

ANDRÉ DA SILVA CORRÊA

**ESTUDO E COMPARAÇÃO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO
EÓLICA UTILIZANDO DFIG E PMSG**

Dissertação submetida ao Departamento de Engenharia Elétrica, da Universidade do Estado de Santa Catarina, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Ademir Nied

JOINVILLE, SC

2015

C824e

Corrêa, André da Silva

Estudo e comparação de sistemas de geração eólica
utilizando DFIG e PMSG /

André da Silva Corrêa. – 2015.

269 p. : il.; 14,8 cm

Orientador: Ademir Nied

Bibliografia: p. 247-258

Dissertação (mestrado) – Universidade do Estado de
Santa Catarina, Centro de Ciências Tecnológicas,
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica,
Joinville, 2015.

1. Energia elétrica. 2. Energia eólica. 3. Aerogeradores.
4. Gerador de Indução Duplamente Alimentado.
5. Gerador de Ímãs Permanentes. I. Nied, Ademir. II.
Universidade do Estado de Santa Catarina. Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

CDD: 621.31 - 23. ed.

ANDRÉ DA SILVA CORRÊA

**ESTUDO E COMPARAÇÃO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO
EÓLICA UTILIZANDO DFIG E PMSG**

Esta dissertação foi julgada adequada para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Controle de Máquinas Elétricas, e aprovada em sua forma final pelo programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica na Universidade do Estado de Santa Catarina – UDESC, Bacharel.

Banca Examinadora

Orientador:

Prof. Dr. Ademir Nied

Universidade do Estado de Santa Catarina – UDESC

Membro:

Prof. Dr. Fredemar Rüncos

Consultor de D.IT – WEG Energia S.A.

Membro:

Prof^a. Dr. Mariana Santos Matos Cavalca

Universidade do Estado de Santa Catarina – UDESC

Joinville, fevereiro de 2015

Dedico esse trabalho aos meus pais,
Silvio e Vera

À minha noiva e companheira,
Tânia

Às minhas duas irmãs,
Cacilda e Cátia.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus pelo dom da vida e conferir força e aptidão para os estudos.

Aos meus pais, Silvio e Vera, por sempre me apoiarem e acreditarem em mim, mesmo nos momentos em que eu deixei de acreditar. Por sempre estarem do meu lado, mesmo quando a distancia parece não permitir. Por todo apoio e amor incondicional demonstrado em todos os anos de minha vida.

Às minhas irmãs Cacilda e Cátia e ao meu cunhado Jackson, também por acreditarem em mim e no meu potencial e por sempre me apoiarem. Obrigado por cada momento junto e cada palavra de apoio.

À minha noiva, minha companheira e amiga Tânia, que durante esse período de mestrado, foi de longe a pessoa que mais esteve ao meu lado, mais me apoiou e mais teve que me “aturar”. A você, meu amor, meu muito obrigado por tudo que você tem feito por mim e por nós. Com certeza eu não teria conseguido sem você.

Ao professor Ademir Nied, pela orientação e auxílio no desenvolvimento do trabalho, além de todo apoio durante o meu mestrado, por me apoiar e me ajudar, principalmente nos momentos em que parecia que nada daria certo.

Ao professor José de Oliveira pela co-orientação e todo apoio durante o desenvolvimento do trabalho.

Ao Fredemar Rüncos, que, além de ser referência na área de máquinas elétricas e exemplo a ser seguido, foi a primeira pessoa dentro da WEG que mostrou total empolgação e apoio com minha escolha em fazer mestrado.

Ao Eng^o Mário Flavio Dorca de Lima, por todo apoio concedido principalmente na reta final do meu trabalho, acreditando no meu potencial e tornando possível a finalização do meu trabalho.

Ao mestre em engenharia elétrica Carlos Ogawa e ao Eng^o eletricista Lessandro Bertagnolli pelo apoio concedido, principalmente no início do meu mestrado.

A todos meus colegas da seção de aplicação da WEG, que, além de acreditarem em mim, me auxiliaram em minhas ausências no posto de trabalho, durante o período do mestrado.

Aos meus amigos da “*turma da Kombi*”, Leonardo e Karina, Guilherme e Letícia, Ricardo e Kaline, pelos momentos de descontração e boa companhia, fundamentais durante esse período.

À WEG Equipamentos Elétricos S.A., pela oportunidade de aprendizado contínuo e por permitir que eu pudesse fazer meu mestrado.

Aos colegas de UDESC Igor e Bianca pelo auxílio durante o mestrado, pelo apoio na nas simulações e pesquisas.

À UDESC pela oportunidade e ensinamentos transmitidos através dos professores durante todo meu mestrado.

A todos que de alguma forma contribuíram para a realização desse trabalho, meu muito obrigado.

*“O único lugar aonde o sucesso vem
antes do trabalho é no dicionário”*

Albert Einstein.

RESUMO

CORRÊA, André da Silva. **Estudo e Comparação de Sistemas de Geração Eólica Utilizando DFIG e PMSG**. Dissertação de Mestrado Profissional, Universidade do Estado de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Elétrica, Joinville, 2015.

Diante do crescimento da contribuição dos parques eólicos em regime de complementaridade às unidades geradoras de energia elétrica derivadas de petróleo, termoelétricas ou hidroelétricas constituintes da matriz energética de países espalhados pelo mundo, a presente dissertação de mestrado investiga as vantagens e desvantagens entre as duas principais topologias utilizadas atualmente para geração eólica. São estabelecidas comparações entre o Gerador de Indução Duplamente Alimentado e o Gerador de Ímãs Permanentes, a fim de se estabelecer os diferentes comportamentos dinâmicos de cada tipo de unidade eólica. São estudadas as partes constituintes de aerogeradores, realizadas as modelagens e discutidos os métodos de controle usuais. As simulações foram realizadas em programa computacional Matlab/Simulink[®], cujos modelos de controle foram desenvolvidos de acordo com a literatura, assim como os respectivos diagramas de bloco para cada modelo.

Palavras-chave: Energia Eólica. Aerogeradores. Matlab. Gerador de Indução Duplamente Alimentado. Gerador de Ímãs Permanentes.

ABSTRACT

CORRÊA, André da Silva. **Study and Comparison of Wind Energy Systems Using DFIG and PMSG.** Professional Master's Dissertation, University of Santa Catarina State, Electrical Engineer Department, Joinville, 2014.

Given the increased contribution of wind farms under complementarity the generating units of electricity derived from petroleum, thermoelectric or hydroelectric energy matrix constituents of countries around the world, this dissertation investigates the advantages and disadvantages between the two main topologies currently used by rogue wind generation. Comparisons between the Doubly Fed Induction Generator and Permanent Magnet Generator are developed in order to establish the different dynamic behavior of each type of wind unit. The constituent parts of wind turbines are studied, performed the modeling and usual control methods are discussed. The simulations were performed in a computer program Matlab / Simulink® whose control models were developed according to the literature, as well as the respective block diagrams for each model.

Keywords: Wind Energy. Aerogenerators. Matlab. Doubly-Fed Induction Generator. Permanent Magnet Generator.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1-1 - Capacidade global instalada em 2013 de 318,105 GW.....	40
Figura 1-2 Sazonalidade das usinas eólicas do PROINFA para a região Nordeste.	42
Figura 1-3 – 10 primeiros países em capacidade instalada de energia eólica em 2013 – Representação em porcentagem.....	43
Figura 1-4 - 10 primeiros países em capacidade instalada de energia eólica em 2013 – Representação em MW.	43
Figura 1-5 - Capacidade instalada da China em 2013 de 91,412GW....	44
Figura 1-6 - Capacidade instalada dos EUA em 2013 de 60,911GW. ...	45
Figura 1-7 - Capacidade instalada da Alemanha em 2013 de 34,25 GW.....	45
Figura 1-8 - Capacidade instalada da Espanha em 2013 de 22,959 GW.....	46
Figura 1-9 - Capacidade instalada da Índia em 2013 de 20,15 GW.....	46
Figura 1-10 - Capacidade instalada do Brasil em 2013 de 3,4 GW.	47
Figura 1-11 - Configuração típica de aerogerador tipo A.	52
Figura 1-12 - Configuração típica de aerogerador tipo B.....	53
Figura 1-13 - Configuração típica de aerogerador tipo C.....	56
Figura 1-14 - Configuração típica de aerogerador tipo D.	58
Figura 2-1 - Componentes de um aerogerador.	70
Figura 2-2 - Turbina eólica de eixo vertical – Darrieus.	72
Figura 2-3 - Turbina eólica de eixo vertical.	72
Figura 2-4 - Princípios das forças aerodinâmicas resultantes da pá de uma turbina eólica.	74
Figura 2-5 - Vista em corte de uma pá de turbina eólica com destaque nas velocidades e forças que incidem sobre ela.	75

Figura 2-6 – Coeficiente de potência de uma turbina eólica em função da relação de velocidade.	82
Figura 2-7 – Potência aerodinâmica máxima disponível e aproveitável por uma turbina eólica, em função da velocidade do vento.....	82
Figura 2-8 – Modelo dinâmico das massas girantes da turbina eólica e gerador.	84
Figura 2-9 - Modelo dinâmico simplificado das massas girantes da turbina eólica mais gerador.	85
Figura 2-10 - Bloco representativo do perfil de vento.	87
Figura 2-11 - Cálculo da potência do vento	87
Figura 2-12 - Operação das pás da turbina - Cálculo de C_p	88
Figura 2-13 - Cálculo do torque aerodinâmico na ponta de eixo da turbina.	89
Figura 2-14 - Cálculo da velocidade do eixo da turbina.	90
Figura 2-15 - Cálculo do torque do gerador.....	91
Figura 2-16 - Cálculo do torque de referência da turbina.	92
Figura 2-17 - Controle completo a ser implementado no <i>Simulink</i>	93
Figura 2-18 - Modelo da Turbina Simulada no <i>Simulink</i>	94
Figura 2-19 - Perfil do vento utilizado na simulação.....	95
Figura 2-20 – Velocidade angular ideal (vermelho) e velocidade angular simulada (azul).....	96
Figura 2-21 - Potência ideal (vermelho) e potência simulada (azul). ...	97
Figura 3-1 Estrutura típica do DFIG conectado a rede e com a turbina eólica acoplada no eixo do gerador via caixa de transmissão.	103

Figura 3-2 Fluxo de potência ativa para o DFIG – Figura 3.2a (em cima): gerador operando na condição subsíncrona – Figura 3.2b (em baixo): gerador operando na condição supersíncrona.	106
Figura 3-3 Representação de um DFIG idealizado.	109
Figura 3-4 – Relação entre um sistema de coordenadas abc e um sistema de coordenadas $qd0$ arbitrárias.	113
Figura 3-5 - Representação do circuito equivalente da máquina de indução em um referencial arbitrário.	116
Figura 3-6 - Estrutura do conversor estático do DFIG conectado ao circuito do rotor.....	119
Figura 3-7 - Estrutura básica de controle do conversor Back-to-Back com ênfase no controle do GSC.....	120
Figura 3-8 - Detalhes do circuito do conversor da rede	121
Figura 3-9 – Representação dos eixos coordenados para a orientação em referencial síncrono, orientado pela tensão da rede.....	123
Figura 3-10 – Estrutura do controle do GSC.....	124
Figura 3-11 Estratégia de controle completo do GSC.....	128
Figura 3-12 - Diagrama simplificado das malhas de controle de corrente do GSC.....	129
Figura 3-13 - Diagrama simplificado da malha de controle de tensão do barramento CC do GSC.....	131
Figura 3-14 Estrutura básica de controle do conversor Back-to-Back com ênfase no controle do RSC.	134
Figura 3-15 - Diagrama fasorial para a orientação no fluxo do estator.	135
Figura 3-16 - Diagrama de blocos do projeto de controle em malha fechada da potência ativa.	140

Figura 3-17 - Diagrama de blocos do projeto de controle em malha fechada da potência reativa.	140
Figura 4-1 - Exemplo de construção de PMSG com imãs superficiais.	147
Figura 4-2 - Exemplo de construção de PMSG com imãs internos. ...	147
Figura 4-3 - Estrutura típica do PMSG conectado a rede e com a turbina eólica acoplada diretamente ao eixo do gerador.	148
Figura 4-4 - Relação entre um sistema de coordenadas abc e um sistema de coordenadas $qd0$ arbitrárias.	151
Figura 4-5 - Estrutura Básica do controle do conversor do lado da rede para o PMSG.	157
Figura 4-6 - Detalhes do circuito do conversor da rede.	159
Figura 4-7 - Diagrama de blocos do conversor do lado da rede no referencial qd	160
Figura 4-8 - Estrutura Básica do controle do conversor do lado do gerador para o PMSG.	163
Figura 4-9 – Esquema da estratégia do controle do fluxo orientado...	164
Figura 4-10 – Diagrama vetorial para a estratégia de controle de ângulo de torque constante.	166
Figura 4-11- Estrutura de controle de corrente e velocidade.	168
Figura 4-12 – Estratégia de controle de corrente de eixo direto e em quadratura.	168
Figura 4-13 – Estratégia de controle de velocidade.	171
Figura 5-1 - Componente de corrente de eixo em quadratura: em azul a corrente de referência e em vermelho a corrente simulada.	176
Figura 5-2 - Componente de corrente de eixo direto durante a aplicação de degrau na referência de corrente de eixo em quadratura.	177

Figura 5-3 - Tensão no barramento CC durante a aplicação de degrau na referência da componente de corrente de eixo em quadratura: em azul a referência e em vermelho a tensão simulada....	178
Figura 5-4 - Tensão no barramento CC: em azul a referência de tensão onde foi aplicado um degrau e em vermelho a tensão simulada.	179
Figura 5-5 – Componente da corrente de eixo direto, logo após o controlador PI para aplicação de degrau na tensão do barramento CC.	179
Figura 5-6 - Componente de corrente de eixo direto: em azul a referência de corrente e em vermelho a corrente simulada.	181
Figura 5-7 - Fluxo de potência ativa no rotor.....	181
Figura 5-8 - Componente de corrente de eixo em quadratura.	182
Figura 5-9 - Potência Ativa do gerador: em azul a potência de referência (potência da turbina), em vermelho a potência simulada (potência de saída do gerador).....	183
Figura 5-10 - Componente de corrente de eixo em quadratura do rotor: em azul a referência e em vermelho a corrente simulada.	184
Figura 5-11 - Componente de corrente de eixo direto do rotor: em azul a referência e em vermelho a corrente simulada.....	185
Figura 5-12 - Correntes trifásicas no estator.	186
Figura 5-13 – Zoom efetuado nas correntes trifásicas do estator no instante do aumento de potência ativa.....	186
Figura 5-14 - Correntes trifásicas no rotor – Corrente (A) x tempo (s).	187
Figura 5-15 - Potência Reativa do gerador: em azul a potência de referência, em vermelho a potência simulada.	188

Figura 5-16 - Corrente do rotor de eixo direto: em azul a referência gerada a partir da malha externa e em vermelho a corrente de eixo direto simulada.....	189
Figura 5-17 – Componente da corrente de eixo em quadratura do rotor: em azul a referência e em vermelho a corrente simulada.....	189
Figura 5-18 - Correntes trifásicas no rotor.....	190
Figura 5-19- Potência mecânica e potência ativa.....	191
Figura 5-20 - Correntes trifásicas no estator.....	192
Figura 5-21 - Correntes trifásicas no rotor.....	193
Figura 5-22 - Tensões trifásicas da rede: AMT de 90% do valor nominal.....	196
Figura 5-23 - Correntes trifásicas no estator.....	197
Figura 5-24 - Corrente de eixo em quadratura: em azul a referência e em vermelho a corrente simulada.....	197
Figura 5-25 - Fluxo estimado do estator.....	198
Figura 5-26 - Tensão no barramento CC: em azul a referência e em vermelho a tensão simulada.....	198
Figura 5-27 – Tensões trifásicas da rede: afundamento de tensão de 70% do valor nominal.....	199
Figura 5-28 - Correntes trifásicas no estator.....	200
Figura 5-29 - Correntes trifásicas no rotor.....	201
Figura 5-30- Corrente de eixo em quadratura: em azul a referência e em vermelho a corrente simulada.....	202
Figura 5-31 - Fluxo estimado do estator.....	202
Figura 5-32– Tensões trifásicas da rede: afundamento de tensão bifásica de 70% do valor nominal.....	203
Figura 5-33 - Fluxo estimado no estator.....	204

Figura 5-34 – Componente de corrente de eixo em quadratura do rotor: em azul a referência e em vermelho a corrente simulada.....	205
Figura 5-35 - Velocidade angular do PMSG: em azul a referência de velocidade e em vermelho a velocidade simulada do gerador.	207
Figura 5-36 – Componente de corrente de eixo em quadratura: em azul a referência e em vermelho a corrente controlada.	208
Figura 5-37 - Componente de corrente de eixo direto: em azul a referência e em vermelho a corrente controlada.....	208
Figura 5-38 - Correntes trifásicas geradas no estator do gerador.	209
Figura 5-39 - Tensões trifásicas geradas no estator do gerador.....	209
Figura 5-40 - Tensão no barramento CC.....	210
Figura 5-41 - Velocidade do vento e velocidade controlada.	211
Figura 5-42 - Componente de corrente de eixo direto: em azul a referência e em vermelho a corrente controlada.....	212
Figura 5-43 – Componente de corrente de eixo em quadratura: em azul a referência e em vermelho a corrente controlada.	213
Figura 5-44 - Correntes trifásicas no estator do gerador.	213
Figura 5-45 - Tensão no barramento CC: em azul a referência e em vermelho a tensão simulada.	214
Figura 5-46 - Tensão no barramento CC: em azul a referência e em vermelho a tensão controlada.	215
Figura 5-47 - Componente de corrente de eixo em quadratura: em azul a referência e em vermelho a corrente simulada.....	216
Figura 5-48 – Componente de corrente de eixo direto.	217
Figura 5-49 - Evolução do preço do Nd no período de 2011 a 2013...	232
Figura 5-50 – Custo total de distribuição para uma instalação de turbina eólica típica para offshore com: (a) custos iniciais e de	

funcionamento durante vida útil, (b) custo de todos os componentes durante a vida útil de uma instalação de turbina eólica..... 234

Figura 5-51 – Custo total para uma instalação de turbina eólica típica onshore com: (a) custos iniciais (b) custo de todos os componentes durante a vida útil de uma instalação de turbina eólica..... 234

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Equações no referencial genérico para o DFIG.....	117
Tabela 2 - Equações no referencial síncrono para o PMSG.....	155
Tabela 3 - Especificação dos afundamentos momentâneos de tensão para os estudos de caso	196
Tabela 4 – Custo AEP e AEP/ custo de cinco sistemas geradores.	224
Tabela 5 – Comparativo entre as tecnologias que usam DFIG e PMSG.....	236

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AMT	<i>Afundamento Momentâneo de Tensão</i>
ANEEL	<i>Agencia Nacional de Energia Elétrica</i>
AEP	<i>Annual Energy Production</i>
CA	<i>Corrente Alternada</i>
CC	<i>Corrente Continua</i>
DFIG	<i>Doubly-Fed Induction Generator</i>
DPC	<i>Direct Power Control</i>
EESG	<i>Electrically Excited Synchronous Generator</i>
FOC	<i>Field Oriented Control</i>
Gearbox	<i>Caixa de engrenagens</i>
GenSC	<i>Generator Side Converter</i>
GSC	<i>Grid Side Converter</i>
LCA	<i>Lifetime Cost Assessment</i>
LVRT	<i>Low Voltage Ride Through</i>
MOS	<i>Método Ótimo Simétrico</i>
PI	<i>Proporcional e Integral</i>
PMSG	<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i>
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
PROINFA	<i>Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia</i>
RSC	<i>Rotor Side Converter</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

α	Ângulo de ataque da turbina eólica;
β	Ângulo de passo da turbina eólica;
ρ	Densidade do ar (kg/m ³);
λ	Razão entre a velocidade da ponta da pá da turbina eólica e a velocidade do vento;
ξ	Coefficiente de amortecimento;
θ	Ângulo entre o eixo da fase “a” do estator e o eixo “d”;
τ	Constante de tempo(s);
P_{vento}	Potência do vento(W);
A	Área varrida pelas pás da turbina eólica (m ²);
V_{vento}	Velocidade do vento incidente na turbina (m/s);
ω_T	Velocidade angular da turbina (rad/s);
R	Raio das pás da turbina (m);
C_p	Coefficiente de potência da turbina;
P_T	Potência total do gerador (W);
P_s	Potência ativa do estator(W);
P_r	Potência ativado rotor (W);

Q_s	Potência reativa no estator (Var);
Q_r	Potência reativa no rotor (Var);
s	Escorregamento;
p	número de pares de polos;
v_{sabc}	Tensões trifásicas do estator (V);
v_{rabc}	Tensões trifásicas do rotor (V);
i_{sabc}	Correntes trifásicas do estator (A);
i_{rabc}	Correntes trifásicas do rotor (A);
v_{sdq}	Tensões nos eixos d e q do estator (V);
v_{rdq}	Tensões nos eixos d e q do rotor (V);
i_{sdq}	Correntes nos eixos d e q do estator (A);
i_{drq}	Correntes nos eixos d e q do rotor (A);
λ_{abcs}	Fluxos produzidos pelos enrolamentos do estator (WB);
λ_{abcr}	Fluxos produzidos pelos enrolamentos do rotor (WB);
L_{lr}	Indutância de dispersão por fase do rotor;
L_{ss}	Indutância própria do enrolamento do estator;
L_{rr}	Indutância própria do enrolamento do rotor;
L_{sm}	Indutância mútua entre os enrolamentos do estator;

L_{rm} Indutância mútua entre os enrolamentos do rotor;

N_s Número de espiras no estator;

N_r Número de espiras no rotor;

J Momento de inércia (kg.m^2);

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	35
1.1	BREVE HISTÓRIA DA ENERGIA EÓLICA.....	35
1.2	SITUAÇÃO ATUAL DA GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA	39
1.3	TECNOLOGIAS APLICADAS AOS SISTEMAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA	50
1.3.1	Aerogeradores com velocidade fixa	51
1.3.2	Aerogeradores com velocidade variável.....	54
1.4	MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS	60
1.5	ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	64
2	ESTUDO E SIMULAÇÃO DA TURBINA EÓLICA	67
2.1	TURBINAS EÓLICAS	68
2.1.1	Tipos de Turbinas	71
2.1.2	Aerodinâmica das Turbinas	74
2.1.3	Controle Aerodinâmico de Potência.....	77
2.1.4	Potência da Turbina Eólica.....	79
2.1.5	Modelo Dinâmico das Massas Girantes da Turbina Eólica	83
2.2	SIMULAÇÃO DA TURBINA EÓLICA	86
2.2.1	Perfil do Vento	87
2.2.2	Cálculo da Potência do Vento	87
2.2.3	Operação das pás da turbina	88
2.2.4	Cálculo do Torque Aerodinâmico	89

2.2.5	Modelo Dinâmico.....	90
2.2.6	Cálculo do Torque do Gerador.....	90
2.2.7	Cálculo do Torque de Referência da Turbina.....	91
2.2.8	Simulação da Turbina Eólica	92
2.3	CONCLUSÃO	98
3	SISTEMA DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA USANDO DFIG.....	101
3.1	MODELO DINÂMICO DA MÁQUINA DE INDUÇÃO.....	106
3.1.1	Modelo matemático da Máquina de Indução Duplamente Alimentada.....	107
3.2	CONTROLE DO CONVERSOR DO LADO DA REDE.....	118
3.2.1	Estrutura do GSC	120
3.2.2	Malha de controle das correntes	126
3.2.3	Malha de controle da tensão do barramento CC	130
3.3	CONTROLE DO CONVERSOR DO LADO DO ROTOR.....	132
3.3.1	Estrutura do RSC.....	133
3.3.2	Malha de controle das correntes de rotor	136
3.3.3	Malha de controle das potências	139
3.4	CONCLUSÃO	142
4	SISTEMA DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA USANDO PMSG	145
4.1	MODELO DINÂMICO DA MÁQUINA SÍNCRONA DE ÍMÃS PERMANENTES	149

4.2	CONTROLE DO CONVERSOR DO LADO DA REDE	156
4.2.1	Estrutura do GSC.....	156
4.3	CONTROLE DO CONVERSOR DO LADO DO GERADOR	162
4.3.1	Estrutura do GenSC.....	162
4.3.2	Malha de controle das correntes	167
4.3.3	Malha de controle de velocidade	170
4.4	CONCLUSÃO.....	173
5	ESTUDO DE CASOS.....	175
5.1	INTRODUÇÃO.....	175
5.2	SISTEMA USANDO DFIG	176
5.2.1	Resposta ao degrau das malhas de controle, com tensão da rede fixa para as malhas de controle do GSC.....	176
5.2.2	Resposta ao degrau das malhas de controle do RSC, considerando a tensão da rede fixa.....	183
5.2.3	Dinâmica dos controladores para variação de vento: sinal de entrada da potência ativa gerada a partir da simulação da turbina eólica.	190
5.2.4	Afundamento de tensão na rede elétrica.....	193
5.3	CASO 2: SISTEMA USANDO PMSG.....	206
5.3.1	Resposta ao degrau das malhas de controle do conversor do lado do gerador.....	206
5.3.2	Resposta à variação da velocidade do vento das malhas de controle do GenSC	211

5.3.3	Análise do conversor do lado da rede	215
5.4	DIFERENÇA ENTRE AS TECNOLOGIAS DOS SISTEMAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA USANDO DFIG E PMSG.....	217
5.4.1	Características básicas dos geradores e dos conversores.....	218
5.4.2	Aspectos de custos considerando operação em longo prazo	220
5.4.3	Aspectos de custos considerando a produção anual de energia	222
5.4.3.1	Comparação de sistemas na mesma potência.....	223
5.4.3.2	Comparação de sistemas em diferentes potências.....	226
5.4.3.3	Comparação considerando o custo da vida útil.....	227
5.4.4	Conexão a rede elétrica e aspectos de confiabilidade dos conversores	230
5.4.5	Preço dos ímãs.....	231
5.4.6	Local de instalação	233
5.4.7	Comparação final	235
5.5	ANÁLISE DE RESULTADOS E DISCUSSÃO	237
6	CONCLUSÃO E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE.....	241
6.1.1	Proposta de continuidade	244
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	247

1 INTRODUÇÃO

1.1 BREVE HISTÓRIA DA ENERGIA EÓLICA

Conforme (ROCHA, 2008), a energia extraída do vento é empregada pela humanidade há muito tempo, sendo que a utilização mais antiga conhecida foi por volta de 3500 a.C. no antigo Egito, onde tal força era utilizada para impulsionar embarcações a vela. Por volta de 200 a.C. já eram utilizados moinhos rústicos para bombear água na China e também moinhos de eixo vertical para moagem de grãos na Pérsia.

Entretanto, apenas no século XI os moinhos de vento passaram a ser utilizados no continente Europeu, sendo aprimorados primeiramente pelos holandeses e depois pelos ingleses e passaram a funcionar com eixo horizontal. Segundo (ROCHA, 2008), no século XVIII havia mais de dez mil unidades somente na Holanda, empregados para a moagem de grãos, bombeamento de água e também para acionar serrarias.

Contudo os moinhos foram aos poucos sendo desativados com o advento da revolução industrial e a utilização de máquinas a vapor. Com o surgimento e popularização da energia elétrica, também ocorreu o desenvolvimento de moinhos de vento com dimensões maiores para gerar eletricidade, sendo que a primeira ocorrência foi na Dinamarca em 1890. Mas o baixo custo de geração de energia elétrica utilizando combustíveis fósseis, fez com que o interesse nessa fonte de energia diminuísse, ganhando força novamente nos anos 70 com a crise do petróleo e também com o interesse pela preservação ambiental.

A utilização de unidades eólicas para a produção de eletricidade teve início no século XIX, precisamente em 1887 na cidade de Glasgow na Escócia, com a construção de um aerogerador de eixo vertical, pelo engenheiro e professor James Blyth (SOHN, 2014). Em 1888, Charles Brush, construiu nos Estados Unidos da América um aerogerador equipado com um gerador elétrico de corrente contínua de 12kW de potência, acoplado a uma turbina de 144 pás, característico de moinhos de vento.

Em 1957 o engenheiro dinamarquês Johannes Juul construiu o primeiro aerogerador para transmissão em corrente alternada. Esse aerogerador possuía três pás e utilizava-se do estol aerodinâmico para controlar o torque aerodinâmico e seu gerador era de 200kW (SOHN, 2014).

As primeiras turbinas eólicas com pás aerodinâmicas para a produção de energia elétrica foram introduzidas em meados do século XX, sendo que o primeiro artefato para produção em massa foi construído nos anos 50 (MENDES, 2009). Ainda, segundo (PEREIRA, 2004), o primeiro aerogerador comercial ligado à rede elétrica foi instalado em 1976, na Dinamarca.

O primeiro teste com uma unidade eólica com capacidade de geração maior que 1MW foi feito na França, em 1963, onde foi utilizada uma unidade de 1,1MW. Em 1981 construiu-se uma turbina de eixo horizontal de 3MW (SOHN, 2014).

Nos anos 90, a geração de energia elétrica usando aerogeradores tornou-se uma das mais importantes e sustentáveis formas de geração de energia. Em 1991 foi construído o primeiro parque eólico *offshore* em

Vindeby na Dinamarca, formado por 11 unidades de 450kW cada, localizadas a 3km da costa (SOHN, 2014).

Atualmente o maior aerogerador do mundo tem potência nominal de 7,5MW e possui aproximadamente 135 metros e pás de 58 metros de comprimento. Hoje, o maior parque eólico *onshore* do mundo é o *Jaisalmer Wind Park*, localizado na Índia, cuja potência instalada é de 1,064GW, entretanto a previsão é que até o ano de 2020 o maior parque eólico seja o *Gansu*, localizado na China com capacidade instalada de 20GW (SOHN, 2014).

Conforme visto até aqui, inicialmente as turbinas eólicas eram pequenas e geralmente ligadas à rede de distribuição e raras vezes em rede de transmissão. Entretanto, nos últimos anos, as tecnologias de conversão de energia eólica tem se desenvolvido bastante, juntamente com o avanço da eletrônica de potência. As turbinas se tornaram mais robustas e com alto rendimento, atingindo a faixa de megawatts e se viabilizando em grandes usinas geradoras.

Os estudos focados em geração de fontes de energia alternativas são motivados, sobretudo no fato de que, mesmo em países como o Brasil com matriz energética baseada em fontes renováveis, como a hídrica, pode ocorrer a carência no abastecimento devido a problemas climáticos, como o que vivemos hoje por conta do baixo nível de água em alguns reservatórios em usinas hidráulicas, especialmente no Sudeste brasileiro.

Segundo (LOPEZ, 2012) a matriz energética ideal do nosso tempo agrega a diversidade de fontes de energia, variando na forma conforme a região. A eletricidade deverá ser fornecida por várias combinações dentre energia hídrica, fontes renováveis intermitentes

(eólica e solar), biomassa e geotérmica. A principal característica de qualquer fonte de energia deverá ser sua eficiência e as companhias de eletricidade deverão agregar um conjunto de fontes de geração.

Nesse sentido, diversos países criaram incentivos fiscais com o intuito de desenvolver novas tecnologias e também aprimorar as já existentes para fontes renováveis de energia, especialmente a fonte oriunda dos ventos, tornando assim a energia eólica cada vez mais competitiva. No Brasil, esse incentivo foi dado através do PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas. Tal programa tem estimulado o crescimento do investimento, principalmente em geração de energia eólica.

Mesmo com o crescente avanço na utilização de fontes renováveis para a produção de energia elétrica, é estimado por (ARE, 2011) que quase 1,5 bilhão de pessoas no mundo estão sem eletricidade, quase 600 milhões só na África. Muitas dessas redes consistem de geradores a diesel, com energias renováveis utilizadas para complementar a rede e compensar o uso do diesel como combustível.

O uso de energia eólica pode ser uma solução viável para essas redes, sendo que um grande desafio é, no entanto, a operação e manutenção dessas turbinas eólicas de pequeno porte (entre 1kW e 100kW), da disponibilidade de peças de reposição e técnicos qualificados para atuar em regiões remotas.

Apesar de haver indicações claras sobre o crescimento da quota de mercado, (POTGIETER, 2014) afirma que não existem muitos estudos sobre a melhoria da tecnologia de sistemas de turbinas de vento de pequeno porte em comparação com sistemas acima de 1MW de capacidade. Avanços significativos são, assim, necessários nos sistemas

de baixa potência, a fim de melhorar seu desempenho, reduzir o custo e aumentar a confiabilidade desses sistemas.

1.2 SITUAÇÃO ATUAL DA GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA

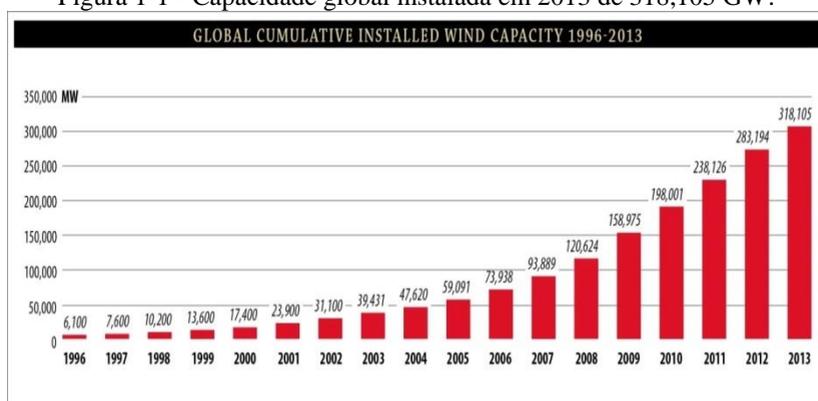
Um relatório publicado pelo Conselho Global de Energia Eólica (GWEC, 2014) – do termo em inglês – *Global Wind Energy Council* – em 2013 informa que a capacidade instalada de geração de energia eólica mundial passou de 6,1GW para 318,105 GW de 1996 a 2013, um aumento de mais de 52 vezes. Na prática, isso significa dizer que em 2013 a energia produzida a partir dos ventos em todo o mundo era equivalente a 20 hidroelétricas de Itaipu (IE – Instituto de Engenharia).

Segundo um otimista relatório do Greenpeace, de 21 de outubro de 2014, a capacidade de energia eólica produzida no mundo em 2030 poderá chegar a incríveis 2TW, sendo responsável por fornecer 19% de toda a energia elétrica consumida no mundo (G1). Nesse mesmo documento é informado que no final de 2013 a capacidade instalada de energia originada dos ventos totalizou 318GW em todo o mundo, correspondente a 3% da eletricidade produzida no mundo. Esse último dado é o mesmo fornecido em (GWEC, 2014) e em (STATISTICS, 2014), conforme Figura 1-1. Nessa figura é mostrada a evolução da capacidade instalada de energia eólica ao longo dos anos em todo o mundo.

Entretanto, baseado em previsões da Agencia Internacional de Energia, a GWEC publicou estudos mais conservadores que vislumbram um cenário um pouco mais moderado. Esses estudos são ancorados em políticas existentes de energia renovável e também supondo que a

redução de emissões de gases poluentes que será discutida esse ano em Paris seja mais modesta. Nesse cenário mais conservador estima-se que a capacidade eólica instalada seja de 712GW em 2020, de 1.500GW até 2030 e cerca de 2.670GW até 2050. Significa dizer que a energia eólica pode suprir até 8% da demanda de energia elétrica global em 2020, de 13 % a 15% até 2030 e cerca de 17 a 20% até 2050 (G1, 2015) e (GWEC, 2014).

Figura 1-1 - Capacidade global instalada em 2013 de 318,105 GW.



Fonte: GWEC – 2014.

Em um cenário mais otimista, baseado em taxas de crescimento mais ambiciosas e supondo acordos climáticos mais severos, a capacidade eólica poderia alcançar 800GW, 2TW e 4TW em 2020, 2030 e 2050, respectivamente. Esse cenário vai de encontro ao relatório publicado pelo Greenpeace.

Mesmo com a evidente importância da utilização de fontes de energia renovável, existem pessoas em algumas partes do mundo, especialmente na Europa que se opõe à energia eólica, por causa dos

subsídios que os governos oferecem que elas afirmam ter contribuído para um aumento crescente nas contas de energia (G1, 2015). Entretanto, a energia eólica é uma alternativa extremamente estratégica e necessária, visto que acrescenta uma nova capacidade à rede elétrica em números cada vez maiores. Nesse sentido, o custo para gerar energia a partir dos ventos só tende a cair.

Esse tipo de energia renovável compõe matrizes energéticas em diversos países no mundo inteiro, pois oferecem uma alternativa no suprimento de energia, em conjunto com outras fontes de energia renováveis. Em países como o Brasil, por exemplo, os picos de disponibilidade de energia oriunda dos ventos se opõem as condições de cheia de reservatórios de alguns rios, o que indica ser, a energia eólica, uma forte aliada no setor de geração de energia elétrica.

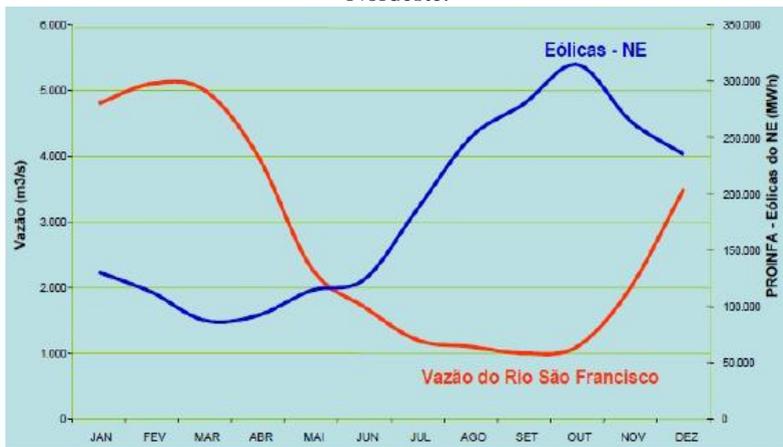
A Figura 1-2 apresenta um exemplo da sazonalidade entre usinas eólicas da região Nordeste, cujo potencial segundo (ANEEL, 2008) é de 75GW, e a vazão do Rio São Francisco (ELETROBRÁS, 2007).

Contudo, no Brasil a energia eólica ainda corresponde apenas a uma pequena parcela da energia elétrica produzida, cerca de 6GW ou 4,5% de participação no sistema elétrico brasileiro (ANEEL, 2008). Ainda assim, nossa matriz energética é composta basicamente por fontes renováveis, devido à imensa produção de energia a partir de recursos hídricos, devido à geografia favorável do nosso país.

Entretanto, essa realidade não é pertinente em todos os países, onde os recursos hídricos são limitados. Esse fato, somado a crise do petróleo nos anos 70 e a necessidade cada vez maior no investimento em energia limpa, fez com que diversos países criassem incentivos para

gerar energia através de fontes alternativas, sobretudo energia eólica. Hoje o Brasil está entre os 15 países em capacidade instalada de energia eólica, sendo que em 2014 o Brasil ocupou o segundo lugar em expansão de energia eólica, ultrapassando a Alemanha e ficando atrás apenas da China (EPE, 2015).

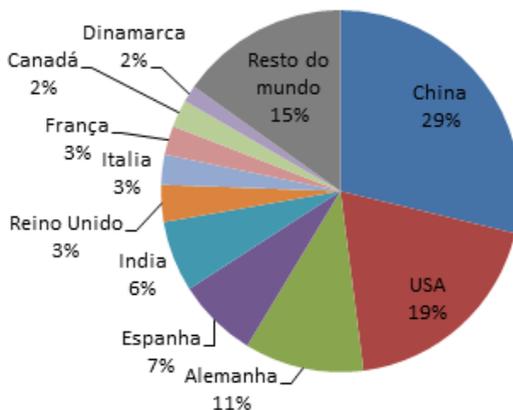
Figura 1-2 Sazonalidade das usinas eólicas do PROINFA para a região Nordeste.



Fonte: ELETROBRÁS – (2007).

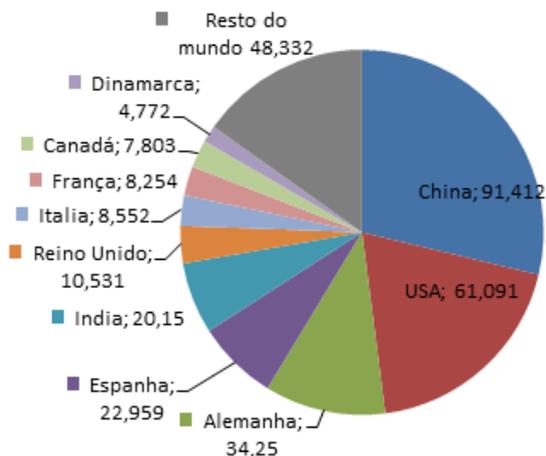
Os EUA e a Alemanha lideraram o ranking dos países em capacidade de energia eólica na primeira década do século XXI. Entretanto, devido a fortes investimentos, a China ultrapassou esses dois países, e segue em forte crescimento. As Figura 1-3 e Figura 1-4 mostram a situação atual dos 10 primeiros países em capacidade de energia eólica instalada, até o final de 2013 (GWEC, 2014).

Figura 1-3 – 10 primeiros países em capacidade instalada de energia eólica em 2013 – Representação em percentagem.



Fonte: Próprio autor com base nos dados de GWEC – 2014.

Figura 1-4 - 10 primeiros países em capacidade instalada de energia eólica em 2013 – Representação em MW.

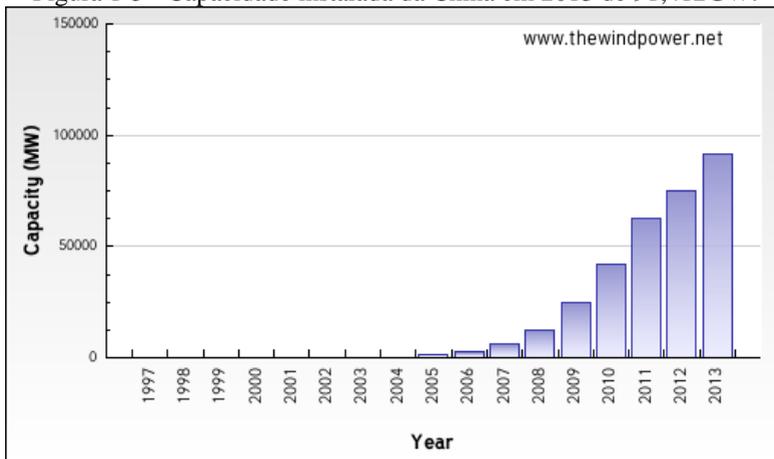


Fonte: Próprio autor com base nos dados de GWEC – 2014.

O crescimento da energia eólica nos cinco primeiros colocados em capacidade de energia eólica instalada, de 1997 até 2013 pode ser visto na Figura 1-5 até Figura 1-9. Nessas figuras é possível notar a evolução e consolidação da China em investimentos na área de energia eólica. A capacidade total instalada até 2004 contrasta totalmente com o súbito crescimento dessa fonte de energia no país.

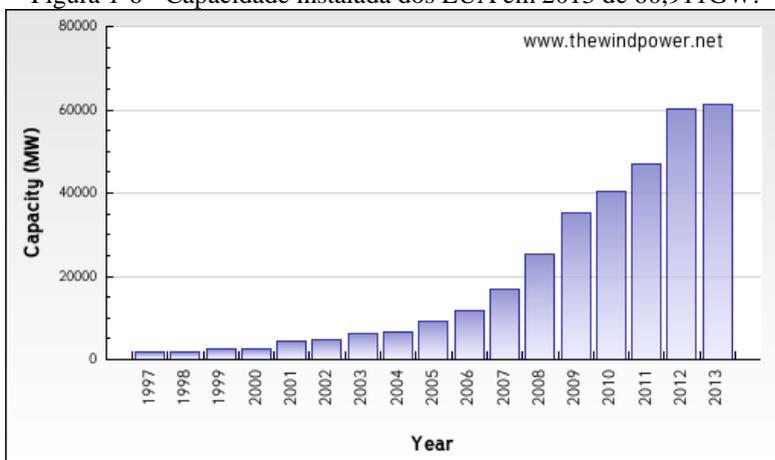
Analisando os gráficos, dentre os quatro primeiros países, Estados Unidos da América, Alemanha e Espanha possuem uma política de investimentos em energia eólica bastante semelhante. Os três países tem uma crescimento contínuo durante os últimos 17 anos e, mesmo que a China seja hoje o país onde mais se investe em energia eólica, tais países merecem destaque em relação à evolução e investimentos nessa área.

