obtida através da imposição de uma tensão alternada a frequência de escorregamento ao rotor da máquina. A tensão é imposta pelos conversores e o escorregamento é definido de acordo com a velocidade angular desejada para a turbina eólica.

Diferentemente dos geradores de indução convencionais, o DFIG pode operar sempre fornecendo potência, ainda que seu rotor gire a uma velocidade inferior à velocidade síncrona do estator.

A relação entre as potências do rotor, P_r , e do estator, P_s , do DFIG, é:

$$P_r = -sP_s, (2.6)$$

em que s é o escorregamento da máquina.

A potência entregue pelo gerador, P_g , desprezando-se perdas, é dada por

$$P_g = P_s + P_r. \tag{2.7}$$

Então

$$P_g = (1 - s)P_s. (2.8)$$

Analisando a Equação (2.8), pode-se perceber que se o escorregamento da máquina for mantido em valores menores do que a unidade, então P_g será sempre positiva. Assim, desde que haja uma fonte de potência mecânica, ou seja, vento, é possível manter a operação do DFIG sempre fornecendo potência, através do controle de velocidade, uma vez que este implica no controle do escorregamento da máquina.

A potência reativa que o DFIG fornece à rede é totalmente proveniente do seu estator. Contudo, as potências ativa e reativa da máquina são totalmente definidas através do controle da máquina [BARROS, 2006].

Comparando os dois tipos de geradores de velocidade variável, somente no DFIG pode ser utilizado conversor eletrônico de potência da razão de 1/3 da potência nominal do gerador eólico [KLIG & SLOOTWEG, 2002]. Entretanto, a caixa de engrenagens ainda é necessária, o que reduz sua confiabilidade. O gerador de velocidade variável com a utilização de máquina síncrona não necessita de caixa de engrenagens, mas requer um conversor de maior potência e complexidade de controle.

Como principais vantagens do DFIG têm-se:

• Controle independente de tensão e potência [JENKINS et al, 2002];

• Capacidade de restabelecimento dos níveis de tensão após ocorrências de distúrbios na rede [MOTA & BARROS, 2005a];

 Capacidade de operação isolada, devido ao controle de tensão e potência [MOTA & BARROS, 2005b];

• Uso de conversores menores, e, portanto, de menor custo, uma vez que estes dispositivos processam apenas a potência rotórica.

2.4 SISTEMA DE CONTROLE DE UM DFIG EM UMA TURBINA EÓLICA

Os sistemas de controle para geradores eólicos do tipo DFIG fornecem sinais de referência para a atuação dos conversores. Na Figura 2.10, é apresentado um diagrama simplificado dos controladores de uma unidade de geração eólica equipada por um DFIG.



Figura 2.10 - Sistemas de controle de geradores eólicos equipados por um DFIG [BARROS, 2006].

O Gerador DFIG é equipado por conversores do tipo PWM (*Pulse Witdh Modulation*) e, portanto, impõem tensões e correntes PWM à máquina, definida pelos controladores de acordo com as potências ativa e reativa a serem entregues à rede [BARROS, 2006].

O conversor C1 possui um funcionamento equivalente ao de uma fonte de tensão, é conectado ao rotor da máquina com o objetivo de controlar a potência mecânica entregue pela turbina e a tensão terminal do gerador. O conversor C2, conectado em cascata com o C1, funciona como uma fonte de corrente controlada, podendo injetar na rede correntes capacitivas ou indutivas, de acordo com a potência reativa a ser controlada [ALMEIDA et al, 2004].

2.4.1 Controle do Lado do Rotor – Conversor C1

O controle do conversor do lado do rotor, C1, permite que as variações de potência gerada, causadas por mudanças na velocidade do vento, sejam convertidas em energia cinética do rotor e na energia elétrica que é fornecida à rede via bobinas de alisamento. De acordo com [FERREIRA, 2009], isto se traduz numa diminuição do impacto na caixa de engrenagem, além de melhorar o rendimento da turbina eólica no que diz respeito à sua potência de saída.

De acordo com Peças Lopes e Almeida [2003], para realizar o controle independente de potência e tensão do gerador DFIG, considera-se que o eixo d do plano de referência dq, em que os índices d e q denotam o eixo direto e eixo em quadratura, está alinhado com o fluxo estatórico. Logo, tem-se que:

$$v_{ds} = 0, (2.9)$$

$$v_{qs} = |V_t|, \tag{2.10}$$

em que,

 v_{ds} é a tensão do eixo d do estator;

 v_{qs} é a tensão do eixo q do estator.

As relações entre corrente do estator e do rotor do DFIG podem ser dadas por

$$i_{ds} = \frac{L_m}{L_{ss}} * i_{dr},$$
 (2.11)

$$i_{qs} = \frac{L_m}{L_{ss}} * i_{qr},$$
 (2.12)

em que,

 L_m é a indutância mútua de magnetização entre os enrolamentos;

 L_{ss} é auto-indutância dos enrolamentos do estator;

 i_{dr} é a corrente do eixo d do rotor;

 i_{ds} é a corrente do eixo d do estator;

 i_{qr} é a corrente do eixo q do rotor;

 i_{qs} é a corrente do eixo q do estator.

A potência ativa (P_s) e reativa (Q_s) do estator é dada por

$$P_{s} = v_{ds}i_{ds} + v_{qs}i_{qs}, (2.13)$$

$$Q_s = v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs}, (2.14)$$

Substituindo as equações (2.11) e (2.12) nas equações (2.13) e (2.14), respectivamente, obtém-se

$$P_{s} = |V_{t}| \frac{L_{m}}{L_{ss}} i_{qr}, \qquad (2.15)$$

$$Q_{s} = |V_{t}| \frac{L_{m}}{L_{ss}} i_{dr}.$$
 (2.16)

Portanto, a componente em quadratura da corrente do rotor, i_{qr} , é utilizada para controlar a potência ativa do gerador, [RODRÍGUEZ-AMENEDO et al, 2002]. Assim, através do controle da componente em quadratura da tensão do rotor, E_{FQ} , pode ser feito o controle da

potência ativa do gerador. O controle da potência do gerador implica no controle de velocidade da turbina eólica.

A componente de eixo da corrente do rotor, i_{dr} , atua como a corrente de campo em geradores síncronos, ou seja, o seu controle possibilita o controle da potência reativa fornecida pelo gerador e consequentemente da tensão terminal da máquina. Portanto, através do controle da componente de eixo direto da tensão do rotor, E_{FD} , é feito o controle da tensão terminal, V_t , do gerador, [JENKINS et al, 2002].

As estratégias de controle utilizadas para fornecer o sinal de referência para a atuação do conversor C1 são baseadas em malhas PI (Proporcional - Integral), como apresentadas na Figura 2.11 [BARROS, 2006]. A malha de controle de tensão tem por sinal de referência o valor da tensão terminal da máquina obtido a partir de um cálculo de fluxo de cargas, que define as condições de operação da rede em regime permanente. Já a malha de controle de velocidade, ou potência, tem por sinal de referência a velocidade que possibilite a operação da turbina eólica a máximo rendimento, portanto é definida a partir de medições da velocidade do vento.



Figura 2.11 - Controladores PI para o conversor C1 [BARROS, 2006].

O uso de controladores PI elimina a necessidade de uso de controladores não-lineares. No entanto estes tipos de controladores necessitam da determinação dos ganhos e constantes de tempo que são geralmente ajustados por tentativa e erro. Este tipo de ajuste não é uma tarefa trivial principalmente quando se trata de um sistema com grandes dimensões. Além disso, os ganhos e constantes de tempo devem ser reajustados para outras condições de operação.

De acordo com [BARROS, 2011] devido a situações de curto-circuito, que podem originar grandes oscilações da potência e da tensão do DFIG, podem ocorrer altos picos da corrente rotórica. Se esta corrente crescer a ponto de ultrapassar o limite de corrente dos conversores, o *crowbar* atua retirando os conversores de operação, e a máquina passa atuar sem controles.

A estratégia de controle proposta por Barros [2006] além do controle de potência e tensão de DFIGs, realiza o controle da corrente rotórica para este tipo de máquina. O projeto é baseado na teoria de controle ótimo que utiliza a realimentação de estados, em que as variáveis realimentadas são as saídas do sistema.

Os vetores de estado, saída e entrada do controle de Barros [2006] são oriundos das equações diferenciais linearizadas (Apêndice A) do DFIG conectado à rede elétrica.

Os vetores são

$$\Delta \bar{X} = \begin{bmatrix} \Delta i_{dr} \\ \Delta i_{qr} \\ \Delta \dot{\delta} \\ \Delta \delta \end{bmatrix}, \Delta \bar{Y} = \begin{bmatrix} \Delta |V_t| \\ \Delta i_{dr} \\ \Delta i_{qr} \\ \Delta \dot{\delta} \end{bmatrix} e$$
$$\Delta \bar{U} = \begin{bmatrix} \Delta E_{FD} \\ \Delta E_{FQ} \end{bmatrix}.$$

em que,

 $\Delta \overline{X}$ – vetor de entrada;

- $\Delta \overline{Y}$ vetor de saída;
- $\Delta \overline{U}$ vetor de controle;
- i_{dr} corrente do eixo d do rotor;
- i_{qr} corrente do eixo q do rotor;
- δ ângulo de torque;
- $\dot{\delta}$ velocidade do rotor;
- V_t tensão terminal;

Observe que as componentes de eixo direto, E_{FD} , e em quadratura, E_{FQ} , da tensão do rotor do DFIG, são escolhidas como sinais de controle.

Na Figura 2.12 é representado o esquema desse controle.



Figura 2.12 – Esquema de controle proposto por Barros [2006].

2.4.2 Controle do Lado da Rede – Conversor C2

O conversor C2, funciona como uma fonte de corrente controlada, e pode injetar na rede, correntes capacitivas ou indutivas, de acordo com a potência reativa a ser trocada, [ALMEIDA et al, 2004]. A corrente I_a , Figura 2.10, é imposta pela ação de C2 baseada no sinal do controlador.

Para o controle do lado da rede, Peças Lopes & Almeida [2003], propôs o uso da estratégia de controle apresentada na Figura 2.13. Essa estratégia é baseada na teoria da potência instantânea, [AKAGI et al, 1984]. A potência reativa é definida para ser zero, de modo que apenas a potência reativa do estator seja trocada com a rede.

O controle do conversor do lado da rede, C2, além de regular a tensão na ligação CC (Corrente Contínua), é feito de forma a não existir troca de energia reativa com a rede para otimizar o fator de potência.

A potência ativa é obtida através do controle de V_{cc} , a partir do cálculo do erro entre a potência real instantânea e a potência do rotor. O valor medido de V_{cc} é comparado à referência e, uma vez atingido o valor da referência, obtém-se uma potência real instantânea igual à potência ativa do rotor. Desta forma, o controle de V_{cc} atua para manter a potência ativa através de C2 igual à potência ativa do rotor.



Figura 2.13 – Esquema de controle do conversor C2 [BARROS, 2006].

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi visto o conceito de energia eólica, abordando o modelo matemático da potência eólica com seu respectivo coeficiente de potência, o qual tem como função relacionar a energia cinética total do ar que passa pelas pás com a energia captada pela turbina eólica. Foram discutidos os principais tipos de geradores eólicos, tais como, o gerador de velocidade constante e o gerador de velocidade variável. Foi também discutido a competência do DFIG com um sistema de controle relacionado à velocidade do vento em uma turbina eólica. No Capítulo 3 serão tratados os controladores que podem ser implementados na aplicação de controle do DFIG, inclusive a estratégia de controle adaptativo, sendo este o objeto de estudo desta dissertação.

CAPÍTULO 3

TEORIA DE SISTEMAS DE CONTROLE

Este capítulo apresenta alguns conceitos sobre os sistemas de controle. Inicia-se por controle clássico, em que são apresentados de maneira sucinta conceitos dos controladores proporcionais, integrais, proporcionais-integrais, proporcionais-derivativos e proporcionaisintegrais-derivativos. Em seguida é apresentado o controle moderno em que são abordadas três estratégias de controle: alocação de pólos, regulador quadrático ótimo e o controle adaptativo

3.1 INTRODUÇÃO

Os sistemas de controle têm desempenhado um papel fundamental no desenvolvimento científico e tecnológico. Além da extrema importância em sistemas de veículos espaciais, sistemas de direcionamento de mísseis e sistemas robóticos, os sistemas de controle têm se tornado de grande importância e parte integrante dos modernos processos industriais e de produção.

A partir dos anos 1920, resultados importantes foram obtidos com o entendimento e utilização de técnicas de realimentação. Em resposta aos desafios impostos pelos problemas de controle existentes durante a 2ª Guerra Mundial, avanços tecnológicos foram alcançados e orientaram o desenvolvimento da teoria de controle por mais de duas décadas. No início dos anos 1960, novos desafios surgiram com o estabelecimento de projetos de conquista espacial, sendo que resultados impressionantes foram obtidos. A condução da espaçonave Apollo em uma trajetória ótima da Terra até a Lua, e o pouso suave na Lua foram exemplos de aplicações bem sucedidas de engenharia de controle.

A teoria de sistemas de controle modernos requer um grande número de equações, devido à complexidade dos sistemas modernos possuírem muitas entradas e saídas (sistemas *MIMO*, do inglês "*Multiple Input Multiple Output*"). Os sistemas de controle clássico, que tratam somente de sistemas com uma entrada e uma saída (sistemas *SISO*, do inglês "*Single Input Single Output*"), tornam-se insuficientes para sistemas com múltiplas entradas e saídas [OGATA, 2010].

3.2 CONTROLADORES CLÁSSICOS

Os sistemas de controle de malha aberta são aqueles em que o sinal de saída não exerce nenhuma ação de controle no sistema, ou seja, o sinal de saída não é medido nem alimentado para comparação com a entrada. Já nos sistemas de controle com realimentação (malha fechada), o sinal de erro atuante, que é a diferença entre o sinal de entrada e o sinal de realimentação, deve ser minimizado [OGATA, 2010; BARROS, 2011].

O sistema de controle de malha fechada compara o sinal de entrada com o sinal de realimentação (sinal de saída da planta) e determina o sinal de erro atuante e produz um sinal de controle que vai reduzir o sinal de erro a zero ou a um valor pequeno, como apresentado na Figura 3.1. A maneira pela qual o controlador produz o sinal de controle é denominada de ação de controle.

O sensor, dispositivo para medição, converte a variável de saída para viabilizar uma comparação entre a saída e o sinal de entrada de referência.



Figura 3.1 Sistema de Controle com Realimentação

Os controladores clássicos representam uma grande parte dos controladores em uso, são classificados de acordo com suas ações de controle. Os tipos mais comuns são os controladores proporcionais (P), integrais (I), proporcional-integrais (PI), proporcionalderivativos (PD), proporcional-integral-derivativos (PID) [OGATA, 2010]:

• Controladores Proporcional: a relação entre a saída do controlador e o sinal de

erro atuante. O controlador é simplesmente um amplificador. Muitos dos sistemas de controle de velocidade de motores são proporcionais, inclusive o controle de automóveis por um motorista.

- Controladores Integrais: este controle utiliza um integrador como controlador, o qual faz com que o sistema fique mais lento, pois a resposta dependerá da acumulação do sinal de erro na entrada, mas leva a um erro de regime nulo, pois não é necessário um sinal de entrada para haver saída do controlador e acionamento do atuador após o período transitório.
- Controladores Proporcional-Integrais: é a combinação dos dois controles anteriores, realizada pela soma dos sinais vindos de um amplificador e um integrador. Este controlador alia a vantagem do controle proporcional, resposta mais rápida, com a do integral, erro de regime nulo.
- Controladores Proporcional-Derivativos: combinação entre o controle proporcional e o derivativo, que se baseia no diferenciador, um circuito que executa a operação matemática da derivada. Esta pode ser entendida como o cálculo da velocidade de variação da grandeza de entrada, em relação ao tempo.
- Controladores Proporcional-Integral-Derivativo: é a combinação das ações de controle proporcional, de controle integral e de controle derivativo. Isto se faz somando os sinais de saída de um amplificador, um diferenciador e um integrador, todos eles com o sinal de erro aplicado na entrada. Este é o mais usado dos tipos de controle eletrônicos. Os parâmetros deste sistema podem ser

alterados ajustando-se os potenciômetros (que alteram as constantes de integração e diferenciação).

3.3 CONTROLADORES MODERNOS

A tendência moderna dos sistemas de engenharia é aumentar sua complexidade em virtude principalmente da necessidade de realizar tarefas complexas e de alta precisão [OGATA, 2010].

O aspecto fundamental da teoria de controle moderno é a análise no domínio do tempo utilizando modelos na forma de equações de estado.

3.3.1 Modelagem de Sistemas no Espaço de Estados

A abordagem no espaço de estados possibilita a descrição do comportamento interno do sistema e tem como base o conceito de estado [DORF, BISHOP, 2009]. Definem-se, a seguir, conceitos de estado, variáveis de estado, vetor de estados, espaço de estados e equações no espaço de estados [OGATA, 2010]:

• O estado de um sistema dinâmico é o menor conjunto de variáveis (chamadas variáveis de estado), tal que o conhecimento destas variáveis em $t = t_0$, juntamente com o conhecimento da entrada para $t \ge t_0$, determina completamente o comportamento do sistema para qualquer instante $t \ge t_0$.

• As variáveis de estado de um sistema dinâmico são variáveis que constituem o menor conjunto de variáveis capaz de determinar o estado desse sistema dinâmico. Se pelo menos n variáveis $x_1, x_2, ..., x_n$ são necessárias para descrever todo o comportamento de um sistema dinâmico (de tal modo que, sendo dada a entrada para $t \ge t_0$ e especificado o estado inicial em $t = t_0$, o estado futuro do sistema fique completamente estabelecido), então essas *n* variáveis formam um conjunto de variáveis de estado.

• O vetor de estados é composto pelas variáveis de estado, então essas nvariáveis de estado poderão ser consideradas as n componentes de um vetor x. Esse vetor é chamado de vetor de estado. Assim, um vetor de estado é aquele que determina univocamente o estado do sistema x(t) para qualquer instante $t \ge t_0$, uma vez que é dado o estado em $t = t_0$ e a entrada u(t) para $t \ge t_0$.

O espaço n-dimensional cujos eixos coordenados consistem nos eixos de x₁, x₂, ..., x_n, em que x₁, x₂, ..., x_n são variáveis de estado, é denominado espaço de estado.
 Qualquer estado pode ser representado por um ponto no espaço de estados.

Equações no espaço de estados envolvem três tipos de variáveis presentes na modelagem de sistemas dinâmicos: variáveis de entrada, variáveis de saída e variáveis de estado. As Equações 3.1 e 3.2 representam as Equações no espaço de estado.

$$\dot{\boldsymbol{x}} = \boldsymbol{A}\boldsymbol{x} + \boldsymbol{B}\boldsymbol{u},\tag{3.1}$$

$$y = Cx + Du, (3.2)$$

em que,

 \boldsymbol{x} = vetor de estado (vetor de ordem n);

y =sinal de saída (vetor de ordem m);

 \boldsymbol{u} = sinal de controle (vetor de ordem r);

A = matriz de estado, de ordem $n \ge n$;

 \boldsymbol{B} = matriz de entrada, de ordem $n \ge r$;

C = matriz de saída, de ordem $m \ge n$;

D = matriz de transmissão direta, de ordem $m \ge r$.

A representação em espaço de estados de um dado sistema não é única, exceto que o número de variáveis de estado é o mesmo para qualquer das diferentes representações.