Figura 1-5 - Capacidade instalada da China em 2013 de 91,412GW.



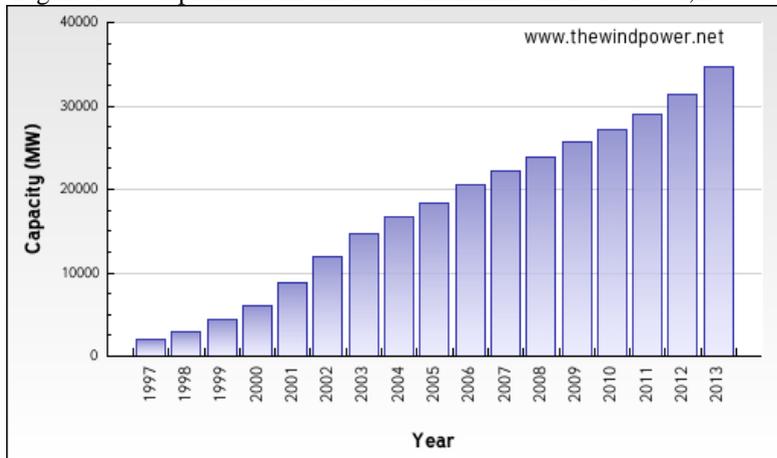
Fonte: STATISTICS – (2014).

Figura 1-6 - Capacidade instalada dos EUA em 2013 de 60,911GW.



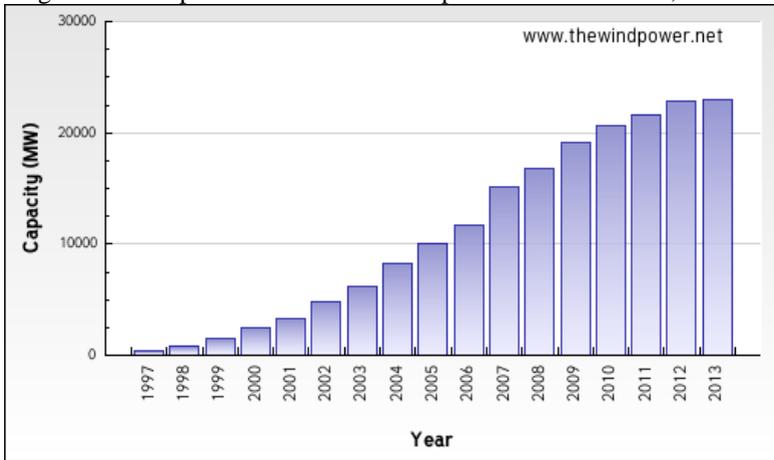
Fonte: STATISTICS – (2014).

Figura 1-7 - Capacidade instalada da Alemanha em 2013 de 34,25 GW.



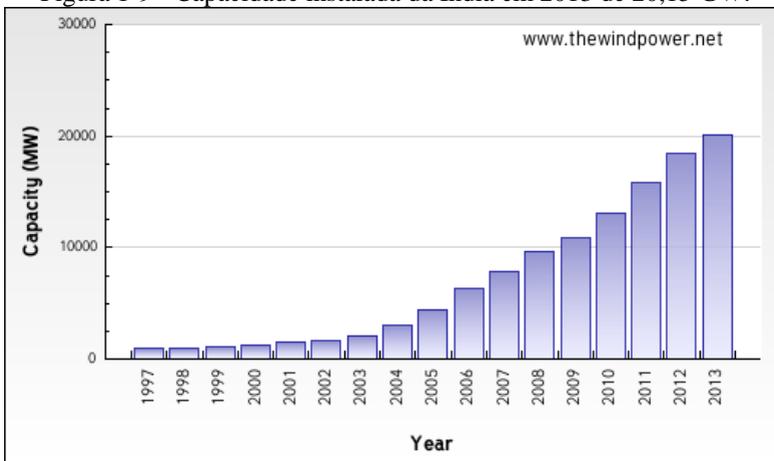
Fonte: STATISTICS – (2014).

Figura 1-8 - Capacidade instalada da Espanha em 2013 de 22,959 GW.



Fonte: STATISTICS – (2014).

Figura 1-9 - Capacidade instalada da Índia em 2013 de 20,15 GW.



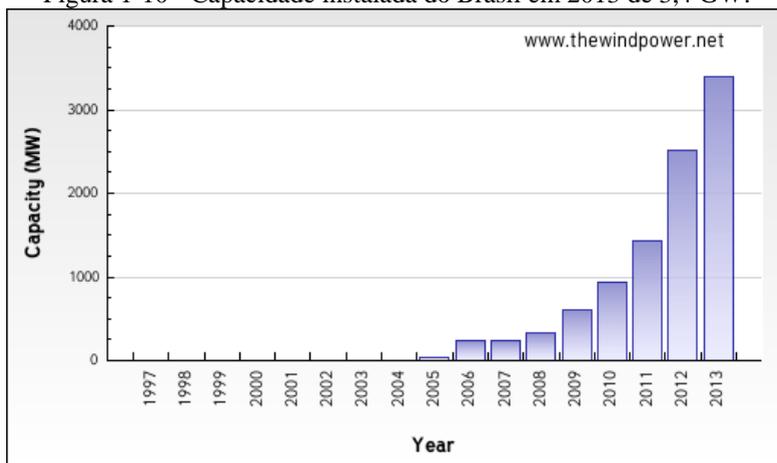
Fonte: STATISTICS – (2014).

A Índia por sua vez, apresenta uma taxa de crescimento em capacidade de energia eólica instalada com características que se

assemelham um pouco com a China e um pouco com os demais países. Apesar do crescimento da capacidade instalada ter aumentado ao longo dos 17 anos, foi a partir de 2005 que se deu um salto nessa capacidade.

A Figura 1-10 mostra a capacidade de energia eólica instalada no Brasil.

Figura 1-10 - Capacidade instalada do Brasil em 2013 de 3,4 GW.



Fonte: STATISTICS – (2014).

Mesmo não aparecendo na lista dos 10 países em capacidade de energia eólica instalada, o Brasil está hoje na lista dos 10 países mais atraentes para investimento em energia eólica, e o décimo quinto país em capacidade de energia eólica instalada. Ainda, o país é o que tem maior capacidade de instalação de energia eólica dentre os países da América do Sul.

Destaca-se na Figura 1-10 as taxas de crescimento na capacidade de energia eólica instalada no Brasil, especialmente nos anos

de 2006, 2009 e 2012, onde as taxas foram de 717,3%, 78,8% e 75,6%, respectivamente.

Todo esse crescimento está diretamente ligado aos investimentos propostos pelo governo federal por meio do PROINFA (Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica), através da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003.

O PROINFA tem por objetivo estratégico a diversificação da matriz energética brasileira, aumentando a segurança no abastecimento de energia em períodos de sazonalidade, além da valorização das características regionais e locais, através da criação de empregos e formação de mão de obra qualifica. Para exemplificar a importância do programa, através dessa iniciativa houve um crescimento substancial de 22MW em 2004 para 385MW em 2009, somando as usinas contratadas pelo programa com as que estão em operação comercial. Embora existam divergências nos dados, estima-se que hoje o potencial eólico no Brasil possa chegar a 140GW, o que corresponde a 11 usinas de Itaipu (ANEEL, 2008).

Segundo (SOHN, 2014), de acordo com o PN30 200, Plano Nacional de Energia 2030, elaborado pelo Ministério de Minas e Energia com a colaboração da EPE (Empresa de Pesquisa Energética), o potencial eólico do país juntamente com os investimentos no setor tem atraído fabricantes e representantes dos principais países relacionados às tecnologias envolvidas. Exemplo disso, são empresas presentes no Brasil que comercializam aerogeradores de grande porte, como a *Alston*, *ACCIONA*, *Gamesa*, *GE Energy*, *Siemens*, *Suzlon Energia Eólica do Brasil*, *Vestas do Brasil Energia Eólica* e a *WEG Equipamentos*

Eléctricos, sendo essa última uma multinacional brasileira. Além dessas empresas destaca-se também a empresa brasileira *Tecsis Tecnologia e Sistemas Avançados*, que é líder no mercado norte americano produzindo pás personalizadas de alta qualidade para os maiores produtores de turbinas eólicas do mundo.

Ainda assim, os investimentos no país podem ser considerados pequenos se comparados com outras potências econômicas, sobretudo com a China, que detém os planos mais ambiciosos no setor, desejando chegar em 2020 com cerca de 200MW de potência instalada de energia eólica.

Contudo, apesar da consolidação dos setores eólicos no mundo, 2015 será um ano teste em muitos países que enfrentam mudanças a favor e contra tal fonte de energia renovável (ABEEólica, 2015). Além da implementação de novas metas globais para renováveis anunciadas por países como a Índia, a França e os países do Oriente Médio e da África do Norte, a corrida para se beneficiar dos incentivos também deve fomentar o setor esse ano, já que muitos países estão reduzindo os subsídios para as renováveis.

Um exemplo disso é a China que deve colocar entre 22GW a 25GW de potência em novos parques eólicos ainda esse ano, com o objetivo, por parte dos fabricantes, de receber o subsídio direto, antes que sejam reduzidos. Já na América Latina, o destaque é o Brasil, como já mencionado.

O Brasil é destaque não somente pela capacidade de energia eólica instalada, mas também virou referência entre seus vizinhos por conta do sucesso do modelo de leilões competitivos. O Chile, por

exemplo, já considera mudanças na legislação, enquanto o Peru deve organizar um leilão para as fontes solar e eólica (ABEEólica, 2015).

Outras fontes de energia alternativa, como a fotovoltaica também tem crescido, especialmente a fotovoltaica distribuída, que terá um ano de 2015 de plena expansão. Seja qual for a fonte de energia, desde que seja alternativa e limpa, sem o uso de queima de combustíveis fósseis ou geração de resíduo nuclear, essa fonte terá grandes investimentos e incentivos dos principais países do mundo nos próximos anos.

1.3 TECNOLOGIAS APLICADAS AOS SISTEMAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA

Os aerogeradores podem operar com velocidade fixa ou velocidade variável, e serem compostos por diferentes tipos de geradores. Os aerogeradores com velocidade fixa se caracterizam pela velocidade fixa do rotor da turbina e do rotor do gerador, independente das variações de velocidade do vento.

Alguns autores como (OLIVEIRA, 2004), (NETO, 2005), (ZAMPERIN, 2011), (VOLTOLINI, 2007) e (da COSTA, 2010) apresentam algumas das configurações possíveis para os aerogeradores que operam com velocidade fixa e variável, porém não os classificam. Outros autores (SOHN, 2014) e (OLIVEIRA, 2009), além de apresentar tais configurações, classificam esses aerogeradores como sendo do tipo A, B, C e D. Nessa seção os aerogeradores serão designados dessa forma.

1.3.1 Aerogeradores com velocidade fixa

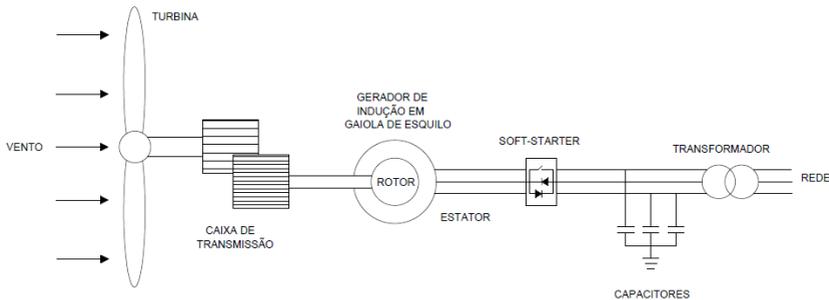
Os aerogeradores do tipo A e B são os aerogeradores que operam com velocidade fixa e geralmente tem em sua configuração um gerador de indução conectado diretamente a rede. Na verdade, entre a rede e o estator existe um *soft-starter* que tem a função de limitar a corrente inicial de operação, assim como as correntes em situações de mudanças de carga. Além disso, esses aerogeradores também possuem um banco de capacitores para compensar a potência reativa necessária para esse tipo de gerador. Tais aerogeradores são projetados para obter máxima eficiência aerodinâmica em uma determinada velocidade específica de vento (SOHN, 2014).

Os geradores do tipo A são geradores de indução com gaiola de esquilo (rotor em curto-circuito). Já os geradores do tipo B são geradores de indução com rotor bobinado e oferecem uma faixa de velocidade de operação maior se comparado com o gerador do tipo A.

A configuração típica de unidades eólicas equipadas com aerogeradores tipo A pode ser vista na Figura 1-11, onde o estator é conectado a rede apenas via *soft-starter* e via transformador.

Inicialmente os aerogeradores eram fabricados com três pás, eixo horizontal e controle *stall*, segundo conceito dinamarquês. Tais aerogeradores são denominados de tipo A0 e tiveram aplicação em larga escala a partir da década de 1980. Entretanto, hoje outros modelos de controle para gerar energia a partir dos ventos são aplicados como o controle *pich* e controle *stall* ativo, sendo esses aerogeradores conhecidos como tipo A1 e A2, respectivamente. O conceito de controle *stall* e *pich* será apresentado no Capítulo 2.

Figura 1-11 - Configuração típica de aerogerador tipo A.



Fonte: SOHN – 2014.

A faixa de velocidade que esse tipo de aerogerador pode operar é muito pequena, operando geralmente com menos de 1% de variação de velocidade do rotor do gerador, ou seja, a operação se dá a uma velocidade praticamente fixa.

Dentre as principais vantagens dos aerogeradores do tipo A, destacam-se:

- Sistema robusto e confiável;
- Manutenção reduzida;
- Menor custo se comparado com os demais tipos de aerogeradores;
- Modelagem mais simples.

Já as principais desvantagens são:

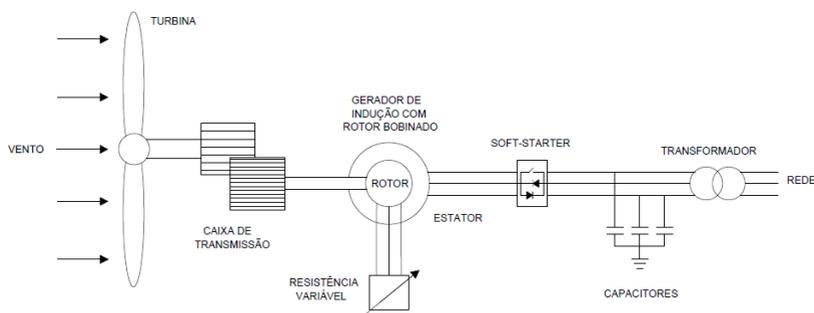
- Não possui controle de velocidade.
- Não existe controle de potência na partida;
- A energia elétrica gerada sofre diretamente variações provenientes das variações do vento, via variação do torque

elétrico, afetando diretamente a qualidade da energia gerada;

- Necessita de um *soft-starter* para suavizar a conexão com a rede, além do banco de capacitores para compensar a potência reativa.

Os aerogeradores do tipo B possuem uma resistência variável conectada ao rotor. Assim como os aerogeradores do tipo A, nesse tipo de configuração o estator está conectado a rede via *soft-starter* e transformador. A Figura 1-12 mostra a configuração típica de unidades eólicas que utilizam aerogeradores do tipo B.

Figura 1-12 - Configuração típica de aerogerador tipo B.



Fonte: SOHN – 2014.

Esse tipo de aerogerador tem como principal característica o emprego de uma resistência variável ao circuito do rotor, que só é possível, obviamente, por conta de sua construção com rotor bobinado. Tal resistência ligada ao rotor indica um sistema de controle associado. Assim como o aerogerador do tipo A, esse tipo de aerogerador também

necessita de um banco de capacitores para a compensação de potência reativa. Em contra partida esse tipo de aerogerador pode operar com uma faixa de velocidade de até 10%, através do controle de resistência variável no circuito do rotor. Para isso é necessário o uso de anéis coletores e escovas conectados ao circuito do rotor, o que implica em aumento de manutenção.

As vantagens e desvantagens no uso desse aerogerador assim como a relação dessa unidade eólica com a rede, são praticamente as mesmas da configuração tipo A. Evidentemente, as principais diferenças estão no uso de resistência para controle de velocidade (escorregamento), o que representa uma vantagem, mas consequentemente, esse sistema necessita de anéis e escovas, o que caracteriza uma desvantagem.

1.3.2 Aerogeradores com velocidade variável

Os aerogeradores que operam com velocidade variável se caracterizam pela velocidade variável do rotor da turbina. Nesse tipo de aerogerador é possível alterar a velocidade do rotor da turbina para diferentes velocidades de vento e desse modo manter a relação de velocidade constante (λ) e o coeficiente de potência (C_p) em seu valor máximo. Os conceitos de (λ) e (C_p) serão apresentados no Capítulo 2.

Segundo (SOHN, 2014), essas unidades eólicas são projetadas para obter máxima eficiência aerodinâmica para uma ampla faixa de velocidades do vento. A operação com velocidade variável só é possível devido ao uso de conversores eletrônicos de potência, que tem a função de converterem a tensão e a frequência geradas para uma tensão e frequência da rede elétrica. Nesse caso, os aerogeradores que operam

com velocidade variável podem empregar geradores elétricos de indução ou síncronos.

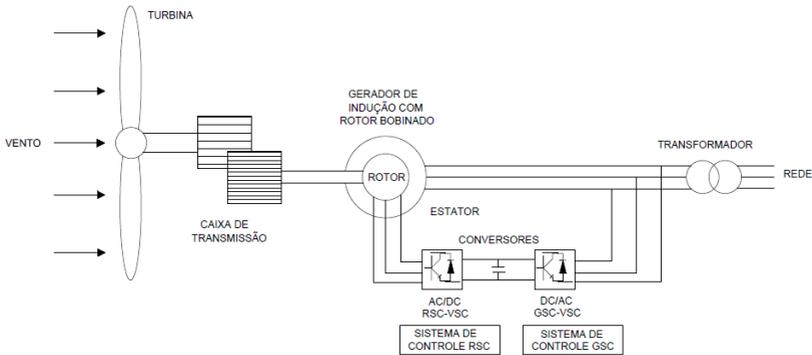
Os aerogeradores do tipo C utilizam um gerador de indução duplamente alimentado, ou DFIG (do termo em inglês – *Doubly Fed Induction Generator*), um dos geradores que será o foco desse trabalho. Os conversores de potência utilizados pelo DFIG possuem potência parcial, sendo aproximadamente 35% da potência total do gerador. Nesse tipo de configuração é necessário o uso de caixa de transmissão, pois o gerador opera em velocidades bem superiores a velocidade do rotor da turbina.

A Figura 1-13 mostra uma configuração clássica para o aerogerador do tipo C, composto por um gerador DFIG, uma caixa de engrenagem que acopla o rotor da turbina ao eixo do gerador, a própria turbina eólica, além dos conversores que estão ligados ao circuito do rotor. Os sistemas de controle do RSC e GSC são os controles do lado do rotor e controle do lado da rede, respectivamente e serão abordados no Capítulo 3.

Nessa configuração pode-se notar que o estator do gerador está conectado diretamente a rede elétrica, dessa forma sofre diretamente as perturbações e oscilações oriundas da rede. Mesmo assim, esse tipo de aerogerador ainda é o mais usado, devido a seu baixo custo inicial de instalação (OLIVEIRA, 2009).

Esse tipo de configuração pode operar com faixas de variação de velocidade por volta de 60% da velocidade nominal, o que significa que a velocidade rotórica pode operar entre 30% acima ou 30% abaixo da velocidade síncrona, o que resulta na maximização da energia elétrica gerada.

Figura 1-13 - Configuração típica de aerogerador tipo C.



Fonte: SOHN – 2014.

As principais vantagens desse tipo de aerogerador em relação aos aerogeradores do tipo A e B com velocidade fixa são:

- Possui controle de potência ativa e reativa e a viabilidade de controle de tensão;
- Possui faixa de velocidade para operação do aerogerador maior;
- Maximização da extração da energia do vento;
- Possui suporte de potência reativa superior aos aerogeradores de velocidade fixa;
- Fadiga mecânica é reduzida e a conexão com a rede é mais suave.

Já as principais desvantagens são em relação aos aerogeradores do tipo A e B com velocidade fixa são:

- Custo superior se comparado aos aerogeradores do tipo A e B, devido ao emprego dos conversores de potência;

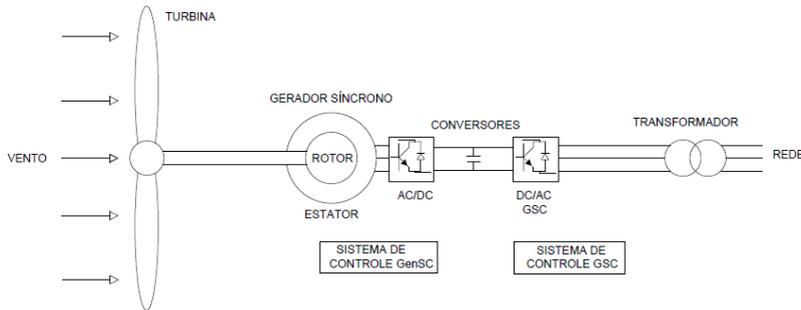
- Necessidade de um sistema de proteção para os conversores de potência;
- Possui modelagem matemática mais complexa, devido ao emprego dos conversores;

Ainda, se comparado aos geradores síncronos de ímãs permanentes, que são do tipo D, o aerogerador do tipo C apresenta como desvantagem a necessidade de escovas deslizantes e anel coletor.

Os aerogeradores do tipo D são compostos por geradores síncronos, que podem ser com rotor bobinado ou então o gerador síncrono com ímã permanente, PMSG (do termo em inglês – *Permanet Magnet Synchronous Generator*). Esse tipo de aerogerador emprega conversores de potência total, ou seja, os conversores precisam ter a mesma potência do gerador. Isso se deve ao fato do estator do gerador estar conectado a rede via conversor. Nesse trabalho será apresentado a modelagem do PMSG e também a modelagem das malhas de controle dos conversores no Capítulo 4.

A Figura 1-14 mostra a configuração típica de um aerogerador tipo D, equipado com um gerador síncrono, os conversores de potência ligados ao circuito do estator e a turbina eólica acoplada diretamente ao gerador. Alguns aerogeradores do tipo D podem ser acoplados via caixa de transmissão, mas isso irá depender da concepção do projeto do aerogerador e do número de polos do gerador elétrico.

Figura 1-14 - Configuração típica de aerogerador tipo D.



Fonte: adaptado de SOHN – 2014.

Na Figura 1-14 os sistemas de controle GenSC e GSC são os controles do lado do gerador e o controle do lado da rede, respectivamente.

Nesse tipo de aerogerador é possível a operação em uma faixa total de velocidades do vento. Segundo (SOHN, 2014), como exemplo, permite-se nessa configuração uma variação de 2,5 vezes a velocidade nominal do gerador. Tal característica é com certeza uma vantagem sobre as demais tecnologias.

Outra vantagem desse tipo de aerogerador é o fato do estator do gerador estar ligado a rede através do conversor de potência. Isso faz com que o gerador não perceba e não sofra com as variações de tensão de frequência oriundas da rede elétrica. A potência reativa fornecida a rede não é determinada pelas propriedades do gerador, mas sim pelas características dos conversores.

Maiores detalhes sobre esse tipo de aerogerador, assim como a modelagem do PMSG e também a modelagem das malhas dos

controladores serão apresentadas no Capítulo 4. Já no Capítulo 5 será apresentado um comparativo entre as duas tecnologias de aerogeradores de velocidade variável: o DFIG e o PMSG, onde serão apresentados os resultados de simulação, estudos de caso e também um comparativo mais aprofundado entre as duas tecnologias.

As principais vantagens desse tipo de aerogerador em relação aos aerogeradores de velocidade fixa e também em relação ao aerogerador tipo C, são:

- Operação em faixa total de velocidade, aumentando a potência extraída do vento;
- Não necessita de escovas e anéis coletores;
- Pode dispensar o uso de caixa de engrenagens;
- Maior suporte de potência reativa entre todos os tipos até aqui apresentados;
- Maior suportabilidade a afundamento de tensão por não estar diretamente conectado a rede elétrica;
- Fadiga mecânica reduzida e conexão a rede mais suave.

Já as principais desvantagens são:

- Custo do conversor de potência é mais elevado, pois o mesmo precisa ser dimensionado para 100% da potência elétrica de saída;
- Os geradores são construídos com muitos polos, o que aumenta o volume do mesmo, elevando o custo inicial e também tornando-se um elemento de grande peso para a

Nacele. O conceito sobre a Nacele e demais partes do aerogerador será apresentado no Capítulo 2.

Dentre os quatro tipos de aerogeradores, o tipo C é atualmente o que possui maior quantidade instalada em usinas eólicas no mundo (OLIVEIRA, 2009). Esse fato se deve principalmente por seu custo inicial menor e pela possibilidade de operar com velocidade variável. Entretanto, existe uma tendência de mercado voltada a utilização de aerogeradores com PMSG. Essa tendência se deve, entre outros, ao fato da recente baixa no custo dos imãs.

No Capítulo 5 serão abordados outros pontos para comparação entre essas duas principais tecnologias, como a produção anual de energia, aspectos relacionados aos custos, conectividade a rede, entre outros.

1.4 MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS

A energia elétrica é considerada um insumo fundamental para o desenvolvimento econômico e social de um país e, por isso, vem recebendo a cada ano inúmeros investimentos financeiros nas áreas de geração, transmissão e distribuição (OLIVEIRA, 2009). Esses investimentos têm sido cada vez maiores em fontes de energia não poluentes e renováveis que causem pouco impacto ambiental e que tenham cada vez mais um custo menor.

Além da constante preocupação com o meio ambiente e com os impactos que certas fontes de energia elétrica podem causar ao mesmo em sua construção e/ou operação, adicionar fontes alternativas de energia renovável no sistema elétrico de um país, significa diversificar o

sistema de abastecimento elétrico, tornando tal sistema independente de uma única fonte de energia, sobretudo de fontes não renováveis.

Em (ABEEólica, 2015) é afirmado que 2015 será o ano da energia fotovoltaica distribuída e que, apesar de projetos de grande escala continuarem a crescer, cada vez mais telhados terão as placas pretas a medida que o preço do equipamento cai e o custo da energia atinge valores competitivos em relação à outras fontes. Mesmo assim, os investimentos em energia eólica continuarão sendo muito relevantes, sobretudo em países da Ásia, (como China, Índia e Japão) Estados Unidos da América, Brasil, México, Chile. Na Europa os destaques são o Reino Unido e Alemanha.

As justificativas para tais investimentos continuarem a serem altos se dão por conta de diversas vantagens dos sistemas de conversão de energia eólica. Tais vantagens são apresentadas a seguir, conforme (SOHN, 2014), (PINTO, 2013), (SALLES, 2009) e (CARVALHO, 2006):

- Tempo reduzido para a implantação da unidade eólica ou do parque eólico;
- Construção modular;
- Energia primária segura e renovável;
- Aerogeradores proporcionam baixo impacto ambiental;
- Independência econômica em relação aos preços dos combustíveis fósseis;
- Possibilidade de operação em regime complementar ao regime hidrológico;
- Facilidade de operação em sistemas de geração híbridos;

- Criação de empregos e mão de obra qualificada;
- Reduzida manutenção;
- Possibilidade de utilizar o solo para atividades diversas.

Em contrapartida também existem desvantagens nesse tipo de fonte de energia alternativa, assim como haverá para qualquer outra fonte de energia, renovável ou não. Tais desvantagens são:

- Instalação em rota de pássaros, embora a estimativa de morte anual de pássaros seja de apenas 0,4% do total, referente às turbinas eólicas, contra 33% da caça e 44% do tráfego e 22% em linhas de transmissão (Custódio, 2007);
- Cintilação luminosa;
- Ruído;
- Elevado custo inicial;
- Dificil previsão do vento (ERNEST et al., 2007) e (SCHUBERT, 2012);

No Brasil, tais investimentos começaram no início dos anos 2000, através do PROINFA. No entanto, apenas uma pequena parcela desse potencial é aproveitada, cerca de 4%.

Os principais motivos para o atraso brasileiro com relação aos principais países produtores e detentores de inovação no que diz respeito ao aproveitamento da força dos ventos, estão na falta de incentivos e cooperação para a criação de conhecimento e tecnologias na área de energia eólica no Brasil. Apesar de ser um campo de estudos em

ascensão no Brasil, ainda se tem pouca ênfase para desenvolvimento próprio de tecnologia.

Faltam ainda estudos mais profundos sobre o potencial eólico brasileiro em nível nacional e estadual; sobre a complementaridade entre os regimes hídrico e eólico, com o fim de fornecer o subsídio para o planejamento e operação do parque gerador brasileiro e o efeito das eólicas nos reservatórios hidrelétricos; e o efeito cumulativo das eólicas nas redes de transmissão e na qualidade de energia (SIMAS, 2012).

Entretanto, muitos trabalhos vêm sendo desenvolvidos no Brasil, com o objetivo de contribuir para o desenvolvimento de tecnologias nacionais e contribuir para o maior entendimento desse tipo de energia alternativa. Além disso, o maior fabricante brasileiro de motores e equipamentos elétricos, a *WEG equipamentos elétricos*, entrou recentemente no ramo de energia eólica, fornecendo a solução completa para aerogeradores. Isso demonstra o crescimento do ramo de energia eólica no Brasil e o interesse por desenvolver tecnologia genuinamente brasileira.

Nesse sentido, tendo em vista a contribuição para desenvolvimento de tecnologia nacional, e para contribuir com o desenvolvimento e conhecimento em torno da energia eólica, esse trabalho tem como objetivo apresentar o modelo matemático dos dois principais tipos de aerogeradores utilizados hoje em dia, o DFIG e o PMSG. Além dos geradores, esse trabalho também apresenta o modelamento matemático da turbina eólica e a simulação da mesma. O objetivo é fazer com que a potência gerada na simulação da turbina eólica seja utilizada como potência de entrada para as simulações dos geradores, tornando assim a simulação mais completa.

Outro foco desse trabalho é apresentar o modelo dos conversores utilizados nesses dois tipos de geradores, além dos cálculos dos ganhos e modelamento das malhas dos controladores.

Um estudo comparativo entre essas duas tecnologias também será apresentado, visando contribuir no entendimento desses geradores e também na possível escolha de qual tecnologia é mais vantajosa em determinada situação. Serão apresentados estudos de caso, através de simulações realizadas em ambiente *Simulink*, onde será possível avaliar os modelos que serão apresentados, além do comportamento desses geradores quando operando em condições de variação de vento, e afundamento de tensão.

Também será feita uma análise comparativa entre as estratégias de controle, aplicada para cada um dos geradores, sendo que a escolha de cada estratégia foi feita com base nas mais utilizadas e consolidadas na literatura especializada.

1.5 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Essa dissertação é composta por seis capítulos. O Capítulo 1 apresenta uma introdução sobre a energia eólica. Nesse capítulo é apresentado uma breve história da energia eólica, onde são mostrados alguns fatos importantes que marcaram a energia eólica. Também é apresentado um panorama da energia eólica no mundo e também no Brasil. Por fim, são mostradas as tecnologias aplicadas aos sistemas de conversão de energia eólica, onde são introduzidos alguns conceitos, como aerogeradores de velocidade fixa e variável.

O Capítulo 2 é voltado ao modelamento e simulação de uma turbina eólica, sendo que o principal objetivo é tornar a simulação dos geradores mais completa, uma vez que a potência da turbina eólica será usada como entrada para as simulações desses geradores. Na primeira parte o capítulo apresenta a teoria em torno das turbinas eólicas e o modelo dinâmico das massas girantes da turbina. Já na segunda parte são apresentados os modelos que serão usados na simulação da turbina e a própria simulação.

O Capítulo 3 apresenta o gerador DFIG. Nesse capítulo o gerador de indução será modelado através de variáveis naturais e depois através de simplificações o mesmo será modelado em coordenadas síncronas. O objetivo de tal modelamento será obter um modelo matemático para que seja possível simular o mesmo e também para que seja possível projetar os controladores. Serão apresentados conceitos em torno dos conversores *back-to-back*, além do modelamento das malhas de controle desses conversores.

O Capítulo 4 é muito similar ao Capítulo 3, a diferença está no gerador apresentado, que será o PMSG. Sendo assim, serão apresentados os modelos matemáticos do PMSG e de seus controladores. Será mostrado que os conversores do lado da rede para o PMSG e para o DFIG possuem modelo matemático semelhante. A estratégia de controle escolhida para o conversor do PMSG que opera do lado da máquina é diferente da que será apresentada para o DFIG.

Já o Capítulo 5 mostra o estudo comparativo entre essas duas tecnologias. São apresentados nesse capítulo, estudos de caso para o DFIG e para o PMSG, através de simulações no ambiente *Simulink*, onde são validados os modelos dos dois geradores e também são

apresentados o comportamento de ambos e de seus respectivos controladores sobre a condição de variação no regime dos ventos e afundamento momentâneo de tensão (AMT). Além disso, serão apresentados aspectos de custos, de produção anual de energia, conectividade a rede elétrica, entre outros.

O Capítulo 6 apresenta as conclusões gerais desse trabalho e as propostas de continuidade.

2 ESTUDO E SIMULAÇÃO DA TURBINA EÓLICA

A energia eólica nada mais é do que uma forma de conversão de energia solar (OLIVEIRA, 2004), pois os ventos são deslocamentos de massas de ar, que surgem devido ao aquecimento irregular do planeta pelos raios do Sol. Mesmo com o aumento no uso de energias limpas, apenas uma pequena parcela da energia incidente do Sol na terra é aproveitada, seja diretamente por painéis fotovoltaicos, seja por meio de energia eólica.

Contudo, com o aumento no interesse em relação às questões ambientais, existe um esforço no sentido de minimizar os impactos ambientais causados pela geração de energia elétrica. Nesse sentido, a busca por fontes de energia renovável que não utilizem combustível fóssil cresce em todo o mundo. A grande vantagem em utilizar fontes renováveis de energia está no fato de não serem emissoras de gases poluentes e também por terem grande disponibilidade do insumo energético usado para a conversão de energia elétrica.

Atualmente, diversos estudos relacionados à energia eólica vêm sendo publicados, gerando dessa forma novas tecnologias aplicadas a essa área. Boa parte desses estudos está direcionada ao comportamento dos geradores elétricos, que são o coração do sistema de geração, e também ao controle dos conversores. Isso se justifica, pois muitos problemas relacionados à geração de energia eólica se dão por conta do comportamento do gerador, principalmente quando o gerador é conectado diretamente a rede, estando assim suscetível aos distúrbios que ocorrem na mesma.

Ainda, em relação ao tipo de gerador utilizado em usinas eólicas, não existe unanimidade em relação a qual tipo de gerador utilizar, sendo que cada fabricante define, por questões múltiplas, qual a melhor solução. Sendo assim, muito ainda há que se estudar sobre o comportamento dos geradores e também sobre os controladores e sua contribuição para o perfeito funcionamento do sistema de geração, nas mais adversas situações, seja referente à velocidade do vento, seja referente a distúrbios na rede elétrica a qual o gerador está conectado.

Outro componente do sistema de geração de energia eólica que merece ser estudado e simulado é a turbina eólica. Simular a turbina eólica é muito importante, pois possibilita a pesquisa e desenvolvimento de um sistema completo, sem os riscos e custos de um sistema de uma turbina real. Além disso, possibilita que sejam feitos testes e ajustes em um ambiente de simulação para que, posteriormente, todos os testes sejam executados em campo. Soma-se ainda o fato de que, com a turbina eólica devidamente simulada, as respostas dos controles executados na máquina ficam mais próximas dos efeitos que acontecerão na prática.

Assim como para as máquinas elétricas, esse trabalho não possuirá validação prática das simulações da turbina, por falta de equipamentos necessários para tal. Entretanto, serão tomados como base os resultados obtidos em (ROCHA, 2008), para validação da simulação da turbina.

2.1 TURBINAS EÓLICAS

A turbina eólica realiza a conversão de energia cinética do vento em energia rotacional no eixo do gerador. Dependendo da tecnologia usada no gerador, poderá existir a necessidade do uso de caixa de transmissão.

O dimensionamento da turbina eólica depende do local onde a mesma será instalada, pois será necessária uma análise estatística das condições de vento nesse local, sendo que essa estatística deve ser feita com dados coletados ao longo de vários anos.

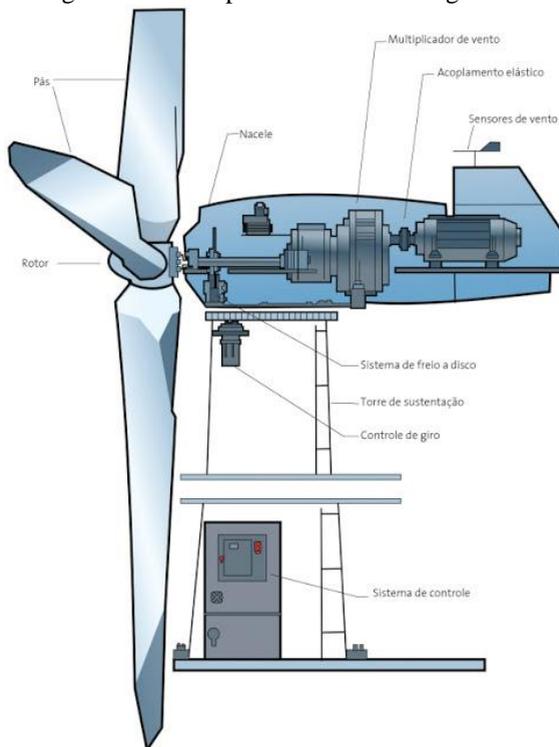
A energia extraída dos ventos depende das características construtivas do aerogerador, como o raio da turbina, da velocidade do vento, da velocidade da turbina, do ângulo de passo, etc. Um aerogerador é um equipamento desenvolvido para converter a energia cinética disponível nos ventos em energia mecânica e posteriormente em energia elétrica. Dentre as principais partes que compõem o aerogerador pode-se destacar:

- Pás;
- Eixo;
- Nacele;
- Conjunto de engrenagens;
- Gerador;
- Torre.

O principal elemento aerodinâmico do aerogerador são as pás, pois as forças tangenciais resultantes de sua interação com o vento dão origem ao torque aplicado ao eixo do gerador. Por esse motivo é importante o perfeito entendimento dos fenômenos envolvidos em sua

operação para que os modelos desenvolvidos para a simulação da turbina eólica tenham boa fidelidade.

Figura 2-1 - Componentes de um aerogerador.



Fonte: www.evlucaoenergiaeolica.wordpress.com/aerogerador-de-eixo-horizontal/custo-comparativo/

O eixo é o responsável por transferir a energia cinética de rotação para o gerador.

A nacelle é a carcaça que abriga os componentes do aerogerador.

O conjunto de engrenagens tem a função de alterar a velocidade de rotação do eixo entre o gerador e o cubo do rotor. A caixa de engrenagem é utilizada em sistemas de conversão que utilizam o DFIG como gerador, entretanto são dispensáveis quando o gerador utilizado é o PMSG.

O gerador é o coração do sistema de geração, pois converte a energia mecânica extraída da rotação das pás em energia elétrica.

Já a torre é responsável pela sustentação de todos os equipamentos descritos acima. Apesar de ser o componente mais simples do ponto de vista estrutural, a torre terá a função de sustentar toda a estrutura do aerogerador, devendo ser dimensionada para situações ambientais extremas. Atualmente o tipo de torre mais utilizada é o tipo tubular, substituindo as torres entrelaçadas, que possuem um custo mais baixo. Na Figura 2-1 é apresentado de maneira mais completa os componentes de um aerogerador com engrenagens.

2.1.1 Tipos de Turbinas

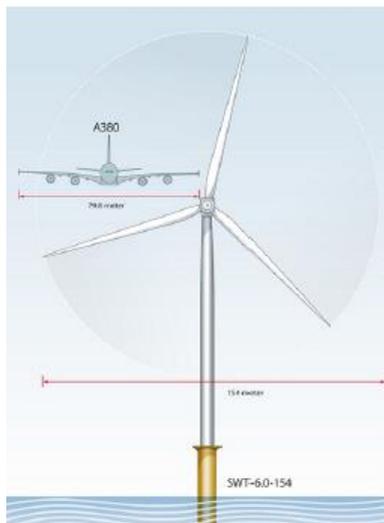
As turbinas eólicas podem ser classificadas de acordo com a orientação do eixo em turbinas de eixo horizontal e turbinas de eixo vertical. As turbinas de eixo vertical possuem algumas vantagens, como o fato de não ser preciso orientar a turbina conforme a direção do vento e também a possibilidade de instalar a caixa de engrenagens e o gerador elétrico no solo. Entretanto sua potência de saída não pode ser controlada facilmente em ventos elevados.

Figura 2-2 - Turbina eólica de eixo vertical – Darrieus.



Fonte: OLIVEIRA – 2004.

Figura 2-3 - Turbina eólica de eixo vertical.



Fonte: SOHN – 2014

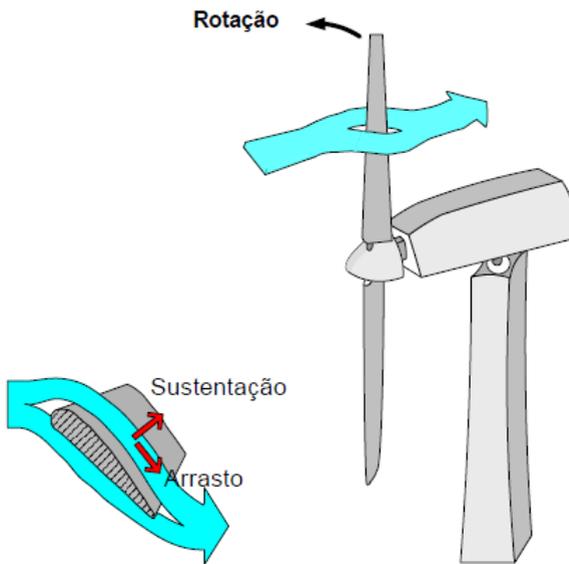
Por essa razão e também por melhores condições de estabilidade e melhor rendimento as turbinas de eixo horizontal com três pás vem sendo mais utilizadas.

A Figura 2-2 mostra uma turbina de eixo vertical. Já a Figura 2-3 mostra uma turbina de eixo horizontal moderna, instalada em alto mar, com um comparativo a um avião Airbus A380, que é o maior avião comercial de passageiros até o momento, com capacidade para até 853 passageiros e envergadura de aproximadamente 80 metros.

As turbinas eólicas ainda podem ser classificadas de acordo com a interação das pás com o vento como turbinas de arraste e turbinas de sustentação. As turbinas de arraste são aquelas em que o vento empurra as pás forçando o rotor a girar (ROCHA, 2008). Nessas turbinas a velocidade das pás não pode ser maior que a velocidade do vento, limitando a eficiência da turbina. Esse tipo de turbina é frequentemente usado em áreas rurais para bombear pequenos volumes de água com vento de baixa velocidade.

Já as turbinas de sustentação utilizam características aerodinâmicas similares às asas de aviões. O vento passa rapidamente sobre o lado mais longo formado pela forma da superfície da pá. Nesse lado é criada uma área de baixa pressão e o diferencial de pressão entre as duas superfícies resulta em uma força de sustentação. Em uma asa de avião, esse fenômeno resulta na força de elevação. Como as pás das turbinas estão confinadas pelo cubo do rotor para se mover em um eixo plano, a força de sustentação ocasionará a rotação das pás. A Figura 2-4 mostra os dois tipos de interação das pás com o vento.

Figura 2-4 - Princípios das forças aerodinâmicas resultantes da pá de uma turbina eólica.



Fonte: ROCHA – 2008.

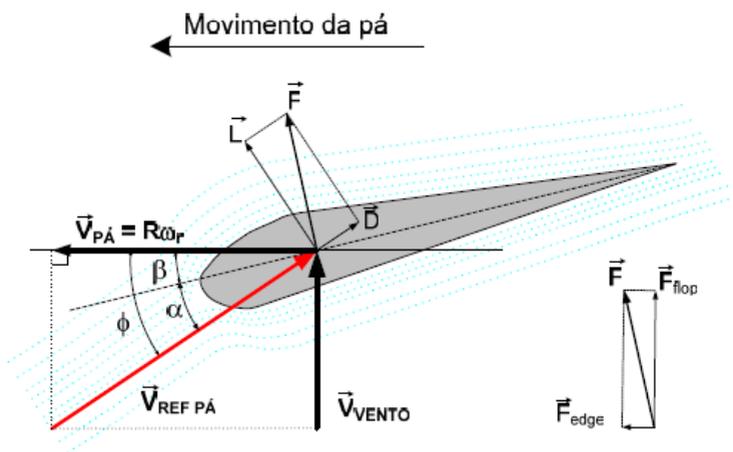
2.1.2 Aerodinâmica das Turbinas

Uma vista em corte pode ser visualizada na Figura 2-5 onde é mostrada a turbina eólica em movimento. Onde:

- \vec{V}_{vento} é a velocidade absoluta do vento incidente na turbina;
- $\vec{V}_{PÁ}$ é a velocidade tangencial da seção da pá;
- $\vec{V}_{REF_PÁ}$ é a velocidade do vento vista no referencial da pá, ou seja, é a subtração vetorial \vec{V}_{vento} por $\vec{V}_{PÁ}$;
- α é chamado de ângulo de ataque e representa o ângulo entre $\vec{V}_{REF_PÁ}$ e a linha de corda;

- β é chamado de ângulo de passo e representa o ângulo entre $\vec{V}_{P\dot{A}}$ e a linha corda;
- \vec{D} é a componente da força resultante na mesma direção do vento vista pela pá, também chamada de força de arrasto;
- \vec{L} é a componente da força resultante perpendicular a direção do vento, também chamada de força de sustentação;
- \vec{F} é a força resultante na pá;
- \vec{F}_{flap} é a componente da força resultante na pá na direção normal ao plano de movimento;
- \vec{F}_{edge} é a componente da força resultante na pá na direção tangencial ao plano do movimento.

Figura 2-5 - Vista em corte de uma pá de turbina eólica com destaque nas velocidades e forças que incidem sobre ela.



Fonte: ROCHA – 2008.

A linha tracejada que interliga os pontos mais distantes da seção da pá é chamada de linha de corda.

As componentes da força que determinam a rotação da turbina são definidas assim:

$$\vec{F}_{edge} = \vec{L} \sin(\varnothing) - \vec{D} \cos(\varnothing) \quad (2-1)$$

$$\vec{F}_{flap} = \vec{L} \cos(\varnothing) + \vec{D} \sin(\varnothing) \quad (2-2)$$

Para a condição onde a velocidade de rotação e vento incidente em uma turbina são constantes, o ângulo \varnothing não se altera e, desse modo, as componentes de força resultante normal e tangencial ao plano de movimento podem ser alteradas a partir do controle de \vec{D} e \vec{L} .

Conforme (ROCHA, 2008), a intensidade das componentes \vec{D} e \vec{L} tem influência direta do ângulo de ataque de pá da turbina. A força de arrasto será máxima para um ângulo de ataque próximo a 90° e será mínima para um ângulo de 0° . Já a força de sustentação será máxima para um ângulo de ataque próximo de 15° . Valores maiores que esse farão a força de sustentação reduzir. A partir disso as componentes da força resultante responsáveis pelo movimento da pá podem ser controladas através do ângulo de ataque α .

Mesmo que o ângulo de ataque exerça uma influência mais direta nas forças aerodinâmicas que incidem nas pás de uma turbina eólica, é recomendado que se expresse a potência desenvolvida pela turbina em função do ângulo de passo β , pois a medição e controle desse ângulo são mais simples.

2.1.3 Controle Aerodinâmico de Potência

O projeto de uma turbina eólica é realizado de forma que a mesma atinja e mantenha a máxima potência o máximo de tempo possível. Para atingir esse objetivo, a turbina precisa fornecer a mesma potência de saída para valores distintos de velocidades do vento, dentro de limites superiores e inferiores, obviamente. No mesmo sentido, devem ser previstos dispositivos que limitem esforços excessivos nos componentes mecânicos em condições de ventos com velocidades elevadas. Por conta disso, o atual cenário de desenvolvimento de turbinas utilizadas em geração de energia eólica oferecem três principais formas de controle da potência produzida pela turbina.

A primeira técnica é conhecida como controle por *estol*, um sistema passivo que reage a velocidade do vento. Nesse sistema as pás do rotor são fixas não girando em torno de seu eixo longitudinal. A escolha do ângulo de passo é feita de tal maneira que na faixa de operação próxima a velocidade nominal o escoamento atinge o perfil aerodinâmico das pás em condições ótimas.

Com rotação constante ou muito perto disso e com o aumento da velocidade do vento, o ângulo de ataque cresce até que o escoamento se descole da face superior das pás (*estol*). Com isso o fluxo se afasta da superfície da pá, surgindo regiões de turbulência entre esse escoamento e a superfície. Esse efeito irá reduzir a força de sustentação e aumentar a força de arrasto e dessa forma o sistema atuará como um freio aerodinâmico, limitando a potência de saída da turbina. Para evitar que a potência reduza drasticamente, ocorre uma leve rotação longitudinal em cada pá evitando que o efeito *estol* ocorra em todas as posições radiais das pás ao mesmo tempo.

Normalmente o controle por estol é aplicado em turbinas pequenas e médias, pois esse tipo de controle é considerado arriscado para grandes turbinas. São turbinas simples, onde não existe a presença de controle de passo, a estrutura do cubo é mais simples, apresenta menor número de peças moveis e também o autocontrole da turbina.

Outra técnica usada é o controle de passo, que é um sistema de controle ativo realizado a partir de um sinal do gerador. Com valores de ventos superiores ao valor nominal, a potência gerada é mantida constante através do giro das pás do rotor em torno de seu eixo longitudinal. Dessa forma, a potência de saída será regulada através do controle das forças aerodinâmicas que atuam sobre as pás variando o seu ângulo de ataque com a alteração do ângulo de passo.

Nesse tipo de controle não ocorrerá o efeito estol em quaisquer condições de vento, pois o fluxo em torno dos perfis da pá é bem aderente à superfície. O esforço provocado na torre e estrutura de fundação será menor se comparado com o controle estol, resultando em redução de material empregado e conseqüentemente menor peso. Em contrapartida, o ajuste do ângulo de passo requer mais peças móveis adicionais, ou seja, aumento de custo.

Por fim, o último sistema de controle é o controle ativo de estol que é um sistema que consiste na junção dos dois sistemas de controle apresentados anteriormente: controle de passo e controle por estol. Esse controle é bastante semelhante ao controle de passo, pois apresentam pás de passo variável. Em baixas velocidades o controle é feito de maneira semelhante ao controle de passo.

A grande diferença está quando a máquina atinge a condição nominal de potência. Se o gerador estiver prestes a sobrecarregar, as pás

são posicionadas no sentido oposto ao que ocorre no controle de passo, ou seja, haverá um aumento no ângulo de ataque das pás com o objetivo de que elas entrem em efeito estol, desperdiçando o excesso de energia do vento.

2.1.4 Potência da Turbina Eólica

Apenas uma parcela da energia cinética que atinge a área das pás da turbina é convertida em energia rotacional (ROCHA, 2008). Esse fato é facilmente justificado, pois se fosse possível extrair toda a energia cinética do vento incidente na pá, velocidade do ar após a turbina seria igual à zero, ou em outras palavras, o ar não poderia sair da turbina. Nesse caso não seria possível extrair potência da turbina, pois todo ar também seria impedido de entrar na turbina. Em contrapartida, se logo após a passagem pela turbina a velocidade do ar se mantivesse igual à velocidade incidente, também não seria possível extrair energia do vento. Por isso, é obvio concluir que, a conversão de energia cinética dos ventos causa uma redução de sua velocidade logo após sua passagem pelas pás da turbina.

Nesse sentido, estudos apontam que a máxima parcela de energia cinética do vento que pode ser convertida em energia mecânica por uma turbina eólica é de 59%, conforme a Lei de Betz (ROCHA, 2008).

A potência total disponível em uma massa de ar em movimento quando interceptada por uma turbina eólica pode ser expressa por:

$$P_{VENTO} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V_{VENTO}^3 \quad (2-3)$$

onde:

- ρ é a densidade do ar (kg/m^3);
- A é a área varrida pelas pás da turbina eólica (m^2), ou seja, $A = \pi r^2$;
- V_{VENTO} é a velocidade do vento incidente na turbina eólica (m/s);

A eficiência da conversão da energia cinética dos ventos em energia rotacional pela turbina varia com o ponto de operação da máquina, sendo dependente do ângulo de passo β e da relação de velocidades representada por λ . Essa é a relação entre a velocidade tangencial da ponta das pás e a velocidade do vento, sendo assim expressa:

$$\lambda = \frac{\omega_T \cdot R}{V_{VENTO}} \quad (2-4)$$

onde:

- ω_T é a velocidade angular da turbina;
- R é o raio das pás da turbina eólica.

O desempenho aerodinâmico da turbina é calculado em função do coeficiente C_p , chamado de coeficiente de potência, que por sua vez depende do ângulo de passo e também da relação das velocidades. A equação da potência extraída considerando o coeficiente de potência é expressa da seguinte forma:

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V_{VENTO}^3 \cdot C_p(\lambda, \beta) \quad (2-5)$$

onde o coeficiente de potência pode ser assim calculado:

$$C_p = 0,22 \cdot \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) \cdot e^{-\frac{12,5}{\lambda_i}} \quad (2-6)$$

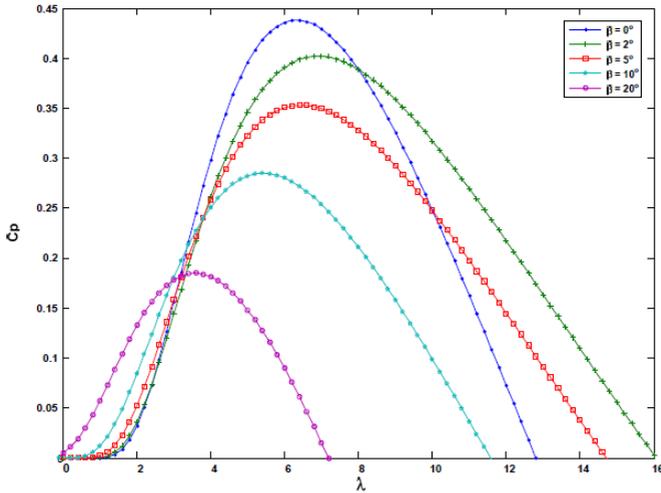
$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (2-7)$$

Dessa forma a busca pela potência ideal de saída da turbina é feita não somente através dos controles citados anteriormente, por estol, de passo ou controle ativo, mas também poderá ser alcançada operando a turbina eólica sob diferentes velocidades. Sendo assim, o coeficiente ideal, C_p^{ideal} , poderá ser obtido mantendo a relação de velocidades em um valor ideal, alterando a velocidade do eixo do rotor proporcionalmente com a velocidade do vento incidente na turbina. Isso caracteriza uma das principais vantagens do uso de turbinas com velocidade variável.

A Figura 2-6 mostra o coeficiente de potência, C_p , para diferentes valores do ângulo de passo β , em função da relação de velocidade λ , que representa o modelo apresentado na equação (2-6). À medida que o ângulo de passo é aumentado, há uma diminuição no rendimento da turbina.

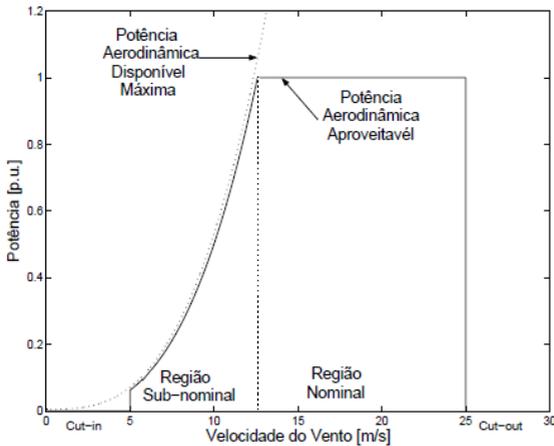
Já a Figura 2-7 ilustra a potência de saída de uma turbina eólica em função do vento, indicando sua característica operacional.

Figura 2-6 – Coeficiente de potência de uma turbina eólica em função da relação de velocidade.



Fonte: ROCHA – 2008.

Figura 2-7 – Potência aerodinâmica máxima disponível e aproveitável por uma turbina eólica, em função da velocidade do vento.



Fonte: adaptado de OLIVEIRA – 2004.

Como se pode observar, em baixas velocidades de vento pouca energia pode ser extraída da turbina eólica. Por isso, geralmente os geradores começam a operar apenas em velocidades de vento entre 4 e 5m/s. Na Figura 2-7 a velocidade inicial de operação é de 5m/s e dessa velocidade até aproximadamente 12m/s busca-se operar a turbina em máxima potência disponível até a potência nominal.

Quando a velocidade do vento atinge 12m/s, a turbina eólica entra em regime nominal de operação, onde a potência de saída deve ser constante e igual à potência nominal da turbina e o controle de velocidade passa a ser feito por estol ou controle de passo.

Ainda, o limite superior de velocidade de vento é de 25m/s, de acordo com a Figura 2-7. Essa velocidade limita a operação segura tanto para a turbina quanto para o gerador e também da caixa de engrenagens. Em condições de ventos superiores a esse valor, a turbina é retirada de operação executando uma manobra de frenagem e embandeiramento de suas pás (OLIVEIRA, 204).

2.1.5 Modelo Dinâmico das Massas Girantes da Turbina Eólica

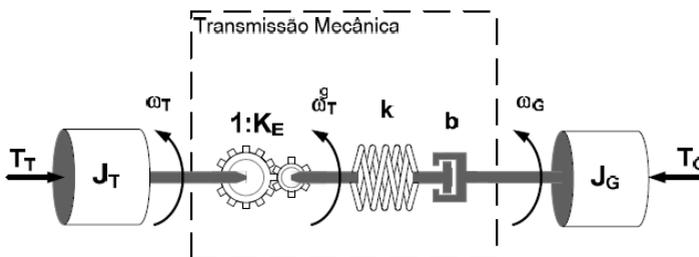
Como já mencionado anteriormente, o rotor da turbina eólica pode ser acoplado ao gerador de forma direta ou através de caixa de transmissão. Isso será consequência da escolha da tecnologia adotada para o gerador elétrico.

Para representar o modelo dinâmico das massas girantes, utiliza-se tradicionalmente um modelo contendo as inércias da turbina e do gerador. As duas massas girantes são acopladas por um eixo que possui sua rigidez e amortecimento devidamente modelados. Também faz parte desse modelo a caixa de engrenagens, representada por uma

relação, que é utilizada para acoplar o lado de baixa velocidade da turbina com o lado de alta velocidade do gerador. Para os casos em que a caixa não existe, a relação de engrenagem pode ser considerada unitária. A Figura 2-8 mostra esse modelo dinâmico, onde:

- J_T é o momento de inércia da turbina eólica;
- J_G é o momento de inércia do gerador elétrico;
- k é a rigidez do eixo de acoplamento;
- b é o amortecimento do eixo de acoplamento;
- K_E é a relação de transmissão da caixa de engrenagens;
- ω_G é a velocidade angular do gerador;
- ω_T é a velocidade angular da turbina;
- T_T é o torque mecânico da turbina;
- T_G é o torque mecânico do gerador.

Figura 2-8 – Modelo dinâmico das massas girantes da turbina eólica e gerador.

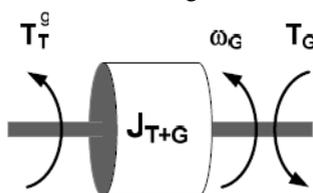


Fonte: ROCHA – 2008.

Contudo, é possível fazer uma simplificação da abordagem anterior, quando se usam aerogeradores que funcionam com velocidade

variável. Tal simplificação é feita desprezando a dinâmica do eixo obtendo a relação $\omega_T^g = \omega_G$ e assim utiliza-se um modelo simplificado com apenas uma massa e inércia equivalentes (ROCHA, 2008). A Figura 2-9 mostra essa simplificação, onde J_{T+G} representa o momento de inércia total do conjunto turbina/gerador.

Figura 2-9 - Modelo dinâmico simplificado das massas girantes da turbina eólica mais gerador.



Fonte: ROCHA – 2008.

Para fins de modelamento e posteriormente de simulação, é conveniente que todas as variáveis estejam referenciadas na mesma base. Sendo assim, referindo todas as variáveis para o lado do gerador, obtém-se:

$$T_T^g = K_E^{-1} \cdot T_T \quad (2-8)$$

$$\omega_G = K_E \cdot \omega_T \quad (2-9)$$

$$J_{T+G} = J_G + K_E^{-2} J_T \quad (2-10)$$

sendo T_T^g o torque mecânico da turbina referido ao eixo do gerador. O modelo do aerogerador adotado nesse capítulo, opera com velocidade variável, com uma inércia única para o conjunto, sendo que o sistema pode ser representado como:

$$T_T^g - T_G = J_{T+G} \cdot \omega_G \quad (2-11)$$

Em (ROCHA, 2008) é dito que para uma simulação dinâmica do sistema de geração eólica em uma bancada experimental existem três tipos de alternativas possíveis que podem ser seguidas: *mesma inércia*, *mesmo torque e mesma variação de velocidade*.

Entretanto, nessa simulação não serão realizados testes em bancada apenas simulação, sendo assim, optou-se por adotar a mesma estratégia de simulação da adotada em (ROCHA, 2008) que foi a simulação considerando a *mesma variação de velocidade*. A escolha se deve ao fato da possibilidade de validação das simulações desse trabalho em comparação com aquelas apresentadas na referência adotada.

A simulação considerando a mesma variação de velocidade faz com que o sistema testado em bancada experimental obtenha a mesma variação de velocidade do sistema real simulado. Desse modo, o sistema reproduz as condições de regime permanente e transitório do sistema (ROCHA, 2008).

2.2 SIMULAÇÃO DA TURBINA EÓLICA

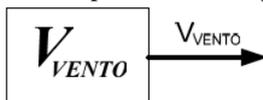
Para a simulação da turbina eólica serão utilizados os conceitos e equações apresentadas até o momento nesse capítulo. Ainda, os resultados serão validados com base em (ROCHA, 2008). O efeito de sombreamento da turbina nesse trabalho será desprezado, devido à complexidade de implementação, contudo, com uma abordagem adequada esse efeito pode ser eliminado, uma vez que o mesmo é inserido na malha do sistema como uma perturbação.

O efeito de sombreamento é um fenômeno que ocorre em turbinas eólicas de alta potência que tem impacto direto na qualidade de energia (ROCHA, 2008). Cada vez que uma pá passa na frente da torre da turbina, o torque nessa pá é reduzido.

2.2.1 Perfil do Vento

Para a simulação desse trabalho será utilizada uma série temporal de valores de velocidade de vento seguindo um perfil arbitrário de vento. Nesse perfil a velocidade será definida inicialmente igual à velocidade nominal, depois serão aplicadas variações do vento, correspondentes a 75%, 50% e 25% da potência nominal, em intervalos de tempo relativamente grandes. A entrada de perfil de vento está representada na Figura 2-10.

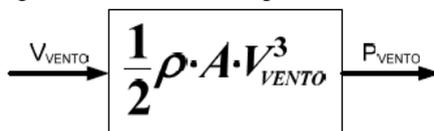
Figura 2-10 - Bloco representativo do perfil de vento.



Fonte: ROCHA – 2008.

2.2.2 Cálculo da Potência do Vento

Figura 2-11 - Cálculo da potência do vento



Fonte: ROCHA – 2008.

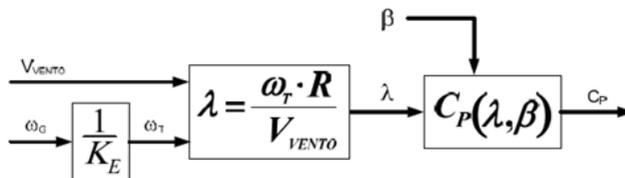
Uma vez definido os valores de velocidade do vento como entrada, pode-se calcular a potência do vento utilizando a equação (2-3). A Figura 2-11 mostra a representação em bloco do cálculo da potência.

2.2.3 Operação das pás da turbina

A eficiência de operação das pás de uma turbina é expressa em função da razão entre a velocidade tangencial da ponta da pá e a velocidade do vento, representada por λ . A Figura 2-6 apresenta a curva característica de operação de uma turbina para vários valores de ângulo de passo, em função de λ .

O equacionamento tanto para a relação de velocidades λ , quanto para o coeficiente de potência já foi apresentado anteriormente através das equações (2-4) e (2-5) respectivamente. Dessa forma pode ser calculado o coeficiente de potência real, através da velocidade do vento, da rotação da turbina e do ângulo de passo.

Figura 2-12 - Operação das pás da turbina - Cálculo de C_p .



Fonte: ROCHA – 2008.

Lembrando que, o coeficiente de potência determina o percentual de potência do vento que será convertido em potência aerodinâmica de entrada e, através dessa potência será então calculado o

torque aerodinâmico na ponta de eixo da turbina. A Figura 2-12 ilustra o cálculo de C_p em forma de diagrama de blocos.

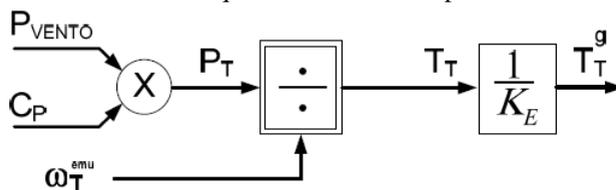
2.2.4 Cálculo do Torque Aerodinâmico

Como já mencionado anteriormente, nesse trabalho não será simulado o efeito de sombreamento, apresentado em (ROCHA, 2008). Dessa forma o torque considerado será devido à potência do vento, do coeficiente de potência e da velocidade angular do vento.

Sendo assim, o cálculo do torque aerodinâmico final na ponta de eixo da turbina pode ser representado conforme Figura 2-13. As entradas da potência do vento e do coeficiente de potência são obtidas conforme os blocos apresentados anteriormente.

Caso fosse considerado o efeito de sombreamento, o mesmo iria produzir um torque sempre que uma das pás passasse pela estrutura da torre. Esse torque seria somado ao T_T , na Figura 2-13, para então ser multiplicado por $1/K_E$ e gerar o torque da turbina referido ao eixo do gerador.

Figura 2-13 - Cálculo do torque aerodinâmico na ponta de eixo da turbina.



Fonte: adaptado de ROCHA – 2008.

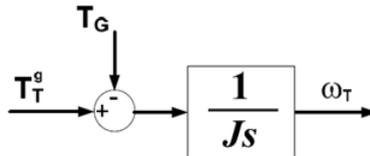
É comum que ocorram problemas de divisão por zero no cálculo do torque quando se utiliza essa modelagem. Esse problema

ocorre somente nos instantes iniciais, quando a velocidade angular da turbina é nula. Em nível de simulação esse problema pode ser facilmente contornado, entretanto em testes práticos medidas devem ser tomadas com o objetivo de evitar esse problema.

2.2.5 Modelo Dinâmico

Uma vez calculado o torque aerodinâmico da turbina e considerando o torque do gerador como entrada do sistema, pode-se obter a velocidade angular final do sistema eólico.

Figura 2-14 - Cálculo da velocidade do eixo da turbina.



Fonte: ROCHA – 2008.

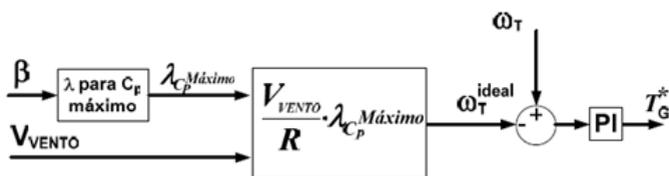
A Figura 2-14 representa o diagrama de blocos utilizado para calcular a velocidade angular da turbina.

2.2.6 Cálculo do Torque do Gerador

Para a simulação da turbina, o sistema simulado terá como entrada, o perfil do vento, o valor da velocidade angular do gerador, ω_G , que na simulação da turbina será considerado constante e o valor estimado do torque do gerador. Para efeitos de simulação da turbina, o torque do gerador será considerado sempre igual ao seu torque de referência. Essa referência de torque é dada por um controle

realimentado destinado a manter uma velocidade de rotação ótima, ω_T^{ideal} , para que seja possível obter a máxima potência de operação em função da velocidade do vento. A Figura 2-15 mostra o diagrama de blocos utilizado para calcular o torque de referência do gerador.

Figura 2-15 - Cálculo do torque do gerador.



Fonte: ROCHA – 2008.

Em condições de aumento repentino da velocidade de vento a turbina poderia operar como um ventilador em condições dinâmicas, o que causaria um aumento proporcional na velocidade ideal de rotação, podendo causar uma demanda momentânea de torque, para acelerar a máquina. Tal situação faria o aerogerador absorver potência da rede em vez de gerar, comportando-se como um ventilador. Uma solução para isso é definir o valor mínimo da referência de torque do gerador igual a zero ($T_G^* = 0$).

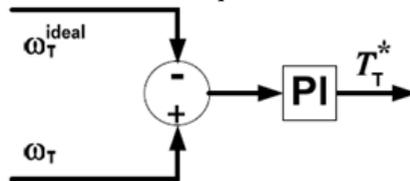
2.2.7 Cálculo do Torque de Referência da Turbina

Por fim, para completar o modelo, a velocidade da turbina simulada é comparada com a velocidade ideal e o erro gerado é

processado por um controlador PI gerando o Torque de referência da turbina, conforme Figura 2-16.

Na prática a velocidade da turbina no sistema modelado deve ser comparada em tempo real com a velocidade medida ou estimada da máquina que está sendo controlada. Entretanto, como não foi realizado nenhum teste em bancada nesse trabalho, o valor da velocidade simulada da turbina foi comparado com a velocidade ideal da turbina, ou seja, a referência. Dessa forma, o torque da turbina pode ser obtido através da Figura 2-16:

Figura 2-16 - Cálculo do torque de referência da turbina.



Fonte: adaptado de ROCHA – 2008.

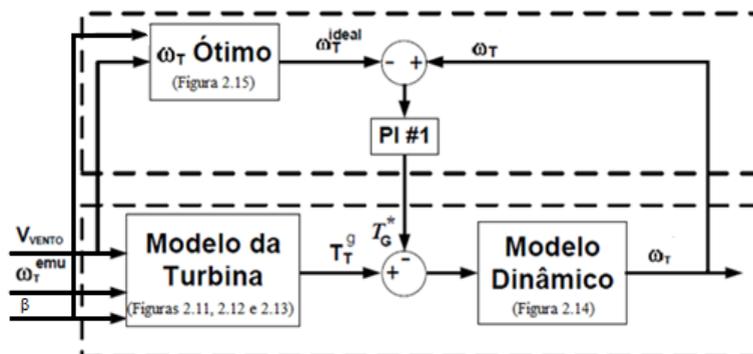
2.2.8 Simulação da Turbina Eólica

A Figura 2-17 mostra o diagrama de blocos completo que será usado para a simulação da turbina eólica no *Simulink*. Nela são apresentados os blocos principais para a simulação e também quais os blocos que devem ser utilizados, indicados pelas respectivas figuras.

Ainda na Figura 2-17, as entradas são o ângulo de passo, o perfil de vento e a velocidade angular estimada, que na prática seria a velocidade da máquina medida via encoder, mas nesse caso será um valor de referência pré-determinado. Os valores de entradas serão referência para os blocos representados na Figura 2-11, Figura 2-12 e

Figura 2-13, e então será gerado o sinal do torque aerodinâmico na ponta de eixo da turbina. Na Figura 2-15 será gerado o sinal da velocidade angular ideal. Essa velocidade angular será comparada com a velocidade angular simulada e o erro será processado pelo PI#1, gerando o sinal de torque de referência do gerador.

Figura 2-17 - Controle completo a ser implementado no *Simulink*.



Fonte: adaptado de ROCHA – 2008.

O torque de referência do gerador é comparado com o torque aerodinâmico na ponta de eixo da turbina e o erro será o sinal de referência para o modelo dinâmico, representado pela Figura 2-14. Dessa forma é gerado o sinal de velocidade angular simulado da turbina.

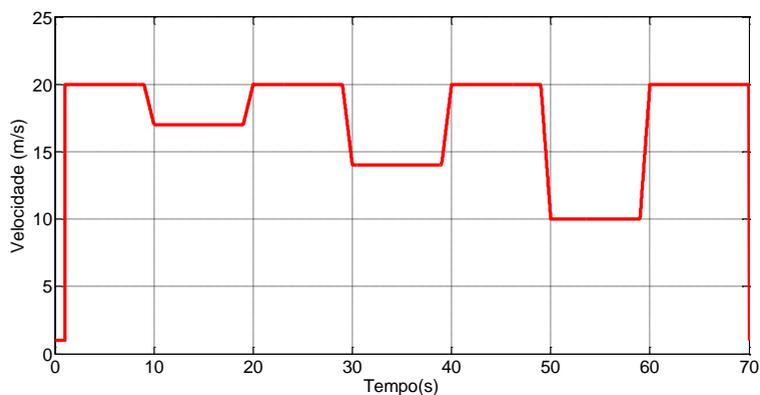
De acordo com (ROCHA, 2008), a potência real e a potência simulada da turbina podem ser definidas pelas equações (2-12) e (2-13) respectivamente:

$$P^{Ideal} = P^{Vento} \cdot C_p^{Ideal} \quad (2-12)$$

$$P^{Simulada} = \omega_G \cdot T_G^* \quad (2-13)$$

comportamento da turbina eólica. Esse comportamento de variação de velocidade de vento será mais importante quando a turbina for usada como entrada para a simulação dos geradores, nos capítulos seguintes.

Figura 2-19 - Perfil do vento utilizado na simulação.



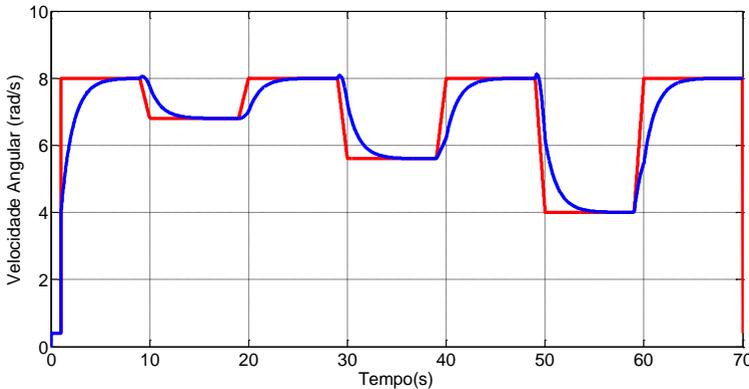
Fonte: próprio autor.

O perfil de vento é um pouco diferente do usado em (ROCHA, 2008), pois o comportamento de queda e subida de velocidade foram considerados de forma mais simples, apenas em rampa. Entretanto, isso não pode ser considerado como um problema, pois a potência da turbina deve seguir esse perfil estabelecido.

Observando a Figura 2-18, os valores mais importantes a serem apresentados são os valores das velocidades angulares e das potências. A velocidade angular ideal é obtida através do diagrama de blocos representado pela Figura 2-15, onde foi definido um valor de $\lambda_{\text{máximo}}$ para que fosse possível trabalhar com um valor do coeficiente de potência máximo. Tal valor foi definido através da curva apresentada na

Figura 2-6. O valor da velocidade angular ideal foi comparado com o valor da velocidade angular simulada, conforme Figura 2-20.

Figura 2-20 – Velocidade angular ideal (vermelho) e velocidade angular simulada (azul).



Fonte: próprio autor.

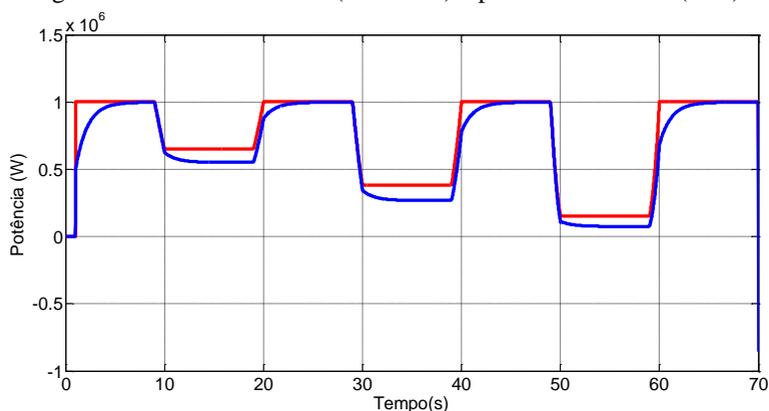
Nessa figura é possível observar que o comportamento da velocidade simulada segue a velocidade ideal. Como as variações são feitas em rampa e existe um atraso na resposta da velocidade simulada, um ajuste mais adequado dos controladores deixaria a velocidade simulada mais próxima da velocidade ideal. Além disso, uma parcela do atraso da velocidade simulada em relação à velocidade de referência pode ser atribuída à inércia da turbina.

Contudo, tal ajuste não foi realizado, pois o controle da turbina não é o foco desse trabalho. A simulação da turbina foi realizada para que os resultados obtidos nas simulações dos geradores fiquem mais completos. Para uma simulação mais completa da turbina, deveria ser incluído o efeito de sombreamento das torres e os controles de passo ou

estol deveriam também ser incluídos. Ainda, o perfil da velocidade simulada apresenta-se muito próxima da obtida em (ROCHA, 2008), pois, conforme já mencionado, o perfil de vento nesse trabalho foi considerado mais simples se comparado com a referência.

Por fim, serão apresentados os resultados de simulação das potências que foram definidas pelas equações (2-12) e (2-13) respectivamente. A potência calculada na equação ((2-13) será usada como dado de entrada nas simulações dos geradores DFIG e PMSG. O valor simulado foi de 1MW, entretanto com os parâmetros adequados, como o raio das pás da turbina, curva de coeficiente de potência, relação de engrenagem, entre outros, o valor da turbina pode assumir valores diferentes.

Figura 2-21 - Potência ideal (vermelho) e potência simulada (azul).



Fonte: próprio autor.

A Figura 2-21 mostra o comportamento das potências. Novamente, devido ao perfil do vento adotado, a potência obtida pela equação (2-13) apresenta atraso ao seguir a potência ideal. Essa por sua

vez tem o perfil semelhante ao perfil do vento, em rampa. Se comparado com os resultados apresentados em (ROCHA, 2008) a potência da turbina simulada pode ser considerada como válida.

2.3 CONCLUSÃO

Esse capítulo apresentou um estudo sobre turbinas eólicas dividido em duas partes: teoria e simulação. Na primeira parte foram apresentados os principais tipos de turbinas, sua aerodinâmica, os tipos de controles mecânicos das pás da turbina, além dos equacionamentos que definem a potência e o modelo dinâmico da Turbina eólica.

Nessa primeira etapa também foram introduzidos alguns conceitos como o coeficiente de potência (C_p), a relação entre a velocidade tangencial da ponta das pás e a velocidade do vento, (λ), o ângulo de passo (β) e ângulo de ataque (α), entre outros. Também foram apresentados conceitos sobre a máxima potência da turbina, com base no coeficiente C_p e também com base na Lei de Betz, que diz que a máxima parcela de energia cinética do vento que pode ser convertida em energia mecânica por uma turbina eólica é de 59%.

O objetivo dessa primeira etapa foi de introduzir conceitos sobre turbinas eólicas, de forma sucinta, porém completa, para que na segunda etapa fosse possível introduzir os conceitos referentes à simulação da turbina.

Na segunda etapa foram apresentados os diagramas de blocos e os equacionamentos e conceitos adicionais para que fosse possível simular a turbina eólica em ambiente computacional, mais

especificamente no *Simulink*. Os diagramas foram apresentados de maneira simples e objetiva e com base neles foi mantado a simulação.

É importante ressaltar que ambas as etapas tiveram como principal referência (ROCHA, 2008), pois nessa referência foi proposta a simulação da turbina em ambiente computacional e também o controle da mesma em bancada. Dessa forma, as simulações referentes à turbina eólica realizadas nessa dissertação são validadas comparando-as com a referência.

Desse modo, foram realizadas as simulações da turbina, e os dados apresentados foram do perfil da velocidade do vento, das velocidades angulares, ideal e simulada, e por fim das potências ideal e simulada.

Apesar das simulações apresentarem algum atraso em relação à referência (valor ideal), pode-se aceitar como válidas, pois existem algumas diferenças entre as simulações realizadas na referência e nesse trabalho. Ainda, deve-se levar em consideração que nas simulações o sistema ideal será diferente do real, devido à inércia do sistema. Mesmo assim, os valores obtidos foram satisfatórios e a turbina simulada poderá ser utilizada como referência de potência para os geradores estudados, modelados e simulados nos capítulos seguintes.

3 SISTEMA DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA USANDO DFIG

Máquinas elétricas girantes são máquinas capazes de converterem energia elétrica em energia mecânica e vice-versa. A máquina elétrica terá a função geradora se em seu eixo é acoplado uma fonte de energia mecânica capaz de transmitir potência e rotação e assim estabelecer um movimento relativo entre seus condutores (enrolamentos) e o campo magnético, gerando como produto final energia elétrica.

Como motor a máquina elétrica é conectada a uma fonte de energia de onde irá suprir a potência necessária que será transmitida para o eixo mecânico em forma de rotação e torque e, conseqüentemente potência.

A máquina elétrica com uso mais difundido nos dias de hoje em escala industrial é a máquina de indução trifásica, também conhecida como máquina elétrica assíncrona, com sua introdução na indústria em 1880. O conceito completo da máquina de indução polifásica foi elaborado por Nikola Tesla, cuja patente ocorreu em 1888 (SOHN, 2014). O termo “*indução*” se deve ao fato que as correntes que surgem nos enrolamentos do rotor advêm de tensões elétricas induzidas pelo circuito do estator através do entreferro, de acordo com a lei de indução de Faraday, e o termo “*assíncrona*” advêm do fato de existir diferença de velocidade entre o campo magnético girante do estator e o campo magnético induzido no rotor.

Os principais motivos para a máquina de indução ser largamente utilizada pela indústria nos dias de hoje são sua robustez,

baixo custo e possibilidade de controle de velocidade através de conversores estáticos (inversores de frequência). Esse último pode ser realizado de maneira eficiente e com baixo custo devido ao grande desenvolvimento da eletrônica de potência. Antecessor a máquina assíncrona em termos de utilização industrial é a máquina CC, que foi substituída pela máquina assíncrona devido a suas vantagens supracitadas.

A máquina de indução trifásica pode ser classificada, segundo construção do seu rotor como máquina com rotor em gaiola de esquilo ou rotor em curto, e máquina com rotor de anéis. Na primeira topologia o rotor poderá ser fabricado com seus enrolamentos em cobre ou alumínio, já curto-circuitados. Ainda, não existe acesso ao rotor para eventuais medições de grandezas elétricas ou intervenções externas (inserção de resistência adicional de partida ou controle). Já a máquina com rotor com anéis, poderá ser também em alumínio ou cobre, sendo mais frequente em cobre. Nessa topologia tem-se acesso aos enrolamentos do rotor e dessa forma pode-se inserir resistência adicional de partida (caso de motor) para alterar a curva de torque resistente da máquina, ou tensão via conversor (caso de gerador).

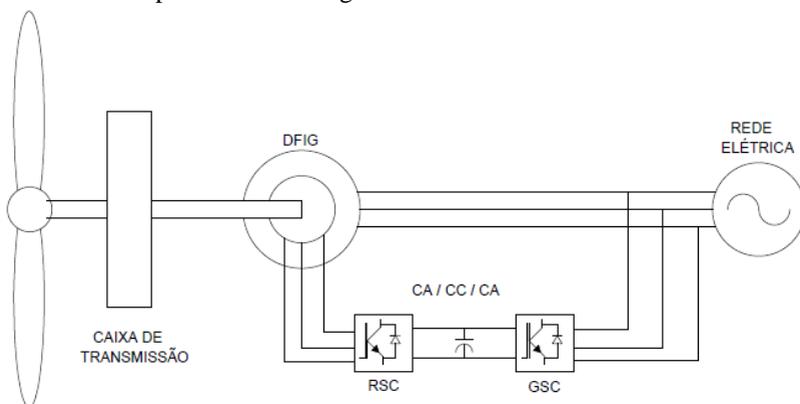
Durante muito tempo a aplicação da máquina de indução trifásica permaneceu quase que exclusivamente como motor. Entretanto, com o crescente mercado de energia eólica a máquina de indução vem sendo muito utilizada e também tem se tornado alvo de diversos estudos em torno de seu comportamento quando interligado a rede elétrica, essencialmente em casos de afundamentos de tensão e ocasiões de falta.

Dentre as máquinas de indução utilizadas como gerador eólico o DFIG – do termo em inglês *Doubly Fed Induction Generator*, ou

gerador de indução duplamente alimentado – é o mais utilizado (OLIVEIRA, 2009), pois permite operação com turbinas de velocidade variável.

A Figura 3-1 mostra a estrutura típica do DFIG com a turbina acoplada na ponta de eixo, via caixa de transmissão ou *gearbox*, com o circuito do rotor conectado a rede via conversor *back-to-back* e circuito do estator conectado diretamente a rede.

Figura 3-1 Estrutura típica do DFIG conectado a rede e com a turbina eólica acoplada no eixo do gerador via caixa de transmissão.



Fonte: LIU, 2011.

Nessa configuração, a turbina eólica está conectada ao eixo do gerador via *gearbox*, o que caracteriza uma desvantagem em relação ao PMSG. A necessidade da caixa de transmissão se deve ao fato do DFIG ser tipicamente projetado com número reduzido de polos, pois nessas condições a máquina de indução atinge rendimentos maiores e custo reduzido. Dessa forma o número reduzido de polos implica em uma

rotação elevada, incompatível com a rotação da turbina, exigindo o uso de caixa de transmissão.

O circuito do estator está diretamente ligado à rede, sofrendo assim influência direta de distúrbios da rede. Entretanto, o fato do conversor estar ligado ao circuito rotórico faz com que o mesmo possa ser dimensionado com cerca de 30% da potência nominal do gerador, o que representa uma vantagem, pois o mesmo terá um custo mais baixo quando comparado com o PMSG.

O conversor estático é composto por dois conversores na configuração *back-to-back*, e está conectado ao circuito do rotor. O conversor conectado diretamente ao circuito do rotor é usualmente chamado de RSC – do termo em inglês *Rotor Side Converter* – e o conversor conectado ao circuito a rede chamado de GSC – do termo em inglês *Grid Side Converter*. Os dois conversores estão interligados através de um elo CC.

O RSC funciona de modo a produzir as correntes e tensões exigidas para o controle da máquina e também para controlar o fluxo de potência ativa e reativa do DFIG. Já o GSC tem como principal função manter constante a tensão no barramento CC e fornecer/consumir as potências ativa e reativa da rede (OLIVEIRA, 2004).

Diferente de uma máquina de indução com o rotor curto-circuitado, onde não existe torque na velocidade síncrona (escorregamento igual à zero) devido a não existência de fonte externa, uma máquina de indução com rotor de anéis, onde é aplicada uma tensão através de uma fonte externa, poderá produzir torque, seja no modo motor, seja no modo gerador. Dessa forma, o DFIG poderá

trabalhar com velocidade variável, provenientes do comportamento do vento, tanto na velocidade subsíncrona, síncrona ou supersíncrona.

Para a condição onde a máquina está girando em velocidade síncrona, ou seja, quando o escorregamento for igual a zero, tem-se injeção de corrente contínua no circuito do rotor (OLIVEIRA, 2004).