Para um sistema com múltiplas entradas e múltiplas saídas tem-se r entradas $u_1(t)$, $u_2(t)$, ..., $u_r(t)$, m saídas $y_1(t)$, $y_2(t)$, ..., $y_m(t)$ e n variáveis de estado $x_1(t)$, $x_2(t)$, ..., $x_n(t)$. Então o sistema pode ser descrito como na Equação 3.3

$$\dot{x}_{1} = f_{1} (x_{1}, x_{2}, ..., x_{n} ; u_{1}, u_{2}, ..., u_{r} ; t),
\dot{x}_{2} = f_{2} (x_{1}, x_{2}, ..., x_{n} ; u_{1}, u_{2} , ..., u_{r} ; t),
\vdots
\dot{x}_{n} = f_{n} (x_{1}, x_{2}, ..., x_{n} ; u_{1}, u_{2} , ..., u_{r} ; t).$$

$$(3.3)$$

As saídas do sistema são dadas como apresentadas na Equação 3.4

$$y_{1} = g_{1} (x_{1}, x_{2}, ..., x_{n} ; u_{1}, u_{2}, ..., u_{r} ; t),$$

$$y_{2} = g_{2} (x_{1}, x_{2}, ..., x_{n} ; u_{1}, u_{2}, ..., u_{r} ; t),$$

$$\vdots$$

$$y_{m} = g_{m} (x_{1}, x_{2}, ..., x_{n} ; u_{1}, u_{2} , ..., u_{r} ; t).$$
(3.4)

Caso se defina

$$x(t) = \begin{bmatrix} x_1(t) \\ x_2(t) \\ \vdots \\ x_n(t) \end{bmatrix}, \quad f(x, u, t) = \begin{bmatrix} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \\ \vdots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \end{bmatrix},$$

$$y(t) = \begin{bmatrix} y_1(t) \\ y_2(t) \\ \vdots \\ y_m(t) \end{bmatrix}, \quad g(x, u, t) = \begin{bmatrix} g_1(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \\ g_2(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \\ \vdots \\ g_m(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \end{bmatrix},$$

$$u(t) = \begin{bmatrix} u_1(t) \\ u_2(t) \\ \vdots \\ u_r(t) \end{bmatrix}$$

Então este sistema dinâmico pode ser descrito pelas seguintes Equações 3.5 e 3.6

$$\dot{x}(t) = f(x, u, t)$$
 (equações de estado), (3.5)

$$y(t) = g(x, u, t)$$
 (equações de saída). (3.6)

Se as Equações de estado e de saída são linearizadas em torno do estado operacional do sistema, resulta

$$\dot{x}(t) = A(t) x(t) + B(t) u(t),$$
(3.7)

$$y(t) = C(t) x(t) + D(t) u(t).$$
 (3.8)

Caso o sistema além de linear seja invariante no tempo, tem-se que

$$\dot{x}(t) = A x(t) + B u(t),$$
 (3.9)

$$y(t) = C x(t) + D u(t).$$
 (3.10)

Sendo a função de transferência dada por

$$\frac{Y(s)}{U(s)} = G(s).$$
 (3.11)

A transformada de Laplace das Equações (3.9) e (3.10) é dada por

$$sX(s) - x(0) = AX(s) + BU(s),$$
 (3.12)

$$Y(s) = CX(s) + DU(s).$$
(3.13)

Considerando as condições iniciais nulas tem-se

$$(sI - A)X = BU(s). \tag{3.14}$$

Multiplicando a Equação (3.14) por $(sI - A)^{-1}$ e substituindo o resultado na Equação (3.13) obtém-se

$$Y(s) = [C(sI - A)^{-1}B + D]U(s).$$
(3.15)

Logo, comparando a Equação (3.15) com a Equação (3.11) observa-se que

$$G(s) = C(sI - A)^{-1}B + D.$$
(3.16)

A expressão encontrada para a função de transferência do sistema é dada em termos de *A*, *B*, *C* e *D*.

A Equação (3.16) pode ser escrita da seguinte maneira

$$G(s) = \frac{Q(s)}{|SI-A|},$$
 (3.17)

em que Q(s) é um polinômio em s. Portanto, |sI - A| é igual ao polinômio característico de G(s), ou seja, os autovalores da matriz de estado do sistema A, são idênticos aos pólos de G(s).

3.3.2 Projeto de Sistemas de Controle no Espaço de Estados

A seguir serão enfocados métodos de projeto no espaço de estados, baseados nos métodos da alocação de pólos, regulador quadrático ótimo e os aspectos introdutórios dos sistemas de controle adaptativo.

3.3.2.1 Alocação de Pólos

O método de alocação de pólos especifica todos os pólos em malha fechada. Contudo, existe um custo associado à alocação de todos os pólos de malha fechada, porque essa

alocação requer que todas as variáveis de estado possam ser medidas com sucesso, ou, então, a inclusão de um observador de estado no sistema [OGATA, 2010].

Através da escolha de uma matriz de ganhos apropriada para a realimentação de estados, é possível forçar o sistema a ter os pólos em malha fechada nas localizações desejadas. A escolha dos pólos do sistema em malha fechada pode ser feita a partir de especificações de respostas temporais, como por exemplo, tempo de subida, amortecimento.

Considere o sistema de controle apresentado na Equação 3.1 ($\dot{x} = Ax + Bu$) e na Equação 3.2 (y = Cx + Du), em que x é o vetor de estado ($n \ge 1$), y, sinal de saída (escalar), u, sinal de controle, A, matriz constante ($n \ge n$), B, matriz constante ($n \ge 1$), C, matriz constante ($1 \ge n$), D, constante (escalar), em que o sinal de controle é composto por u = -Kx. (3.18)

Em que a matriz K, de ordem 1 x n, é denominada matriz de ganho de realimentação de estado, sendo n o número de estados. A Figura 3.2 apresenta um diagrama de bloco representando um sistema de controle com esse sinal de controle.



Figura 3.2 – Sistema de Controle de Malha Fechada com u = -Kx [BARROS, 2011].

Substituindo u(t) na equação de estados do sistema tem-se que

$$\dot{x}(t) = (A - BK)x(t).$$
 (3.19)

A solução desta equação é

$$x(t) = e^{(A-BK)t}x(0). (3.20)$$

Em que x(0) é o estado inicial. A estabilidade e a característica da resposta temporal são determinadas pelos autovalores da matriz A - BK (pólos de malha fechada do sistema). Se a matriz K for escolhida corretamente, a matriz A - BK poderá ser assintoticamente estável e, para todo $x(0) \neq 0$, será possível fazer x(t) tender a 0, à medida que t tender a infinito.

Uma condição necessária para aplicar o método de controle por alocação de pólos é que o sistema deve ser completamente controlável, por exemplo, o sistema descrito por $\dot{x} = A x + B u$ será dito de estado controlável em $t = t_0$ se for possível construir um sinal de controle não limitado que transfira o sistema de um estado inicial para qualquer estado final, em um intervalo de tempo finito $t_0 \le t \le t_1$. Se todo estado for controlável, então o sistema será considerado de estado completamente controlável [OGATA, 2010].

A grande desvantagem da alocação de pólos é que para este tipo de projeto, a escolha dos pólos é feita de maneira arbitrária. Portanto, se essa escolha não for correta, pode acarretar em problema de estabilidade relativa ou gasto elevado de energia [BARROS, 2011].

3.3.2.2 Regulador Linear Quadrático - LQR (Controle Otimo)

Uma vantagem do método de controle ótimo sobre o método de alocação é que o primeiro fornece um modo sistemático de cálculo da matriz de ganho de controle por realimentação de estado. Considerando o projeto de controle baseado na realimentação de estados, tem-se a seguinte estratégia de controle para o sistema linearizado [BARROS, 2006]

$$\Delta \overline{U} = -K \Delta \overline{X}. \tag{3.21}$$

Em que *K* é a matriz de realimentação de estados.

$$\Delta \bar{X} = (\bar{A} - \bar{B}K)\Delta \bar{X}, \tag{3.22}$$

 $\Delta \overline{Y} = \overline{C} \Delta \overline{X}.$

Alocando-se os autovalores da matriz $\overline{A} - \overline{B}K$ o mais distante possível do eixo imaginário à esquerda do plano complexo, a convergência do sistema para o estado inicial após perturbação pode ser feita arbitrariamente rápida, requerendo, no entanto, grandes amplitudes para o sinal de entrada. Em qualquer problema prático, a amplitude do sinal de entrada deve ser limitada, o que impõe um limite no deslocamento dos pólos para a esquerda do plano complexo.

Estas considerações naturalmente conduzem à formulação de um problema de otimização, no qual, velocidade de convergência e amplitude do sinal de entrada são levados em consideração.

A lei de controle ótimo é computada pela minimização do índice de desempenho

$$J = \int_0^\infty ([\Delta \bar{X}]^T [\bar{Q}] [\Delta \bar{X}] + [\Delta \bar{U}]^T [\bar{R}] [\Delta \bar{U}]) dt.$$
(3.23)

Em que \overline{Q} e \overline{R} são matrizes peso constantes, definidas de acordo com as características de controle desejadas, sendo \overline{Q} positivo-semidefinida e \overline{R} positivo-definida.

A lei de controle é então calculada minimizando J em (3.23). A metodologia de cálculo dos parâmetros do controlador pode ser enunciada como segue:

• A quantidade $\Delta \overline{X}^T Q \Delta \overline{X}$ é a medida da distância para a qual o estado em um dado instante *t* desvia do estado inicial. Os valores escolhidos para os elementos da diagonal de *Q* devem ser maiores para as variáveis de estado que devem ter as suas variações mais rapidamente atenuadas;

• O termo $\Delta U^T R \Delta \overline{U}$ é uma medida da amplitude dos sinais de entrada. Os

elementos da diagonal de R devem ser escolhidos tão baixos quanto possível para possibilitar maiores amplitudes do sinal de entrada na minimização de J.

A estratégia de controle ótimo é dada por

$$\Delta \overline{U} = -R^{-1}B^T P \Delta \overline{X} = K \Delta \overline{X}. \tag{3.24}$$

Em que P é a matriz simétrica positivo semi-definida e solução única da equação algébrica de Ricatti

$$PA + A^T - PBR^{-1}B^TP + Q = 0. (3.25)$$

Se for necessário definir uma função custo em termos das saídas *Y*, então a seguinte função pode ser considerada

$$J = \int_0^\infty (\Delta \bar{Y}^T Q_C \Delta \bar{Y} + \Delta \bar{U}^T R \Delta \bar{U}) dt.$$
(3.26)

Em que Q_c é uma matriz diagonal dada pela substituição de (3.25) em (3.26)

$$Q = C^T Q_c C. aga{3.27}$$

A lei de controle em (3.24) é de realimentação de estados, para os casos em que os estados são acessíveis à medição ou facilmente obtidos a partir das saídas, desde que a matriz *C* seja inversível. Assim,

$$\Delta \overline{U} = KC^{-1} \Delta \overline{Y} = K' \Delta \overline{Y} . \tag{3.28}$$

No entanto, se os estados não são acessíveis e a matriz *C* não admite inversa, a lei de controle pode ser obtida a partir de um estimador de estados.

3.3.3 Controle Adaptativo

Um controle adaptativo é aquele que dispõe de parâmetros ajustáveis e de um sistema automático para ajuste destes parâmetros [ASTRÖM & WITTERNMARK, 1995]. Os sistemas de controle adaptativo possuem propriedades que podem ser incorporadas no projeto de novos controladores quando o processo possui comportamento variante no tempo.