Na condição subsíncrona, onde a velocidade do gerador é inferior à velocidade síncrona, o DFIG entrega potência ativa para a rede através do seu estator. Entretanto, para garantir a operação nessa região, o DFIG consome potência ativa da rede através do circuito do rotor. Nesse caso, a potência total gerada para a rede é dada pela equação (3-1), onde P_T é a potência total gerada para a rede, P_s é a potência gerada pelo circuito do estator e sP_r é a potência do rotor multiplicada pelo escorregamento:

$$P_T = P_s - sP_r \quad (3-1)$$

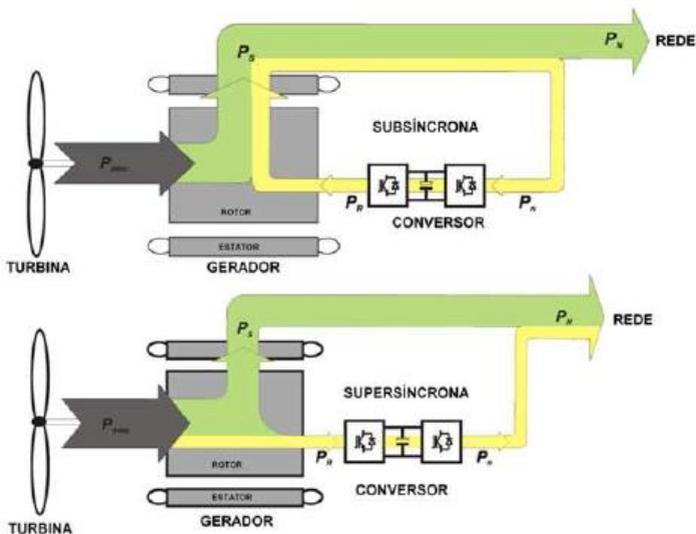
Na condição supersíncrona a máquina estará girando com velocidade superior a velocidade síncrona. Nesse caso o DFIG irá entregar a rede potência ativa tanto pelo circuito do estator quanto pelo circuito do rotor. Dessa forma, a potência total de saída que será entregue a rede será dada pela equação (3-2):

$$P_T = P_s + sP_r \quad (3-2)$$

Portanto, pode-se afirmar que o fluxo de potência é diretamente dependente da velocidade de rotação da máquina. Ainda, analisando as condições supracitadas, conclui-se que, na operação geradora, o estator

sempre fornece potência ativa para a rede. Já o circuito do rotor apresenta um fluxo bi-direcional de potência ativa que é controlado através do RSC. A Figura 3-2 ilustra o comportamento do DFIG para ambas as situações.

Figura 3-2 Fluxo de potência ativa para o DFIG – Figura 3.2a (em cima): gerador operando na condição subsíncrona – Figura 3.2b (em baixo): gerador operando na condição supersíncrona.



Fonte: Mendes – 2009.

3.1 MODELO DINÂMICO DA MÁQUINA DE INDUÇÃO

Com o desenvolvimento industrial aumenta a necessidade de se obter métodos de controle cada vez mais eficientes. A evolução da eletrônica de potência, assim como a evolução nos métodos de controle,

viabilizaram o uso da máquina de indução como gerador na área de geração eólica.

Nesse contexto, as máquinas de indução tem sido alvo de vários estudos, sendo essa bastante utilizada em sistemas de geração eólicos que operam com velocidade variável, que melhoram a eficiência na geração de energia elétrica e nesse sentido, exigem técnicas de controle mais avançadas.

Nesse sentido destaca-se o uso do controle vetorial (KRAUSE, 1994), que pode ser considerado um dos maiores avanços em relação à utilização de máquinas de indução em aplicações que requerem controle das mais diversas grandezas. O controle vetorial é aplicado a sistemas não lineares e, tem como método a transformação de coordenadas que promove o desacoplamento das variáveis de controle e linearização do sistema.

Nesse capítulo será apresentado o modelo dinâmico do DFIG com base em seu modelo vetorial. Serão apresentados as equações de correntes e tensões do estator e rotor, fluxo de estator e velocidade, além das potências ativa e reativa. A maior parte das variáveis do sistema pode ser medida na prática de maneira direta, entretanto outras não, como é o caso do fluxo do estator. Por isso, será necessário também estimar o fluxo do estator através de observadores ou estimadores de fluxo.

3.1.1 Modelo matemático da Máquina de Indução Duplamente Alimentada

Em (OLIVEIRA, 2004) foi apresentado no início da modelagem do DFIG o modelo em variáveis naturais, onde não são

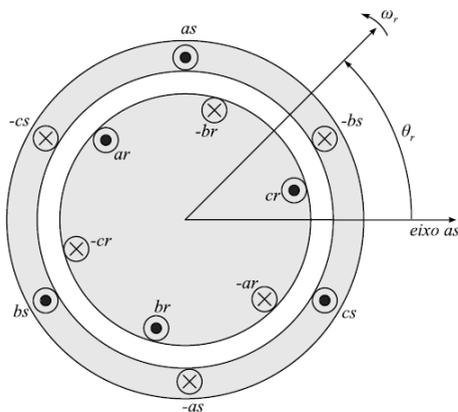
consideradas quaisquer simplificações, com o objetivo de mostrar que esse método apresenta um modelo de oito equações de primeira ordem, com difícil solução e que exige muito esforço, inclusive computacional.

Nesse trabalho também será apresentado o modelo *abc* da máquina de indução e em seguida será apresentada a modelagem da máquina de indução trifásica utilizando as transformadas *qd* e *$\alpha\beta$* , onde são feitas algumas considerações ou hipóteses com o intuito de simplificar o equacionamento. Tais considerações são usadas em diversos estudos e são listadas conforme abaixo:

- Os três enrolamentos do estator são iguais e defasados entre si de 120° ;
- Os três enrolamentos do rotor são iguais e defasados entre si de 120° ;
- É considerado que o entreferro é uniforme e constante;
- Não ocorre saturação no circuito magnético (circuito magnético ideal);
- A distribuição da densidade de fluxo magnético no entreferro é radial e senoidal;
- A máquina será considerada sem perdas magnéticas e mecânicas.

A Figura 3-3 mostra a representação dos enrolamentos trifásicos de uma máquina de indução trifásica de dois polos, simétrica e conectada em estrela.

Figura 3-3 Representação de um DFIG idealizado.



Fonte: ONG, 1997.

Conforme (ONG, 1997) e com base na Figura 3-3, o modelamento da máquina de indução trifásica pode ser considerado conforme os equacionamentos descritos a seguir, onde as equações das tensões do estator são as seguintes:

$$\mathbf{v}_{sa} = \mathbf{r}_s \cdot \mathbf{i}_{sa} + \frac{d}{dt} \lambda_{sa} \quad (3-3)$$

$$\mathbf{v}_{sb} = \mathbf{r}_s \cdot \mathbf{i}_{sb} + \frac{d}{dt} \lambda_{sb} \quad (3-4)$$

$$\mathbf{v}_{sc} = \mathbf{r}_s \cdot \mathbf{i}_{sc} + \frac{d}{dt} \lambda_{sc} \quad (3-5)$$

As equações das tensões para o circuito do rotor são dadas por:

$$\mathbf{v}_{ra} = \mathbf{r}_r \cdot \mathbf{i}_{ra} + \frac{d}{dt} \lambda_{ra} \quad (3-6)$$

$$\mathbf{v}_{rb} = \mathbf{r}_r \cdot \mathbf{i}_{rb} + \frac{d}{dt} \lambda_{rb} \quad (3-7)$$

$$v_{rc} = r_r \cdot i_{rc} + \frac{d}{dt} \lambda_{rc} \quad (3-8)$$

Os fluxos associados aos enrolamentos do estator e do rotor podem ser representados em notação matricial e podem ser expressos em função das correntes rotóricas e estatóricas da seguinte forma, onde as equações do rotor estão referenciadas ao estator:

$$\begin{bmatrix} \lambda_s^{abc} \\ \lambda_{sr}^{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{ss}^{abc} & L_{sr}^{abc} \\ L_{sr}^{abc} & L_{rr}^{abc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_s^{abc} \\ i_r^{abc} \end{bmatrix} \quad (3-9)$$

onde:

$$\lambda_s^{abc} = [\lambda_{sa}, \lambda_{sb}, \lambda_{sc}]^T \quad (3-10)$$

$$\lambda_{sr}^{abc} = [\lambda_{ra}, \lambda_{rb}, \lambda_{rc}]^T \quad (3-11)$$

$$i_s^{abc} = [i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}]^T \quad (3-12)$$

$$i_r^{abc} = [i_{ra}, i_{rb}, i_{rc}]^T \quad (3-13)$$

em que “ T ” representa a matriz trasposta.

As sub matrizes que relacionam as indutâncias próprias e as indutâncias mútuas entre os enrolamentos do estator e também as indutâncias próprias e indutâncias mútuas do rotor são:

$$L_{ss}^{abc} = \begin{bmatrix} L_{ls} + L_{ss} & L_{sm} & L_{sm} \\ L_{sm} & L_{ls} + L_{ss} & L_{sm} \\ L_{sm} & L_{sm} & L_{ls} + L_{ss} \end{bmatrix} \quad (3-14)$$

$$L_{rr}^{abc} = \begin{bmatrix} L_{lr} + L_{rr} & L_{rm} & L_{rm} \\ L_{rm} & L_{lr} + L_{rr} & L_{rm} \\ L_{rm} & L_{rm} & L_{lr} + L_{rr} \end{bmatrix} \quad (3-15)$$

Já as indutâncias mútuas entre estator e rotor são dependentes do ângulo do rotor:

$$L_{sr}^{abc} = [L_{rs}^{abc}]^T = L_{sr} \begin{bmatrix} \cos\theta_r & \cos\left(\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\theta_r & \cos\left(\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\theta_r \end{bmatrix} \quad (3-16)$$

onde:

- L_{ls} é a indutância de dispersão por fase do estator;
- L_{lr} é a indutância de dispersão por fase do rotor;
- L_{ss} é a indutância própria do enrolamento do estator;
- L_{rr} é a indutância própria do enrolamento do rotor;
- L_{sm} é a indutância mútua entre os enrolamentos do estator;
- L_{rm} é a indutância mútua entre os enrolamentos do rotor;
- $L_{sr} = L_{rs}$ é o valor máximo da indutância mútua entre estator e rotor.

As equações apresentadas descrevem o comportamento da máquina de indução em coordenadas abc , ou coordenadas naturais e como já dito, exigem muito esforço computacional para sua solução.

Contudo, é possível usar transformações matemáticas como as transformadas qd e $\alpha\beta$ para facilitar a solução das equações. Nesse caso, o modelo descrito acima, que apresenta as indutâncias variando com o tempo, pode ser transformado para um sistema de equações diferenciais com indutâncias fixas, ou seja, que não dependem da posição do rotor.

As considerações feitas no início dessa subseção também serão utilizadas para simplificar o modelo da máquina.

Na sequência será apresentado o modelo da máquina síncrona utilizando a transformada qd . Para isso, é necessário que seja escolhido o referencial adequado para o modelamento da máquina. Os dois sistemas de referências mais utilizados no estudo de máquinas são o referencial estacionário e o referencial síncrono. Cada um desses sistemas possui suas vantagens e desvantagens.

O referencial estacionário, também conhecido como $\alpha\beta$, fornece grandezas variáveis em regime permanente. Já o referencial síncrono fornece grandezas constantes e pode ser orientado, por exemplo, na tensão estatóricas, no fluxo do estator ou do rotor, sendo que a escolha depende do propósito da análise. Sendo assim, primeiramente será obtido o modelo em coordenadas arbitrárias, ou seja, girando em uma velocidade ω arbitrária. Desse modo, a partir de um referencial genérico podem ser obtidas as equações nos outros referenciais, dependendo somente da escolha de ω .

A relação entre um sistema de coordenadas abc e um sistema de coordenadas $qd0$ arbitrárias é:

$$\begin{bmatrix} f_q \\ f_d \\ f_0 \end{bmatrix} = [T_{qdo(\theta)}] \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} \quad (3-17)$$

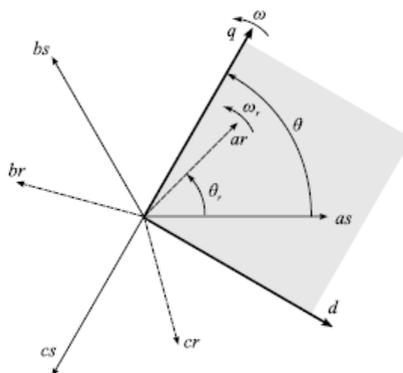
sendo “f” uma variável arbitrária, por exemplo, corrente, tensão ou fluxo, e onde:

$$[T_{qdo(\theta)}] = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin(\theta) & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (3-18)$$

e sua inversa:

$$[T_{qdo(\theta)}]^{-1} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) & 1 \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \end{bmatrix} \quad (3-19)$$

Figura 3-4 – Relação entre um sistema de coordenadas abc e um sistema de coordenadas $qd0$ arbitrárias.



Fonte: ONG, 1997.

A Figura 3-4 representa a relação entre esses dois sistemas de coordenadas. Em notação matricial, as equações das tensões do estator podem ser expressas por:

$$v_s^{abc} = r_s^{abc} i_s^{abc} + p \lambda_s^{abc} \quad (3-20)$$

sendo $p=d/dt$, usado para simplificar a notação.

Aplicando a transformação $[T_{qdo}(\theta)]$ nas tensões, fluxos e correntes a equação ficará:

$$v_s^{qd0} = [T_{qdo}(\theta)] r_s^{abc} [T_{qdo}(\theta)]^{-1} [i_s^{qd0}] + [T_{qdo}(\theta)] p [T_{qdo}(\theta)]^{-1} [\lambda_s^{qd0}] \quad (3-21)$$

onde o termo variante no tempo pode ser expresso por:

$$\begin{aligned} p [T_{qdo}(\theta)]^{-1} [\lambda_s^{qd0}] &= \frac{2}{3} \begin{bmatrix} -\sin(\theta) & \cos(\theta) & 0 \\ -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & 0 \\ -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & 0 \end{bmatrix} \frac{d\theta}{dt} [\lambda_s^{qd0}] \\ &+ [T_{qdo}(\theta)]^{-1} [p \lambda_s^{qd0}] \end{aligned} \quad (3-22)$$

Substituindo (3-22) em (3-21), obtém-se:

$$v_s^{qd0} = \omega \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \lambda_s^{qd0} + p \lambda_s^{qd0} + r_s^{qd0} i_s^{qd0} \quad (3-23)$$

onde:

$$\omega = \frac{d\theta}{dt} \quad (3-24)$$

$$r_s^{qd0} = r_s \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3-25)$$

O mesmo procedimento pode ser aplicado para as variáveis do rotor, entretanto, precisa-se tomar o cuidado de se inserir a informação da posição do rotor, uma vez que o mesmo está em movimento. Dessa forma as equações para as tensões do rotor são:

$$\mathbf{v}_r^{qd0} = (\omega - \omega_r) \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \lambda_r^{qd0} + p \lambda_r^{qd0} + r_r^{qd0} i_r^{qd0} \quad (3-26)$$

Da mesma forma que foi feita para as tensões do estator e do rotor, a transformação pode ser aplicada também para as equações de fluxo. Sendo assim, aplicando a transformada qd nas equações de fluxo do estator e do rotor, obtém-se:

$$\begin{bmatrix} \lambda_{sq} \\ \lambda_{sd} \\ \lambda_{s0} \\ \lambda'_{rq} \\ \lambda'_{rd} \\ \lambda'_{r0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{ls} + L_m & 0 & 0 & L_m & 0 & 0 \\ 0 & L_{ls} + L_m & 0 & 0 & L_m & 0 \\ 0 & 0 & L_{ls} & 0 & 0 & 0 \\ L_m & 0 & 0 & L'_{lr} + L_m & 0 & 0 \\ 0 & L_m & 0 & 0 & L'_{lr} + L_m & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & L'_{lr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sq} \\ i_{sd} \\ i_{s0} \\ i'_{rq} \\ i'_{rd} \\ i'_{r0} \end{bmatrix} \quad (3-27)$$

As grandezas do rotor com o apóstrofo são valores referidos ao estator, conforme:

$$\lambda'_{rq} = \frac{N_s}{N_r} \lambda_{rq} \quad \lambda'_{rd} = \frac{N_s}{N_r} \lambda_{rd} \quad (3-28)$$

$$i'_{rq} = \frac{N_s}{N_r} i_{rq} \quad i'_{rd} = \frac{N_s}{N_r} i_{rd} \quad (3-29)$$

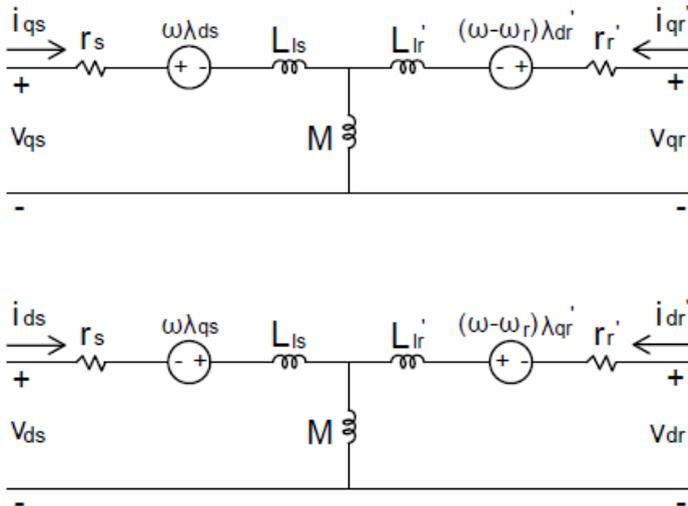
$$L'_{lr} = \left(\frac{N_s}{N_r} \right)^2 L_{lr} \quad (3-30)$$

A indutância magnetizante do lado do estator é:

$$L_m = \frac{3}{2} L_{ss} = \frac{3 N_s}{2 N_r} L_{sr} = \frac{3 N_s}{2 N_r} L_{rr} \quad (3-31)$$

Com base nas equações finais das tensões e dos fluxos do estator e do rotor, obtêm-se os circuitos equivalentes em coordenadas arbitrárias qd , conforme Figura 3-5.

Figura 3-5 - Representação do circuito equivalente da máquina de indução em um referencial arbitrário.



Fonte: próprio autor.

Para o conjugado eletromecânico e também para as potências ativa e reativa, pode-se aplicar o mesmo conceito de transformação.

Tabela 1 – Equações no referencial genérico para o DFIG.

Equações das tensões do estator:
$v_{sq} = r_s i_{sq} + \omega \lambda_{sd} + \frac{d}{dt} \lambda_{sq}$ $v_{sd} = r_s i_{sd} - \omega \lambda_{sq} + \frac{d}{dt} \lambda_{sd}$ $v_{s0} = r_s i_{s0} + \frac{d}{dt} \lambda_{s0}$
Equações das tensões do rotor:
$v'_{rq} = r'_r i'_{rq} + (\omega - \omega_r) \lambda'_{rd} + \frac{d}{dt} \lambda'_{rq}$ $v'_{rd} = r'_r i'_{rd} - (\omega - \omega_r) \lambda'_{rq} + \frac{d}{dt} \lambda'_{rd}$ $v'_{r0} = r'_r i'_{r0} + \frac{d}{dt} \lambda'_{r0}$
Equações dos fluxos:
$\lambda_{sq} = (L_{ls} + L_m) i_{sq} + L_m i'_{rq}$ $\lambda_{sd} = (L_{ls} + L_m) i_{sd} + L_m i'_{rd}$ $\lambda_{0s} = L_{ls} i_{0s}$ $\lambda'_{rq} = (L'_{lr} + L_m) i'_{rq} + L_m i_{sq}$ $\lambda'_{rd} = (L'_{lr} + L_m) i'_{rd} + L_m i_{sd}$ $\lambda'_{s0} = L'_{lr} i'_{r0}$
Equação do conjugado eletromecânico:
$T_{em} = \frac{3P}{2} (\lambda_{sd} i_{sq} - \lambda_{sq} i_{sd})$
Equações das potências ativa e reativa do estator:
$P_s = \frac{3}{2} (v_{sq} i_{sq} + v_{sd} i_{sd})$ $Q_s = \frac{3}{2} (v_{sq} i_{sd} - v_{sd} i_{sq})$
Equações das potências ativa e reativa do rotor:
$P_r = \frac{3}{2} (v_{rq} i_{rq} + v_{rd} i_{rd})$ $Q_r = \frac{3}{2} (v_{rq} i_{rd} - v_{rd} i_{rq})$

Sendo assim, na Tabela 1 são apresentadas as equações das tensões, fluxos e do conjugado eletromecânico em coordenadas qd em um referencial genérico.

As equações das tensões podem ser obtidas em outro referencial, não genérico, fixando a velocidade angular no referencial desejado. Existem três referências que normalmente são utilizados para análise de máquina de indução, são elas: referencial estacionário ou $\alpha\beta 0$ que é obtido fixando $\omega = 0$; referencial rotórico onde é fixado $\omega = \omega_r$; e por fim o referencial síncrono que é obtido fixando $\omega = \omega_e$.

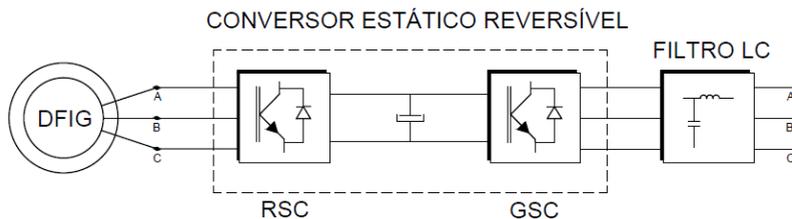
O comportamento do DFIG pode ser descrito e será o mesmo para qualquer um dos referenciais escolhidos, contudo, as condições de operação irão determinar o referencial escolhido.

3.2 CONTROLE DO CONVERSOR DO LADO DA REDE

O uso do DFIG em sistemas de geração de energia eólica requer um conversor bidirecional em potência, conectado entre o circuito do rotor e da rede, possibilitando a operação em velocidades tanto acima quanto abaixo da síncrona (VOLTOLINI, 2007). Esse conversor é constituído por dois inversores trifásicos de tensão conectados por um elo CC, formando um conversor CA/CC/CA ou *back-to-back*.

A Figura 3-6 mostra a estrutura do conversor estático CA/CC/CA conectado ao circuito do rotor. Nesse conversor estão presentes dois conversores, um ligado a rede, via filtro LC, chamado de GSC e o outro, ligado diretamente ao rotor da máquina que é conhecido por RSC.

Figura 3-6 - Estrutura do conversor estático do DFIG conectado ao circuito do rotor



Fonte: próprio autor.

A principal função do GSC é controlar a tensão no barramento CC, independentemente da potência que flui pelo circuito do rotor, através do fornecimento ou consumo de potência ativa da rede e também controlar o fluxo de potência reativa para a rede, através da injeção ou consumo de potência reativa (LIU, 2011). Tal controle é realizado a partir dos vetores tensão e corrente da rede e do filtro.

A regulação eficiente de tensão do barramento CC aumenta a controlabilidade da máquina em corrente. Para isso, o sistema de controle deve garantir um equilíbrio entre a potência de entrada e saída dos conversores (MACHADO, 2008).

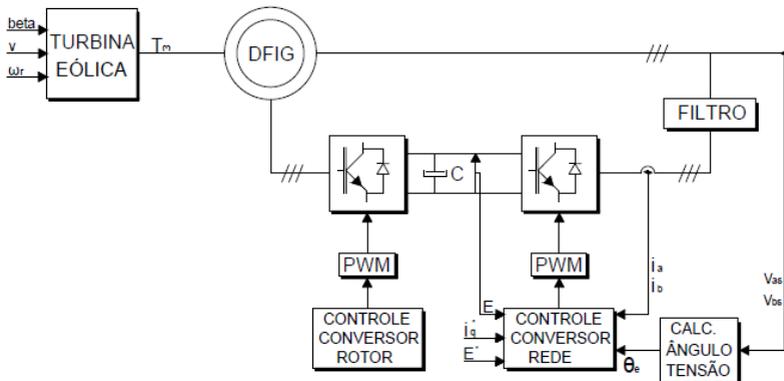
Como o GSC é conectado à rede através de um filtro, possibilita que, nessa configuração, o conversor possa operar com tensão constante no barramento CC, baixa distorção harmônica injetada na rede, fluxo bidirecional de potência e possibilidade de ajuste de fator de potência da rede.

O conversor do lado do rotor controla as potências ativa e reativa que fluem do DFIG para a rede elétrica. Esse conversor será melhor detalhado na seção 3.3.

3.2.1 Estrutura do GSC

A estrutura básica do GSC pode ser vista na Figura 3-7, onde são apresentados, de forma simplificada, os blocos dos controles dos conversores, o modulador PWM, o filtro do conversor do lado da rede, a turbina eólica e o DFIG. Nessa estrutura é possível observar que o estator do DFIG está diretamente conectado a rede, ou seja, o mesmo irá sofrer com quaisquer distúrbios provenientes da rede.

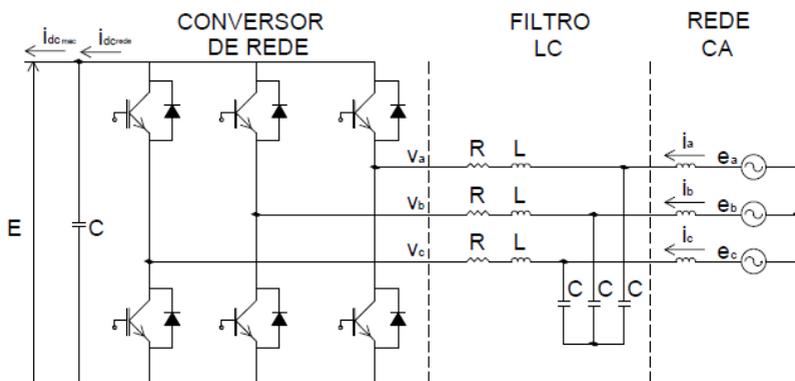
Figura 3-7 - Estrutura básica de controle do conversor Back-to-Back com ênfase no controle do GSC.



Fonte: adaptado de OLIVEIRA, 2004.

Os detalhes de conexão entre o barramento CC, o conversor da rede, o filtro de saída e a rede podem ser vistos na Figura 3-8. Nessa figura o filtro LC está conectado entre a rede e conversor com o objetivo de diminuir os harmônicos injetados na rede e por isso deve ser levado em consideração no equacionamento do modelo do conversor.

Figura 3-8 - Detalhes do circuito do conversor da rede



Fonte: adaptado de OLIVEIRA, 2004.

No circuito acima, a equação da tensão da rede pode ser obtida desprezando-se a corrente no capacitor do filtro LC, pois na frequência da tensão da rede a impedância do capacitor é muito grande:

$$\vec{e} = R\vec{i} + L \frac{d}{dt} \vec{i} + j\omega L\vec{i} + \vec{v} \quad (3-32)$$

A partir de (3-32), separando em eixos coordenados qd :

$$e_q = Ri_q + L \frac{d}{dt} i_q + j\omega Li_d + v_q \quad (3-33)$$

$$e_d = Ri_d + L \frac{d}{dt} i_d - j\omega Li_q + v_d \quad (3-34)$$

Por fim, a equação que completa o modelo do sistema é a equação do capacitor do link CC que pode ser representada por:

$$C \frac{d}{dt} E = idc_{rede} + idc_{mac} \quad (3-35)$$

Sendo idc_{rede} e idc_{mac} as correntes contínuas provenientes da rede e do conversor do rotor, respectivamente.

As equações (3-33) à (3-35) descrevem o modelo matemático do sistema do conversor do lado da rede, do filtro, da rede elétrica e do capacitor que será utilizado para a simulação e análise do controle.

Para o controle do GSC será adotado os eixos coordenados girando em sincronismo com a rede, ou seja, $\omega = \omega_e$. Com isso, além de simplificar o controle do GSC, tem-se um controle linear de corrente. Sendo assim, o ângulo do vetor de tensão da rede é determinado de maneira que o mesmo seja alinhado com o eixo direto (d) do vetor de tensão da rede.

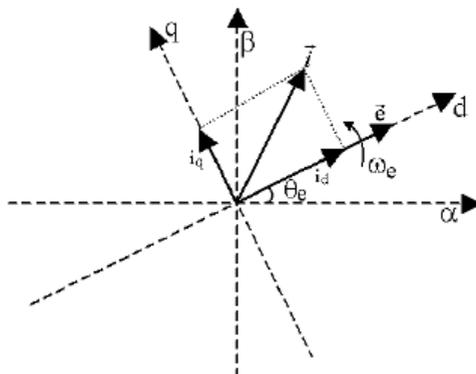
Com essa orientação pelo vetor de tensão nos eixos coordenados qd no referencial síncrono, a tensão no eixo “ d ” será constante e igual à amplitude da tensão da rede. Já a tensão no eixo “ q ” será igual à zero, ou seja, $e_d = |\vec{e}|$ e $e_q = 0$. A Figura 3-9 mostra as variáveis do sistema operando em sincronismo com a rede.

Com base nas equações apresentadas na Tabela 1 e, considerando a tensão de eixo em quadratura igual a zero, devido ao alinhamento descrito acima, as equações para as potências ativa e reativa, que circulam pelo conversor serão:

$$P = \frac{3}{2} e_d i_d \quad (3-36)$$

$$Q = -\frac{3}{2} e_d i_q \quad (3-37)$$

Figura 3-9 – Representação dos eixos coordenados para a orientação em referencial síncrono, orientado pela tensão da rede.



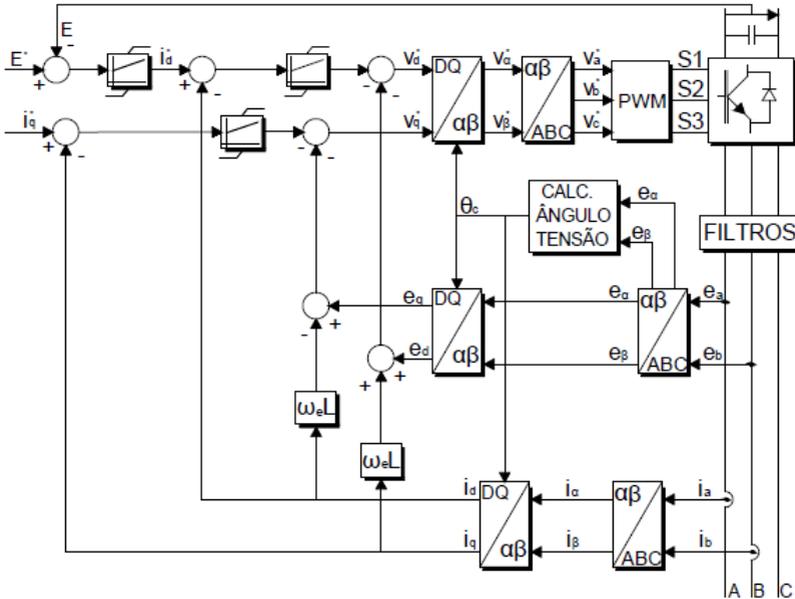
Fonte: OLIVEIRA, 2004.

Dessa forma o fluxo de potência ativa e reativa que circula pelo conversor poderá ser controlado apenas pelas correntes de eixo direto e de eixo em quadratura, respectivamente. Outro ponto importante é que, observando a equação (3-37), pode-se concluir que para que se tenha fator de potência unitário no conversor da rede, ou seja, apenas fluxo de potência ativa, a referência de corrente de eixo em quadratura poderá ser feita igual a zero.

Na prática o controle de potência reativa pode ser feito tanto pelo GSC quanto pelo RSC. A quantidade de fluxo de potência reativa irá determinar o tamanho do conversor que, via de regra, tem aproximadamente 35% da capacidade de potência do DFIG, sendo essa uma vantagem em relação ao PMSG. Para esse trabalho será considerado o controle de potência reativa apenas pelo RSC, sendo assim, será considerado para fins de simulação que a corrente de referência do eixo em quadratura será igual à zero ($i_q=0$) e, como

consequência, não haverá controle de potência reativa pelo conversor da rede. A estrutura do controle do GSC é mostrada na Figura 3-10.

Figura 3-10 – Estrutura do controle do GSC.



Fonte: adaptado de OLIVEIRA, 2004.

Nessa estrutura é possível verificar que o conversor da rede terá apenas três malhas de controle: malha de controle de corrente de eixo direto; malha de controle de corrente de eixo em quadratura e malha de controle de tensão no capacitor do elo CC.

As malhas internas são as malhas de corrente. Já a malha externa a corrente de eixo direto é a malha de controle da tensão do barramento CC. Não existe malha externa da corrente em quadratura,

pois não existirá controle de potência reativa no GSC nesse trabalho. Todos os três controladores são do tipo PI.

Ainda, nessa estrutura é possível observar que o erro de tensão do capacitor do elo CC é processado pelo controlador PI gerando assim o sinal de referência i_d^* que será comparado com o sinal de corrente i_d gerado a partir de medições e transformações sintetizadas na simulação.

As tensões da rede passam pelo filtro, depois são transformadas em componentes estacionários, e_α e e_β através da transformação $ABC/\alpha\beta$. Em seguida é calculado o ângulo da tensão (θ_e), conforme:

$$\theta_e = \arctan \frac{e_\beta}{e_\alpha} \quad (3-38)$$

Com o ângulo de tensão calculado, os sinais de tensão e_α e e_β são então transformados na referência de eixo em quadratura de tensão girando em sincronismo com a rede. O mesmo é feito para os sinais de corrente, que também utilizam o ângulo de tensão da rede como referência. Os sinais de corrente são transformados em i_d e i_q e serão comparados com os sinais de referência provenientes das malhas externas (para o caso da corrente em quadratura o valor de referência foi definido como zero). Também está representado na estrutura o termo de desacoplamento, necessário para que os controles de corrente sejam feitos de maneira independente.

Os sinais v_d^* e v_q^* são então transformados para v_α^* e v_β^* e em seguida em tensões trifásicas ABC que servirão como referência a serem sintetizadas pelo modulador PWM e os pulsos são então enviados para as chaves do conversor.

Em (MACHADO, 2008) é dito que existem dois modelos utilizados para simular o DFIG com o controle. Um deles é o modelo vetorial, ou fasorial, adequado para simular oscilações eletromecânicas de baixa frequência por longos períodos de tempo (dezenas de segundo). Nesse método as tensões e correntes são substituídas por fasores ou vetores à frequência nominal da rede. O outro modelo é o modelo detalhado, onde são simulados os conversores *back-to-back*, com suas chaves e sinais de *gates*. Esse modelo é adequado para simulações mais rápidas (milissegundos a um segundo).

Nesse trabalho o modelo que será simulado é o modelo vetorial, ou fasorial, dessa forma não serão apresentados maiores detalhes das chaves dos conversores, tipicamente IGBT's, ou dos circuitos de disparos, forma de onda de entrada e saída dos conversores. O foco do trabalho está nas formas de onda do DFIG e no controle adequado da potência ativa e reativa, da tensão do barramento CC além das correntes, que são as malhas internas de controle. Nesse sentido, o conversor será considerado ideal nas simulações e nos equacionamentos, ou seja, será considerado como um bloco de ganho unitário.

3.2.2 Malha de controle das correntes

A partir das equações (3-33) e (3-34) observa-se que existe um acoplamento entre os eixos qd . Os acoplamentos surgem pelo fato de que as componentes de corrente em um dado eixo, girando a velocidade síncrona produzem uma componente de tensão na direção do eixo complementar. Para que se tenha um controle de corrente mais robusto é necessário que haja um desacoplamento entre as componentes de eixo qd .

De encontro a essa necessidade, os termos de desacoplamentos $(\omega_e li_q)$ e $(\omega_e li_d)$ são compensados, garantindo assim o desacoplamento entre os eixos qd , conforme é mostrado na Figura 3-10.

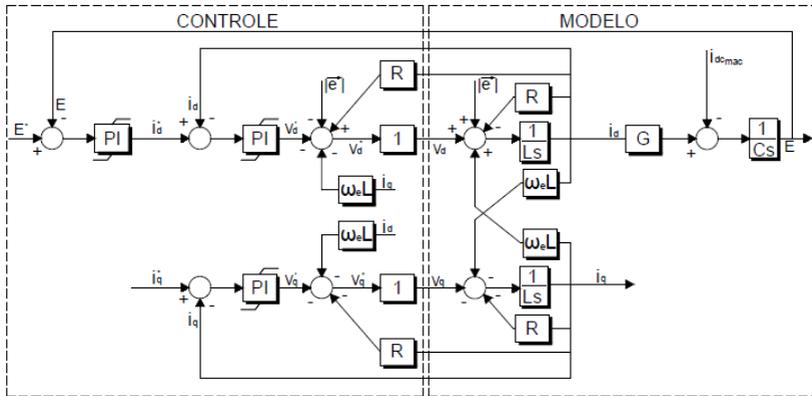
Uma vez feitas às compensações, o controle de potência ativa e, consequentemente de tensão no elo CC, é realizado através do canal de eixo direto, onde são usados controladores PI (proporcional integral), para gerar a corrente de referência de eixo direto i_d^* . O erro de corrente de eixo direto, que é gerado pela corrente de referência, e o valor real da corrente de eixo direto passa por outro PI gerando agora o sinal de referência de tensão que será sintetizado pelo GSC. A parcela de corrente absorvida do elo CC pelo conversor do rotor, pode ser compensada através de realimentação direta.

A corrente de referência do eixo em quadratura será considerada igual à zero, pois nesse trabalho o fator de potência do GSC será considerado unitário, ou seja, apenas será permitido fluxo de potência ativa por esse conversor.

A Figura 3-11 apresenta o diagrama de bloco que corresponde ao sistema de controle completo. Nesse diagrama, são apresentados a malha externa de tensão do barramento CC, as malhas internas de corrente e o conversor ideal representado por um bloco unitário. Conforme (OLIVEIRA, 2009) também é representado a não linearidade entre a corrente de eixo direto do lado da rede e a corrente contínua injetada no elo CC, conforme:

$$\mathbf{G} = \frac{3}{2} \frac{|\vec{e}|}{E} \quad (3-39)$$

Figura 3-11 Estratégia de controle completo do GSC.



Fonte: próprio autor.

Observando a Figura 3-11 nota-se que, para o modelo vetorial, o controle se resume a três controladores do tipo PI. Sendo assim, a determinação dos ganhos desses controladores é essencial para o funcionamento adequado do sistema de geração.

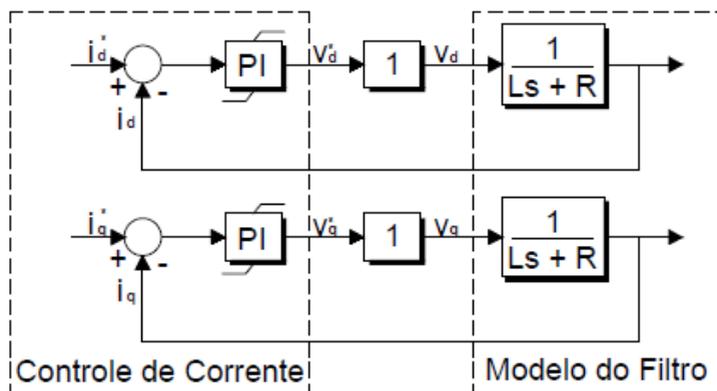
Para a determinação dos ganhos dos controladores, devem ser escolhidas as faixas de passagem das malhas de controle, sendo que essas preferencialmente tem por referência a frequência de chaveamento dos conversores. Para esse estudo foi escolhido o valor de 5kHz.

Seguindo as diretrizes clássicas de controle, para que o conversor tenha a capacidade de impor corrente ao sistema, é necessário que o polo da malha de corrente seja posicionado em uma frequência suficientemente inferior a frequência de chaveamento. Segundo o critério de dominância, essas frequências devem estar afastadas numa faixa de 5 a 10 vezes aproximadamente.

Com base nesse critério, a malha mais rápida do sistema, referente ao ganho proporcional de corrente, terá o posicionamento do seu polo em 1000Hz. Seguindo o mesmo critério para as demais malhas, o posicionamento da segunda malha mais rápida, referente ao ganho integral de corrente será em 200Hz.

A Figura 3-12 mostra um diagrama simplificado das malhas de controle de corrente de eixo direto e de eixo em quadratura do conversor da rede. Como o acoplamento cruzado entre os eixos qd e a tensão da rede são compensados, os mesmos foram omitidos. O conversor é representado por um bloco unitário.

Figura 3-12 - Diagrama simplificado das malhas de controle de corrente do GSC.



Fonte: adaptado de OLIVEIRA, 2009.

Os ganhos do PI da malha de corrente são obtidos com base na função de transferência do sistema em malha fechada:

$$G_{s_{in}}(s) = \frac{i_d(s)}{i_d^*(s)} = \frac{KP_{in}s + KI_{in}}{Ls^2 + (KP_{in} + R)s + KI_{in}} \quad (3-40)$$

sendo KP_{in} e KI_{in} os ganhos proporcional e integral da malha interna, respectivamente.

Aplicando a técnica de alocação dos polos:

$$s^2 + \frac{KP_{in} + R}{L}s + \frac{KI_{in}}{L} = s^2 + (\omega_{c1in} + \omega_{c2in})s + \omega_{c1in}\omega_{c2in} \quad (3-41)$$

onde ω_{c1in} e ω_{c2in} são as frequências de corte dos ganhos proporcional e integral, respectivamente.

Desse modo, o valor aproximado para os ganhos proporcional e integral será:

$$KP_{in} = (\omega_{c1in} + \omega_{c2in})L - R \quad (3-42)$$

$$KI_{in} = (\omega_{c1in}\omega_{c2in})L \quad (3-43)$$

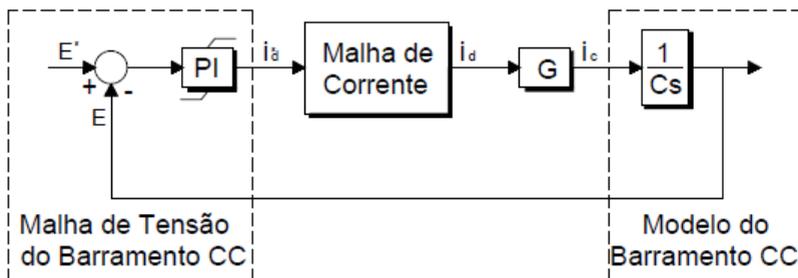
3.2.3 Malha de controle da tensão do barramento CC

Para o controle da tensão do elo CC, a sintonia dos controladores deve seguir os mesmos critérios adotados para as malhas de corrente. Sendo assim, as malhas relacionadas ao ganho proporcional e ao ganho integral terão seus polos posicionados em 40Hz e 8Hz respectivamente.

Assim como foi feito para as malhas de correntes, uma vez definidas as frequências de passagem para as malhas, os seus ganhos podem ser calculados. A Figura 3-13 mostra um digrama de blocos da malha de controle de tensão no capacitor do barramento CC. Nesse

diagrama a perturbação referente à parcela de corrente que flui para o RSC do barramento CC não é apresentada, uma vez que a mesma pode ser compensada.

Figura 3-13 - Diagrama simplificado da malha de controle de tensão do barramento CC do GSC.



Fonte: adaptado de OLIVEIRA, 2009.

A função de transferência de malha fechada para o sistema acima é expressa por:

$$G_{sE}(s) = \frac{E(s)}{E^*(s)} = \frac{G(KP_E s + KI_E)}{Cs^2 + GKP_E s + GKI_E} \quad (3-44)$$

onde KP_E e KI_E são os ganhos proporcional e integral da malha externa, respectivamente.

Os ganhos das malhas de controle do barramento CC são então obtidos aplicando-se a técnica de alocação de polos conforme:

$$KP_E = \frac{C}{G}(\omega_{c1E} + \omega_{c2E}) \quad (3-45)$$

$$KI_E = \frac{C}{G}(\omega_{c1E}\omega_{c2E}) \quad (3-46)$$

onde ω_{c1E} e ω_{c2E} são as frequências de corte dos ganhos proporcional e integral, respectivamente.

Os valores dos ganhos das malhas de correntes e da malha de tensão do barramento CC são apresentados no apêndice A.

3.3 CONTROLE DO CONVERSOR DO LADO DO ROTOR

O controle do conversor do lado do rotor, conversor esse idêntico ao conversor do lado da rede, tem por objetivo otimizar a potência extraída da turbina para quaisquer velocidades de vento (OLIVEIRA, 2009). Sendo assim, o controle será realizado através de imposição de correntes de rotor e como consequência poderá se controlar a potência ativa fornecida para rede e a potência reativa do estator do DFIG, de maneira desacoplada e independente da velocidade da turbina.

Para o conversor do rotor, podem ser adotadas diferentes estratégia de controle, dependendo das variáveis que se deseja controlar ou estudar. Em (OLIVEIRA, 2004) foram apresentadas três estratégias de controle:

- Controle de velocidade e potência reativa;
- Controle de potência ativa e potência reativa;
- Controle de conjugado e potência reativa.

Para cada uma das estratégias de controle estudadas em (OLIVEIRA, 2004), foram apresentados os resultados de simulação para

três condições de vento: rampa, rajada e degrau, e para cada uma delas foi considerado tanto para velocidade aumentando quanto diminuindo. Cada uma das estratégias tem sua particularidade e apresenta alguma vantagem ou desvantagem e tem um propósito próprio.

Entretanto, segundo o estudo comparativo feito por (OLIVEIRA,2004), a estratégia de controle de velocidade foi a que obteve melhores resultados se comparada com as estratégias de conjugado eletromagnético e potência ativa, devido ao fato dessa estratégia sempre operar na relação ótima de velocidade, possibilitando um melhor aproveitamento de energia dos ventos para a conversão em energia elétrica.