Os controladores clássicos e robustos provêem respectivamente padrões de estabilidade relativa e medidas de custo garantindo que representam um fator de segurança para variações e incertezas no sistema de controle. Entretanto, algumas plantas apresentam variações tão amplas e com efeitos significativos sobre o comportamento dinâmico que um ganho de realimentação linear e com coeficientes constantes é incapaz de fornecer a flexibilidade necessária para atender às especificações de desempenho. Sendo assim, passa a ser necessário medir continuamente estas variações e então ajustar devidamente os parâmetros de controle.

Segundo Mannala [2004], o mecanismo de estimação de parâmetros é a essência do projeto de um sistema de controle adaptativo, dependendo principalmente da eficiência do estimador. A estimação dos parâmetros é realizada baseada nas medidas obtidas da entrada e saída do sistema. Os parâmetros estimados são, em geral, variantes no tempo e o modelo estimado é uma simplificação do sistema real. Isto permite a atualização dos parâmetros, em um modelo linear, que pode estar representando um modelo não-linear.

Em princípio, um sistema de controle adaptativo possui duas malhas: malha de realimentação convencional, contendo o sistema e o controlador, e a malha de controle adaptativo, para ajuste dos parâmetros. Na Figura 3.3, é apresentado um diagrama de blocos de um sistema de controle adaptativo.



Figura 3.3 – Diagrama de blocos de um sistema de controle adaptativo.

Algumas características desejáveis no projeto de controladores adaptativos:

• Larga aplicabilidade – deve ser capaz de tratar processos de fase não- mínima, instáveis em malha aberta, com atraso de transporte variante ou desconhecido.

• Projeto de controle robusto – o controlador deve apresentar uma boa margem de estabilidade, ou seja, baixa sensibilidade a incertezas de modelagem na ausência de adaptação. Estabelecendo um compromisso entre a estabilidade em malha fechada e desempenho do controlador.

• Desempenho livre de erro em regime permanente – perturbações de carga devem ser rejeitadas sem a presença de erro em regime permanente.

• Lei de adaptação robusta – o algoritmo de adaptação deve ser robusto em relação a dinâmicas variantes no tempo.

3.3.3.1 Sistema Adaptativo por *Self – Tuning Regulator* (STR)

Este sistema de controle envolve as estimações dos parâmetros do sistema em tempo real, que são utilizados no projeto ou ajuste dos ganhos do controlador. Neste sistema é possível escolher diferentes estruturas de estimador, como mínimos quadrados, mínimos quadrados estendido e generalizado [KALMAN, 1958] – [FERREIRA(a), 2009].

Diferentes estruturas de controle e diferentes métodos de cálculo dos parâmetros podem ser utilizados. Um diagrama do sistema de controle adaptativo por STR é apresentado na Figura 3.4.



Figura 3.4 – Diagrama de blocos de um sistema de controle adaptativo por SRT.

O controle adaptativo por STR é composto de duas malhas: a interna que consiste da planta e uma realimentação de saída da planta, e a externa em que os parâmetros do controlador são ajustados e que é composta por um estimador de parâmetros recursivo e um cálculo de projeto. As vezes, este procedimento não é possível para estimar os parâmetros da planta sem a introdução de sinais extras de controle ou perturbações.

3.3.3.2 Sistema Adaptativo por Modelo de Referência

Este sistema adaptativo por modelo de referência é um método direto, pois as regras de ajuste indicam como os parâmetros do controlador devem ser ajustados. As principais idéias envolvidas nesse modelo são: o objetivo do sistema em malha fechada é formulado como um problema de seguimento de modelo e os parâmetros do controlador são ajustados por processos iterativos, usando uma taxa de adaptação [FERREIRA(a), 2009].

O principal problema desse método de controle adaptativo é determinar o mecanismo de ajustamento tal que seja obtida uma estabilidade do sistema. A Figura 3.5 apresenta o diagrama de blocos de uma técnica de controle adaptativo por modelo de referência.



Figura 3.5 - Diagrama de blocos de um sistema de controle Adaptativo por Modelo de Referência

3.3.3.3 Sistema Adaptativo por *Gain Scheduling* (Agendamento de Ganho)

Esta técnica trata de um tipo de realimentação não linear baseada em um controlador linear, cujos parâmetros são modificados em função das condições de operação do sistema, de forma pré-programada [SASTRY & BODSON, 1994].

Em algumas situações, é possível determinar variáveis auxiliares que possuam boa correlação com mudanças na dinâmica do processo. Um dos principais problemas a serem superados no projeto de sistemas utilizando G*ain Scheduling* é a determinação de variáveis que permitam uma adequada programação de ganhos.

Ao serem determinadas as variáveis de programação, os parâmetros do controlador são calculados para um dado universo de condições de operação através de um determinado algoritmo. O controlador é então calibrado para cada condição de operação definida. O

desempenho e estabilidade do sistema são em seguida avaliados por meio de simulações [LIMA, 2009].

Uma vantagem desta técnica é permitir rápidas variações nos parâmetros em resposta a perturbações no sistema, e como limitação a compensação introduzida é efetuada em malha aberta e em princípio, não há como corrigir uma eventual programação incorreta. Outra vantagem é que, por ser uma técnica de controle projetada *off-line* (que não é projetada em tempo real computacionalmente), quando ocorre uma perturbação no sistema, o controlador rapidamente se adéqua ao novo ponto de operação da planta, já que o projeto do controlador para um novo ponto de operação já foi feito *off-line*, ou seja, a complexidade computacional desta técnica é menor do que a de uma técnica de projeto *on-line* (projetada em tempo real computacionalmente). Na Figura 3.6 apresenta-se um diagrama de blocos do controlador *Gain Scheduling*.



Figura 3.6 – Diagrama de blocos do controlador Gain Scheduling.

3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi discutido brevemente a evolução da teoria de sistemas de controle que inicialmente apresenta os controladores clássicos os quais possuem sistemas com uma entrada e uma saída, sendo seus principais tipos P, PI, PD e PID. Em seguida foram apresentados controladores modernos, aplicados a sistemas mais complexos, com múltiplas entradas e múltiplas saídas. Foram vistos alguns conceitos básicos sobre equações no espaço de estados, dando ênfase a aplicações dessas equações às técnicas de controle moderno, dentre as quais foram citadas as técnicas de alocação de pólos, controle ótimo e controle adaptativo.

No próximo capítulo, será apresentada a análise dos resultados em que foram realizados simulações para dois sistemas de potência operando em três projetos diferentes.

CAPÍTULO 4

ANÁLISES DOS RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados de simulações para dois sistemas de potência distintos, ambos contendo DFIGs. Para comparação, nos dois sistemas os DFIGs foram equipados com o controlador com realimentação de estados (LQR) e com o controlador com realimentação de estados (LQR) e com o controlador com realimentação de estados adaptativo (LQR Adaptativo) operando em três projetos de controladores diferentes, sendo tratadas diferentes condições nos três projetos com o intuito de apresentar diferentes resultados para o LQR Adaptativo. Em seguida foram aplicadas perturbações.

Foram utilizados um sistema em malhas e um radial, em que o primeiro representa um sistema de transmissão e o segundo um sistema de distribuição.

4.1 REPRESENTAÇÃO DO DFIG

A modelagem mecânica de um gerador eólico deve reproduzir o comportamento da turbina segundo a teoria aerodinâmica. O principal objetivo é determinar a potência mecânica captada a ser transformada em elétrica, para as diversas condições de vento. No entanto, a modelagem deve incluir desde a representação da força motriz do sistema de geração, ou seja, o vento; o comportamento da turbina, no que diz respeito à sua característica $c_p \ge \lambda$ ou $P_m \ge v_w$; e os dispositivos de limitação de potência.

A modelagem da velocidade do vento, utilizado nesse trabalho, pode ser por funções constantes, degraus, rampas etc, de modo que possam ser simuladas diferentes formas de variações de vento.

No modelo mecânico utilizado neste trabalho, a relação entre a potência mecânica captada pela turbina eólica, P_m , e a velocidade do vento, v_w , é dada por

$$P_m = 0.5 \times \left\{ 1 - \cos \left[\pi \cdot \frac{(v_w - v_1)}{v_2 - v_1} \right] \right\}.$$
(4.1)

Em que

 v_1 é a velocidade de entrada em operação;

 v_2 é a velocidade nominal da turbina eólica.

Para o modelo elétrico do gerador DFIG utilizado neste trabalho, a máquina pode ser representada pelo circuito equivalente apresentado na Figura 4.1, referido ao estator, para conexão à rede através da tensão terminal. A fonte de corrente I_a representa a corrente através do conversor C2, Figura 2.9. A corrente I_a é calculada após definição da potência ativa e reativa que deverá ser entregue à rede através do conversor C2 [MOTA et al, 2004].



Figura 4.1 – Circuito equivalente para DFIG.

Em que

V' é a tensão interna da máquina;

 I_s é a corrente do estator;

$$X'_s$$
 é a reatância transitória, dada por $X'_s = \left(\frac{x_s + x_m - x_m^2}{x_r + x_m} \right);$

 x_s é reatância do estator;

 x_m é a reatância de magnetização;

 x_r é a reatância do rotor;

 R_s é a resistência do estator.

Na Tabela 4.1 é apresentada a modelagem do gerador eólico composto por 12 DFIGs.

TABELA 4.1 – MODELAGEM DO DFIG

Parâmetros do Gerador	DFIG
Velocidade de Entrada em Operação	4,0 m/s
Velocidade Nominal	15,0 m/s
Velocidade de Saída de Operação	25,0 m/s
Potência Nominal	7,92 MW
Tensão Nominal	0,69 kV
Resistência do Estator	0,001941 p.u.
Resistência do Rotor	0,00804 p.u.
Reatância do Estator	0,13169 p.u.

Reatância do Rotor	0,070145 p.u.
Reatância de Magnetização	3,2107 p.u.

4.2 CASO 1: SISTEMA EM MALHAS COM 8 BARRAS

Utilizando o programa ESTABEOLICA[®], foram realizadas simulações dinâmicas para o sistema apresentado na Figura 4.2, sendo que a barra 1 é considerada como barra finita e a turbina eólica é equipada por um DFIG. Para efeito de comparação, o DFIG foi testado com o LQR e com o LQR adaptativo.

As simulações em regime permanente foram realizadas utilizando o programa ANAREDE[®], do CEPEL. Foram simulados casos com o LQR adaptativo em três condições diferentes de operação.



Figura 4.2 - Representação de uma rede elétrica malhada.