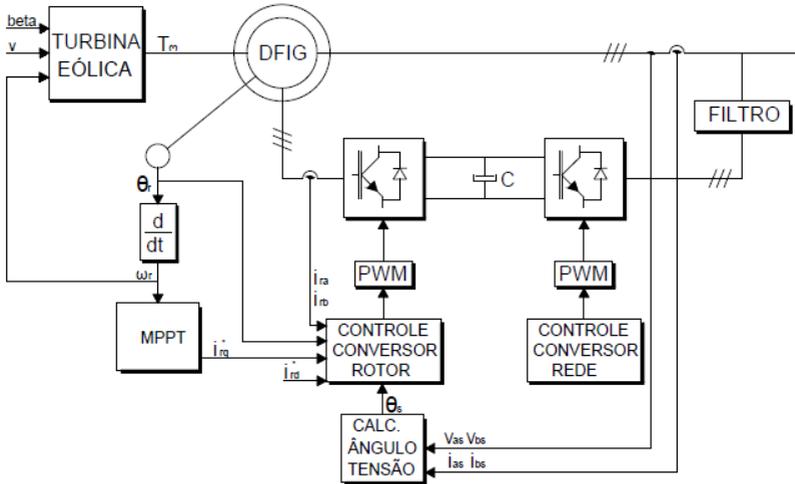
Embora o controle de velocidade se apresente como uma estratégia de alto desempenho com uma dinâmica de resposta rápida, o mesmo exige um completo domínio da dinâmica mecânica do conjunto gerador-turbina e não é muito recomendável para grandes turbinas, uma vez que depende da velocidade do vento medido, sendo esta uma variável muito susceptível a perturbações (LIU, 2011). Já o controle de potência apresenta a melhor qualidade de energia gerada, por apresentar uma dinâmica natural mais lenta. Por essas razões, nesse trabalho o controle empregado será o controle de potência ativa e reativa para o conversor do lado do rotor.

3.3.1 Estrutura do RSC

A estrutura básica do RSC pode ser vista na Figura 3-14, onde são apresentados, de forma simplificada, os blocos dos controles dos conversores, o modulador PWM, a turbina eólica e o DFIG. Nessa estrutura é destacado o controle do RSC e suas variáveis de interesse.

Com essa estrutura é possível controlar as correntes de rotor de eixos qd , através das correntes de referências do rotor em função das variáveis a serem controladas.

Figura 3-14 Estrutura básica de controle do conversor Back-to-Back com ênfase no controle do RSC.

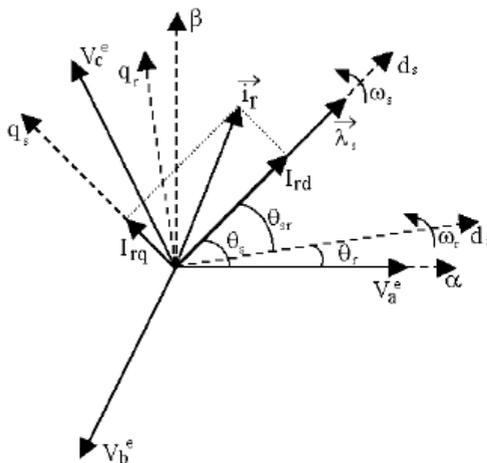


Fonte: adaptado de OLIVEIRA, 2004.

Para que seja possível obter um desacoplamento entre os eixos coordenados, e dessa forma permitir um controle de potência ativa independente do controle de potência reativa, é necessário que se tenha o alinhamento do sistema de coordenadas síncrono com o fluxo do estator. Na Figura 3-15 é mostrado o diagrama vetorial das variáveis da máquina, e os ângulos utilizados no controle das correntes de rotor do DFIG. Os eixos qd são girantes a velocidade ω_s , que é função da frequência da rede f_s .

O eixo direto ds do sistema de referência de estator é alinhado na direção do vetor fluxo do estator $\vec{\lambda}_s$, fazendo um ângulo θ_s com o sistema de eixos fixos no estator ($\alpha\beta$).

Figura 3-15 - Diagrama fasorial para a orientação no fluxo do estator.



Fonte: OLIVEIRA, 2004.

Para o controle das correntes de rotor do DFIG é necessário a determinação do ângulo existente entre o sistema de referência de estator e o sistema de referência de rotor, surgindo o ângulo θ_{sr} . Sendo assim, tem-se as componentes da corrente de rotor de eixos coordenados orientadas segundo o fluxo do estator.

As equações de tensão de estator do DFIG nos eixos $qd\theta$ em referencial genérico foram mostradas na Tabela 1, considerando o fluxo do estator como variável de estado. Sabendo que $\vec{\lambda}_s = \lambda_s + j0$, portanto $\lambda_{ds} = \lambda_s$ e $\lambda_{qs} = 0$, obtém-se:

$$v_{sq} = r_s i_{sq} + \omega_s \lambda_s \quad (3-47)$$

$$v_{sd} = r_s i_{sd} + \frac{d}{dt} \lambda_s \quad (3-48)$$

$$i_{sq} = -\frac{L_m i'_{rq}}{L_{ss}} \quad (3-49)$$

$$i_{sd} = \frac{\lambda_{sd} - L_m i'_{rd}}{L_{ss}} \quad (3-50)$$

3.3.2 Malha de controle das correntes de rotor

Nessa subseção será apresentado um modelo simplificado para o DFIG que seja adequado para o projeto dos controladores PI das correntes de rotor nos eixos qd . Para tanto é necessário primeiro que se definam as variáveis de controle.

Substituindo as equações (3-49) e (3-50) nas equações das tensões do estator e omitindo-se o apóstrofo para simplificação, obtém-se:

$$\frac{d}{dt} \lambda_s = v_{sd} - r_s \frac{\lambda_{sd}}{L_{ss}} + r_s \frac{L_m i_{rd}}{L_{ss}} \quad (3-51)$$

$$\lambda_s \omega = v_{sq} - r_s \frac{L_m i_{rq}}{L_{ss}} \quad (3-52)$$

Substituindo também as equações (3-49) e (3-50) nas equações de fluxo de rotor e em seguida na equação de tensão de eixo direto do rotor, obtém-se:

$$v_{rd} = r_r i_{rd} + \frac{d}{dt} i_{rd} L_{eq} + \frac{d}{dt} \lambda_s \frac{L_m}{L_{ss}} - (\omega_s - \omega_r) i_{rq} L_{eq} \quad (3-53)$$

onde:

$$L_{eq} = \frac{L_{rr}L_{ss} - L_m^2}{L_{ss}} \quad (3-54)$$

Na equação (3-53), isolando a variável $\frac{d}{dt}i_{dr}$, substituindo a equação (3-51), considerando um erro de estimação de fluxo do estator praticamente nulo, e $r_s \approx 0$, tem-se:

$$\frac{d}{dt}i_{rd} = \frac{v_{rd}}{L_{eq}} - \frac{v_{sd}L_m}{L_{eq}L_{ss}} - r_r \frac{i_{rd}}{L_{eq}} + (\omega_s - \omega_r)i_{rq} \quad (3-55)$$

O mesmo pode ser feito para o eixo em quadratura:

$$\frac{d}{dt}i_{rq} = \frac{v_{rq}}{L_{eq}} - \frac{L_m}{L_{eq}L_{ss}}(v_{sq} - \lambda_s \omega_r) - r_r \frac{i_{rq}}{L_{eq}} + (\omega_r - \omega_s)i_{rd} \quad (3-56)$$

Nota-se nas equações (3-55) e (3-56) que existe um acoplamento entre as correntes de eixo qd . Assim como foi feito para o GSC, será necessário inserir um termo de desacoplamento para tornar o controle mais robusto.

Para o cálculo dos controladores, considera-se que o efeito entre os acoplamentos é pequeno. Esse argumento também é válido, pois uma vez que o acoplamento será compensado, o mesmo pode ser desconsiderado no projeto dos controladores.

Sendo assim, desconsiderando o acoplamento entre os eixos qd e considerando a rede elétrica como um distúrbio, obtém-se:

$$\frac{d}{dt}i_{rq} = \frac{v_{rq}}{L_{eq}} - r_r \frac{i_{rq}}{L_{eq}} \quad (3-57)$$

$$\frac{d}{dt} i_{rd} = \frac{v_{rd}}{L_{eq}} - r_r \frac{i_{rd}}{L_{eq}} \quad (3-58)$$

A partir das equações acima é possível projetar os controladores PI utilizando uma técnica clássica, conforme será mostrado a seguir.

Conforme, (COSTA, 2006) o controlador PI e a planta do sistema podem ser representados por:

$$G_c(s) = \frac{sK_{Pc} + K_{Ic}}{s(sL_{eq} + r_r)} \quad (3-59)$$

Para a malha fechada com realimentação unitária, considerando que o valor de r_r é desprezível em relação ao ganho K_{Pc} , tem-se:

$$T_c(s) = \frac{s \frac{K_{Pc}}{L_{eq}} + \frac{K_{Ic}}{L_{eq}}}{s^2 + \frac{K_{Pc}}{L_{eq}} s + \frac{K_{Ic}}{L_{eq}}} \quad (3-60)$$

A equação (3-60) é um sistema de segunda ordem. Tal expressão no domínio da frequência tem o seguinte formato:

$$T(j\omega_b) = \frac{2\xi\omega_n(j\omega_b) + \omega_n^2}{(j\omega_b)^2 + 2\xi\omega_n(j\omega_b) + \omega_n^2} \quad (3-61)$$

onde ξ é o coeficiente de amortecimento e ω_b é a largura da banda, que indica a frequência na qual o ganho começa a exceder o seu valor de baixa frequência, ou seja, indica quão bem o sistema irá se comportar a uma entrada de onda senoidal.

O valor usual utilizado de largura de banda é:

$$20\log|T(j\omega_b)| = -3db \quad (3-62)$$

Entretanto, frequentemente utiliza-se o valor de 3,01 db, o que equivale a um ganho de 0,707. Igualando a equação (3-61) a 0,707 e resolvendo a equação obtêm-se os seguintes valores para os ganhos:

$$K_{Pc} = 2\xi\omega_n L_{eq} \quad (3-63)$$

$$K_{Ic} = \omega_n^2 L_{eq} \quad (3-64)$$

As malhas de controle de corrente de eixos *qd*, possuem a mesma dinâmica e por isso os ganhos serão os mesmos. Os valores dos ganhos serão apresentados no apêndice A.

3.3.3 Malha de controle das potências

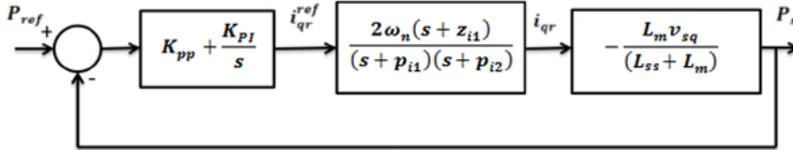
Para o projeto dos controladores de potência, considera-se como função de transferência da potência em malha aberta e o laço de corrente do rotor em malha fechada. Sendo assim, considerando a mesma equação padrão (3-61) a expressão da função de transferência pode ser simplificada para:

$$T(j\omega_b) = \frac{2\xi\omega_n s + \omega_n^2}{(s + \omega_n)^2} \quad (3-65)$$

Pode-se afirmar que a equação (3-65) tem dois polos idênticos em $-\omega_n$ e um zero em $-\omega_n/2$. Das equações de potência ativa e

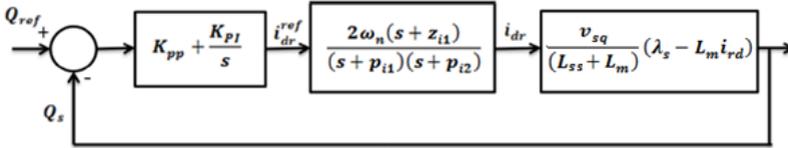
reativa do estator, chega-se a função de transferência de malha fechada, representados pelas Figura 3-16 e Figura 3-17:

Figura 3-16 - Diagrama de blocos do projeto de controle em malha fechada da potência ativa.



Fonte: RODRIGUEZ, 2011.

Figura 3-17 - Diagrama de blocos do projeto de controle em malha fechada da potência reativa.



Fonte: RODRIGUEZ, 2011.

onde K_{pp} é o ganho proporcional do controlador de potência e K_{PI} é o ganho integral.

Conforme, (RODRIGUEZ, 2011) e com base nas Figura 3-16 e Figura 3-17, o controlador PI pode ser representado por:

$$G_c(s) = \frac{K_{pp}(s + \frac{K_{PI}}{K_{pp}})}{s} \quad (3-66)$$

Pode-se definir $\frac{K_{PI}}{K_{PP}} = |p_{i1}|$, o que ocasiona em um cancelamento de polos. Ainda, definindo-se:

$$KPQ\alpha = \frac{L_m}{(L_{ls} + L_m)} v_{sq} \quad (3-67)$$

a nova função de transferência fica assim determinada, já considerando um sistema de amortecimento ótimo:

$$T_s(s) = \frac{2K_{pp}\omega_n KPQ\alpha (s + \frac{\omega_n}{2})}{s^2 + (2\omega_n K_{pp} KPQ\alpha + \omega_n)s + K_{pp} KPQ\alpha \omega_n^2} = 0,707 \quad (3-68)$$

Resolvendo a equação (3-68) e isolando K_{pp} chega-se a seguinte solução:

$$K_{pp} = \sqrt{\left[\frac{1 + \left(\frac{\omega_b}{\omega_n}\right)^2}{4 \left(\frac{\omega_b}{\omega_n}\right)^2 + 1} \right]} \cdot \frac{1}{KPQ\alpha^2} \quad (3-69)$$

Da mesma forma, para a potência reativa:

$$KPQr = \frac{v_{sq}}{(L_{ss} + L_m)} (\lambda_s - i_{rd}L_m) \quad (3-70)$$

Resolvendo a equação da mesma forma que foi feito para a potência ativa, chega-se ao valor do ganho proporcional:

$$K_{ppr} = \sqrt{\left[\frac{1 + \left(\frac{\omega_b}{\omega_n}\right)^2}{4 \left(\frac{\omega_b}{\omega_n}\right)^2 + 1} \right]} \cdot \frac{1}{KPQr^2} \quad (3-71)$$

A malha de controle das correntes, interna, é mais rápida do que a malha das potências, externas. Sendo assim, a escolha dos polos da malha de potência e também de corrente devem ser feitas levando em consideração tal condição.

Os valores dos ganhos serão apresentados no apêndice A.

3.4 CONCLUSÃO

Nesse capítulo foi apresentado o modelo matemático do gerador de indução duplamente alimentado. Foi necessário fazer algumas considerações sobre o gerador, com o objetivo de tornar o equacionamento do mesmo mais simples. Sem tais considerações as equações em variáveis naturais apresentam um sistema de primeira ordem com oito equações, exigindo um esforço grande para a solução dessas equações, inclusive computacional.

A partir do modelo do gerador foram obtidas as equações em referência $qd0$, e a partir dessas equações foram modeladas as malhas de controle dos conversores do lado do rotor e do lado da rede.

As estratégias de controle adotadas para os dois conversores, RSC e GSC, foram escolhidas com base na literatura especializada no assunto. Para o GSC foi necessário efetuar um desacoplamento entre as variáveis de eixo direto e de eixo em quadratura a fim de deixar o

controle mais robusto e também simplificar o equacionamento. Embora não tenha sido apresentado, para o RSC também será feito um desacoplamento entre as variáveis qd , com o mesmo propósito.

No Capítulo 5 serão apresentados os resultados de simulação obtidos a partir do modelo da DFIG e de seus conversores, com o objetivo de validar os modelos e as simplificações realizadas durante o equacionamento.

4 SISTEMA DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA USANDO PMSG

Os geradores utilizados em sistemas de geração eólica podem ser classificados em como: velocidade fixa ou variável. Os primeiros desenvolvimentos para geração de energia proveniente dos ventos foram feitos utilizando turbinas eólicas com velocidade fixa e geradores de indução. Esse sistema tem como principal desvantagem, o baixo desempenho, a baixa qualidade de energia, além o alto desgaste mecânico.

A fim de maximizar a captura de energia dos ventos, estudos foram desenvolvidos para que fosse possível gerar energia eólica a partir de turbinas com velocidades variáveis. Nesse caso, os dois principais geradores utilizados nessa topologia, com turbina de velocidade variável e conversor, são o DFIG e o PMSG. O primeiro foi foco de estudo no capítulo anterior, onde foram obtidas as equações de estado, e também as equações em coordenadas síncronas, a fim de calcular os ganhos para os controladores. Já o PMSG será o alvo de estudo nesse capítulo.

Uma máquina síncrona é uma máquina de corrente alternada cuja velocidade em regime permanente é proporcional à frequência da corrente em sua armadura (estator), quando operando como motor. Quando operando como gerador a frequência é determinada pela velocidade de rotação da máquina primária.

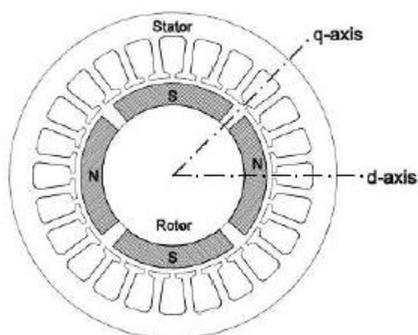
A máquina síncrona com ímãs permanentes é um tipo de máquina síncrona, que, por não ter o seu rotor bobinado, não necessita de fonte externa de excitação. Ainda, o PMSG tem uma série de

vantagens sobre a máquina assíncrona de dupla alimentação, como maior eficiência, ausência de excitação externa, não apresenta perdas nos circuitos de campo, não possuem escovas (menor custo de manutenção) e também ausência de redutor mecânico, uma vez que geralmente é projetado com um grande número de pares de polos. Em contra partida, o custo inicial do PMSG é mais elevado e o conversor precisa ter a mesma ordem de grandeza do gerador, uma vez que o mesmo está acoplado entre o estator e a rede. Além disso, em altas temperaturas os ímãs podem desmagnetizar.

Sendo assim, o PMSG tornou-se atualmente uma solução bastante atraente em aplicações de turbinas eólicas com velocidades variáveis. Nesses geradores, o fluxo magnético é gerado por um conjunto de ímãs permanentes, geralmente instalados no rotor, o qual opera na velocidade síncrona. Essas máquinas podem ser classificadas de acordo com a direção do fluxo magnético em relação ao seu eixo, podendo ser radial, axial e transversal.

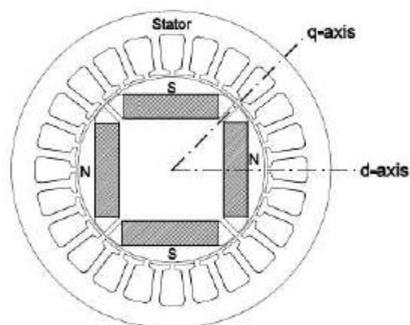
Outra classificação feita para o PMSG é referente à montagem dos ímãs para esse tipo de máquina, que pode ser: ímãs superficiais e ímãs internos (no interior do rotor). No caso dos ímãs superficiais, os ímãs podem ser considerados como ar, porque a permeabilidade relativa dos ímãs está perto da unidade, pois não existe saliência presente como consequência da mesma largura dos ímãs. O resultado disso é que as indutâncias nas coordenadas síncronas são iguais ($L_d=L_q$). Já na configuração com ímãs internos aparecerá uma saliência nos polos e o entreferro magnético referente ao eixo direto é maior em comparação ao entreferro do eixo em quadratura, resultando em indutâncias no eixo coordenado de valores diferentes ($L_d \neq L_q$).

Figura 4-1 - Exemplo de construção de PMSG com ímãs superficiais.



Fonte: KUCHENBECKER, 2013.

Figura 4-2 - Exemplo de construção de PMSG com ímãs internos.



Fonte: KUCHENBECKER, 2013.

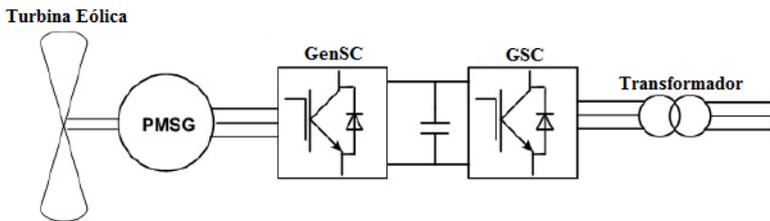
Um exemplo de gerador síncrono com ímãs superficiais pode ser visto na

Figura 4-1. Já um exemplo com ímãs internos pode ser visto na Figura 4-2.

A configuração da máquina com ímãs superficiais torna-se uma solução mais atraente, visto que o modelamento matemático da mesma fica mais simples em relação à máquina com ímãs internos. Entretanto, um cuidado deve ser tomado no sentido de fixação mecânica desses ímãs, uma vez que os mesmos estão na superfície do rotor. Neste caso, usa-se geralmente uma fita com propriedades mecânicas especiais e também não magnéticas, para que os ímãs se mantenham fixos na superfície do rotor quando em rotação, onde nele estará sendo imposta a força centrífuga proporcional à rotação e ao diâmetro do rotor.

Assim como o DFIG, o gerador de ímãs permanentes também possui um conversor *back-to-back*. Entretanto, no caso do PMSG, esse conversor está conectado ao circuito do estator, como mostra a Figura 4-3. Nessa figura pode ser visto o conversor do lado do gerador GenSC (do termo em inglês – *Generator Side Converter*) e o conversor do lado da rede GSC (do termo em inglês – *Grid Side Converter*).

Figura 4-3 - Estrutura típica do PMSG conectado a rede e com a turbina eólica acoplada diretamente ao eixo do gerador.



Fonte: CIMPOERU, 2010.

A principal função do GenSC é controlar a velocidade de operação do gerador. Já o GSC tem como principal função permitir que

a potência ativa fornecida pelo PMSG seja transferida a rede elétrica, controlando a tensão no barramento CC.

Esses conversores são muito semelhantes aos conversores utilizados no DFIG, entretanto, as estratégias de controle são distintas, além do fato de que a potência dos conversores do gerador de ímãs deve ser pelo menos igual à potência do gerador.

Como o rotor da máquina de ímãs não necessita de excitação externa, o gerador não precisará consumir potência ativa da rede em nenhuma situação, quando operando em modo gerador, diferentemente do que acontece com o DFIG que, em velocidade abaixo da síncrona, consome uma parcela de potência ativa da rede através do circuito do rotor.

4.1 MODELO DINÂMICO DA MÁQUINA SÍNCRONA DE ÍMÃS PERMANENTES

O estator do PMSG possui distribuição senoidal, similar à máquina de indução. Já o conjunto de ímãs permanentes pode ser montado na superfície ou encravado no rotor.

Assim como para o DFIG, o modelamento da máquina de ímãs permanentes é essencial para conhecer seu comportamento em regime transitório e permanente e para que seja possível projetar os controladores.

Desse modo, o modelo matemático do PMSG será desenvolvido nessa seção. Em comparação com o DFIG, as equações dinâmicas dessa máquina são bem mais simples, como será visto em seguida.

Para desenvolver o modelo utilizado na simulação da máquina de imãs permanentes é necessário primeiro obter o modelo matemático, que pode ser baseado no modelo matemático do motor de imãs que é derivado do modelo vetorial a partir das equações de tensão do estator:

$$\vec{V}_s^{abc} = R_s \vec{i}_s^{abc} + \frac{d}{dt} \vec{\lambda}_s^{abc} \quad (4-1)$$

ou em forma matricial:

$$\begin{bmatrix} v_{sa} \\ v_{sb} \\ v_{sc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \lambda_{sa} \\ \lambda_{sb} \\ \lambda_{sc} \end{bmatrix} \quad (4-2)$$

onde R_s é a resistência do enrolamento do estator por fase, que nesse caso foi considerado igual para os três enrolamentos, I_s^{abc} é a corrente do estator por fase, V_s^{abc} é a tensão por fase do estator e λ_s^{abc} é o fluxo concatenado.

O equacionamento completo de uma máquina síncrona, similar ao apresentado no capítulo anterior para o DFIG é encontrado em (ONG, 1997). Para o modelo do gerador de imãs permanentes apresentado nesse trabalho, o equacionamento será mostrado de maneira mais direta. Ainda, as transformadas aplicadas para o DFIG, são as mesmas aplicadas para o PMSG.

Novamente, assim como para o DFIG, é necessária a transformação do sistema abc para o referencial síncrono qd , para que se tenha um modelo mais simples da máquina, tornado possível também à especificação dos controles dos conversores. O diagrama fasorial que

onde v_{sq} , v_{sd} , i_{sq} e i_{sd} são as tensões e as correntes do estator no eixo qd , λ_{sq} e λ_{sd} são os fluxos concatenados no eixo qd , R_s é a resistência do estator e ω_e é a velocidade elétrica em rad/s.

As equações que representam o fluxo concatenado são expressas por:

$$\lambda_{sq} = L_q i_{sq} \quad (4-5)$$

$$\lambda_{sd} = L_d i_{sd} + \lambda_m \quad (4-6)$$

onde $L_q = L_d = L_s$ e λ_m é o fluxo concatenado dos imãs permanentes da máquina de imãs superficiais. A partir dessa afirmação e substituído às equações (4-5) e (4-6) em (4-3) e (4-4), obtém-se a seguinte forma para a equação das tensões:

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + L_q \frac{d}{dt} i_{sq} + \omega_e (L_d i_{sd} + \lambda_m) \quad (4-7)$$

$$v_{sd} = R_s i_{sd} + L_d \frac{d}{dt} i_{sd} - \omega_e L_q i_{sq} \quad (4-8)$$

Já a equação que define a potência que flui para dentro da máquina de imãs permanentes pode ser assim expressa:

$$P_e = \frac{3}{2} (v_{sq} i_{sq} + v_{sd} i_{sd}) \quad (4-9)$$

Observando a equação (4-9), nota-se que essa equação é a mesma equação da potência do estator do DFIG. Substituindo as equações das tensões, expressas em (4-7) e (4-8) em (4-9) e em seguida

separando as parcelas de potência, a equação das potências pode ser escrita da seguinte forma:

$$P_e = \frac{3}{2} (R_s i_{sd}^2 + R_s i_{sq}^2) + \frac{3}{2} \left(\frac{d}{dt} L_d \frac{i_{sd}^2}{2} + \frac{d}{dt} L_q \frac{i_{sq}^2}{2} \right) + \frac{3}{2} (\omega_e \lambda_{sd} i_{sq} - \omega_e \lambda_{sq} i_{sd}) \quad (4-10)$$

Na equação (4-10), o primeiro termo representa as perdas elétricas nos condutores do estator do PMSG, ou perdas por efeito Joule. O segundo termo indica a taxa de variação de energia armazenada no campo magnético. Já o terceiro termo, expressa a conversão de energia elétrica em energia mecânica (modo motor).

A partir do terceiro termo pode-se expressar a equação do torque eletromagnético, necessário para produção da potência mecânica da máquina.

$$P_e = \omega_m T_e = \frac{3}{2} (\omega_e \lambda_{sd} i_{sq} - \omega_e \lambda_{sq} i_{sd}) \quad (4-11)$$

A relação entre a velocidade elétrica e a velocidade angular mecânica da máquina depende do número de polos, conforme representado a seguir:

$$\omega_e = p \cdot \omega_m \quad (4-12)$$

onde “ p ” representa o número de pares de polos da máquina. Substituindo a equação (4-12) em (4-11) chega-se a expressão:

$$T_e = \frac{3}{2} p (\lambda_{sd} i_{sq} - \lambda_{sq} i_{sd}) \quad (4-13)$$

Agora substituindo também as equações dos fluxos (4-5) e (4-6) na equação (4-13):

$$T_e = \frac{3}{2} p [\lambda_m i_{sq} + (L_d - L_q) i_{sq} i_{sd}] \quad (4-14)$$

Na equação (4-14), que representa o torque elétrico, pode-se observar que existem dois termos, sendo que o primeiro representa o torque síncrono produzido pelo fluxo dos ímãs permanentes. Já o segundo termo representa o torque de relutância que é produzido pela diferença das indutâncias na referência qd . Para o caso de projeto onde os ímãs estão montados na superfície do rotor as indutâncias no referencial qd são iguais, o que resulta em uma simplificação da equação (4-14). Sendo assim a equação do torque eletromagnético, considerando os ímãs fixos na superfície do rotor é dada por:

$$T_e = \frac{3}{2} p \lambda_m i_{sd} \quad (4-15)$$

Já a equação mecânica da máquina é expressa em função do torque eletromagnético (T_e), do torque da carga (T_l), da velocidade da máquina (ω_m), do momento de inércia (J) e do atrito (B):

$$T_e = T_l + B \omega_m + J \frac{d}{dt} \omega_m \quad (4-16)$$

Para dimensionamento dos conversores e para a simulação do gerador, é importante que se obtenham as equações das derivadas das correntes de eixo direto e em quadratura no modelo da máquina. Dessa forma, isolando as derivadas de corrente nas equações (4-7) e (4-8) chega-se as seguintes expressões:

$$\frac{d}{dt} i_{sq} = \frac{v_{sq}}{L_q} - \frac{R_s}{L_q} i_{sq} + \frac{L_d}{L_q} \omega_e i_{sd} - \frac{\omega_e \lambda_m}{L_q} \quad (4-17)$$

$$\frac{d}{dt} i_{sd} = \frac{v_{sd}}{L_d} - \frac{R_s}{L_d} i_{sd} + \frac{L_q}{L_d} \omega_e i_{sq} \quad (4-18)$$

Tabela 2 - Equações no referencial síncrono para o PMSG.

Equações das tensões do estator:
$v_{sq} = R_s i_{sq} + \frac{d}{dt} \lambda_{sq} + \omega_e \lambda_{sd}$ $v_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d}{dt} \lambda_{sd} - \omega_e \lambda_{sq}$ $v_{s0} = r_s i_{s0} + \frac{d}{dt} \lambda_{s0}$
Equações dos fluxos:
$\lambda_{sq} = L_q i_{sq}$ $\lambda_{sd} = L_d i_{sd} + \lambda_m$ $\lambda_{s0} = L_{ls} i_{s0}$
Equação do conjugado eletromecânico:
$T_e = \frac{3}{2} p [\lambda_m i_{sq} + (L_d - L_q) i_{sq} i_{sd}]$
Equações das potências ativa e reativa do estator:
$P_s = \frac{3}{2} (v_{sq} i_{sq} + v_{sd} i_{sd})$ $Q_s = \frac{3}{2} (v_{sq} i_{sd} - v_{sd} i_{sq})$

A Tabela 2 mostra as equações no referencial síncrono para o gerador de ímãs permanentes. Nota-se que, tanto na Tabela 2 quanto no

decorrer desse capítulo, não foram apresentadas equações para o rotor do PMSG, pois devido à presença dos imãs no rotor da máquina, não é possível que se tenha nenhuma ação de controle do mesmo.

4.2 CONTROLE DO CONVERSOR DO LADO DA REDE

De uma forma geral os dois conversores utilizados no PMSG são similares entre si. Assim como no DFIG, será considerado um conversor *back-to-back* para o PMSG, pois nessa configuração o conversor do lado da rede consegue absorver melhor os efeitos de afundamento de tensão provenientes da rede.

A principal função do conversor do lado da rede, GSC, é manter constante a tensão no barramento CC e dessa forma, permitir que a potência ativa fornecida pelo PMSG seja transferida para a rede. Esse conversor também controla o fator de potência no ponto de conexão com a rede elétrica.

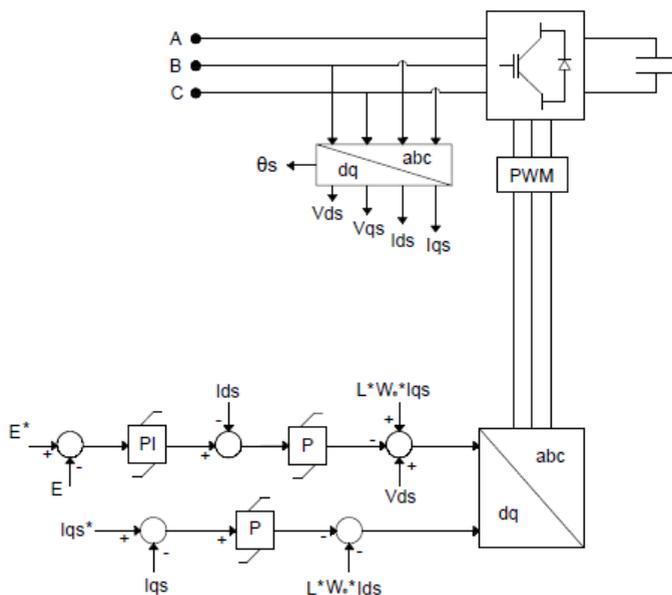
Todas as considerações e comentários feitos para o GSC do DFIG são aplicáveis para o GSC do PMSG. Esse fato ficará evidente na próxima subseção, quando for mostrada a estrutura do conversor da rede da máquina de imãs e também o equacionamento. Em síntese, a grande diferença entre os dois conversores da rede, do DFIG e do PMSG, é a quantidade de potência ativa que cada um terá que sintetizar.

4.2.1 Estrutura do GSC

A estrutura básica do conversor do lado da rede para a máquina com imãs permanentes pode ser vista na Figura 4-5. Nela são apresentadas as malhas de controle dos conversores, a modulação PWM e as transformadas coordenadas. Na figura não está sendo representado

o filtro ou o Trafo que existe entre o conversor e a rede, mas o mesmo será considerado no equacionamento do controle.

Figura 4-5 - Estrutura Básica do controle do conversor do lado da rede para o PMSG.



Fonte: adaptado de Eduardo Luiz Pinheiro – 2004.

Para efeito de comparação, principal foco desse trabalho, será modelado o conversor do lado da rede com um filtro de saída, ou seja, um filtro entre o conversor e a rede. Outro ponto importante é que o PMSG sempre fornecerá potência para a rede, pois o conversor está conectado diretamente no estator da máquina e o rotor não necessita de fonte externa de excitação.

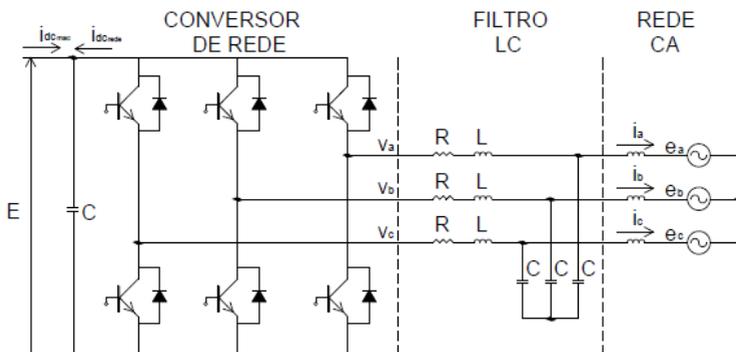
Por conta disso, o sentido de fluxo de potência será considerado sempre do conversor para a rede, o que resultará em expressões muito semelhantes às expressões encontradas no DFIG, porém com sinais invertidos, pois o modelamento do mesmo foi feito considerando a corrente, ou potência, entrando no conversor, conforme a Figura 3-8.

Com base no que foi dito acima chega-se a conclusão de que, o conversor utilizado no PMSG terá como função fornecer potência para rede com tensão e frequência compatíveis aos níveis esperados pela rede. Para isso, os controladores precisam sintetizar a tensão e frequência nos terminais do gerador, a partir da variação de velocidade do mesmo, e conseqüentemente, das correntes de estator. Já os conversores do DFIG, além de cumprir a mesma função dos conversores do PMSG, precisam ter a capacidade de extrair potência da rede para fornecer ao circuito do rotor, em condições de velocidade menores que a velocidade síncrona.

Sendo assim, o controle esperado para os conversores do DFIG são mais complexos se comparados com os conversores do PMSG. Ainda, não existe a necessidade do conversor da máquina de imã ser bidirecional em potência, a configuração do mesmo também é mais simples.

Entretanto, conforme já mencionado, para efeito de comparação entre os dois principais tipos de geradores aplicados para geração de energia eólica, nesse trabalho será considerado a configuração do PMSG com dois conversores bidirecionais em potência, com um filtro na entrada. A Figura 4-6 mostra detalhes do conversor do lado da rede.

Figura 4-6 - Detalhes do circuito do conversor da rede.



Fonte: adaptado de OLIVEIRA, 2004.

Nessa figura é possível observar que o sentido de corrente adotado indica que a potência ativa estará sempre sendo fornecida do gerador para a rede. Com base no circuito apresentado acima, aplicando-se os conceitos de vetores espaciais para simplificar o modelo matemático do filtro LC, chega-se a seguinte expressão:

$$\vec{e} = -R\vec{i} - L\frac{d}{dt}\vec{i} + j\omega L\vec{i} + \vec{v} \quad (4-19)$$

Separando em coordenadas qd , chega-se:

$$e_q = -Ri_q - L\frac{d}{dt}i_q - j\omega Li_d + v_q \quad (4-20)$$

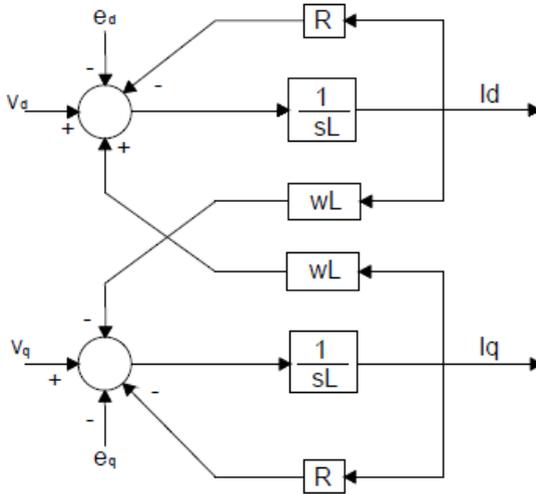
$$e_d = -Ri_d - L\frac{d}{dt}i_d + j\omega Li_q + v_d \quad (4-21)$$

Finalmente a equação que completa o modelo do sistema é a equação de tensão do barramento CC, representada por:

$$C \frac{d}{dt} E = idc_{rede} + idc_{mac} \quad (4-22)$$

As equações de (4-20) à (4-22) descrevem o modelo matemático do sistema do conversor do lado da rede, do filtro, da rede elétrica e do capacitor que será utilizado para a simulação e análise do controle.

Figura 4-7 - Diagrama de blocos do conversor do lado da rede no referencial qd .



Fonte: adaptado de PINHEIRO2004.

Do mesmo modo que ocorreu com o GSC da máquina de dupla alimentação, pode-se observar que existe um acoplamento cruzado entre os eixos qd que precisam ser compensados. Tal acoplamento é melhor visualizado na Figura 4-7.

Como já mencionado, os conversores do lado da rede para o DFIG e para o PMSG são muito semelhantes, o que ficou comprovado no equacionamento e na estrutura de ambos. Sendo assim, todas as considerações feitas para o conversor do lado da rede do DFIG serão validas para o conversor do lado da rede do PMSG. Tais considerações foram feitas na subseção 3.2.1 e são listadas a seguir:

- Para o controle do GSC será adotado os eixos coordenados girando em sincronismo com a rede, ou seja, $\omega = \omega_e$;
- Será considerado $e_d = |\vec{e}|$ e $e_q = 0$.
- As equações que descrevem a potência ativa e reativa que circulam pelo conversor são representadas por (3-36) e (3-37) respectivamente;
- Será considerado fator de potência unitário, ou seja, apenas circulará pelo conversor potência ativa e a potência reativa será igual à zero;
- Como consequência do comentário anterior a referência de corrente de eixo em quadratura também será igual à zero;
- Serão considerados três controladores PI, cuja estrutura completa dos controladores está na Figura 3-10.
- Devido às semelhanças dos dois conversores, os cálculos dos ganhos serão considerados iguais, tomando-se o cuidado na escolha adequada das frequências de corte para cada máquina.

Com base nas considerações acima, não serão apresentados os cálculos das malhas de controle de corrente e do barramento CC, pois tais cálculos foram considerados iguais. Dessa forma, a diferença da estratégia de controle, estará no controle dos conversores conectados ao

gerador, seja no rotor ou estator, nas frequências de corte escolhida para os conversores e na potência a ser sintetizada por cada conversor.

Os valores dos ganhos dos conversores são apresentados no apêndice A.

4.3 CONTROLE DO CONVERSOR DO LADO DO GERADOR

O controle do conversor do lado do gerador tem como principal função otimizar a potência extraída da turbina para quaisquer velocidades de vento. Tal conversor é ligado diretamente ao circuito do estator da máquina de imãs e conectado ao GSC através de um elo CC.

A estratégia de controle do conversor do lado do gerador para a máquina de imãs será semelhante às estratégias adotadas para os conversores utilizados na máquina de indução de dupla alimentação.

A estratégia de controle adotada será composta por três controladores PI's, sendo dois utilizados para o controle das malhas de corrente e um na malha de controle de velocidade. Os cálculos para obtenção dos ganhos são semelhantes aos obtidos para o DFIG.

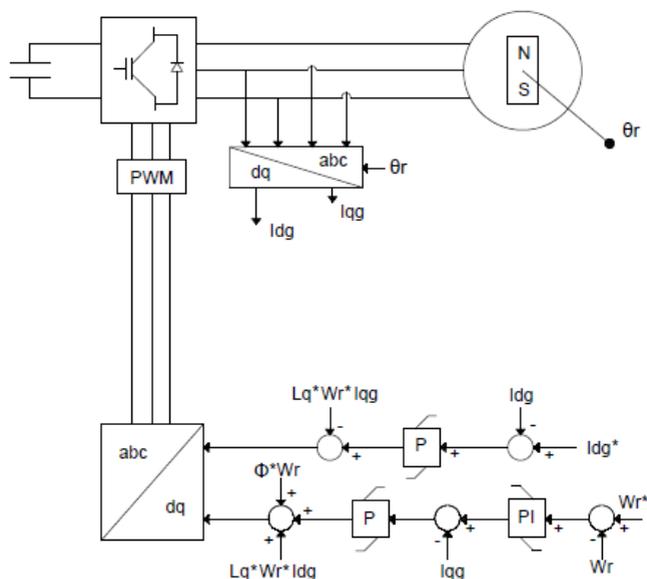
4.3.1 Estrutura do GenSC

A estrutura do controle do lado do gerador da máquina de imã permanente é muito semelhante com a estrutura do conversor do lado da rede, pois em ambas estão presentes dois PI's nas malhas internas, com o objetivo de controlar as correntes de eixo direto e em quadratura. Entretanto, para o caso do GenSC, a malha externa irá controlar a velocidade. Outras estratégias utilizadas para o controle de potência

ativa e reativa também podem ser desenvolvidas, assim como para o DFIG.

Na Figura 4-8 é apresentada a estrutura básica para o conversor do lado do gerador para o PMSG. Nessa figura são apresentadas as malhas dos controladores, a modulação PWM e as transformadas coordenadas.

Figura 4-8 - Estrutura Básica do controle do conversor do lado do gerador para o PMSG.



Fonte: adaptado de PINHEIRO2004.

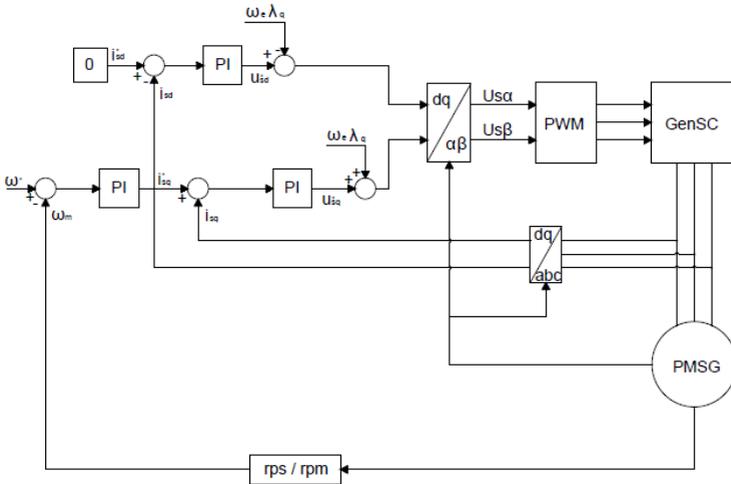
Do mesmo modo que acontece para o conversor do lado da rede, também existe um acoplamento entre as correntes de eixo qd ,

sendo assim, existe a necessidade de compensação desses termos, com o objetivo de tornar o controle mais robusto e simples.