4.2.1 Controladores LQR e LQR Adaptativo

Para o projeto do controlador ótimo, tomou-se como base o modelo linearizado em torno do ponto de operação definido a partir do cálculo do fluxo de cargas do sistema.
Com o intuito de possibilitar o bom desempenho do controlador e como forma de contemplar diferentes condições, fizeram-se simulações utilizando o controle ótimo adaptativo por agendamento de ganho. A variável de observação para a escolha do ganho *K* é a potência ativa gerada pelo DFIG. A escolha é feita por comparação, mediante cálculos do desvio quadrático entre a potência atual e as potências dos três projetos de controladores. A que for mais próxima da atual terá o seu respectivo ganho *K* escolhido pelo mecanismo de adaptação.

4.2.1.1 Projeto do controlador 1

A primeira condição de operação considerada para o projeto de controle corresponde a uma velocidade do vento de 15 m/s e, portanto, o DFIG operando com potência nominal. O modelo linearizado do sistema (Apêndice A) possui as seguintes matrizes no espaço de estados para o projeto do controlador 1

$$A = \begin{bmatrix} -0.8885 & 1.2299 & 0.0047 & -1.8219 \\ -1.2299 & -0.8885 & -0.0066 & 0.1061 \\ 0.0869 & 2.0732 & 0 & 0.8485 \\ 0 & 0 & 1.0000 & 0 \end{bmatrix},$$
$$B = \begin{bmatrix} 109.2073 & 0 \\ 0 & 109.2073 \\ 0 & 0 \end{bmatrix},$$
$$C = \begin{bmatrix} 0.3705 & -0.0243 & 0 & -0.0376 \\ 1.0000 & 0 & 0 \\ 0 & 1.0000 & 0 \end{bmatrix},$$
$$D = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}.$$

Foram definidas as seguintes matrizes peso

R =	$\begin{bmatrix} 30 & 0 \\ 0 & 30 \end{bmatrix}$)			
Q =	0,0100 0 0 0	0 0,0100 0 0	0 0 0,0010 0	0 0 0 0,0010	 -

Partindo das matrizes peso definidas, obteve-se a matriz de ganhos do projeto do controlador 1

$$K_1 = \begin{bmatrix} 0,0148 & -0,0063 & -0,0136 & -0,0215 \\ -0,0063 & 0,0255 & 0,0320 & 0,0365 \end{bmatrix}.$$

Segundo Barros [2006], a análise do sistema completo pode ser realizada através da análise de autovalores da matriz de estado do sistema.

Da teoria de controle é conhecido que a condição necessária para um sistema linear invariante no tempo ser estável é que todos os valores característicos ou autovalores da matriz de estado tenham parte real negativa, [KWAKERNAAK & SIVAN, 1972]. Portanto, uma análise de autovalores pode informar se um dado sistema é estável, ou se um sistema antes instável foi ou não estabilizado por uma certa lei de controle. Na Tabela 4.2 são apresentados os autovalores do sistema com e sem controle.

TABELA 4.2 – AUTOVALORES DO SISTEMA COM E SEM CONTROLE DO PROJETO 1

Autovalores do projeto do controlador 1			
Sem controle	Com controle LQR		
-1,7163	-1,3228 + 1,5641i		
-0,6659 + 1,6162i	-1,3228 – 1,5641i		
-0,6659 – 1,6162i	-2,1477		
1,2710	-1,3875		

4.2.1.2 Projeto do Controlador 2

A segunda condição corresponde a uma velocidade do vento de 9,5 m/s, o que acarreta em uma potência de 3,96 MW para o DFIG. As matrizes do modelo linearizado são:

$$A = \begin{bmatrix} -0,8876 & 1,2312 & 0,0027 & -1,6708 \\ -1,2312 & -0,8876 & -0,0017 & 0,0631 \\ 0,0472 & 1,9034 & 0 & 0,5640 \\ 0 & 0 & 1,0000 & 0 \end{bmatrix},$$
$$B = \begin{bmatrix} 109,2073 & 0 \\ 0 & 109,2073 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix},$$
$$C = \begin{bmatrix} 0,3712 & -0,0227 & 0 & -0,0225 \\ 1,0000 & 0 & 0 \\ 0 & 1,0000 & 0 \\ 0 & 0 & 1,0000 & 0 \end{bmatrix},$$
$$D = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}.$$

Matrizes peso escolhidas para o projeto de controle

 $R = \begin{bmatrix} 30 & 0 \\ 0 & 30 \end{bmatrix},$ $Q = \begin{bmatrix} 0,0100 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,0100 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,0010 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0,0010 \end{bmatrix}$

A matriz de ganhos de realimentação do projeto do controlador 2

$$K_2 = \begin{bmatrix} 0,0149 & -0,0058 & -0,0135 & -0,0189 \\ -0,0058 & 0,0227 & 0,0292 & 0,0286 \end{bmatrix}.$$

A Tabela 4.3 mostra os autovalores para o sistema sem controle e equipado com o controlador 2.

Autovalores do projeto do controlador 2		
Sem controle	Com controle LQR	
-1,5846	-1,3150 + 1,4953i	
-0,6605 + 1,5804i	-1,3150 – 1,4953i	
-0,6605 – 1,5804i	-2,0151	
1,1303	-1,2415	

TABELA 4.3 – AUTOVALORES DO SISTEMA COM E SEM CONTROLE DO PROJETO 2

4.2.1.3 Projeto do Controlador 3

A terceira condição corresponde a uma velocidade do vento de 6,5 m/s e ao DFIG com geração de 0,97 MW. As matrizes do modelo linearizado são:

$$A = \begin{bmatrix} -0,8873 & 1,2316 & 0,0007 & -1,6147 \\ -1,2316 & -0,8873 & -0,0004 & 0,0231 \\ 0,0044 & 1,8422 & 0 & 0,4839 \\ 0 & 0 & 1,0000 & 0 \end{bmatrix},$$
$$B = \begin{bmatrix} 109,2073 & 0 \\ 0 & 109,2073 \\ 0 & 0 \end{bmatrix},$$
$$C = \begin{bmatrix} 0,3716 & -0,0202 & 0 & -0,0094 \\ 1,0000 & 0 & 0 \\ 0 & 1,0000 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1,0000 & 0 \end{bmatrix},$$

$$D = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}.$$

Matrizes peso escolhidas para o projeto de controle

$$R = \begin{bmatrix} 30 & 0\\ 0 & 30 \end{bmatrix},$$

	[0,0100	0	0	0]	
0 –	0	0,0100	0	0	
Q =	0	0	0,0010	0	•
	0	0	0	0,0010	

A matriz de ganhos de realimentação projetados

$$K_3 = \begin{bmatrix} 0,0151 & -0,0058 & -0,0138 & -0,0184 \\ -0,0058 & 0,0216 & 0,0281 & 0,0260 \end{bmatrix}.$$

A Tabela 4.4 apresenta os autovalores para o sistema sem controle e com o controlador 3.

Autovalores do projeto do controlador 3		
Sem controle	Com controle LQR	
-1,5370	-1,3154 + 1,4661i	
-0,6607 + 1,5656i	-1,3154 – 1,4661i	
-0,6607 – 1,5656i	-1,9603	
1,0837	-1,1944	

Com os autovalores encontrados dos três projetos, pode-se afirmar sob o ponto de vista da estabilidade, que o sistema sem controle é instável e o sistema com controle é estável.

Percebe-se que no sistema sem controle existe um autovalor no semi-plano direito do plano complexo, caracterizando a instabilidade. Enquanto isso, no sistema com controle possui todos os seus autovalores no semi-plano esquerdo, caracterizando a estabilidade.

As simulações realizadas a seguir estão em ordem crescente de impacto sobre o sistema. Uma vez que o DFIG se distância mais de sua operação normal à medida que a pertubação é mais impactante, espera-se que o controlador adaptativo traga mais benefícios para as pertubações mais severas.

4.2.2 Simulações para o Caso 1

A seguir serão apresentadas as simulações para o caso 1, foram simulados distúrbios com curto- circuito e variação do vento.

4.2.2.1 Simulação de um curto-circuito

Foi simulado um curto-circuito trifásico franco para a terra na barra 7, com duração de 200 m/s.

As curvas para a corrente rotórica, tensão estatórica e velocidade angular, são apresentadas nas Figuras 4.3, 4.4 e 4.5. Pode-se observar que as duas técnicas de controle utilizadas nos projetos de controladores apresentaram desempenhos equivalentes.



Figura 4.3 - Gráfico do comportamento da corrente rotórica após um curto-circuito.



Figura 4.4 - Gráfico do comportamento da tensão estatórica após a ocorrência de um curto-circuito.



Figura 4.5 - Gráfico do comportamento da velocidade angular após um curto-circuito.

Na Tabela 4.5 são apresentadas as escolhas do adaptativo no projeto de controlador e seus respectivos instantes de tempo em que elas ocorreram, sendo realizada pelo mecanismo de adaptação.

Escolhas do controle ótimo adaptativo			
Tempo	Controlador		
0s	Controlador 1		
0,948s	Controlador 2		
0,955s	Controlador 3		
1,311s	Controlador 2		
1,363s	Controlador 1		

TABELA 4.5 – ESCOLHA DO ADAPTATIVO DE UM CURTO-CIRCUITO.

4.2.2.2 Simulação de um degrau na velocidade do vento de -50%

Para avaliar o desempenho dos controladores quando da ocorrência de variação na velocidade do vento, foi simulada a variação do vento com um pico negativo de 50%, apresentadas nas Figuras 4.6, 4.7, 4.8 e 4.9.

Esta variação provoca oscilações na potência ativa gerada (variável observada), o que leva à escolha de um dos três projetos de controladores a cada passo de cálculo.

Variações menores na velocidade do vento foram testadas, mas não houve acréscimo de desempenho com a utilização do controlador adaptativo.



Figura 4.6 - Gráfico da variação degrau na velocidade do vento.



Figura 4.7 - Gráfico da potência mecânica do DFIG após a variação degrau na velocidade do vento.



Figura 4.8 - Gráfico da velocidade angular do rotor após a variação na velocidade do vento.



Figura 4.9 – Gráfico da potência elétrica do DFIG após a variação na velocidade do vento.

Na Tabela 4.6 é apresentada a escolha do adaptativo na variação da velocidade do vento com um pico negativo de 50%.

Escolhas do controle ótimo adaptativo		
Tempo	Controlador	
0s	Controlador 1	
0,617s	Controlador 2	
0,713s	Controlador 3	
2,084s	Controlador 2	
2,178s	Controlador 1	
3,116s	Controlador 2	
3,211s	Controlador 3	
4,615s	Controlador 2	
4,709s	Controlador 1	

TABELA 4.6 – ESCOLHA DO ADAPTATIVO NA VELOCIDADE DO VENTO DE -50%.

4.2.2.3 Simulação da variação de vento de -50% mais curto de 200 m/s na barra 7

Analisando os gráficos, nas Figuras 4.10, 4.11, 4.12, 4.13, verifica-se que o controlador LQR-adaptativo apresenta um desempenho equivalente ao do controlador LQR.



Figura 4.10 – Gráfico do comportamento da corrente rotórica do DFIG após a variação de -50% na velocidade do vento.



Figura 4.11 - Gráfico do comportamento da tensão estatórica do DFIG após a variação de -50% na velocidade

do vento.



Figura 4.12 - Gráfico do comportamento da potência elétrica do DFIG após a variação de -50% na velocidade

do vento.



Figura 4.13 - Gráfico do comportamento da velocidade angular do rotor após a variação de -50% na velocidade

do vento.

Na Tabela 4.7 é apresentada a escolha do adaptativo na variação da velocidade do vento de -50% mais curto-circuito.

TABELA 4.7 – ESCOLHA DO ADAPTATIVO NA VELOCIDADE DO VENTO DE -50% MAIS CURTO DE

Escolhas do controle ótimo adaptativo Tempo Controlador 0s Controlador 1 0,819s Controlador 2 Controlador 3 0,832s Controlador 2 2,101s Controlador 1 2,196s Controlador 2 3,117s Controlador 3 3,211s Controlador 2 4,629s 4,721s Controlador 1

200 m/s NA BARRA 7.

4.2.2.4 Simulação da variação da velocidade do vento de 9,5 para 6,5 m/s

Nas figuras 4.14, 4.15, 4.16 e 4.17 são apresentados os gráficos das variações nas grandezas do DFIG. Novamente os dois controladores mantêm a equivalência.



Figura 4.14 – Gráfico da velocidade do vento após a variação na velocidade angular.



Figura 4.15 - Gráfico da potência mecânica do DFIG após a variação na velocidade angular.



Figura 4.16 - Gráfico da velocidade angular do rotor após a variação na velocidade angular.



Figura 4.17 – Gráfico da potência elétrica do DFIG após a variação na velocidade angular.

Na Tabela 4.8 é apresentada a escolha do adaptativo na variação da velocidade do vento.

Escolhas do controle ótimo adaptativo		
Tempo	Controlador	
0s	Controlador 1	
0,177s	Controlador 2	
0,213s	Controlador 3	
0,682s	Controlador 2	
0,797s	Controlador 1	
1,987s	Controlador 2	
2,177s	Controlador 3	
3,132s	Controlador 2	
3,323s	Controlador 1	
4,476s	Controlador 2	
4,662s	Controlador 3	

TABELA 4.8 – ESCOLHA DO ADAPTATIVO NA VARIAÇÃO DE $V_{\!W}\!.$

4.2.2.5 Simulação da velocidade do vento permanentemente crescente

Nas Figuras 4.18, 4.19, 4.20 e 4.21 são apresentados os gráficos para velocidade do vento, potência mecânica, velocidade angular do rotor e a potência elétrica.



Figura 4.18 - Gráfico da velocidade vento após a variação permanentemente crescente da velocidade angular.



Figura 4.19 - Gráfico da potência mecânica do DFIG após a variação permanentemente crescente da velocidade

angular.



Figura 4.20 - Gráfico da velocidade angular do rotor após a variação permanentemente crescente da velocidade

angular.



Figura 4.21 – Gráfico da potência elétrica do DFIG após a variação permanentemente crescente da velocidade

angular.

Na Tabela 4.9 é apresentada a escolha do adaptativo na variação da velocidade do vento crescente.

Escolhas do controle ótimo adaptativo			
Tempo	Controlador		
0s	Controlador 1		
0.191s	Controlador 2		
0.235s	Controlador 3		
4.564s	Controlador 2		
4.761s	Controlador 1		
5.985s	Controlador 2		
6.551s	Controlador 1		

TABELA 4.9 – ESCOLHA DO ADAPTATIVO NA VARIAÇÃO DE V_w CRESCENTE.

Para este sistema o controlador LQR-adaptativo não proporcionou ganhos de desempenho em relação ao controlador LQR.

4.3 CASO 2: SISTEMA RADIAL COM 6 BARRAS

Para o segundo caso foi utilizado um sistema radial com 6 barras, apresentado na Figura 4.22, sendo a barra 1: uma barra infinita e a barra 2 é conectado um parque eólico. O DFIG consiste de 60 unidades de geração. Cada uma delas é idêntica ao descrito na Tabela 4.1. Para verificar a eficiência de um sistema de controle ótimo-adaptativo em um sistema radial, o seu desempenho foi comparado ao de um controlador ótimo convencional.



Figura 4.22 – Representação de uma rede elétrica radial.

4.3.1 Controladores LQR e LQR Adaptativo

Semelhantemente ao caso 1, tomou-se como base o modelo linearizado em torno do ponto de operação definido a partir do cálculo do fluxo de cargas do sistema.

4.3.1.1 Projeto do Controlador 1

Para este projeto, a velocidade do vento é 10,0 m/s, DFIG com geração 60 vezes 0,3767 MW, ou seja, igual a 22,6 MW.

Partindo da linearização do sistema é possível determinar as matrizes no espaço de estados abaixo

$$A = \begin{bmatrix} -0,0024 & 0,0009 & -0,0124 & -0,0011 \\ -0,0009 & -0,0024 & 0,0116 & 0,0002 \\ -0,0116 & -0,0722 & 0 & -0,0210 \\ 0 & 0 & 1,0000 & 0 \end{bmatrix},$$

$$B = \begin{bmatrix} 0,1207 & 0 \\ 0 & 0,1207 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix},$$

$$C = \begin{bmatrix} 0,2905 & -0,0445 & 0 & -0,0708 \\ 1,0000 & 0 & 0 \\ 0 & 1,0000 & 0 \\ 0 & 0 & 10000 & 0 \end{bmatrix},$$

$$D = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}.$$

Para o projeto de controlador 1 foram adotadas as seguintes matrizes peso

$$R = \begin{bmatrix} 100 & 0\\ 0 & 100 \end{bmatrix},$$
$$Q = \begin{bmatrix} 0,0100 & 0 & 0 & 0\\ 0 & 0,0100 & 0 & 0\\ 0 & 0 & 0,0010 & 0\\ 0 & 0 & 0 & 0,0010 \end{bmatrix}.$$

A matriz de ganhos de realimentação projetada é

$$K_1 = \begin{bmatrix} 0,0025 & 0,0022 & -0,0002 & 0,0001 \\ 0,0022 & 0,0056 & -0,0002 & 0,0008 \end{bmatrix}.$$

A Tabela 4.10 apresenta os autovalores para o sistema sem e com o controle.

TABELA 4.10 – AUTOVALORES DO SISTEMA COM E SEM CONTROLE DO PROJETO 1

Autovalores do projeto do controlador 1		
Sem controle	Com controle LQR	
-0,1473i	-0,0002 + 0,1473i	
-0,1473i	-0,0002 - 0,1473i	
-0,0024 + 0,0021i	-0,0027 + 0,0022i	
-0,0024 - 0,0021i	-0,0027 – 0,0022i	

Encontrados os autovalores para o caso 2 do projeto de controlador 1, pode-se perceber que o sistema sem controle é instável e o sistema com controle é estável. Para o primeiro fato percebe-se que o mesmo possui um autovalor no semiplano positivo caracterizando a instabilidade, enquanto isso o segundo possui todos os seus autovalores no semiplano negativo caracterizando a estabilidade.

4.3.1.2 Projeto do Controlador 2

A segunda condição a geração do DFIG é de 60 vezes 0,5 MW e sistemas sem cargas. As matrizes do modelo linearizado são:

$$A = \begin{bmatrix} -0,0024 & 0,0009 & -0,0168 & -0,0011 \\ -0,0009 & -0,0024 & 0,0087 & 0,0003 \\ -0,0163 & -0,0730 & 0 & -0,0157 \\ 0 & 0 & 1,0000 & 0 \end{bmatrix},$$
$$B = \begin{bmatrix} 0,1207 & 0 \\ 0 & 0,1207 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix},$$
$$C = \begin{bmatrix} 0,2968 & -0,0448 & 0 & -0,0907 \\ 1,0000 & 0 & 0 \\ 0 & 1,0000 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1,0000 & 0 \end{bmatrix},$$
$$D = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}.$$

Matrizes peso escolhidas para o projeto de controle

$$R = \begin{bmatrix} 100 & 0\\ 0 & 100 \end{bmatrix},$$
$$Q = \begin{bmatrix} 0,0100 & 0 & 0 & 0\\ 0 & 0,0100 & 0 & 0\\ 0 & 0 & 0,0010 & 0\\ 0 & 0 & 0 & 0,0010 \end{bmatrix}.$$

A matriz de ganhos de realimentação do projeto do controlador 2

$$K_2 = \begin{bmatrix} 0,0029 & 0,0035 & -0,0003 & 0,0003 \\ 0,0035 & 0,0089 & -0,0003 & 0,0011 \end{bmatrix}.$$

A Tabela 4.11 apresenta os autovalores para o sistema equipado com o controlador 2 e sem controle.