Nessa estrutura, os valores utilizados para o controle são a tensão CC, a corrente trifásica do estator e a posição do rotor, sendo que a tensão CC é controlada pelo GSC. A posição é definida através da velocidade, que será considerada medida através de encoder.

Já a Figura 4-9 mostra um diagrama esquemático do controle de fluxo orientado, em complemento a Figura 4-8. Nessa figura, ficam mais evidentes as malhas de controle, assim como os termos de desacoplamentos utilizados nas malhas de corrente.

Figura 4-9 – Esquema da estratégia do controle do fluxo orientado.



Fonte: adaptado de CIMPOERU – 2010.

Na Figura 4-9, a velocidade é obtida através de medição direta e é comparada com a velocidade de referência. O sinal de erro passa pelo

controlador PI gerando assim o sinal de referência da corrente em quadratura. Essa referência é comparada com a corrente medida diretamente do estator da máquina, que é devidamente transformada em coordenadas síncronas.

O erro entre a corrente de eixo em quadratura é processado por um PI gerando a referência de tensão em quadratura. Em seguida o termo de desacoplamento é inserido ao sinal de tensão.

O mesmo acontece com a corrente de eixo direto, que nessa estratégia foi considerada com referência igual a zero. As tensões de eixo direto e em quadratura são transformadas em $\alpha\beta$ e dessa forma serão as referências para a modulação PWM. Outras estratégias podem ser adotadas para o controle do GenSC, como será descrito a seguir.

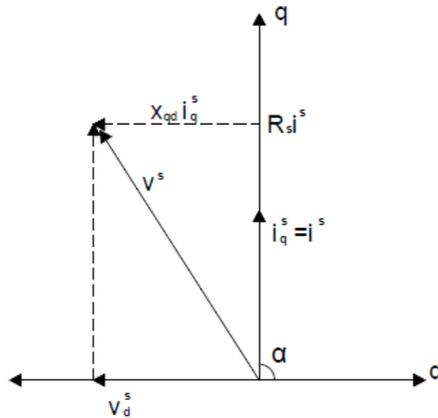
O controlador de velocidade gera o torque que irá comandar as correntes de referência de eixo direto e eixo em quadratura. Para tornar o controle mais simples, algumas simplificações devem ser feitas para o torque produzido.

O toque de carga pode ser controlado através do ângulo de torque. A seguir são apresentadas algumas estratégias de controle do torque, de maneira resumida:

- **Controle de ângulo de torque constante:** nessa estratégia de controle a corrente de eixo direto é mantida igual à zero, enquanto o vetor de corrente é alinhado com o eixo em quadratura, mantendo o ângulo de torque constante em 90° . Essa é uma das estratégias de controle mais usadas por conta da simplicidade, especialmente o PMSG com ímãs superficiais. Para o caso de PMSG com ímãs internos essa estratégia não é recomendada devido ao torque de relutância produzido. A

Figura 4-10 mostra o diagrama vetorial para essa estratégia de controle.

Figura 4-10 – Diagrama vetorial para a estratégia de controle de ângulo de torque constante.



Fonte: CIMPOERU – 2010

A equação (4-23) mostra a simplificação na equação do torque para essa estratégia.

$$T_e = \frac{3}{2} p \lambda_m i_{sq} \quad (4-23)$$

- **Controle de máximo torque por ampere:** essa estratégia de controle tem como principal objetivo manter a corrente de estator o menor possível para um dado torque eletromagnético, e dessa forma é obtido o máximo torque por ampère. Para o caso dos ímãs montados na superfície do rotor, essa estratégia é

a mesma daquela utilizada no controle de ângulo de torque constante. Entretanto, para o caso de imãs internos essa estratégia de controle resulta em um torque mais elevado comparado com a corrente, porque são levados em consideração os torques eletromagnéticos e de relutância.

- **Fator de potência unitário:** nesse controle a variável que controla a potência reativa tem o valor de referência igual à zero. Nessa estratégia não existe diferença de fase entre os vetores de tensão e corrente.
- **Controle de fluxo de estator constante:** nesse caso a magnitude de fluxo concatenado é mantida constante, resultando na limitação da capacidade de torque da máquina.

Nesse trabalho será adotado o controle de ângulo de torque constante, onde a referência de corrente de eixo em quadratura será considerada igual a zero e a corrente de eixo direto igual ao módulo da corrente do gerador.

4.3.2 Malha de controle das correntes

A Figura 4-11 mostra a estrutura de controle completa que será utilizada no PMSG.

Nela é possível observar o termo de desacoplamento entre os eixos coordenados qd , utilizado para simplificar o controle e ao mesmo tempo deixa-lo mais robusto. Os termos medidos, tanto de corrente quanto de velocidade, são comparados com os valores de referência. O erro gerado por essa comparação é processado por um controlador PI, gerando a nova variável de medida.

Nota-se que essa figura é muito similar a Figura 3-12, o que se justifica, pois a estratégia de controle para as malhas de corrente será semelhante à adotada no DFIG.

Na Figura 4-12 o bloco que representa o controlador de corrente é um PI e a função de transferência que representa o sinal de saída e o sinal de erro é mostrado na equação (4-24):

$$G_c(s) = k_{pi} + \frac{k_{ii}}{s} \quad (4-24)$$

onde k_{pi} é o ganho proporcional de corrente e k_{ii} é o ganho integral de corrente.

A função de transferência da planta é obtida através da equação de tensão (4-7), removendo o termo de desacoplamento e considerando $d/dt=s$, e está representada na Figura 4-12 no bloco Planta.

Para o cálculo dos ganhos das malhas de corrente, é necessário encontrar a função de transferência de malha fechada do sistema. Considerando que a resistência do estator é desprezível em relação ao ganho K_{ii} , chega-se:

$$G_{s_{in}}(s) = \frac{i_d(s)}{i_d^*(s)} = \frac{i_q(s)}{i_q^*(s)} = \frac{s \frac{K_{pi}}{L} + \frac{K_{ii}}{L}}{s^2 + \frac{K_{pi}}{L}s + \frac{K_{ii}}{L}} \quad (4-25)$$

onde K_{pi} e K_{ii} são os ganhos proporcional e integral das malhas de corrente do PMSG, respectivamente.

A equação de um sistema de segunda ordem no domínio da frequência tem o formato:

$$T(j\omega_b) = \frac{2\xi\omega_n(j\omega_b) + \omega_n^2}{(j\omega_b)^2 + 2\xi\omega_n(j\omega_b) + \omega_n^2} \quad (4-26)$$

Igualando as equações (4-25) e (4-26) chega-se:

$$K_{pi} = 2\xi\omega_n L \quad (4-27)$$

$$K_{ii} = \omega_n^2 L \quad (4-28)$$

A técnica adotada para o cálculo dos ganhos de corrente do GenSC do PMSG foi a mesma utilizada para o controlador do lado do rotor do DFIG. Isso se justifica pelo fato das malhas de controle de corrente para os dois casos serem muito semelhantes.

Os valores considerados para os ganhos do controlador de corrente serão apresentados no apêndice A.

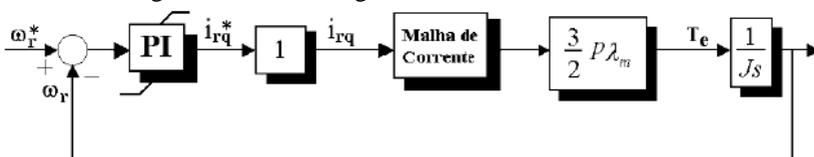
4.3.3 Malha de controle de velocidade

A malha de controle de velocidade é a malha externa a corrente de eixo em quadratura, conforme Figura 4-11. Assim como para as malhas das correntes, a malha de controle de velocidade será composta por um controlador PI, além da malha de corrente e a planta de velocidade. A estratégia de controle da malha de velocidade pode ser vista na Figura 4-13.

Nessa figura o erro de corrente é processado por um controlador PI gerando o sinal de referencia de corrente. A referência de corrente será o sinal de referência para a malha de controle de corrente. O bloco com valor unitário representa o controlador ideal de velocidade. O sinal de corrente gerado na malha de corrente é então enviado para o bloco

seguinte, onde será gerado o torque. Em seguida o torque gerado passa pelo bloco que representa a planta de velocidade, gerando assim a velocidade do rotor.

Figura 4-13 – Estratégia de controle de velocidade.



Fonte: próprio autor.

Ainda, observando-se a Figura 4-13 é possível perceber que a malha de controle de velocidade do GenSC do gerador de ímã permanente é bastante similar a malha de controle de tensão do GSC do gerador de indução de dupla alimentação, representado na Figura 3-13. Sendo assim, é natural a escolha de estratégia de controle semelhante nos dois casos.

A função de transferência de malha aberta que representa o sistema da Figura 4-13 é:

$$G_{cma}(s) = \frac{k_{ps}s + k_{is}}{s} \cdot 1 \cdot \frac{3}{2} p \cdot \lambda_m \cdot \frac{1}{J_s} = \frac{3 \cdot p \cdot \lambda_m (k_{ps}s + k_{is})}{2J_s^2} \quad (4-29)$$

Onde a malha de corrente foi considerada como um ganho unitário, pois sua dinâmica é muito mais rápida que a malha externa de tensão. Geralmente a malha de corrente é representada pelo ganho do

sensor de corrente utilizado para medição direta de corrente. Nesse caso, admite-se ganho unitário.

Já a função de transferência de malha fechada que representa o sistema é dada por:

$$G_{cmf}(s) = \frac{3 \cdot p \cdot \lambda_m (k_{ps}s + k_{is})}{2Js^2 + 3 \cdot p \cdot \lambda_m \cdot k_{ps}s + 3 \cdot p \cdot \lambda_m \cdot k_{is}} \quad (4-30)$$

Reescrevendo a equação (4-30), obtém-se:

$$G_{cmf}(s) = \frac{\frac{3 \cdot p \cdot \lambda_m}{2J} (k_{ps}s + k_{is})}{s^2 + \frac{3 \cdot p \cdot \lambda_m \cdot k_{ps}}{2J} s + \frac{3 \cdot p \cdot \lambda_m \cdot k_{is}}{2J}} \quad (4-31)$$

Finalmente, igualando a equação (4-31) com a equação do sistema de segunda ordem representado na equação (4-26), chega-se:

$$K_{ps} = \frac{4 \xi \omega_n J}{3 p \cdot \lambda_m} \quad (4-32)$$

$$K_{is} = \frac{2 \omega_n^2 J}{3 p \cdot \lambda_m} \quad (4-33)$$

Os ganhos apresentados acima encerram o equacionamento de controle do PMSG. Como as estratégias de controle são semelhantes as adotadas no DFIG, o equacionamento para o cálculo dos ganhos também é.

Os valores dos ganhos serão apresentados no apêndice A.

4.4 CONCLUSÃO

Nesse capítulo foi apresentado o modelo do gerador de imãs permanentes assim como o modelo de seus conversores. O modelo do conversor do lado da rede foi admitido ser semelhante ao conversor do lado da rede do DFIG, devido ao seu equacionamento.

No PMSG os conversores precisam ter potência igual ou superior ao gerador, pois os mesmos estão conectados diretamente a rede elétrica, o que caracteriza um aumento de custo inicial de instalação para aerogeradores que usam o gerador de imã permanente.

A estratégia de controle adotada para o conversor do lado do gerador foi o controle por velocidade, sendo essa a mais comum encontrada na literatura para esse tipo de gerador. As estratégias de controle tanto de corrente quanto de velocidade forma as mesmas adotadas nos controladores do DFIG.

Outro ponto importante é que, de um modo geral, o equacionamento do PMSG é mais simples se comparado com o DFIG.

Os resultados de simulação serão apresentados no Capítulo 5, onde serão avaliadas as malhas de controle dos dois conversores frente a variação do vento e resposta ao degrau, com o objetivo de validar o modelo do gerador e o cálculo dos ganhos.

5 ESTUDO DE CASOS

5.1 INTRODUÇÃO

Nesse capítulo serão apresentadas às simulações realizadas no ambiente *Simulink*, primeiramente com o objetivo de validar o modelo matemático dos dois geradores e de seus respectivos controladores, além de validar os próprios controladores. Serão apresentadas as simulações com foco nas malhas de controle, para avaliar o comportamento dos geradores e atuação dos controladores de cada malha frente à variação de vento.

Na primeira fase, as simulações serão com potência de entrada variando com um sinal de degrau, sendo avaliada a resposta das malhas de controle a esse degrau. Depois serão apresentadas as simulações com um perfil vento mais complexo, onde será usada a simulação da turbina eólica, apresentada no capítulo 2, como sinal de potência de entrada para os geradores.

Por fim as simulações serão realizadas considerando um afundamento momentâneo de tensão, com o objetivo não de só de avaliar os controladores, mas também de avaliar o comportamento de cada um dos geradores frente a esses afundamentos. Espera-se mostrar principalmente a diferença de comportamento que existe entre o DFIG e o PMSG, devido à forma que cada um é conectado a rede elétrica.

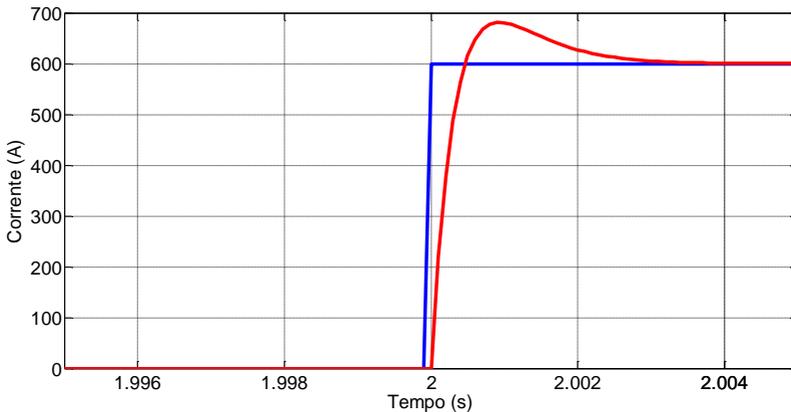
Também será apresentado um comparativo final entre as duas tecnologias, tanto relacionado às simulações quanto as suas vantagens e desvantagens.

5.2 SISTEMA USANDO DFIG

5.2.1 Resposta ao degrau das malhas de controle, com tensão da rede fixa para as malhas de controle do GSC

Nessa seção serão avaliadas as respostas das malhas de controle do GSC do gerador de indução duplamente alimentado, frente a variações em degrau nas respectivas referências de controle, com o objetivo de avaliar o impacto das simplificações e considerações feitas durante o modelamento do conversor e também na sintonia dos controladores. Nessas simulações a tensão da rede é considerada fixa, assim como a velocidade da turbina.

Figura 5-1 - Componente de corrente de eixo em quadratura: em azul a corrente de referência e em vermelho a corrente simulada.



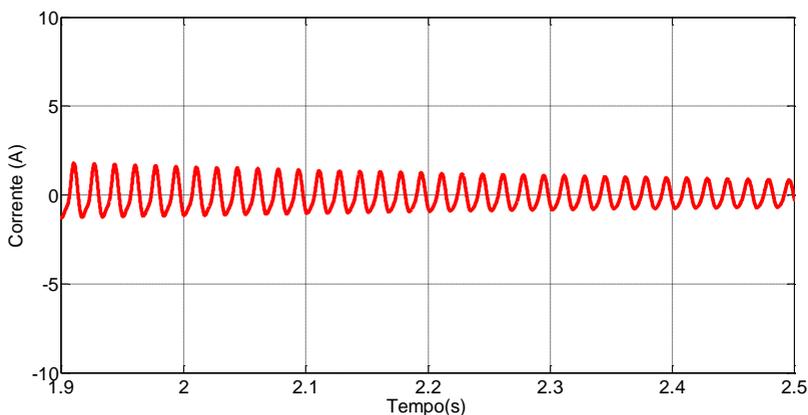
Fonte: próprio autor.

A primeira simulação apresentada referente ao GSC considera um degrau na componente de corrente em eixo em quadratura. A Figura 5-1 mostra essa simulação da componente de corrente em quadratura

onde é aplicado um degrau na referência da malha de controle de entrada do conversor GSC. O tempo de acomodação da malha de corrente é de aproximadamente 3ms.

Em função dessa variação é apresentado na Figura 5-2 o comportamento da componente de corrente de eixo direto do GSC. Observa-se que, devido ao desacoplamento entre as malhas de corrente, a componente de eixo direto praticamente não sofre com o degrau realizado na componente de eixo em quadratura.

Figura 5-2 - Componente de corrente de eixo direto durante a aplicação de degrau na referência de corrente de eixo em quadratura.



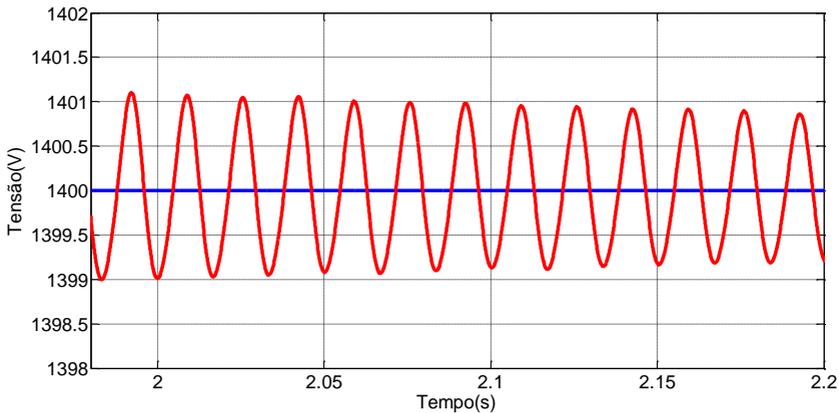
Fonte: próprio autor.

O desacoplamento entre as malhas foi proposto com a intenção de tornar o cálculo dos ganhos das malhas de controle mais simples e, principalmente, para deixar tal controle mais robusto. Tal robustez pode ser comprovada na Figura 5-2.

O comportamento da tensão no barramento CC durante a aplicação de um degrau na componente de eixo em quadratura pode ser

visto na Figura 5-3, onde novamente a variação é quase imperceptível. Isso se deve ao fato de que a malha interna a tensão no barramento CC e a própria malha de corrente de eixo direto.

Figura 5-3 - Tensão no barramento CC durante a aplicação de degrau na referência da componente de corrente de eixo em quadratura: em azul a referência e em vermelho a tensão simulada.



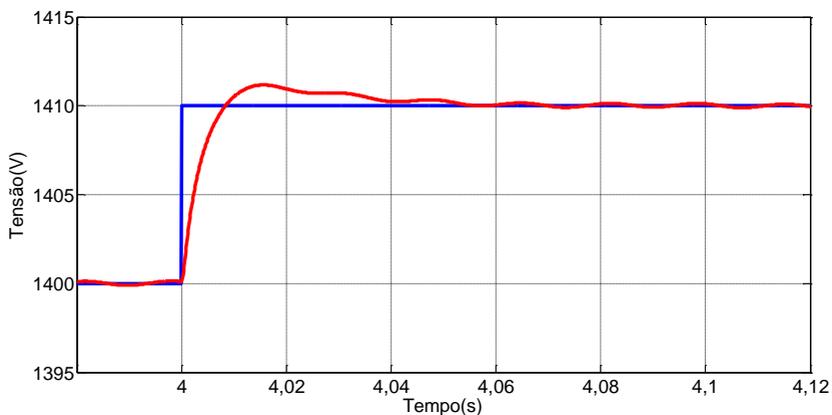
Fonte: próprio autor.

A segunda simulação para o GSC foi feita nas mesmas condições da simulação anterior, entretanto agora foi aplicado um degrau na referência da malha de controle de tensão do barramento CC. A Figura 5-4 mostra o comportamento da tensão simulada quando é aplicado um pequeno degrau, elevando o valor de referência de 1400V para 1410V. O tempo de acomodação é de aproximadamente 50ms, comprovando assim a dinâmica mais lenta dessa malha de controle se comparado com a malha de corrente.

Esse comportamento era esperado, uma vez que a malha externa de tensão, precisa ser mais lenta que a malha interna de corrente, como

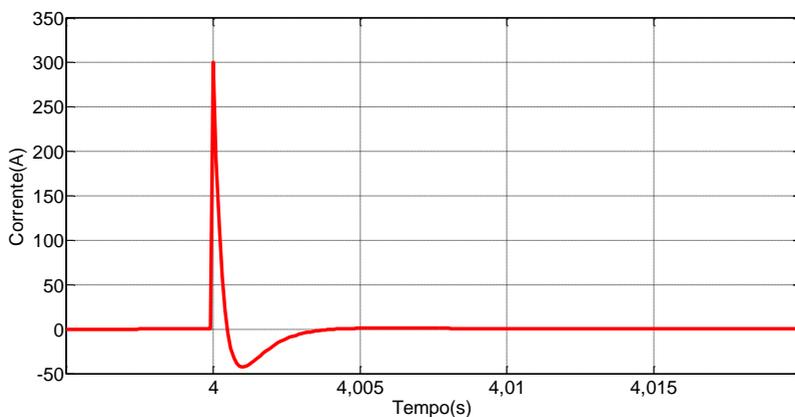
explicado no Capítulo 3, sendo que a dinâmica lenta foi obtida através da imposição de uma reduzida banda passante dos controladores.

Figura 5-4 - Tensão no barramento CC: em azul a referência de tensão onde foi aplicado um degrau e em vermelho a tensão simulada.



Fonte: próprio autor.

Figura 5-5 – Componente da corrente de eixo direto, logo após o controlador PI para aplicação de degrau na tensão do barramento CC.



Fonte: próprio autor.

Para comprovar a eficiência da malha de tensão no barramento CC, é apresentado na Figura 5-5 o comportamento da corrente de eixo direto para uma variação em degrau da tensão do barramento CC. Esse sinal foi medido logo após o controlador PI de tensão e destaca-se a rápida resposta dessa malha, com tempo de acomodação menor que 15ms.

A última simulação dessa subseção é a resposta ao degrau da referência de corrente de eixo direto. Essa corrente é a malha interna do controle de tensão do barramento CC. Dessa forma as variações na referência da corrente de eixo em quadratura são consequência da variação de tensão no barramento CC, ou seja, é consequência da alteração do sentido de fluxo de potência no conversor.

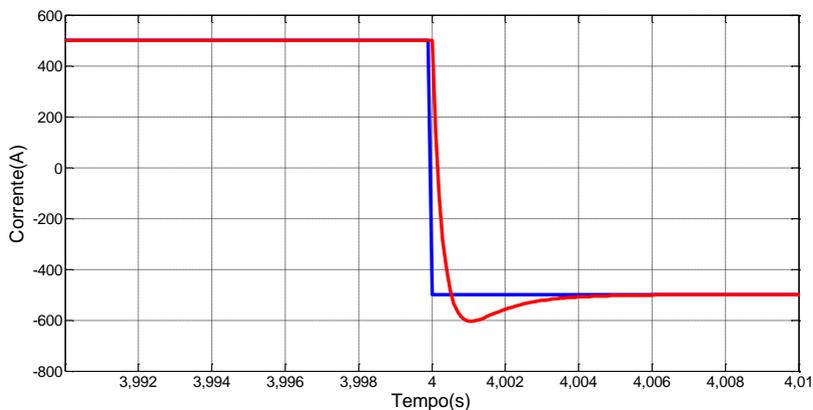
Como já mostrado no Capítulo 3, quando o gerador opera em velocidade acima da velocidade síncrona, a potência total gerada para a rede é a soma da potência gerada pelo estator mais a parcela de potência fornecida pelo rotor. Entretanto, para velocidades abaixo da velocidade síncrona, o rotor precisa absorver potência da rede, e nesse caso a potência total fornecida para a rede é a potência do estator menos a potência absorvida pelo rotor através dos conversores.

Com o objetivo de simular a mudança do fluxo de potência a Figura 5-6 mostra a variação da referência da componente de corrente de eixo em quadratura, onde é possível ver a atuação rápida do controlador.

Já a Figura 5-7 mostra o fluxo de potência ativa pelo rotor. Quando a referência de corrente de eixo direto é positiva, tempo até 4s na simulação, o fluxo de corrente também é positivo, indicando que está

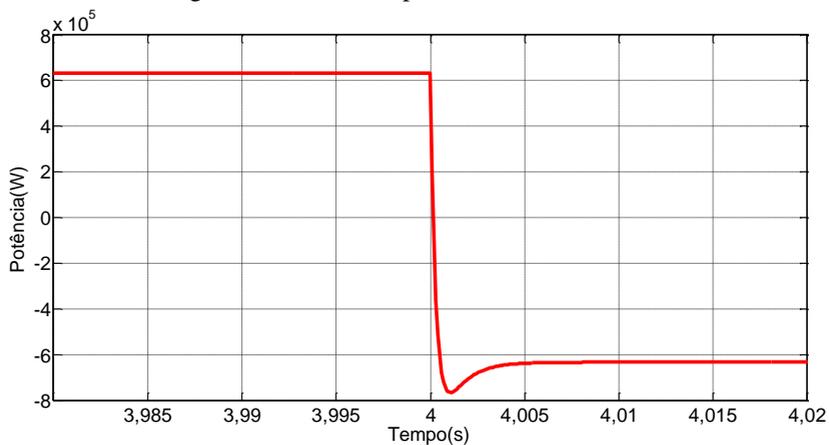
sendo fornecido potência ativa ao barramento CC (velocidade sub síncrona).

Figura 5-6 - Componente de corrente de eixo direto: em azul a referência de corrente e em vermelho a corrente simulada.



Fonte: próprio autor.

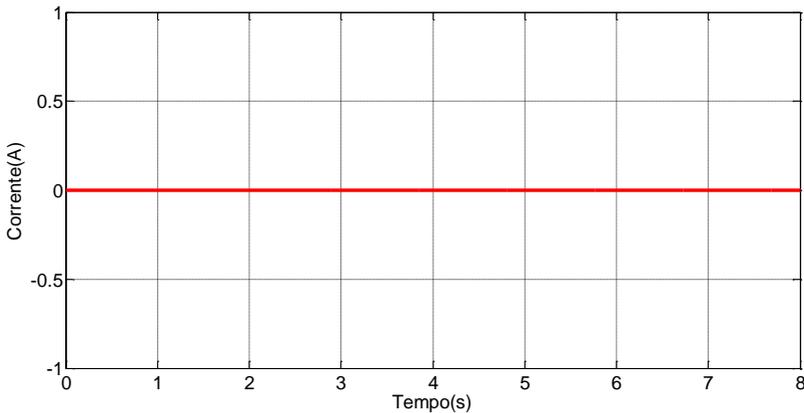
Figura 5-7 - Fluxo de potência ativa no rotor.



Fonte: próprio autor.

No instante em que a referência de corrente de eixo direto assume valor negativo, a o fluxo de potência se inverte e então é extraído potência do barramento CC (velocidade super síncrona) e nesse momento o rotor passa a fornecer potência para a rede elétrica.

Figura 5-8 - Componente de corrente de eixo em quadratura.



Fonte: próprio autor.

A Figura 5-8 mostra o comportamento da componente de corrente de eixo em quadratura, mediante ao degrau aplicado na componente de corrente de eixo direto, destacando-se o perfeito desacoplamento entre as duas malhas de corrente.

Nessa subseção foram apresentados os comportamentos das malhas de controle do GSC para a aplicação de um degrau nessas malhas. Em todas as simulações foi considerado que a tensão constante na rede.

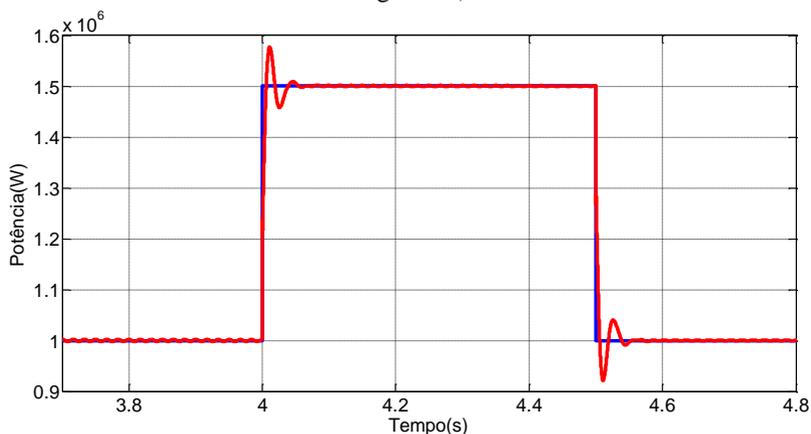
O comportamento dos controladores se apresentou dentro do esperado, sendo que as malhas de corrente se mostraram mais rápidas

que a malha externa que controla a tensão no barramento CC e, desse modo o modelamento do GSC e também dos ganhos das malhas de controle pode ser validado, para a resposta ao degrau.

5.2.2 Resposta ao degrau das malhas de controle do RSC, considerando a tensão da rede fixa

Nessa subseção serão avaliadas as respostas das malhas de controle do RSC do DFIG, frente a variações em degrau, com o objetivo de avaliar o impacto das simplificações e considerações feitas durante o modelamento do conversor e também na sintonia dos controladores. Nessas simulações a tensão da rede é considerada fixa, entretanto a velocidade do vento será variada em alguns casos.

Figura 5-9 - Potência Ativa do gerador: em azul a potência de referência (potência da turbina), em vermelho a potência simulada (potência de saída do gerador).

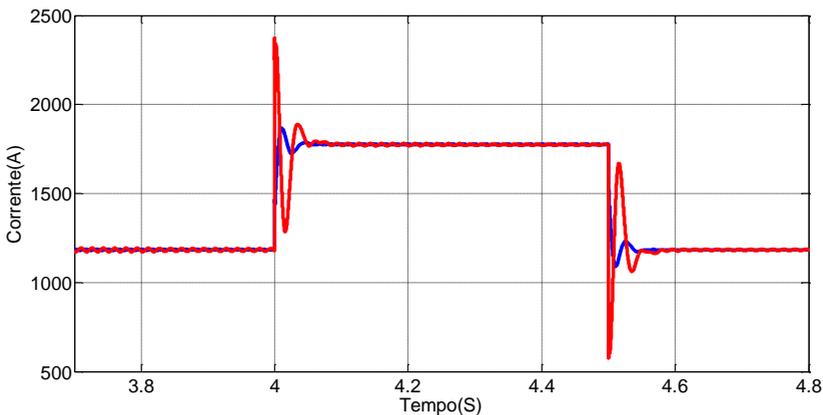


Fonte: próprio autor.

A Figura 5-9 mostra o comportamento da potência ativa simulada, frente a uma variação em degrau, onde foram realizados dois degraus na referência de potência, sendo que o primeiro deles foi um degrau positivo, onde a potência de referência passou de 1MW para 1,5MW. Essa referência nada mais é do que a potência de entrada do gerador, ou a potência na ponta do eixo do gerador, entregue pela turbina eólica. Após alguns instantes foi aplicado um degrau negativo, onde a potência de referência voltou a ser 1MW.

Nos dois casos a resposta ao degrau foi adequada, pois a resposta é um pouco lenta, cerca de 50ms para a acomodação, e o sobre sinal é pequeno. Isso era esperado, pois a malha de potência ativa é externa a malha de corrente de eixo em quadratura.

Figura 5-10 - Componente de corrente de eixo em quadratura do rotor: em azul a referência e em vermelho a corrente simulada.



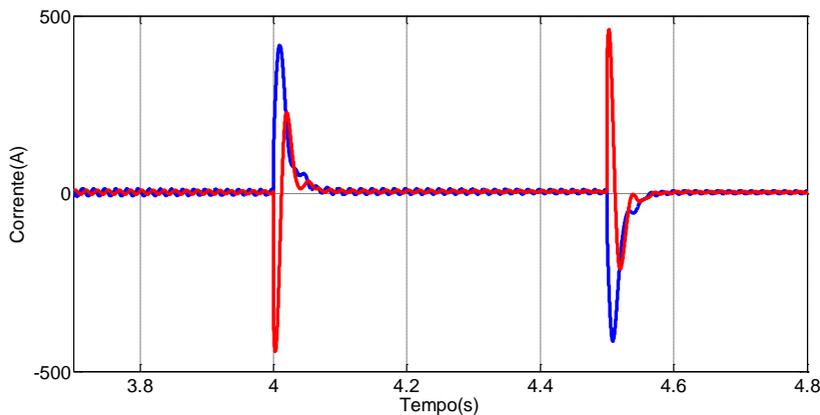
Fonte: próprio autor.

A Figura 5-10 mostra o comportamento da componente de corrente em quadratura do rotor para o RSC, cuja malha é interna a

malha de potência ativa. Nessa simulação o sobressinal é maior se comparado com a malha externa, mas o tempo de acomodação é menor.

Já a componente de corrente de eixo direto do rotor, que é a malha interna da potência reativa, é mostrada na Figura 5-11. Como foi realizado um desacoplamento entre as malhas, o comportamento esperado é que não exista variação da referência essa componente, como de fato não há. A referência dessa componente é gerada por sua malha externa que permanece com valor constante. Nos instantes em que ocorrem os degraus de potência ativa, a referência da corrente de eixo direto apresenta um sobressinal, mas logo sua referência volta ao valor original, imposto por sua malha externa.

Figura 5-11 - Componente de corrente de eixo direto do rotor: em azul a referência e em vermelho a corrente simulada.

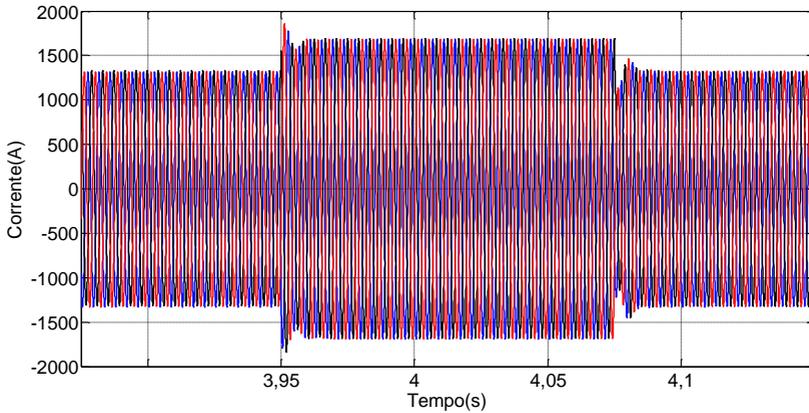


Fonte: próprio autor.

Como a tensão no estator da máquina é constante, pois o gerador está conectado a rede elétrica, quando ocorre a variação de potência ativa no mesmo, as correntes trifásicas do estator também irão

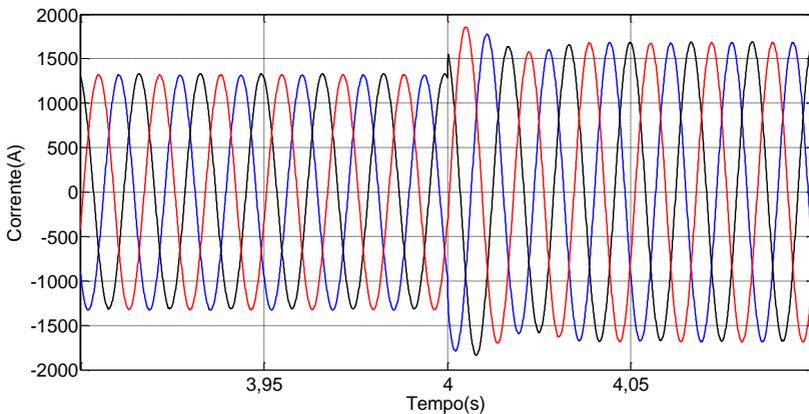
variar. Quando a potência ativa aumenta, a corrente irá aumentar, e vice-versa.

Figura 5-12 - Correntes trifásicas no estator.



Fonte: próprio autor.

Figura 5-13 – Zoom efetuado nas correntes trifásicas do estator no instante do aumento de potência ativa.



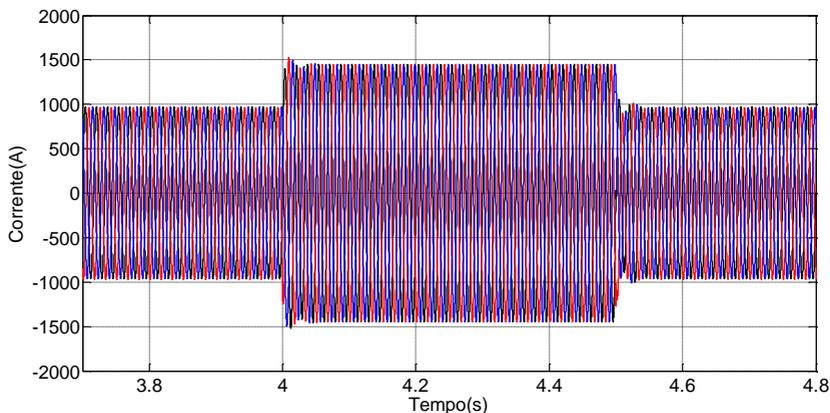
Fonte: próprio autor.

A Figura 5-12 mostra esse comportamento das correntes trifásicas do estator.

Uma aproximação é feita na Figura 5-13 para mostrar o aumento das correntes trifásicas no instante em que ocorre o aumento de potência ativa.

O comportamento das correntes trifásicas no rotor é mostrado na Figura 5-14. Observa-se que o comportamento é semelhante ao comportamento das correntes trifásicas do estator, o que era esperado, pois o cálculo da potência ativa no rotor é semelhante ao cálculo da potência ativa no rotor, conforme mostrado na Tabela 1.

Figura 5-14 - Correntes trifásicas no rotor – Corrente (A) x tempo (s).



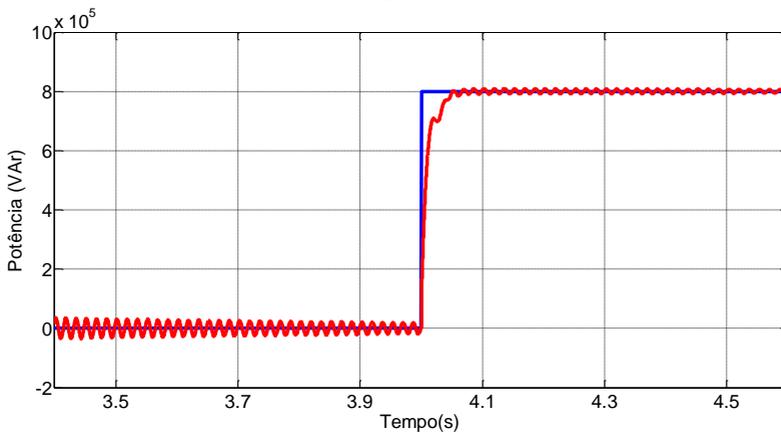
Fonte: próprio autor.

A segunda simulação apresentará o comportamento das componentes das correntes de eixo direto e em quadratura do rotor, quando for aplicado um degrau na referência de potência reativa. Será considerado que a máquina esteja operando em regime, fornecendo

1,5MW de potência ativa para a rede e, em um determinado instante seja realizado um degrau na referência de potência reativa.

A Figura 5-15 mostra o degrau aplicado na referência de potência reativa do gerador, passando de zero a 0,8MVar de potência fornecida a rede. A potência simulada segue a referência com dinâmica relativamente lenta, sendo o tempo de acomodação em torno de 50ms.

Figura 5-15 - Potência Reativa do gerador: em azul a potência de referência, em vermelho a potência simulada.

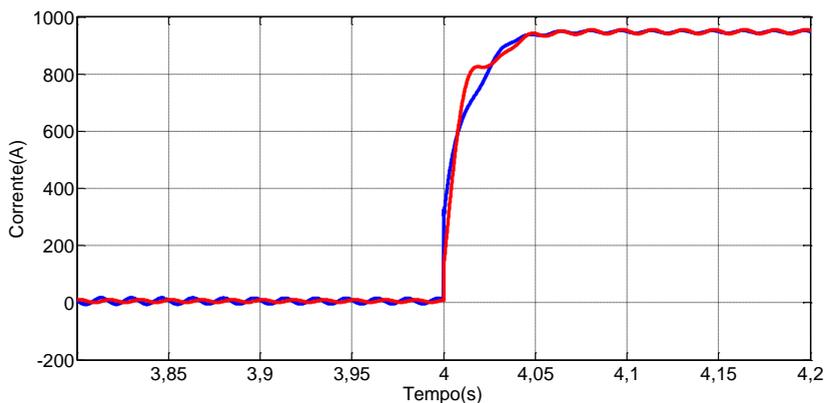


Fonte: próprio autor.

A malha interna a potência reativa é a componente de corrente de eixo direto do rotor, cujo comportamento frente ao degrau efetuado na malha externa é mostrado na Figura 5-16, onde é possível observar que a resposta dessa malha é muito rápida, pois o sinal da corrente de eixo direto simulada praticamente não “descola” da referência.

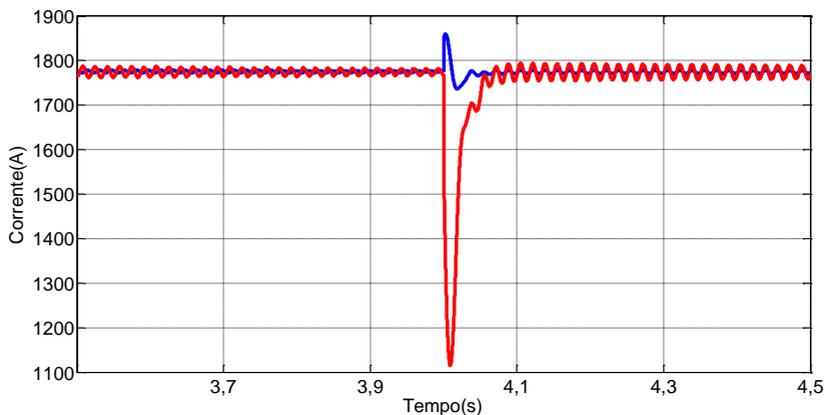
Devido à alocação dos polos, a dinâmica da malha não apresenta sobressinal na resposta ao degrau, o que significa que a malha é mais robusta e menos susceptível a instabilidade.

Figura 5-16 - Corrente do rotor de eixo direto: em azul a referência gerada a partir da malha externa e em vermelho a corrente de eixo direto simulada.



Fonte: próprio autor.

Figura 5-17 – Componente da corrente de eixo em quadratura do rotor: em azul a referência e em vermelho a corrente simulada.



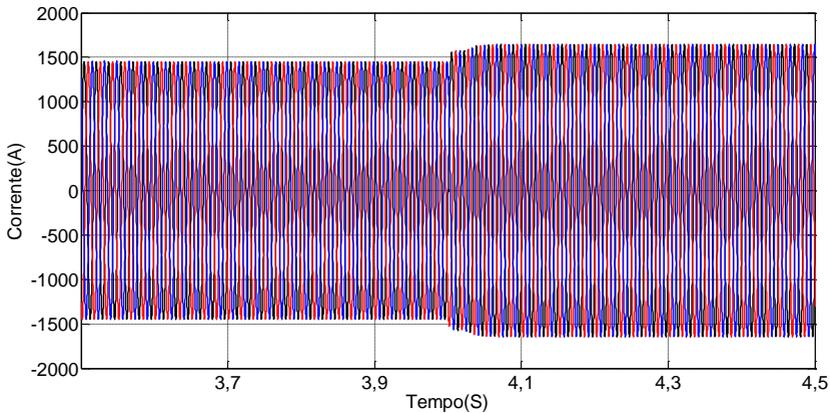
Fonte: próprio autor.

A corrente de eixo em quadratura do rotor é apresentada na Figura 5-17, onde é possível observar o desacoplamento entre o controle das correntes de eixo direto e em quadratura.

No instante $t=4s$ foi aplicado o degrau na referência da potência reativa e, nesse instante a componente de eixo direto da corrente do rotor apresenta uma perturbação no seu sinal, devido a esse degrau. No entanto, rapidamente a corrente volta a seguir a sua referência, imposta pela malha de potência ativa.

Por fim é mostrado o comportamento das correntes trifásicas no rotor na Figura 5-18.

Figura 5-18 - Correntes trifásicas no rotor.



Fonte: próprio autor.

5.2.3 Dinâmica dos controladores para variação de vento: sinal de entrada da potência ativa gerada a partir da simulação da turbina eólica.