TABELA 4.11 – AUTOVALORES DO SISTEMA COM E SEM CONTROLE DO PROJETO 2

Autovalores do projeto do controlador 2		
Sem controle	Com controle LQR	
0,1267i	-0,0003 + 0,1267i	
-0,1267i	-0,0003 - 0,1267i	
-0,0025 + 0,0024i	-0,0029 + 0,0026i	
-0,0025 - 0,0024i	-0,0029 – 0,0026i	

4.3.1.3 Projeto do Controlador 3

A terceira condição corresponde a uma velocidade do vento de 11,4 m/s e ao DFIG com geração de 60 vezes 0,5 MW igual a 30,0 MW. As matrizes do modelo linearizado são:

$$A = \begin{bmatrix} -0,0024 & 0,0009 & -0,0149 & -0,0012 \\ -0,0009 & -0,0024 & 0,0133 & 0,0002 \\ -0,0140 & -0,0789 & 0 & -0,0254 \\ 0 & 0 & 1,0000 & 0 \end{bmatrix},$$
$$B = \begin{bmatrix} 0,1207 & 0 \\ 0 & 0,1207 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix},$$
$$C = \begin{bmatrix} 0,2901 & -0,0473 & 0 & -0,0852 \\ 1,0000 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1,0000 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1,0000 & 0 \end{bmatrix},$$

$$D = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}.$$

Matrizes peso escolhidas para o projeto de controle

$$R = \begin{bmatrix} 100 & 0\\ 0 & 100 \end{bmatrix},$$

	[0,0100	0	0	0]	
0 –	0	0,0100	0	0	
Q =	0	0	0,0010	0	•
	6	0	0	0,0010	

A matriz de ganhos de realimentação projetados

 $K_3 = \begin{bmatrix} 0,0025 & 0,0023 & -0,0002 & 0,0002 \\ 0,0023 & 0,0058 & -0,0002 & 0,0010 \end{bmatrix}.$

A Tabela 4.12 apresenta os autovalores para o sistema sem controle e com o controlador 3.

TABELA 4.12- AUTOVALORES DO SISTEMA COM E SEM CONTROLE DO PROJETO 3

Autovalores do projeto do controlador 3		
Sem controle	Com controle LQR	
0,1619i	-0,0002 + 0,1619i	
-0,1619i	-0,0002 - 0,1619i	
-0,0024 + 0,0021i	-0,0027 + 0,0022i	
-0,0024 - 0,0021i	-0,0027 - 0,0022i	

4.3.2 Simulações para o Caso 2

4.3.2.1 Simulação de um curto-circuito

Foi simulado um curto-circuito de 200 m/s de duração na barra 5. Para ambos os controladores, LQR e LQR-Adaptativo, o tempo crítico para a extinção do curto foi de 220 m/s. Isto significa que o adaptativo não ampliou a capacidade do sistema. No entanto, desta vez houve, por parte do adaptativo, uma maior atenuação das oscilações do regime transitório. São apresentadas nas Figuras 4.23, 4.24, 4.25, 4.26 a simulação da corrente rotórica, tensão estatórica, velocidade angular do rotor e a potência elétrica.



Figura 4.23 - Gráfico da corrente rotórica do DFIG após um curto-circuito.



Figura 4.24 - Gráfico da tensão estatórica do DFIG após um curto-circuito.



Figura 4.25 - Gráfico da velocidade angular do rotor após um curto-circuito.



Figura 4.26 - Gráfico da potência elétrica do DFIG após um curto-circuito.

Na Tabela 4.13 é apresentada a escolha do adaptativo na variação da velocidade do vento de um curto-circuito.

TABELA 4.13 – ESCOLHA DO ADAPTATIVO NA VARIAÇÃO DE UM CURTO-CIRCUITO.

Escolhas do controle ótimo adaptativo		
Tempo	Controlador	
0s	Controlador 1	
0,648s	Controlador 3	
0,893s	Controlador 2	
1,425s	Controlador 3	
3,560s	Controlador 1	

4.3.2.2 Simulação degrau da velocidade do vento

O desempenho do controlador quando da ocorrência de variações na velocidade do vento são apresentados nas Figuras 4.27, 4.28, 4.29, 4.30, 4.31.



Figura 4.27 – Gráfico de um degrau da velocidade do vento.



Figura 4.28 – Gráfico da potência mecânica de um degrau do DFIG.



Figura 4.29 – Gráfico da tensão estatórica do DFIG.



Figura 4.30 – Gráfico da velocidade angular do rotor do DFIG.



Figura 4.31 – Gráfico da potência elétrica do DFIG.

Na Tabela 4.14 é apresentada a escolha do adaptativo de um degrau na velocidade do vento.

TABELA 4.14 – ESCOLHA DO ADAPTATIVO DEGRAU NA VELOCIDADE DO VENT
--

Escolhas do controle ótimo adaptativo		
Tempo	Controlador	
0s	Controlador 1	
6,398s	Controlador 3	
8,648s	Controlador 1	

Controlador 3	Controlador 1	Controlador 3	Controlador 1
12,019s	14,258s	17,666s	19,860s

4.3.2.3 Simulação da variação triangular na velocidade do vento

Para avaliar o desempenho do controlador quando da ocorrência de variações de vento triangular foram simuladas: potência mecânica, tensão estatórica, velocidade angular do rotor e a potência elétrica do DFIG, apresentadas nas Figuras 4.32, 4.33, 4.34, 4.35 e 4.36.



Figura 4.32 - Gráfico da variação triangular na velocidade do vento.



Figura 4.33 - Gráfico da variação triangular na potência mecânica do DFIG.



Figura 4.34 - Gráfico da variação triangular na tensão estatórica do DFIG.



Figura 4.35 – Gráfico da variação triangular na velocidade angular do rotor do DFIG.



Figura 4.36 – Gráfico da variação triangular da potência elétrica do DFIG.

Na Tabela 4.15 é apresentada a escolha do adaptativo na variação triangular na

velocidade do vento.

TABELA 4.15 – ESCOLHA DO ADAPTATIVO NA VARIAÇÃO TRIANGULAR NA VELOCIDADE DO

Escolhas do controle ótimo adaptativo		
Tempo	Controlador	
0s	Controlador 1	
2,283s	Controlador 3	
5,512s	Controlador 1	
8,676s	Controlador 3	
10,955s	Controlador 1	
14,319s	Controlador 3	
16,558s	Controlador 1	
19,955s	Controlador 3	

VENTO.

Novamente, o controlador LQR adaptativo não acrescentou benefícios ao sistema, em relação ao controlador LQR.

4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram apresentados os resultados e as análises das simulações de dois sistemas distintos, onde ambos possuíam geradores eólicos equipados com DFIG. No DFIG foram implementados dois controladores, LQR e LQR adaptativo, para comparar o comportamento de ambos os controles.

Após a análise dos resultados foi verificado que os controladores LQR e LQRadaptativo projetados em ambos os casos, quando comparados, apresentam uma grande equivalência em diferentes condições de operação do sistema.

No capítulo seguinte, serão apresentadas as conclusões deste trabalho e possibilidades de trabalhos futuros.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES

Neste capítulo, são apresentadas as conclusões deste trabalho e algumas sugestões para trabalhos futuros.

5.1 CONCLUSÕES

A fim de averiguar o desempenho de um controlador ótimo-adaptativo aplicado no conversor do lado do rotor de geradores de indução duplamente alimentados, a estratégia de controle foi implementada no programa ESTABEOLICA[®] e simulações dinâmicas de sistemas foram realizadas. O desempenho da estratégia em teste foi comparado ao do controle ótimo convencional.

O adaptativo foi implementado com três ganhos, afim de contemplar três diferentes condições de operação.

Após a análise dos resultados verificou-se que o controlador LQR adaptativo não proporcionou ganhos de desempenho em relação ao controlador LQR.

Para ambos os sistemas foram simulados distúrbios (curto-circuito e variação de vento). Para situações de curto-circuito no segundo sistema o LQR adaptativo apresentou uma maior atenuação das oscilações do regime transitório. Para a variação de vento, em ambos os sistemas, o controlador LQR adaptativo apresentou um desempenho equivalente ao do controlador LQR.

5.2 TRABALHOS FUTUROS

Para trabalhos futuros são apresentadas algumas alternativas:

• Realizar testes com LQR adaptativos com mais ganhos, por exemplo, 10 ao invés de apenas três, a fim de tentar fazer o controlador contemplar mais diferentes condições, afim de possibilitar ganho de desempenho ao sistema.

• Implementar o mecanismo de adaptação com mais variáveis de observação. Por exemplo, ao invés de apenas a potência elétrica gerada pelo DFIG ser observada para a escolha do controlador, que se observem também outras variáveis representativas do sistema.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, R. G., PEÇAS LOPES, J. A. and BARREIROS, J. A. L., "Improving Power System Dynamic Behavior Through Doubly Fed Induction Machines Controlled by Static Converter Using Fuzzy Control". *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol.19, N°4, November, 2004;

ASTRÖM, K. and WITTENMARK, B., "Adaptive Control", Second Edition, *Addison-Wesley Publishing Company*, USA, 1995;

AKHMATOV, V., "Variable-speed Wind Turbines with Doubly-fed Induction Generators – Part I: Modelling in Dynamic Simulation Tools". *Wind Engineering*, Vol.26, N° 2, pp. 85-108, 2002;

AKAGI, H., KANAZAWA, Y. and AKIRA, N., "Instantaneous Reactive Power Compensators Comprising Switching Devices without Energy Storage Components". *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol, 1A-20, N°3, May/June, 1984;

BARROS, C. M. V., BARROS, L. S., ARAÚJO, A. A., SILVA, J. J., FONSECA, I. E., "Controle da Tensão e da Corrente em Turbinas Eólicas com DFIG". *Transmission and Distribution Power Conference and Exposition – T&D*, 2010;

BARROS, C. M. V., BARROS, L. S., ARAÚJO, A. A., SILVA, J. J., FONSECA, I. E., "Controle da velocidade em Turbinas Eólicas com DFIG". *Transmission and Distribution Power Conference and Exposition – T&D*, 2010;

BARROS, Luciano Sales. Uma Estratégia de Controle para o Melhoramento do Comportamento Dinâmico de Máquinas de Indução Duplamente Alimentadas Operando *como Geradores Eólicos*. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Campina Grande, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Campina Grande – PB, 2006;

BARROS, Camila M. V., *Avaliação de um Regulador Quadrático Aplicado em DFIGs*. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal Rural do SemiArido (UFERSA) / Universidade do Estado do Rio Grande do Norte (UERN), Programa de Pós-Graduação em Ciência da Computação, Mossoró – RN, 2011;

BURTON, T., SHARPE, D., JENKINS, N. and BOSSANYI, E., "Wind Energy Handbook". John Wiley & Sons Ltd., Chichester, England, 2001;

CARVALHO, P., "Geração Eólica". Fortaleza: Imprensa Universitária, Fortaleza, Brasil, 2003;

CANEDO, Leonardo dos Santos. *Ajuste do Desempenho Dinâmico de um Sistema de Geração Eólica com Gerador de Indução Duplamente Alimentado*. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Programa de Pós graduação em Engenharia, Rio de Janeiro-RJ, 2007;

CORREIA LIMA, M. V. B., "Análise do Desempenho Transitório de Compensadores Estáticos de Potência Reativa com Sistemas de Controle Adaptativo em Redes Elétricas de Alta Tensão". Tese (Doutorado), Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa – PB, 2005;