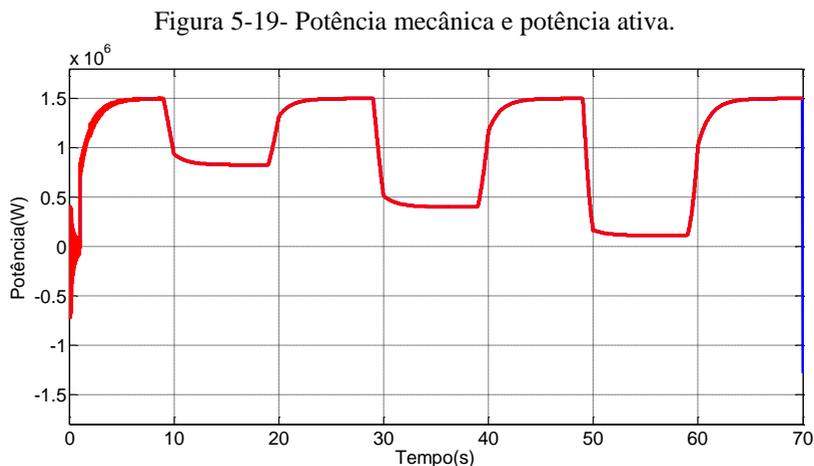
Nessa subseção a referência de potência ativa para a malha de controle de eixo em quadratura será gerada a partir da simulação da turbina, apresentada no Capítulo 2. Para a simulação foi escolhido um perfil de vento semelhante ao apresentado em (ROCHA, 2008).

O perfil do vento simulado é o mesmo apresentado na Figura 2-19. Tal perfil de vento apresenta variações de velocidade de desaceleração e aceleração, tentando assim se aproximar de uma condição mais real de regime de vento.

O objetivo dessa simulação é mostrar o comportamento das malhas de controle e também das correntes trifásicas do gerador, frente a variações de vento, sendo efetuado tanto aumento como redução na velocidade do vento.

Ainda, além da variação do vento, foi aplicado um degrau de potência reativa de 0,8MVA_r em $t=2s$, com o objetivo de avaliar o comportamento das malhas de controle frente a variações de vento somado a situação de fornecimento de potência reativa na rede.

A primeira simulação apresentada é a potência ativa gerada, conforme Figura 5-19.



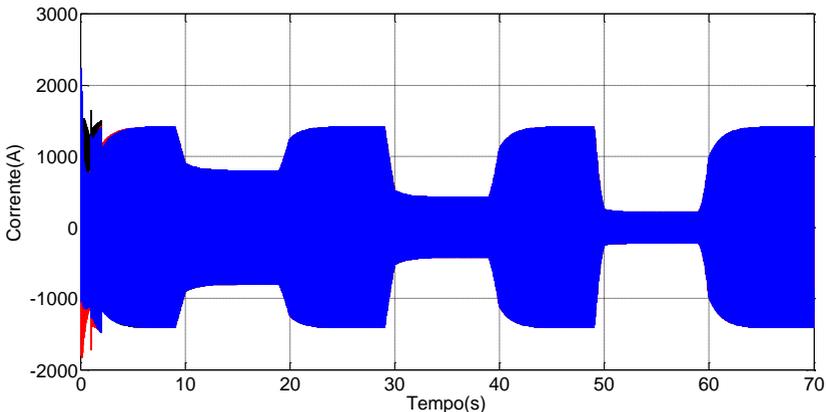
Fonte: próprio autor.

Como não estão sendo consideradas as perdas do gerador e, tão pouco as perdas mecânicas, a potência gerada para a rede elétrica possui o mesmo valor da potência de referência gerada pela turbina eólica, que na verdade é a potência mecânica da turbina eólica. Essa potência gerada é a soma das potências ativa do estator mais a potência do rotor.

A referência apresentada na simulação é a relativa à máquina como gerador, ou seja, a referência apresentada é para a potência sendo fornecida para a rede e não consumida da rede, como seria caso a referência apresentada fosse da máquina como motor. Destaca-se a atuação dos controladores da malha da potência ativa do rotor, pois a potência simulada segue a potência de referência de forma adequada.

A Figura 5-20 mostra o comportamento das correntes trifásicas no estator para as variações da velocidade do vento.

Figura 5-20 - Correntes trifásicas no estator.

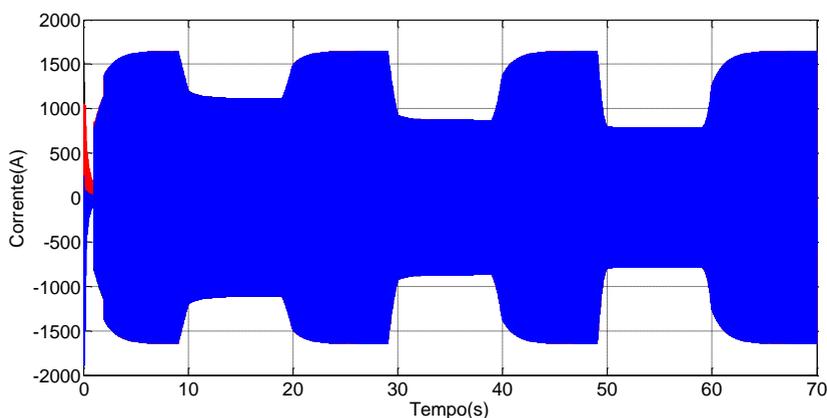


Fonte: próprio autor.

Na Figura 5-20 se observa um comportamento diretamente proporcional a potência ativa, pois a tensão no barramento está sendo considerado constante.

Já a Figura 5-21 apresenta o comportamento das correntes trifásicas no rotor.

Figura 5-21 - Correntes trifásicas no rotor.



Fonte: próprio autor.

5.2.4 Afundamento de tensão na rede elétrica

Em (OLIVEIRA, 2009), (LIU, 2001) e (da COSTA, 2010) são apresentados estudos sobre afundamentos de tensão na rede, quando o DFIG está conectado a mesma. Tal situação caracteriza uma desvantagem do gerador de indução duplamente alimentado, se comparado com o gerador de ímãs, pois o mesmo sofre diretamente com os afundamentos de tensão de rede ou qualquer outro distúrbio, como faltas.

Um afundamento momentâneo de tensão – AMT – pode ser caracterizado por uma diminuição no valor eficaz da tensão da rede elétrica, para valores entre 90% e 10% do valor nominal, com duração entre meio ciclo da tensão da rede e um minuto (OLIVEIRA, 2009) e (ONS, 2008), sendo que a grande maioria dos AMT's são causados por faltas, ou seja, por curtos-circuitos nos sistemas elétricos de potência.

A partir de 2007, com a criação da norma IEC 61400-21, foram estabelecidas especificações para testes de suportabilidade a afundamentos momentâneos de tensão em aerogeradores (LIU, 2011). Os AMT's podem ser classificados como fase-terra, fase-fase, fase-fase-terra ou trifásicos. Ainda, os afundamentos momentâneos de tensão podem ser classificados como equilibrados ou desequilibrados, sendo que os AMT's trifásicos podem ser considerados equilibrados.

Em (OLIVEIRA, 2009) são apresentados diversos casos de simulações com afundamentos momentâneos de tensão, considerando variações na potência ativa e diferentes afundamentos de tensão, como trifásico simétrico e bifásico, ambos com amplitudes e durações variadas. As simulações são apresentadas com e sem considerar proteção contra falhas. Por fim é proposta estratégias de controle para melhorar a resposta da máquina frente aos AMT's.

Em (LIU, 2011) é feito um estudo semelhante ao apresentado em (OLIVEIRA, 2009), entretanto nesse caso foram realizadas simulações de AMT's considerando o DFIG com controle direto de potência (DPC – do termo em inglês *Direct Power Control*) e também com controle orientado pelo campo (FOC – do termo em inglês *Field Oriented Control*). São apresentados vários casos e é feita uma comparação do comportamento das malhas de controle para o DFIG,

considerando o DPC e o FOC. Também foram simulados AMT's equilibrados e desequilibrados.

Também em (da COSTA, 2010) são apresentados simulações semelhantes, entretanto nesse trabalho foi proposta uma estratégia de controle de alto desempenho para melhorar o comportamento do DFIG durante transitórios na rede elétrica. Foi proposto um novo controlador não linear baseado em modos deslizantes em eixos estacionários para o controle do DFIG conectado a rede elétrica.

Entretanto, na presente dissertação será apresentado apenas o comportamento do gerador e das malhas de controle frente a afundamentos momentâneos de tensão, com o objetivo de comparar o comportamento do DFIG com o PMSG. Sendo assim, não é foco desse trabalho e, portanto não serão apresentadas, estratégias de controle para melhorar o desempenho do DFIG frente a afundamentos momentâneos de tensão.

Desse modo, as simulações apresentadas nessa subseção serão de AMT's com curta duração, bifásica e trifásica, sem alterações nas estratégias de controle, geralmente utilizadas para amenizar o efeito do AMT no funcionamento do DFIG e de seus controladores.

No entanto, serão feitos comentários sobre o que pode ser feito para melhorar o desempenho dos controladores nessas situações. A Tabela 3 apresenta os estudos de caso que serão realizados nessa subseção.

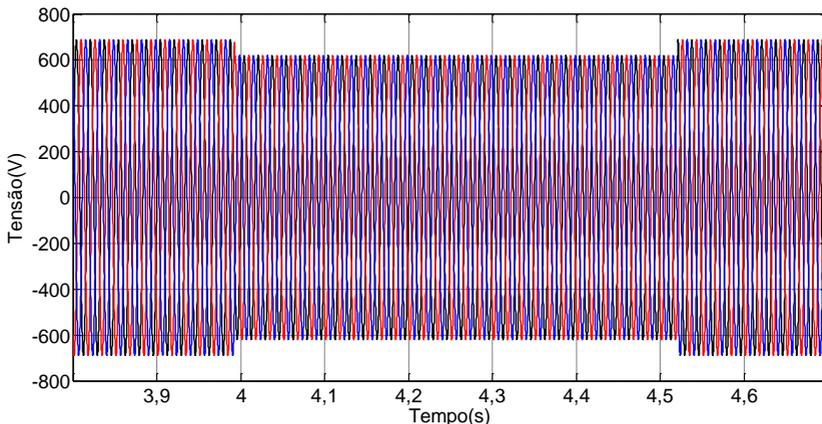
Para todas as simulações será considerado que os valores de potência ativa e reativa fornecidos a rede se mantem constantes em 1,5MW e 0,8MVar, respectivamente, antes e depois do AMT, ou seja, não será considerado variação de velocidade do vento.

Tabela 3 - Especificação dos afundamentos momentâneos de tensão para os estudos de caso

Tipo	Amplitude	Duração
Trifásico	90%	500 ms +/- 0,2 ms
Trifásico	70%	500 ms +/- 0,2 ms
Bifásico	70%	500 ms +/- 0,2 ms

O primeiro caso apresentado é um afundamento de tensão trifásico, onde a tensão da rede cairá para 90% de seu valor nominal por um período aproximado de 0,5s, ou seja, o gerador estará operando com tensão nominal de 690V e, repentinamente, as três fases da rede terão seu valor reduzido para 621V e após 0,5s voltam ao seu valor nominal. A Figura 5-22 mostra a forma de onda das tensões trifásicas da rede durante o afundamento de tensão.

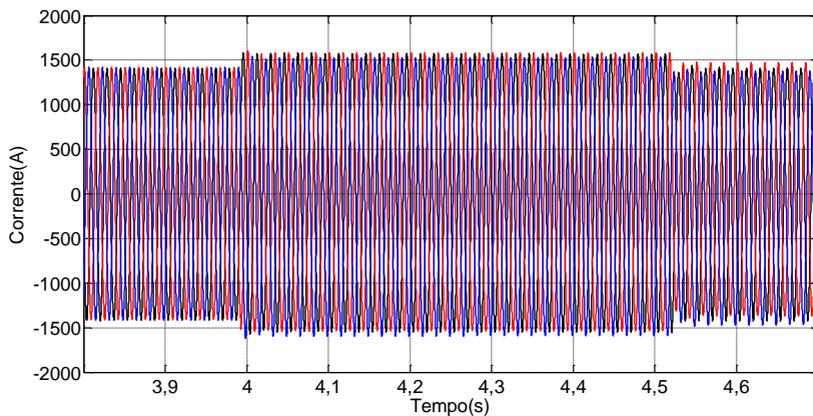
Figura 5-22 - Tensões trifásicas da rede: AMT de 90% do valor nominal.



Fonte: próprio autor.

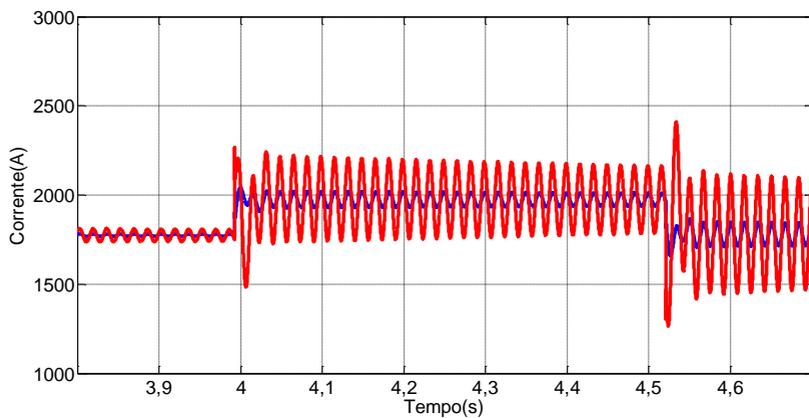
A Figura 5-23 mostra as correntes trifásicas no estator do DFIG, que teve pequeno acréscimo para manter constante a potência gerada.

Figura 5-23 - Correntes trifásicas no estator.



Fonte: próprio autor.

Figura 5-24 - Corrente de eixo em quadratura: em azul a referência e em vermelho a corrente simulada.

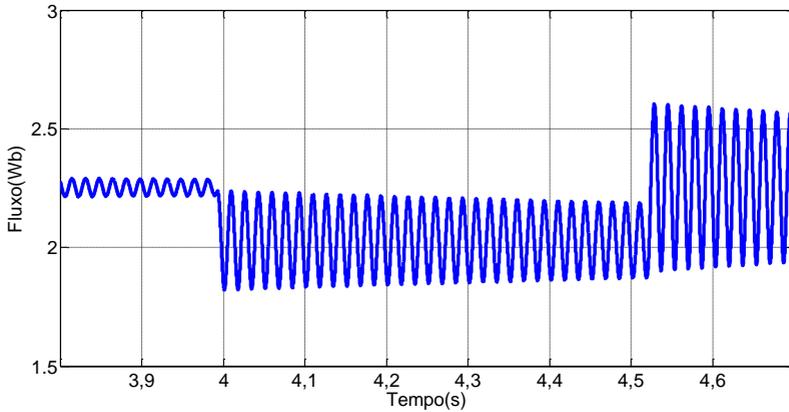


Fonte: próprio autor.

A corrente de eixo em quadratura, apresentada na Figura 5-24 apresenta um aumento em seu valor durante o afundamento de tensão na

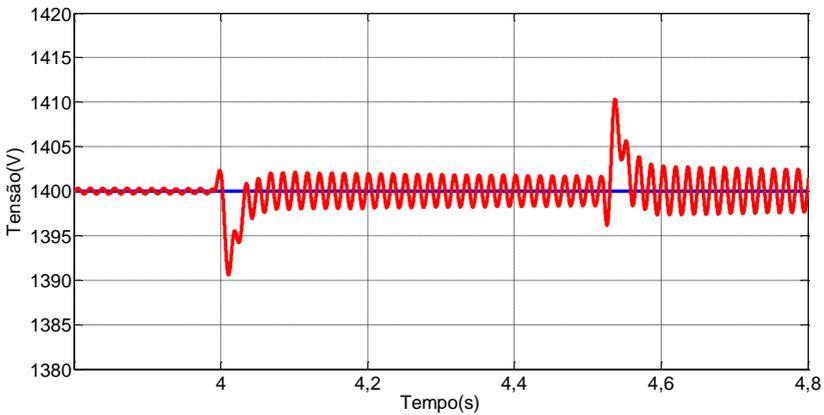
rede, necessário para manter o mesmo conjugado eletromagnético, compensando a redução de fluxo no estator.

Figura 5-25 - Fluxo estimado do estator.



Fonte: próprio autor.

Figura 5-26 - Tensão no barramento CC: em azul a referência e em vermelho a tensão simulada.



Fonte: próprio autor.

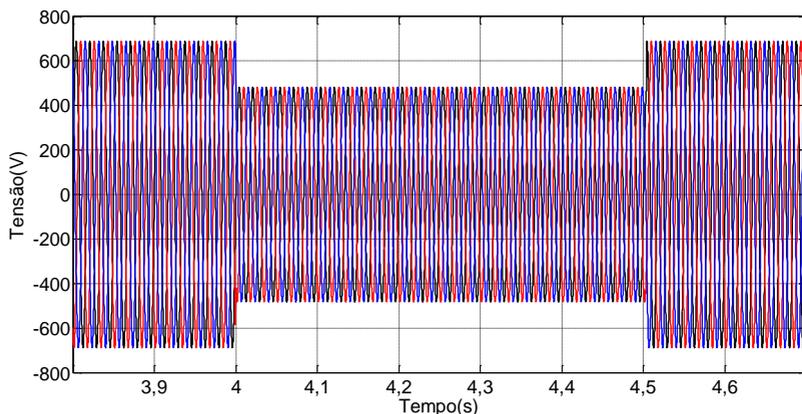
A Figura 5-25 mostra o fluxo estimado do estator. Nessa figura observa-se o comportamento oscilatório do fluxo na frequência da rede. Tais oscilações ocorrem devido ao baixo amortecimento do fluxo, ocorrendo antes, durante e depois do AMT.

Por fim é apresentada a tensão no barramento CC na Figura 5-26 onde a variação é praticamente desprezível.

O segundo caso para os AMT's é o afundamento de tensão trifásico com 70% de tensão nominal na rede. Nessa simulação espera-se que as variações do fluxo sejam maiores, assim como as grandezas simuladas em relação a suas respectivas referências.

A Figura 5-27 mostra as tensões trifásicas da rede na situação de AMT de 70%.

Figura 5-27 – Tensões trifásicas da rede: afundamento de tensão de 70% do valor nominal.



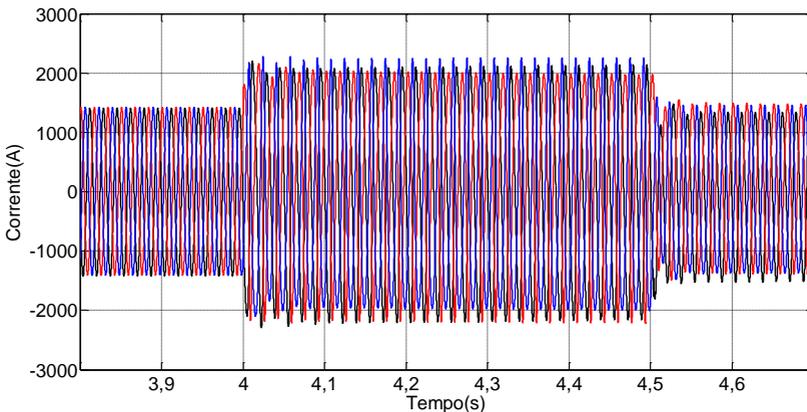
Fonte: próprio autor.

A Figura 5-28 mostra o comportamento das correntes trifásicas no estator. Nessa figura é possível notar o pico de corrente que ocorre

nos transitórios de afundamento e recuperação de tensão da rede. Como pode ser notado, o comportamento dinâmico do DFIG é muito afetado durante a ocorrência de AMT mais severo. Na configuração atual dos ganhos dos controladores, um AMT com 50% da tensão nominal levaria o sistema à instabilidade.

Como consequência do afundamento de tensão, as correntes do estator assumem valores elevados, além disso, ainda possuem componentes contínuas que refletem em componentes alternadas nos enrolamentos do rotor, sobrepondo as correntes do rotor, que por sua vez possuem frequência menor do que a frequência de estator injetada pelo RSC. Sendo assim, as correntes do rotor podem ser extremamente elevadas.

Figura 5-28 - Correntes trifásicas no estator.

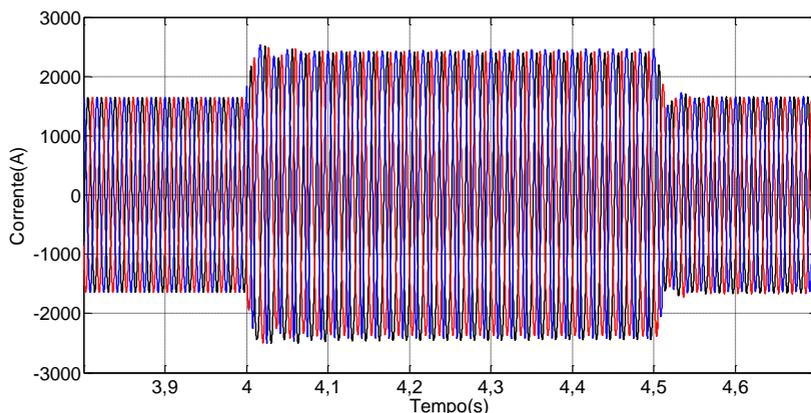


Fonte: próprio autor.

A Figura 5-29 mostra o comportamento das correntes trifásicas do rotor, onde pode ser visto um pico acentuado nas transições de

afundamento e recuperação de tensão. Além disso, logo após a recuperação de tensão, as correntes trifásicas de rotor não apresentam o mesmo valor instantaneamente, o que indica que o sistema está próximo da instabilidade.

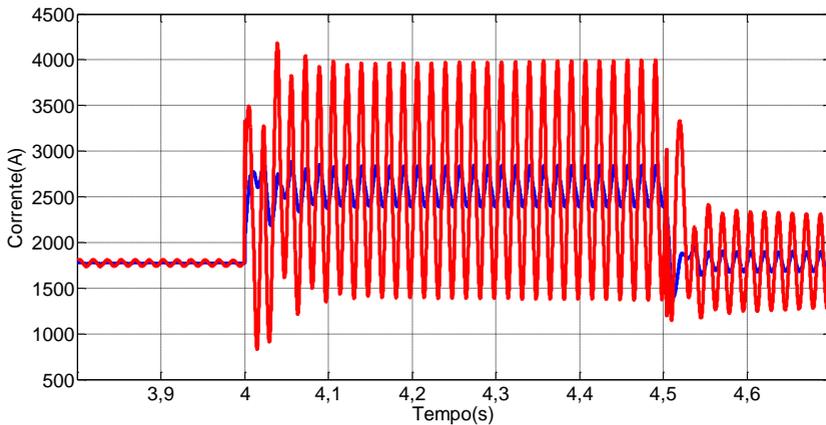
Figura 5-29 - Correntes trifásicas no rotor.



Fonte: próprio autor.

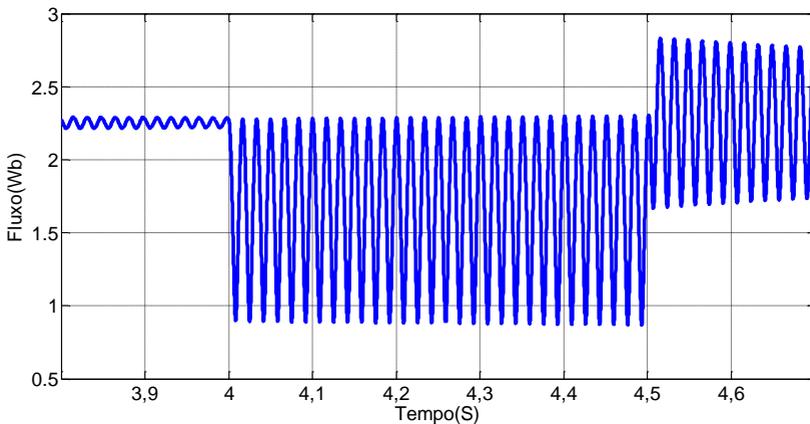
A Figura 5-30 apresenta o comportamento da componente de corrente em eixo em quadratura frente ao afundamento de tensão. Já a Figura 5-31 mostra o fluxo estimado do estator. O comportamento de ambos é semelhante ao comportamento obtido para o afundamento de 90% de tensão, a única diferença fica por conta dos picos mais elevados nos transitórios e na maior dificuldade em acompanhar o valor de referência para o caso da corrente.

Figura 5-30- Corrente de eixo em quadratura: em azul a referência e em vermelho a corrente simulada.



Fonte: próprio autor.

Figura 5-31 - Fluxo estimado do estator.



Fonte: próprio autor.

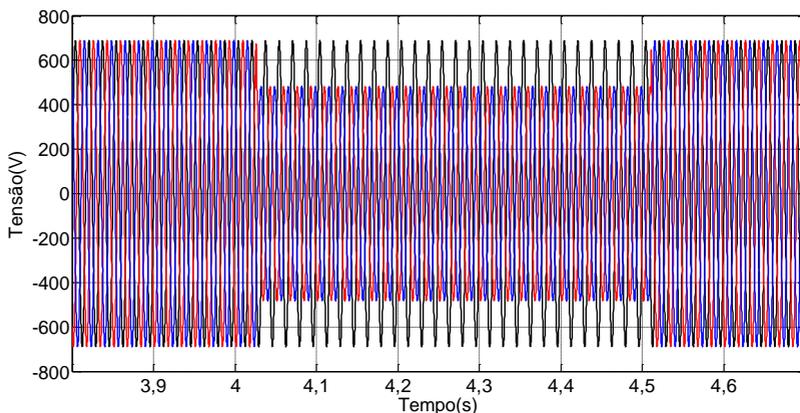
Como mencionado anteriormente, para valores próximos a 50% de afundamento de tensão, e com os ganhos escolhidos para essa simulação, o sistema de controle não conseguiria manter o DFIG na

região de estabilidade, o que comprova o quanto esse fenômeno é prejudicial para o gerador de indução.

Entretanto, os aerogeradores precisam suportar condições mais severas de AMT's, estabelecidas por norma. A IEC 61400-21 exige, por exemplo, que o aerogerador suporte um AMT trifásico simétrico com amplitude de 20% por 200ms. Essa condição é bastante severa e requer um controle bastante complexo para o DFIG, a fim de manter o mesmo conectado a rede elétrica durante a ocorrência desse fenômeno.

A última simulação é referente a um afundamento momentâneo de tensão bifásico assimétrico, com amplitude de 70%. A Figura 5-32 apresenta esse afundamento de tensão bifásico na rede.

Figura 5-32– Tensões trifásicas da rede: afundamento de tensão bifásica de 70% do valor nominal.



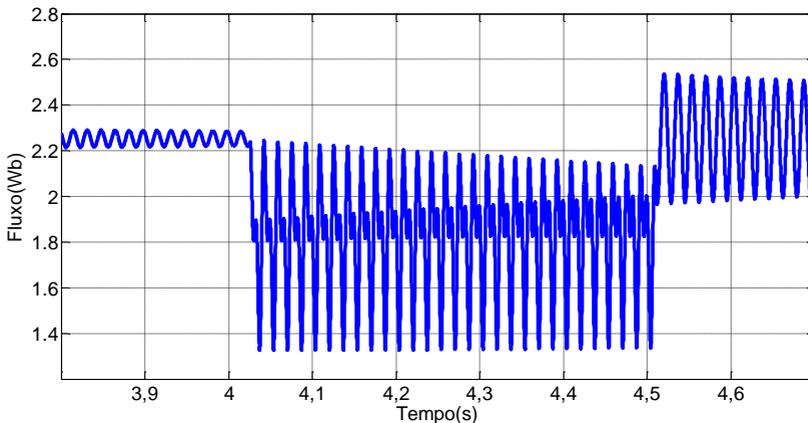
Fonte: próprio autor.

Durante a ocorrência de uma falta monofásica ocorrem, além da redução do nível de tensão da rede elétrica, componentes de sequencia

negativa que podem provocar transitórios, sobretudo no fluxo do estator com níveis superiores aos que ocorrem em faltas trifásicas simétricas.

A Figura 5-33 mostra o comportamento pouco amortecido do fluxo estimado do estator para um AMT bifásico assimétrico. Como consequência disso, a componente de eixo em quadratura apresentará uma oscilação maior para esse caso, pois a referência gerada pela potência ativa também apresentará aumento na oscilação.

Figura 5-33 - Fluxo estimado no estator.



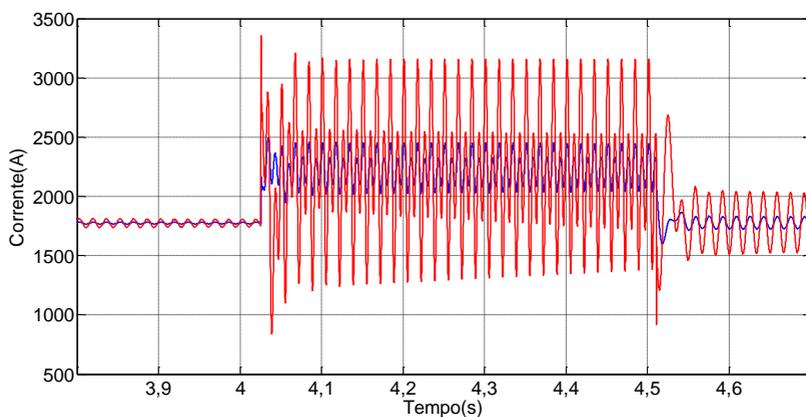
Fonte: próprio autor.

A Figura 5-34 mostra a componente de corrente de eixo em quadratura do rotor, onde se destaca o aumento da oscilação, conforme comentado.

Segundo (OLIVEIRA, 2009), uma solução para evitar que o DFIG possa entrar em regime de instabilidade e assim seja desconectado da rede elétrica é desabilitar os controladores de potência ativa fornecida para a rede e também de potência reativa de estator, passando o

conversor do rotor a ser controlado por corrente. Adicionalmente a isso, as referências de controle de corrente do rotor são feitas iguais a zero. Essa estratégia também evita desgastes mecânicos e elétricos no sistema de geração, além de permitir que o DFIG possa voltar a operar no sistema logo após a eliminação do distúrbio do sistema.

Figura 5-34 – Componente de corrente de eixo em quadratura do rotor: em azul a referência e em vermelho a corrente simulada.



Fonte: próprio autor.

O comportamento das correntes trifásicas do estator e do rotor são semelhantes ao apresentado nas simulações anteriores e por isso não serão apresentados aqui. Assim como para o AMT trifásico, para valores de afundamentos perto de 50%, nas condições dos ganhos obtidos para esse trabalho, o sistema entra na região de instabilidade. Em alguns trabalhos são apresentadas soluções para evitar tal instabilidade, entretanto esse não é o foco desse trabalho, que tem como objetivo comparar duas das principais tecnologias aplicadas à energia eólica.

5.3 CASO 2: SISTEMA USANDO PMSG

Nessa seção serão apresentadas as simulações da máquina de ímãs permanentes modelada no Capítulo 4. O objetivo é validar o modelo da máquina e também as estratégias de controle adotadas. A abordagem será um pouco diferente da apresentada para os estudos de casos do DFIG, nos seguintes aspectos:

- A turbina modelada no Capítulo 2 será usada como sinal de entrada, assim como para o DGIF, mas não será usada a potência ativa como referência. Ao invés disso serão usados os sinais da velocidade angular e do torque da turbina. Isso será feito, pois a estratégia de controle escolhida para o PMSG foi o controle de velocidade;
- Não serão apresentados estudos de afundamento de tensão, pois o PMSG não está diretamente conectado a rede e por isso os impactos desse fenômeno não tem impacto tão severo quanto para o DFIG.

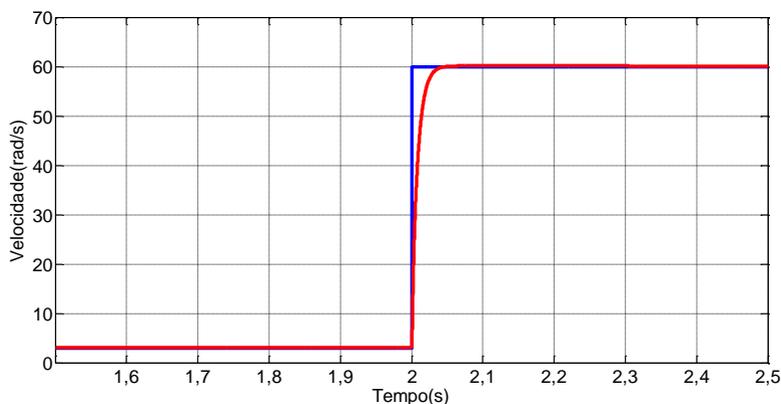
5.3.1 Resposta ao degrau das malhas de controle do conversor do lado do gerador

Nessa subseção serão apresentados as respostas ao degrau das malhas de controle do GenSC, afim de validar as simplificações realizadas e também de verificar o comportamento das malhas de controle do conversor do lado do gerador frente a tal variação do sinal de entrada.

Na Figura 5-35 é mostrado o degrau de velocidade angular aplicado no gerador de ímã permanente, através da turbina eólica.

A velocidade angular simulada do gerador acompanha o sinal de referência com pequeno sobressinal e rápida resposta de recuperação. O tempo de acomodação do sinal após a aplicação do degrau é de aproximadamente 50ms, o que pode ser considerado adequado uma vez que a malha de velocidade é externa a malha de corrente de eixo em quadratura e por isso precisa ser mais lenta.

Figura 5-35 - Velocidade angular do PMSG: em azul a referência de velocidade e em vermelho a velocidade simulada do gerador.



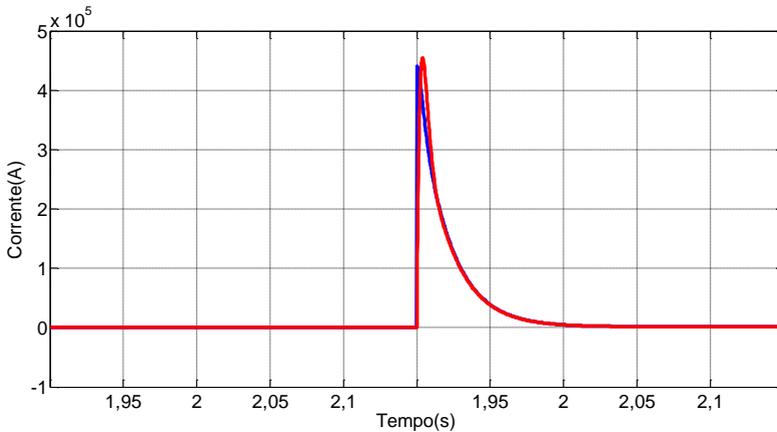
Fonte: próprio autor.

O comportamento da componente de corrente em quadratura pode ser visualizado na Figura 5-36. Naturalmente, a resposta dessa malha é mais rápida se comparada com a malha externa de velocidade.

Já na Figura 5-37 é mostrado o comportamento da corrente de eixo direto no momento em que é aplicado o degrau na velocidade. Mesmo a corrente controlada apresentando um sobressinal no instante da aplicação do degrau, a mesma rapidamente volta a seguir a referência

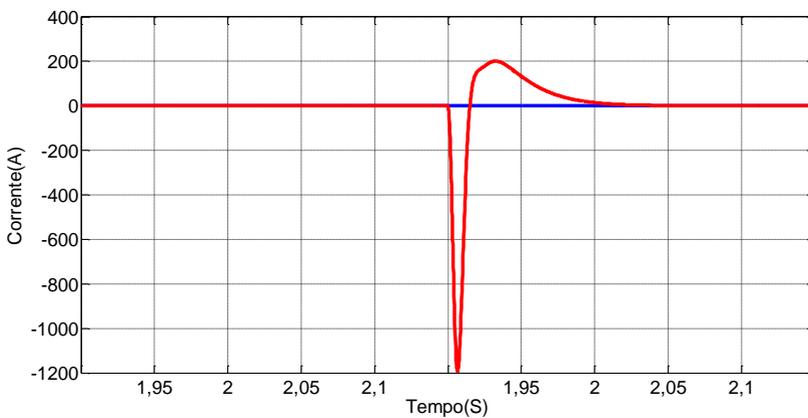
de corrente que lhe é imposta. Esse fato valida o desacoplamento das componentes de corrente de eixo direto e em quadratura.

Figura 5-36 – Componente de corrente de eixo em quadratura: em azul a referência e em vermelho a corrente controlada.



Fonte: próprio autor.

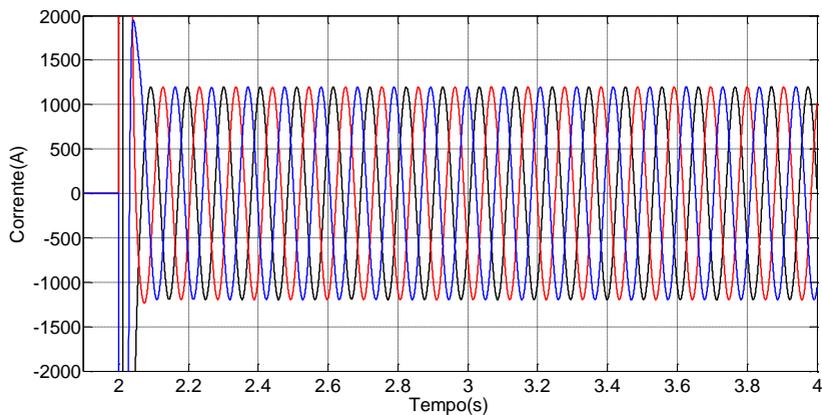
Figura 5-37 - Componente de corrente de eixo direto (d-axis current): em azul a referência e em vermelho a corrente controlada.



Fonte: próprio autor.

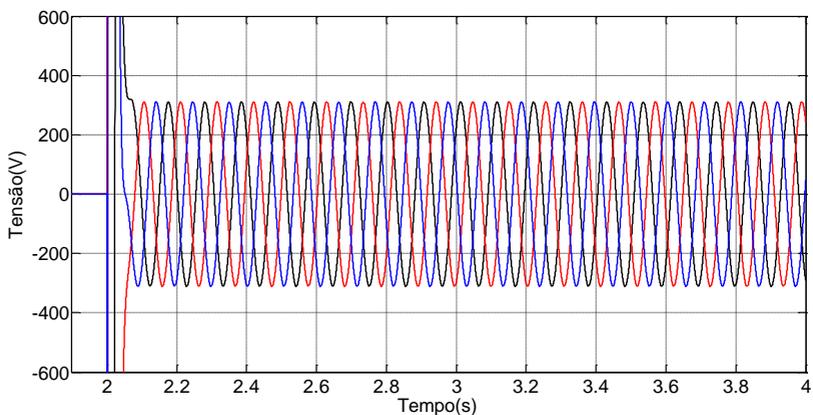
A Figura 5-38 mostra as correntes trifásicas geradas no estator do PMSG no momento em que é aplicado o degrau de velocidade. Já a Figura 5-39 mostra as tensões trifásicas geradas.

Figura 5-38 - Correntes trifásicas geradas no estator do gerador.



Fonte: próprio autor.

Figura 5-39 - Tensões trifásicas geradas no estator do gerador.

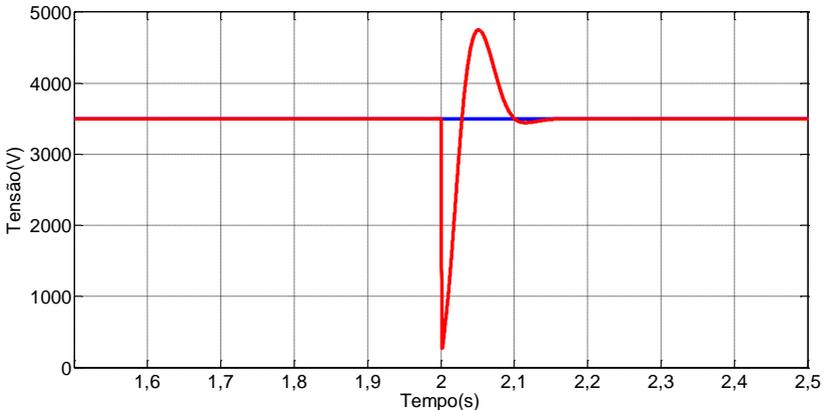


Fonte: próprio autor.

Nas duas figuras é possível notar que, antes da aplicação da velocidade angular na turbina, os valores de corrente e tensão geradas pelo gerador eram nulas. Entretanto, a partir de $t=2s$ o gerador passa a gerar corrente e tensão nos seus terminais.

Por fim é apresentado o comportamento da tensão do barramento CC na Figura 5-40. Foi considerado uma tensão fixa de 3500V no barramento CC, e pode-se observar que, no momento do degrau a tensão controlada apresenta um sobressinal que é rapidamente eliminado. O controle do barramento CC é feito pelo conversor do lado da rede, mas apresenta sensíveis variações oriundas do conversor do lado do gerador.

Figura 5-40 - Tensão no barramento CC.



Fonte: próprio autor.

Mesmo com o sobressinal um pouco elevado, o comportamento do controle do barramento CC pode ser considerado adequado, pois o

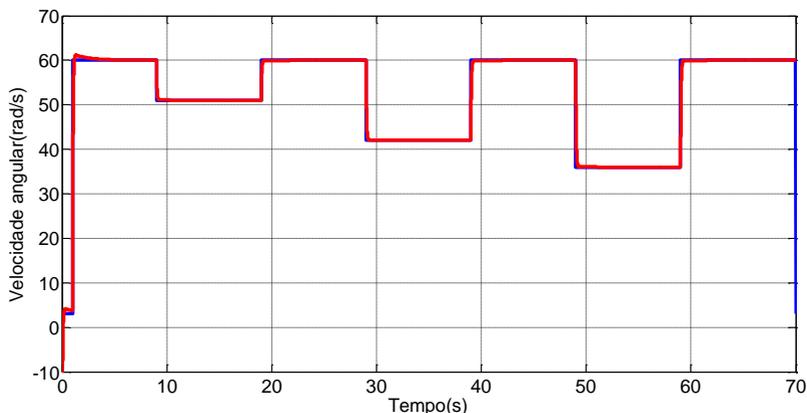
controle de tensão atua e faz com que a tensão simulada siga novamente o valor de referência.

5.3.2 Resposta à variação da velocidade do vento das malhas de controle do GenSC

Nessa subseção serão apresentados os resultados de simulação das malhas de controle do conversor do lado do gerador frente a variações de velocidade do vento, provenientes da simulação da turbina eólica.

O perfil do vento é o mesmo utilizado nas simulações do DFIG, com o objetivo de ficar mais fácil a comparação entre os controles adotados para cada gerador. A Figura 5-41 mostra a referência de velocidade do vento simulada, gerada pela turbina, e a velocidade simulada do gerador.

Figura 5-41 - Velocidade do vento e velocidade controlada.



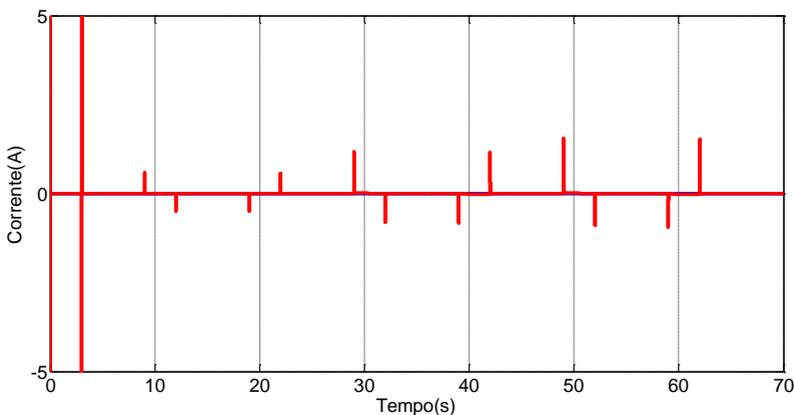
Fonte: próprio autor.

Nessa figura, é possível visualizar a atuação adequada dos controladores, sobretudo do controlador PI de velocidade, fazendo a velocidade simulada seguir perfeitamente o sinal de referência, não apresentando sobressinal tanto para variações crescentes quanto decrescentes de velocidade de vento.

A Figura 5-42 mostra a corrente de eixo direto, onde, nos momentos de transição de velocidade, existe um sobressinal proveniente da variação da velocidade. Entretanto, o controle atua rapidamente e a corrente simulada volta a seguir a referência de corrente de eixo direto.