DORF, R. C., BISHOP, R. H. Sistemas de Controle Modernos. 11º Ed. [S.I.]: LTC Editora, 2009. ISBN 9788521617143;

EGGLESTON, D. M. and STODDARD, F. S., "Wind Turbine Engineering Design". Van Nostrand Reinhold Company, New York, 1987;

ELTAMALY, Ali M., ALOLAH, A.I., ABDEL-RAHMAN, Mansour H., Modified DFIG Control Strategy for Wind Energy Applications. *International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*, 2010, pp. 653-658, ISBN 978-1-4244-4986-6;
FERREIRA, Cesar. Estudo Comparativo entre as Técnicas de Controle Fuzzy, PI e Adaptativo ao Processo de Fabricação de Papel Reciclado Utilizando a Ferramenta Delta Tune. Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual de Londrina, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Londrina – PR, 2009;

FERREIRA, Jorge F. da Silva Barros. Controlo de Geradores de Indução Duplamente Alimentados em Turbinas Eólicas. Dissertação(Mestrado) – Universidade Nova Lisboa, Lisboa, 2009;

JENKINS, N., HOLDSWORTH, L. and WU, X., "Dynamic and Steady-State Modelling of the Double-Fed Induction Machine (DFIM) for Wind Turbine Applications". *Internal MCEE UMIST*, 2002;

KALMAN, R. *Design of a self optimizing control system*. [S.1.]: Transaction of the ASME, 1958;

KLING, W. L., SLOOTWEG, J. G. "Modeling of Large Wind Farms in Power System Simulations", *IEEE*, 0-7803-7519-X/02, pp. 503-508, 2002;

KLING, W. L., SLOOTWEG, J. G. "Wind Turbines as Power Plants", *IEEE/Cigré Workshop* on Wind Power and the Impacts on Power Sytems, June 2002, Oslo, Norway;

KWAKERNAAK, H. and SIVAN, R., "Linear Optimal Control Systems". *John Wiley & Sons, Inc.*, United Stats of America 1972.

LEONHARD, Werner. "Control of Electrical Drives". 3rd Edition, Springer, 2001, ISBN 3-540-41820-2;

LIMA, Manfredo Correia. Considerações sobre a aplicações de sistemas de controle adaptativo em compensadores estáticos de potência reativa em alta tensão. *XIII ERIAC* (*Décimo Tercer Encuentro Regional IberoAmericano de Cigré*), Argentina, 2009;

MASSING, Jorge Rodrigo. *Análise da Conexão de Geradores Eólicos Duplamente Alimentados com Compensação Série*. Dissertação (Mestrado) Universidade Federal de Santa Maria, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Santa Maria – RS, 2008;

MANNALA, Marcos José. *Projetos de controle convencional e adaptativo aplicados ao sistema térmico de uma bancada de ensaios de cabos condutores*. Dissertação (Mestrado) - Universidade Católica do Paraná, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção e Sistemas, Curitiba, 2004;

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME. http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2009/02_fevereiro/Nota_Tecnica_Ex lica.pdf . Acessado em 04 de Janeiro de 2010;

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME. <u>http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/Situaxo_usinas_P</u> <u>ROINFA_AGO-2009.pdf</u>. Acessado em 04 de Janeiro de 2010;

MOTA, W. S., BARROS, L. S., PAMPLONA, F. M. P., EPAMINONDAS, A. N., BRAGA FILHO, E. R., FORMIGA, A. M. e SANTOS, A. A., "Simulação Dinâmica de Unidades de Geração Eólicas Ligadas a um Sistema de Potência". *XV CBA- Comgresso Brasileiro de Automática*, Gramado – RS, Setembro de 2004;

MOTA, W. S. and BARROS, L. S., "Dynamic Simulations of Wind Generators Connected to Distribution Systems". *18*TH *CIRED* – *Internacional Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, Turin, Italy, 6-9 June 2005;

MOTA, W. S. and BARROS, L. S., "Análise do Impacto na Qualidade de Energia da Conexão de Unidades de Geração Eólica a Sistemas de Potência". *VI SBQEE – Seminário Brasileiro de Qualidade de Energia Elétrica*, Belém – PA, Agosto de 2005;

MÜLLER, S., DEICKE, M. and De DONCKER, R. W., "Doubly Fed Induction Generator Systems for Wind Turbines". *IEEE Industry Applications Magazine*, Maio – Junho, 2002;

OGATA, Katsuhiko. Engenharia de Controle Moderno. 5 ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2010. ISBN 978-85-7605-810-6;

PETERSSON, A., "Analysis, Modeling and Control of Doubly-fed Induction Generators for Wind Turbines". *Ph.D Thesis*, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2003;

PEÇAS LOPES, J. A., ALMEIDA, R. G., "Descrição de Modelos Matemáticos de Máquinas de Indução Convencional e Duplamente Alimentada e Estratégias de Controlo para Estudo Dinâmico e de Estabilidade Transitória". *Trabalho de Consultoria para o ONS Brasil*, INESC PORTO, 2003;

PÖLLER, M. A., "Double-fed Induction Machine Models for Stability Assessment of Wind Farms". *IEEE Bologna Power Tech Conference*, June 23th-26th, 2003, Bologna, Italy;

RODRÍGUEZ-AMENEDO, J. L., ARNALTE, S. and BURGOS, J. C., "Automatic Generation Control of a Wind Farm with Variable Speed Wind Turbines". *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 17, N° 2, pp. 279-284, June 2002;

SALLES, Maurício B. de Camargo. *Modelagem e Análises de Geradores Eólicos de Velocidade Variável Conectados em Sistemas de Energia Elétrica*. Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo – SP, 2009;

SASTRY, Shankar and BODSON, Marc., "Adaptive Control: Stability, Convergence, and Robustness", Prentice-Hall Advanced Reference Series, ISBN 0-13-004326-5, 1994;

VOLTOLINI, Hélio. *Modelagem e Controle de Geradores de Indução Duplamente Alimentados com Aplicação em Sistemas Eólicos*. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Santa Catarina, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis – SC, 2007;

VARÃO, L. R., "Avaliação de Desempenho de um Sistema de Geração Eólica Integrada a um Sistema de Potência Utilizando Algoritmos Genéticos". Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008;

VIEIRA, J. P. A., NUNES, M. N. A., BEZERRA, U. H., "Design of Optimal PI Controllers for Doubly fed Induction Generators in Wind Turbines Using Genetic Algorithm". IEEE *Power and Energy Society General Metting* – Conversion and Delivery of Electrical Energy, 21st Century, 2008;

YANG, L., YANG, G.Y., XU, Z., DONG, Z.Y., Optimal controller design of a doubly-fed induction generator wind turbine system for small signal stability enhancement. *IET Generation, Transmmission & Distribution*, 2010, vol.4, lss.5, pp. 579-597. ISSN 1751-8687;

ZUBEN, Fernando J. Von. *Redes Neurais Aplicadas ao Controle de Máquina de Indução*.
Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica, Campinas – SP, 1993.

APÊNDICE A

Sistema Linearizado

Neste apêndice apresenta-se a linearização de um modelo de 4^a ordem do sistema DFIG/rede utilizada nas simulações desta dissertação. O modelo considera os eixos do rotor e o eixo do gerador do DFIG como uma massa única.

A.1 Modelo de 4ª ordem Linearizado do DFIG

Para o modelo de 4^a ordem do DFIG, as equações linearizadas, referidas ao estator da máquina são apresentadas a seguir [BARROS, 2006]:

Equações diferenciais:

$$L_{rr}\Delta\dot{i}_{dr} = -r_r\Delta i_{dr} + s_o\omega_o (L_{rr}\Delta i_{qr} - L_m\Delta i_{qs}) + (L_{rr}i_{qro} - L_mi_{qso})\Delta\dot{\delta} + \Delta E_{FD} (A.1)$$
$$L_{rr}\Delta\dot{i}_{qr} = -r_r\Delta i_{qr} + s_o\omega_o (L_m\Delta i_{ds} - L_{rr}\Delta i_{dr}) + (L_mi_{dso} - L_{rr}i_{dro})\Delta\dot{\delta} + \Delta E_{FQ} (A.2)$$

$$\Delta \ddot{\delta} = \frac{\omega_o}{2H} \Delta P_e \tag{A.3}$$

$$\Delta \dot{\delta} = \omega_o \Delta s \tag{A.4}$$

Equações algébricas:

$$L_m \omega_o \Delta i_{dr} = r_s \Delta i_{qs} + L_{ss} \omega_o \Delta i_{ds} + \Delta \nu_{qs} \tag{A.5}$$

$$-L_m \omega_o \Delta i_{qr} = r_s \Delta i_{ds} - L_{ss} \omega_o \Delta i_{qs} + \Delta v_{ds} \tag{A.6}$$

$$\Delta |V_t| = \left(v_{dso} \Delta v_{ds} + v_{qso} \Delta v_{qs} \right) / |V_{to}|$$
(A.7)

$$\Delta P_e = i_{dso} \Delta v_{ds} + v_{dso} \Delta i_{ds} + i_{qso} \Delta v_{qs} + v_{qso} \Delta i_{qs}$$
(A.8)

Em que

 Δ significa variação, e o subscrito o significa valor inicial.

APÊNDICE B

Publicações

BARROS, C. M. V., BARROS, L. S., **ARAÚJO, A. A.**, FONSECA, I. E., "Uma Proposta para Controle de Velocidade de DFIG". III Escola Potiguar de Computação e suas Aplicações – EPOCA, Mossoró – RN, Outubro de 2010;

BARROS, C. M. V., BARROS, L. S., **ARAÚJO, A. A.**, FONSECA, I. E., "Estudos Pré-Operacionais do Controle de Corrente para Geradores Eólicos". III Escola Potiguar de Computação e suas Aplicações – EPOCA, Mossoró – RN, Outubro de 2010;

BARROS, C. M. V., BARROS, L. S., ARAÚJO, A. A., FONSECA, I. E., "Controle da Tensão e da Corrente em Turbinas Eólicas com DFIG". IEEE – T&D 2010 – Transmission and Distribution Power Conference and Exposition, Novembro de 2010;

BARROS, C. M. V., BARROS, L. S., **ARAÚJO, A. A.**, FONSECA, I. E., "Controle da Velocidade em Turbinas Eólicas com DFIG". IEEE – T&D 2010 – Transmission and Distribution Power Conference and Exposition, Novembro de 2010.