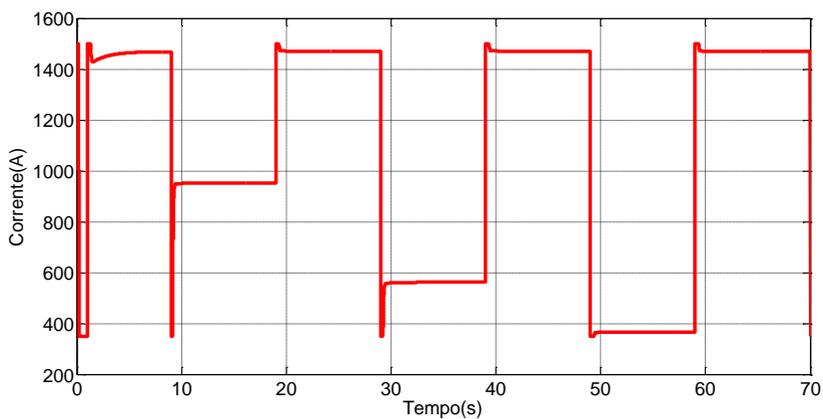
Já a Figura 5-43 mostra o comportamento da componente de corrente de eixo em quadratura, que tem sua referência variando na medida em que a velocidade do vento varia, e também a corrente controlada seguindo o sinal de referência. Também nessa figura é praticamente impossível identificar os sinais de referência e o medido.

Figura 5-42 - Componente de corrente de eixo direto: em azul a referência e em vermelho a corrente controlada.



Fonte: próprio autor.

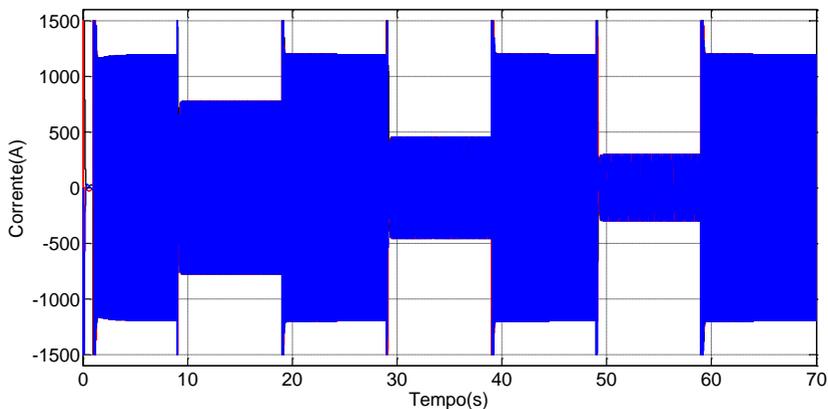
Figura 5-43 – Componente de corrente de eixo em quadratura: em azul a referência e em vermelho a corrente controlada.



Fonte: próprio autor.

A Figura 5-44 mostra as correntes trifásicas no estator do gerador.

Figura 5-44 - Correntes trifásicas no estator do gerador.

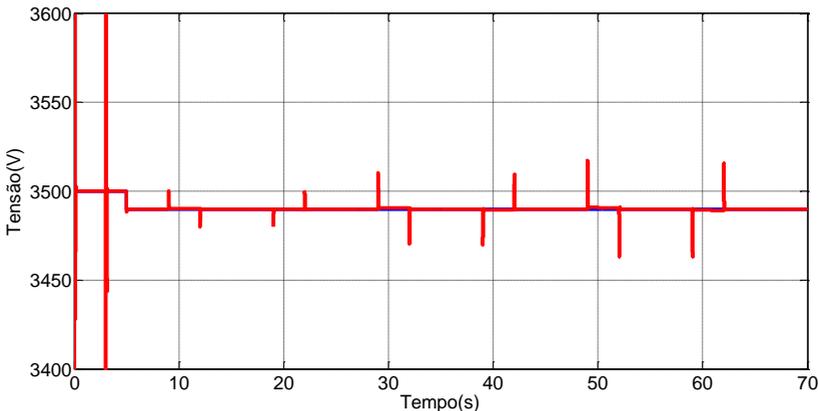


Fonte: próprio autor.

Nessa figura é possível observar sobressinais nos transitórios de velocidades, que podem ser corrigidos frente a ajuste de ganho nas malhas de controle. Entretanto, o comportamento pode ser considerado aceitável, pois as correntes seguem a variação de velocidade imposta pela turbina eólica.

A Figura 5-45 mostra a tensão no barramento CC frente às variações de velocidade. Assim como aconteceu para o caso anterior, onde foi aplicado um degrau na referência de velocidade, nessa simulação a tensão simulada do barramento CC apresenta um sobressinal nos instantes onde ocorre a variação de velocidade, entretanto, os controladores agem rapidamente de forma que a tensão simulada volte a seguir a referência.

Figura 5-45 - Tensão no barramento CC: em azul a referência e em vermelho a tensão simulada.



Fonte: próprio autor.

Nessa subseção foram apresentadas simulações referentes ao conversor do lado do gerador para o PMSG. Com as simulações

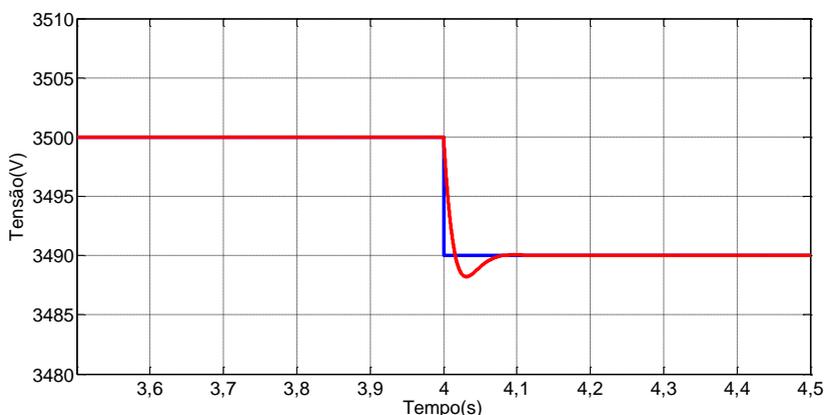
procura-se validar os modelos apresentados tanto para o gerador quanto para os conversores.

De uma forma geral, os resultados apresentados são satisfatórios, pois em todos os casos as malha de controle atuaram nos respectivos sinais controlados fazendo com que os mesmos seguissem sua referência. Nas simulações existe a presença de um sobressinal, proveniente da estratégia de controle adotada.

5.3.3 Análise do conversor do lado da rede

A estratégia de controle para o conversor do lado da rede para o gerador de ímãs permanentes foi à mesma estratégia utilizada para o DFIG. Sendo assim, será apresentada apenas uma simulação, onde será considerada a velocidade do vento constante e será aplicado um degrau na referência de tensão do barramento CC..

Figura 5-46 - Tensão no barramento CC: em azul a referência e em vermelho a tensão controlada.



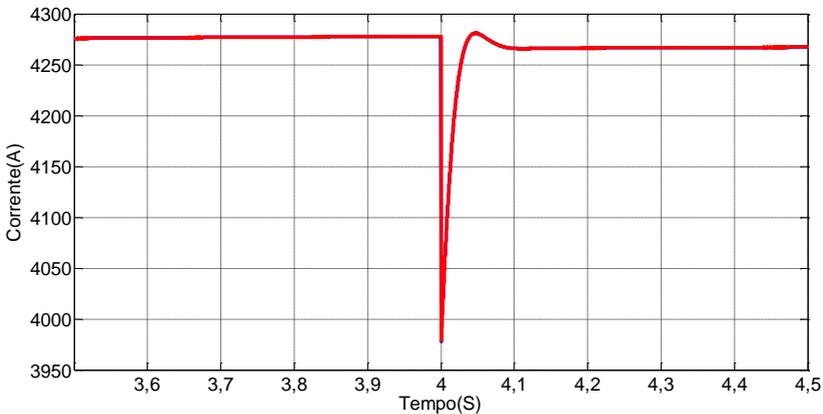
Fonte: próprio autor.

A Figura 5-46 mostra a tensão no barramento CC quando é aplicado um degrau, reduzindo o valor de referência.

O tempo de acomodação do sinal é de aproximadamente 100ms, o que caracteriza um malha bem lenta. Contudo, isso não é um grande problema visto que a malha de tensão é externa a malha de corrente de eixo em quadratura, no conversor do lado da rede, e essa malha interna precisa ser mais rápida que a malha de tensão.

A Figura 5-47 mostra a corrente de eixo em quadratura frente à variação da referência.

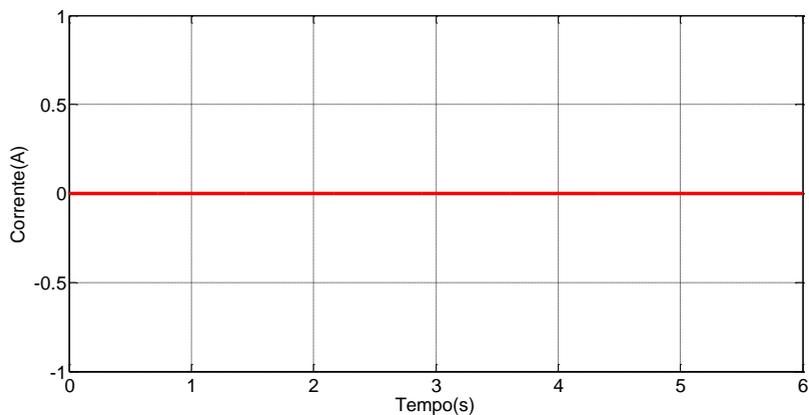
Figura 5-47 - Componente de corrente de eixo em quadratura: em azul a referência e em vermelho a corrente simulada.



Fonte: próprio autor.

Já a Figura 5-48 apresenta a componente de corrente de eixo direto, onde nota-se o perfeito desacoplamento entre as malhas de corrente de eixo qd .

Figura 5-48 – Componente de corrente de eixo direto.



Fonte: próprio autor.

5.4 DIFERENÇA ENTRE AS TECNOLOGIAS DOS SISTEMAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA USANDO DFIG E PMSG

Os dois principais tipos de aerogeradores empregados hoje na geração de energia eólica são: o gerador de indução duplamente alimentado e o gerador com imã permanente. Ambos operam com velocidade variável. Cada tipo de gerador possui uma série de vantagens e também algumas desvantagens, sendo que ainda não existe um consenso sobre qual solução é a melhor para o uso em geração de energia a partir dos ventos.

Tal indecisão, por assim dizer, na indústria de energia eólica é facilmente entendida, pois a decisão por determinado tipo de tecnologia leva em conta diversos fatores e, dependendo dos aspectos levados em

consideração para a tomada de decisão, qualquer um dos tipos de geradores pode ser escolhido.

Alguns especialistas de tecnologia e analistas da indústria de energia eólica apontam para o uso do DFIG, defendendo o baixo custo inicial de instalação e citando possíveis problemas com os ímãs em condições extremas de sobrecarga e temperatura. Em contrapartida, também existem vertentes que defendem o uso do PMSG, apontando para o custo operacional mais elevado do DFIG, por necessitar de manutenção mais frequente, se comparado com o PMSG.

Sendo assim, serão apresentados a seguir os principais tópicos que devem ser levados em consideração quando da escolha por determinada tecnologia de geradores para o uso em energia eólica, considerando turbinas de velocidade variável com potência superior a 1MW.

5.4.1 Características básicas dos geradores e dos conversores

O gerador de indução duplamente alimentado recebe essa denominação, pois, possui seu estator e seu rotor conectados a rede elétrica. O estator é conectado diretamente à rede elétrica através de seus terminais, já o rotor é conectado a rede via conversor CA-CC-CA, através de escovas conectadas em seus terminais.

Para esse tipo de gerador é utilizado o conversor na configuração *back-to-back*, possibilitando a operação do gerador nas condições de velocidade variável, síncrona e subsíncrona.

A grande vantagem do ponto de vista do conversor usado para o DFIG é o fato de que a potência necessária para o conversor fica entre 25% a 35% da potência total da máquina, uma vez que o conversor está

ligado no circuito do rotor. Em contrapartida, esse tipo de gerador necessita de escovas no rotor, para a conexão com o conversor. Outra desvantagem é a limitação de velocidade de operação, que fica entre +/- 30% da velocidade síncrona.

Por apresentar um conversor com reduzida potência, o custo inicial de instalação é menor, além das perdas associadas ao conversor também serem. Outro ponto positivo é que, por ter o circuito do estator conectado direto a rede, não é necessário filtro entre o gerador e a rede, pois a forma de onda gerada pelo gerador é puramente senoidal. Em contrapartida o custo operacional pode se tornar mais elevado, devido as manutenções nas escovas do rotor, previstas a cada 6 meses.

Esse tipo de gerador se caracteriza por ter baixo número de polos, o que resulta em velocidade síncrona mais elevada, necessitando dessa forma de caixa de engrenagem para a conexão do rotor da turbina eólica e o eixo do rotor do gerador. Essa necessidade também caracteriza uma desvantagem do sistema utilizando o DFIG, pois, mais uma vez, o tempo de manutenção torna-se maior devido à caixa de engrenagens presente no aerogerador.

Já o gerador de imã permanente é um tipo de gerador síncrono, onde o rotor bobinado dá lugar ao rotor com imãs permanentes. Sendo assim, nesse tipo de gerador o rotor não necessita de nenhum tipo de excitação externa, e o circuito do estator está conectado a rede via conversor CA-CC-CA. Dessa forma, se faz necessário o uso de filtro entre o conversor e a rede elétrica para atenuar os harmônicos oriundos do chaveamento em alta frequência do conversor.

Esse tipo de conversor pode apresentar a mesma configuração *back-to-back* do conversor do DFIG, ou também configurações mais

simples, pois não é necessário que o conversor seja bidirecional em potência. Entretanto o uso do conversor na configuração *back-to-back* auxilia no melhor funcionamento do gerador frente a afundamentos de tensão, pois o conversor do lado da rede atuará de forma a minimizar os efeitos desse afundamento no gerador.

O fato do circuito do estator estar conectado a rede elétrica via conversor, leva a necessidade desse conversor possuir potência igual ou superior a potência do gerador. Consequentemente, o custo inicial de instalação do sistema usando o PMSG torna-se mais elevado em comparação com o DFIG. Além disso, as perdas associadas ao conversor, em plena carga, também são superiores.

Entretanto, esse tipo de gerador possibilita a operação em faixas de velocidade praticamente plena, ou seja, possibilita variar praticamente 100% de sua velocidade nominal, sendo muito vantajoso em baixas velocidades. Além disso, em baixas potências as perdas dos conversores são reduzidas, e passam a apresentar valores semelhantes às perdas do conversor utilizado no sistema com DFIG.

Outro ponto é que, o PMSG, pode dispensar o uso do sistema engrenagem usado como multiplicador de velocidade, pois os geradores com ímã permanente podem ser construídos com elevado número de polos. Essa característica, junto com a não existência de escovas no circuito do rotor, confere a esse sistema um menor custo de manutenção em comparação com o DFIG.

5.4.2 Aspectos de custos considerando operação em longo prazo

Existem mercados no mundo, onde o critério para tomada de decisão é o preço inicial de instalação, sem contar com a eficiência e

custo de manutenção. No sentido oposto, existem outros mercados que optam pelo uso de geradores com maior eficiência o que resulta em economia em longo prazo.

O principal mercado emergente que utiliza o sistema com PMSG é a China, que nos últimos 10 anos vêm crescendo no campo de energia eólica, sendo hoje o país com maior capacidade instalada desse tipo de energia no mundo. Os maiores fabricantes de turbinas eólicas da China adotam o sistema de geração de energia eólica usando geradores de ímãs permanentes.

Dentre as principais razões para o PMSG ter obtido tanto sucesso recentemente, pode-se destacar a alta confiabilidade e disponibilidade, devido à baixa necessidade de manutenção, além da facilidade de atender os requisitos de conexão à rede elétrica. Além disso, a capacidade de fornecimento de potência reativa do PMSG é superior se comparada ao DFIG, considerando os conversores usualmente adotados.

O fato da baixa capacidade de fornecimento de potência reativa dos aerogeradores que utilizam o DFIG gera muitas vezes a necessidade de inserir potência reativa adicional na rede. Essa adição pode ser feita via filtro LC controlado ou então com o emprego de compensadores síncronos, que além de compensarem a potência reativa da rede, também contribuem para a manutenção de curto-circuito do sistema elétrico. Desse modo, a baixa capacidade de fornecimento de potência reativa a rede apresentada pelo DFIG, implica em custos adicionais para a rede elétrica.

Outro ponto que deve ser levado em conta é o custo operacional ou custo de manutenção dos geradores, onde o DFIG apresenta custos

mais onerosos se comparado com o PMSG. Conforme citado anteriormente, sistemas que usam o DFIG necessitam de caixa multiplicadora de velocidade, construída com caixa de engrenagens que podem ser com um ou três estágios, e também de escovas para a conexão do rotor com o conversor. Esses sistemas necessitam de manutenção periódica, além de serem componentes com possibilidade de falha.

Em (REW, 2015) é afirmado que projetos com PMSG apresentam baixo número de falhas elétricas comparado com outras tecnologias, sendo de 0.59 falhas por ano para o PMSG e 0.69 falhas por ano para outras tecnologias. Além disso, as recentes tecnologias para os sistemas que usam o PMSG são mais confiáveis, apresentado 1,98 dias por ano de indisponibilidade contra 2,36 dias por ano para outras tecnologias, ou seja, 19% a mais de disponibilidade ao ano do PMSG frente a outras tecnologias.

Também é citado em (REW, 2015) que o custo adicional de manutenção de sistemas que usam o DFIG, incluindo os custos de manutenção da caixa de engrenagens, seria em torno de 20% a 30% superior ao custo de manutenção se comparado com sistemas que usam o PMSG.

5.4.3 Aspectos de custos considerando a produção anual de energia

Nessa subseção serão apresentados três estudos realizados onde, nos dois primeiros, foram levados em consideração o custo e a energia anual produzida, AEP – do termo em inglês *Annual Energy Production*.

Além do AEP, também é abordado no terceiro estudo uma avaliação do custo de vida útil do PMSG.

5.4.3.1 Comparação de sistemas na mesma potência

Em (POLINDER, et al., 2006), é realizada uma comparação entre cinco diferentes sistemas geradores para turbinas eólicas:

- Gerador de indução com dupla alimentação com caixa de transmissão de três estágios, DEFIG3G – do termo em inglês *doubly-fed induction generator with three-stage gearbox*;
- Gerador síncrono com excitação elétrica sem caixa de transmissão, DDSG – do termo em inglês *direct-drive synchronous generator with electrical excitation*;
- Gerador síncrono de ímãs permanentes sem caixa de transmissão DDPMG – do termo em inglês *direct-drive permanent-magnet generator*;
- gerador síncrono de ímãs permanentes com caixa de transmissão de um estágio PMG1G – do termo em inglês *permanent-magnet generator with single-stage gearbox*;
- gerador de indução com dupla alimentação com caixa de transmissão de um estágio DEFIG1G – do termo em inglês *doubly-fed induction generator with single-stage gearbox*.

A comparação é baseada no custo e na energia anual produzida para um dado regime de vento, considerando que os cinco sistemas geradores são empregados em uma turbina eólica de 3 MW, 15 rpm.

Inicialmente foram feitas a modelagem da turbina eólica, da caixa de transmissão, do conversor de potência e do gerador. A partir do

arranjo desses modelos, foi feita a avaliação de desempenho de cada um dos cinco sistemas. Para o cálculo da energia produzida, foi adotada uma velocidade média do vento de 7 m/s com uma distribuição Weibull (HARRISON, et al., 2000).

Para o cálculo das perdas totais no ferro, foram avaliadas as perdas no ferro em diferentes partes do gerador e então multiplicadas pelos pesos dessas partes e adicionadas. Além disso, também foram computadas as perdas no cobre, no conversor e na caixa de transmissão. Para encontrar o custo total de um determinado gerador, as massas de ferro, cobre e ímãs são multiplicadas pelo custo por quilo do material.

Com base nas considerações anteriores, chega-se aos resultados mostrados na Tabela 4.

Tabela 4 – Custo AEP e AEP/ custo de cinco sistemas geradores.

	DFIG 3G	DD SG	DD PMG	PMG 1G	DFIG 1G
Custo (kEuro)	1870	2117	1982	1883	1837
Total de perdas anual (MWh)	763	739	513	674	701
AEP (GWh)	7,73	7,88	8,04	7,84	7,8
AEP/Custo (kWh/kEuro)	4,13	3,72	4,05	4,16	4,25

Fonte: próprio autor.

De acordo com (POLINDER, et al., 2006), do total de perdas anual, aproximadamente 70% é devido a caixa de transmissão. Esta constatação justifica o fato do DEFIG3G apresentar a menor AEP, pois

a existência da caixa de transmissão de três estágios faz com que este sistema gerador tenha a maior perda anual entre os sistemas comparados. Ainda, em função do uso de componentes industriais padronizados, não se espera melhorias significativas no desempenho ou na redução de custo deste sistema.

O sistema DDSG apresenta a pior relação AEP/Custo entre os sistemas comparados, portanto, não é uma alternativa viável frente seus concorrentes. O termo AEP/custo é o literalmente a divisão da energia produzida pela máquina por ano, em GW, pelo custo de construção e montagem da máquina. Sendo assim, quanto maior o AEP/custo melhor a máquina.

O sistema DDPMG parece ser a alternativa mais atraente, pois apresenta o menor valor total de perdas anual e o maior AEP entre os sistemas comparados. Porém, os custos dos ímãs permanentes e do conversor de potência são desfavoráveis, apresentando o segundo pior AEP/Custo entre os sistemas comparados. Certamente pode-se esperar a melhoria deste último índice com a diminuição dos custos associados aos ímãs permanentes e ao conversor de potência e com a otimização e integração desses elementos no sistema DDPMG.

Como alternativa inicial, pode-se pensar no PMG1G, porém chegou-se a conclusão, nesse estudo, que o DEFG1G é a melhor opção entre aquelas avaliadas, pois apresentou o maior AEP/Custo. Este ótimo índice foi obtido devido à diminuição de três para um estágio da caixa de transmissão, e também o fato do conversor de potência ter custo e perdas reduzidas.

5.4.3.2 Comparação de sistemas em diferentes potências

Uma segunda abordagem é apresentada em (LI, 2008) onde os autores fazem uma comparação mais abrangente em relação àquela mostrada em (POLINDER, et al., 2006).

Para tanto, foram investigados sete sistemas de geração eólica: os cinco sistemas citados anteriormente acrescidos:

- Gerador de indução com gaiola de esquilo com caixa de transmissão de três estágios, SCIG3G – do termo em inglês *squirrel cage induction generator with three-stage gearbox* e;
- Gerador síncrono de ímãs permanentes com caixa de transmissão de três estágios, PMG3G – do termo em inglês *permanent-magnet generator with three-stage gearbox*.

Outra diferença diz respeito às potências avaliadas: além de 3 MW, foram também incluídas na análise as potências de 0,75 MW, 1,5 MW, 5 MW e 10 MW.

Para a obtenção dos dados necessários a comparação entre os sistemas, inicialmente foi feita a modelagem da turbina eólica, da caixa de transmissão com um/três estágios, do conversor de potência e do gerador através de modelos analíticos. Em seguida os modelos desenvolvidos foram otimizados através do uso de um algoritmo genético melhorado. Por último, a AEP/custo de cada sistema considerado foi obtida para um dado regime de ventos.

Considerando as várias alternativas e para permitir uma análise conveniente, os resultados obtidos foram agrupados de duas maneiras. No primeiro caso, foram feitas comparações baseadas no índice AEP/Custo para cada nível de potência entre os diferentes sistemas de geração eólica, ou seja, direct-drive, single-stage geared drive e three-

stage geared drive. No segundo caso, foram escolhidos três níveis de potência (0,75, 3 e 10 MW) e comparados todos os diferentes sistemas de geração eólica com relação aos índices Custo e AEP/Custo.

Dessa forma, serão analisados os resultados obtidos para o segundo caso da segunda abordagem, de maneira a permitir uma correlação dos resultados gerados em (LI, 2008) com aqueles apresentados em (POLINDER, et al., 2006).

Analisando os resultados obtidos chega-se a conclusões semelhantes aquelas apresentadas na Tabela 4, ou seja, os resultados mostram que o DFIG1G é a escolha mais viável nas potências de 0,75 e 3 MW, tanto em termos de custo quanto em relação a AEP/Custo. No entanto, para a potência de 10 MW, o sistema DFIG3G se mostrou um pouco mais adequado do que o sistema DFIG1G, em função de uma ligeira vantagem em relação ao índice Custo.

5.4.3.3 Comparação considerando o custo da vida útil

Por último, em (ALSHIBANI, et al. 2014) é apresentado uma forma mais abrangente que combina as vantagens dos métodos disponíveis na literatura técnica. Nesse método de levantamento de custo é levado em conta o ciclo de vida útil ou LCA – do termo em inglês *Lifetime Cycle Assessment* – que pode ser usado como ferramenta de escolha do gerador na fase de projeto. Também é abordado em (ALSHIBANI, et al. 2014) a produção anual de energia, AEP.

Nessa abordagem de custo do LCA é mostrado que no AEP/custo não deve ser levado em conta apenas o custo inicial do projeto, ou as despesas de capital, CAPEX – do termo em inglês *Capital Expenditures* – mas também deve ser levado em conta todos os custos

ao longo da vida útil do aerogerador ou do parque eólico, como por exemplo, os custos com manutenção, a confiabilidade ou disponibilidade do sistema, além do rendimento do aerogerador.

No primeiro momento é feito um estudo comparando um PMSG com e sem caixa de engrenagens. Pelo método clássico de cálculo do AEP/custo, onde é levado em conta apenas o custo inicial do gerador, o gerador com caixa de engrenagens apresenta melhores resultados, visto que o gerador sem redutor tem dimensões, massas e custo inicial maior. Entretanto, se for avaliado o custo de manutenção da caixa de transmissão, o custo AEP no ciclo de vida útil do PMSG sem redutor é mais atraente. Uma das justificativas é que, um aerogerador é projetado para uma vida útil de aproximadamente 20 anos, enquanto a caixa de engrenagens precisa ser trocada em média a cada 5 a 7 anos.

A justificativa para o uso do custo ao longo da vida útil fica ainda mais evidente para geradores com potência perto ou acima de 10MW, onde o custo do redutor pode ser igual ou algumas vezes superior ou custo de massa ativa do gerador. Nesse caso, cada troca ou manutenção no redutor tem um impacto muito grande no custo do gerador ao longo do seu ciclo de vida útil. Nessa configuração de aerogerador, o PMSG sem caixa de engrenagens é amplamente vantajoso se comparado com as demais tecnologias, segundo (ALSHIBANI, et al. 2014).

Além do custo de manutenção, outro ponto importante levado em consideração no LCA é o rendimento do gerador. Quanto maior o rendimento do sistema, mais rápido é o retorno sobre o capital investido. Nesse sentido em (ALSHIBANI, et al. 2014), foi realizado um estudo comparando um projeto de PMSG sobre dois aspectos:

- Primeiro caso: projeto otimizado considerando o menor custo inicial e maior AEP/custo pelo método clássico;
- Segundo método: projeto otimizado considerando o menor custo conforme o LCA.

Novamente, se for comparado apenas o custo inicial de projeto, o custo do gerador otimizado segundo o método LCA, ficou 28,9% maior que o custo do projeto clássico. Entretanto, se considerar o custo ao longo da vida útil durante 20 anos, o custo do gerador projetado pelo método LCA fica 9,1% menor.

Outro ponto interessante, e que justifica o custo menor, é que no projeto realizado seguindo o método LCA, o gerador ficou 13,2% mais leve e com rendimento – 96,2% contra 94,7% maior se comparado com o projeto via método clássico. Esses dois pontos, devem com certeza serem levados em conta na escolha do projeto.

Obviamente, ambos os métodos apresentam limitações, principalmente sobre o ponto de vista de equacionamento, pois são métodos teóricos. O método clássico, onde são levados em conta apenas o custo de fabricação é mais preciso na obtenção dos custos, mas não é 100% correto, pois não leva em consideração o custo de vida útil do gerador. Já o LCA, é mais completo, mas leva em conta custos levantados estatisticamente, que são mais demorados para serem coletados e confrontados, mas mesmo assim é o mais robusto.

De qualquer forma, nessa sucessão, foram apresentados três diferentes estudos, com três diferentes resultados, o que comprova a dificuldade na escolha pela melhor tecnologia de aerogerador. Ainda, ficou mais evidente que, muitos aspectos devem ser levados em conta na escolha do aerogerador.

5.4.4 Conexão a rede elétrica e aspectos de confiabilidade dos conversores

Eficiência e cumprimento dos requisitos de rede são as principais exigências quando se trata da escolha do gerador, do ponto de vista de conexão a rede elétrica. Soma-se a esses fatores a produção de energia anual e a confiabilidade do sistema.

Os conversores parciais utilizados no DFIG tem apresentado um aumento na conformidade aos códigos de rede, entretanto os conversores plenos utilizados no PMSG tem maior facilidade para atenderem os códigos de rede. Pelo fato de operarem com conversor com plena potência, todos os requisitos de harmônicos, controle de fator de potência e afundamentos de tensão na rede são facilmente atendidos no PMSG.

Para atender os requisitos de rede, geralmente severos na maioria dos países, são empregadas tecnologias tanto no *hardware* quanto no *software* dos conversores do DFIG. Essa adição de tecnologia obviamente se reflete em aumento de custo nos conversores.

Um dos principais benefícios dos sistemas que usam o gerador com ímã permanente é o fato de já incluírem funcionalidades como geração de potência reativa e melhor resposta frente a afundamento de tensão.

Além disso, em condições de baixa velocidade de vento, o PMSG opera com eficiência próxima ou superior ao DFIG. Por esse motivo não é válido à afirmação de que os conversores utilizados no PMSG são menos confiáveis do que os conversores empregados no DFIG, pois precisam ser projetados para potência plena. Na verdade os

semicondutores empregados são os mesmos, a diferença está na capacidade de tais semicondutores.

Ainda, as condições de operação de vento são sempre variáveis, sendo que a condição máxima de vento acontece mais raramente do que condições de vento com velocidades baixas. Isso leva a operação dos conversores do PMSG em condições de potência menores do que a projetada na maior parte do tempo, ou seja, os conversores trabalham com “folga” durante boa parte do ano diminuindo os riscos de defeito.

5.4.5 Preço dos imãs

A maior parte dos analistas que apontam ao alto custo inicial de instalação do PMSG atribui parte de custo ao preço dos imãs. Isso foi verdade por um longo período, mas hoje essa realidade vem mudando.

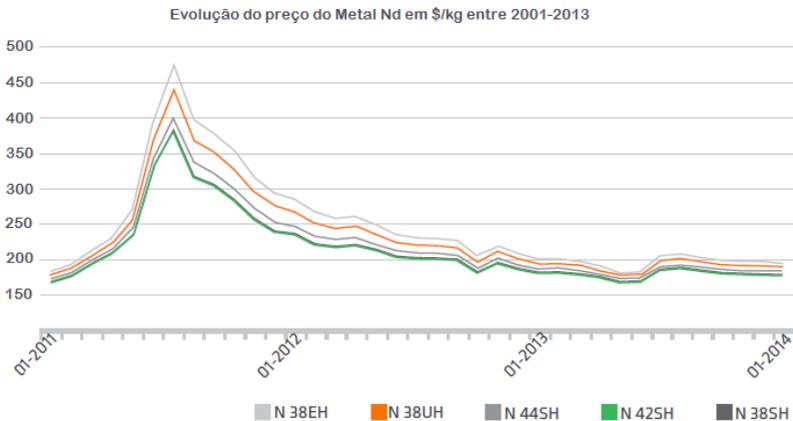
Grande “vilão” durante anos para o uso do PMSG, o preço dos “imãs de terras raras” vem baixando ao longo dos anos, tornando esse gerador ainda mais atrativo para o emprego em geração de energia a partir dos ventos.

Os imãs de terras raras pertencem à última geração de imãs desenvolvida. Eles são fabricados a partir das terras raras (grupo dos lantanídeos), neodímio e praseodímio, com metal de transição, ferro, cobalto e boro. As terras raras são de grande importância para toda a indústria de tecnologia, porque além de serem utilizados em geração de energia eólica, também são usadas em motores, hardware, fones de ouvido, entre outros.

Atualmente a China domina o mercado de imãs de terras raras, entretanto o Brasil tem grande abundância de terras raras, ainda pouco exploradas (USP, 2015). No processo de produção, a liga base a base de

(Nd ou Pr)-Fe-B passa pela etapa de hidrogenação transformando-a em material friável (em pó). Esta etapa produz o material em partes que medem cerca de 300 microns. Uma nova moagem reduz o material para 10 microns. A partir desse pó será feito o imã. Ainda, para que suas propriedades magnéticas sejam ativadas, o material recebe um pulso com campo de 6 Tesla.

Figura 5-49 - Evolução do preço do Nd no período de 2011 a 2013.



Fonte: adaptado de (REW, 2015).

O processo de confecção deste imã de alta tecnologia se chama metalurgia do pó. A liga é transformada em pó para que este possa dar origem ao produto final. Fazer peças usando metal em pó promove a economia de material. Com este processo não há sobras, o que também auxilia na redução do custo.

Com o uso desses metais de terras raras o custo dos geradores com imãs vem diminuindo ao longo dos anos. A Figura 5-49 mostra a

evolução do metal Nd, usado na liga para a fabricação desse tipo de imã comprovando a tendência na queda de seu preço.

Ainda hoje tendo a China como principal produtor desse tipo de imã, o mercado fica refém das políticas de preço de tal país. Entretanto, com a possibilidade de outros países, como o Brasil, de iniciar a produção desse tipo de imãs, com certeza os preços praticados tendem a ficarem cada vez mais atrativos, tornando o uso do PMSG ainda maior.

5.4.6 Local de instalação

Outro aspecto que deve ser levado em consideração para a análise de escolha do tipo de gerador é o local de instalação do mesmo. Em muitos países, além da instalação habitual de sistemas *onshore*, que são as instalações em terra, também são frequentes as instalações na costa, dentro do mar, ou *offshore*.

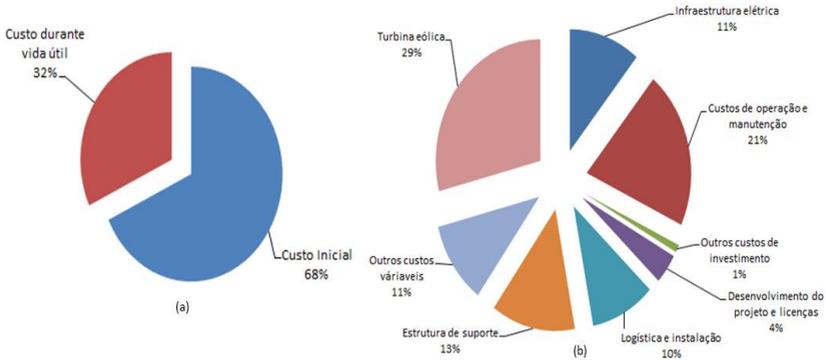
Potgieter (2014) realiza uma visão ampla e muito básica da distribuição de custos de vento típico de instalações de turbinas encontrado na literatura. A distribuição dos custos de uma típica instalação no mar (*offshore*) de energia eólica está mostrada na

Figura 5-50.

Nessa figura se destaca o custo inicial na ordem de 2/3 do valor total da turbina eólica. Destaca-se também na

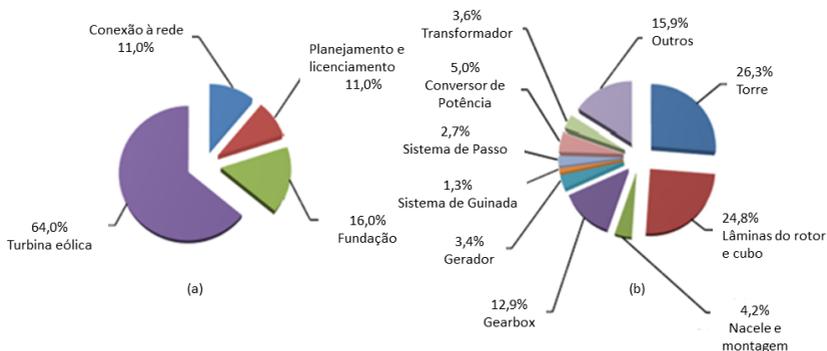
Figura 5-50-b que o custo de manutenção e operação é muito próximo do custo da própria turbina, tornando muito relevante esse fator na análise de custo e escolha de um aerogerador.

Figura 5-50 – Custo total de distribuição para uma instalação de turbina eólica típica para offshore com: (a) custos iniciais e de funcionamento durante vida útil, (b) custo de todos os componentes durante a vida útil de uma instalação de turbina eólica.



Fonte: adaptado de KALDELIS & KAPSALI (2013).

Figura 5-51 – Custo total para uma instalação de turbina eólica típica onshore com: (a) custos iniciais (b) custo de todos os componentes durante a vida útil de uma instalação de turbina eólica.



Fonte: adaptado de KALDELIS & KAPSALI (2013).

Já a Figura 5-51 apresenta a composição do custo de capital inicial e os componentes do sistema de transmissão para um sistema de energia eólica típica terrestre (*onshore*).

A escolha do gerador de energia eólica, seja *onshore* ou *offshore*, depende de parâmetros construtivos tais como: peso, compactidade, custo de manutenção e matéria-prima, confiabilidade, perdas elétricas e magnéticas, e por fim potencial de geração de energia elétrica em conformidade com os códigos de rede.

5.4.7 Comparação final

Com base no que foi descrito nas subseções anteriores, escolher o modelo adequado de um gerador, leva a diversas análises e não pode estar relacionado apenas ao custo inicial de instalação. Ainda, o PMSG, apresenta uma série de vantagens frente ao DFIG, embora tenha um custo inicial de instalação maior e também ao fato da produção dos imãs de terras raras está concentrada em sua maioria na China.

Com base no que foi discutido até o momento, considerando todas as variáveis envolvidas, o PMSG parece ser a aposta certa para a geração de energia elétrica em grande escala de potência. Investimentos em produção de imãs de terras raras em outros países também irão contribuir para que o custo dessa tecnologia fique cada vez mais atrativa. A Tabela 5 mostra um comparativo entre as tecnologias que usam o DFIG e o PMSG.

Tabela 5 – Comparativo entre as tecnologias que usam DFIG e PMSG.

Performance	DFIG	PMSG
Estator	Igual	Igual
Rotor	Rotor Bobinado	Rotor com imãs
Mancal	Igual	Igual
Escovas	Precisa de escovas	Não precisa de escovas
Manutenção	Manutenção elevada	Baixa manutenção
Conversor	20-30% da potência nominal	100% da potência nominal
Afundamento de tensão	Estator bastante afetado	Absorvido pelo GSC
Potência reativa fornecida	Varia de acordo com a velocidade	100% após entrar no range de velocidade
Capacidade de se conectar e dar suporte a rede elétrica	Baixa	Alta
Principais Vantagens	<ul style="list-style-type: none"> • Custo inicial baixo; • Baixo custo do conversor. 	<ul style="list-style-type: none"> • Não precisa de escovas; • Não precisa de excitação externa; • Menor custo e tempo de manutenção; • Aplicações para baixa, media e alta velocidade do gerador; • Alta eficiência; • Não apresenta perdas Joule no rotor; • Melhor conectividade com a rede elétrica; • Maior fornecimento de potência reativa.
Principais Desvantagens	<ul style="list-style-type: none"> • Maior tempo de manutenção; • Não aplicável 	<ul style="list-style-type: none"> • Maior custo inicial; • Processo de

	para velocidades baixas e médias <ul style="list-style-type: none"> • Menor eficiência; • Maior dificuldade em atender os requisitos de rede. 	fabricação mais sofisticado devido ao manuseio dos imãs; <ul style="list-style-type: none"> • Dependência direta do preço dos imãs.
--	---	--

Fonte: próprio autor.

5.5 ANÁLISE DE RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesse capítulo foram apresentadas as simulações para o gerador de indução duplamente alimentado e também para o gerador de imãs permanentes em diversas situações. Também foi apresentado um estudo comparativo entre as duas tecnologias, apresentando algumas vantagens e desvantagens de ambas.

As simulações apresentadas para o DFIG foram realizadas com o objetivo de mostrar o comportamento dos conversores e das malhas de controle apresentadas no Capítulo 3. Primeiramente foram analisadas as repostas das malhas de controle frente ao degrau em suas respectivas referências. De forma geral, todas as malhas responderam de maneira adequada a essa perturbação. Ainda, foi possível comprovar a eficácia no desacoplamento realizado com o objetivo de simplificar o cálculo dos ganhos e tornar o controle mais robusto. Essas simulações foram feitas considerando a velocidade do vento constante e também a tensão da rede fixa.

Em seguida, ainda para o DFIG, foram apresentadas as simulações considerando a velocidade do vento variando, através da simulação da turbina apresentada no Capítulo 2. Também nessa simulação as malhas de controle se mostraram bastante eficientes.

Por fim, foi apresentada uma série de três simulações considerando afundamento de tensão. O objetivo dessas simulações era de mostrar que, sem o controle adequado, o DFIG não apresenta boa resposta a afundamentos de tensão na rede. Esse fato ficou comprovado com as simulações, principalmente observando as oscilações que ocorrem no fluxo do estator.

Já para a máquina de imãs, o PMSG, as simulações foram feitas apenas em duas etapas: foram avaliadas as malhas de controle do GenSC para resposta ao degrau e depois para operação com velocidade variável e, também foram avaliadas as malhas de controle do GSC de maneira mais resumida, uma vez que o comportamento desse conversor é muito semelhante com o GSC usado no DFIG.

As malhas de controle do GenSC responderam de maneira adequada, tanto para a resposta ao degrau quanto para a operação em velocidade variável, mesmo existindo um sobressinal indesejado, os sinais simulados conseguiram seguir a sua referência com tempo de acomodação adequado para cada malha.

O mesmo ocorreu com as malhas de controle do GSC, onde os sinais simulados também seguiram seus valores de referência.

Para o caso do PMSG não foram apresentadas as simulações de afundamento de tensão, primeiro porque esse gerador não está diretamente conectado a rede e por isso recebe impactos menores quando na ocorrência desses fenômenos, uma vez que o GSC absorve

tais afundamentos. Em segundo lugar, devido ao modelo vetorial adotado para as duas simulações, que nesse caso, dificulta a simulação de afundamento de tensão para o PMSG.

Com base nas simulações apresentadas para os dois modelos, não se pode tomar nenhuma decisão sobre qual tipo de gerador é mais ou menos eficiente. Por isso, foi apresentado nesse Capítulo um estudo comparativo entre as duas tecnologias, onde foram confrontados aspectos de custo inicial de instalação, além de custos adicionais de manutenção, conexão a rede elétrica, fornecimento de potência reativa a rede, entre outros.

Com base no comparativo feito, é possível dizer que hoje, o PMSG é uma aposta certa dos fabricantes de aerogeradores, pois apresenta uma série de vantagens, principalmente do ponto de vista operacional e de baixo custo de manutenção.

Obviamente que cada fabricante de aerogerador irá defender sua tecnologia e irá tomar suas decisões alinhadas com políticas internas. Dessa forma, novos estudos e tecnologias podem surgir a fim de reduzir custos de manutenção, aumentar a eficiência, diminuir impactos na rede, entre outros, a fim de tornar ambas as tecnologias, ou outras, mais atraentes.

O que não pode ser ignorado, e em países de primeiro mundo não é, é o fato de que é necessário expandir a matriz energética de um país, tornando-a mais limpa e menos dependente de uma única fonte de energia. Investir em fontes alternativas de energia, gera não só eletricidade, mas também gera emprego, tecnologia e independência de uma fonte única de energia.

6 CONCLUSÃO E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

Esse trabalho apresentou um estudo sobre os dois principais geradores usados em geração de energia eólica com potências superiores a 1MW com o objetivo de comparar tais tecnologias.

No Capítulo 1 foi apresentado um breve histórico sobre a energia eólica, além de um apanhado geral a situação mundial atual dessa fonte de energia. Também foram apresentadas nesse capítulo as possíveis tecnologias aplicadas para aerogeradores de velocidade fixas e variáveis.

Na Capítulo 2 foi introduzido o conceito mecânico e os equacionamentos referentes a Turbina eólica, que foi posteriormente usada nas simulações do DFIG e do PMSG. Nesse capítulo foram apresentados alguns conceitos sobre controle de passo de turbinas, controle de ataque, entre outros. Também foi apresentada a modelagem da turbina e posteriormente a simulação da mesma, a fim de validar o modelo.

No Capítulo 3 foram apresentados os conceitos em torno da teoria de máquinas de indução e, principalmente, sobre o gerador de indução duplamente alimentado. O modelo do DFIG foi apresentado em forma de equações. O conceito em torno dos conversores utilizados no DFIG também foi apresentado, além da modelagem das malhas de controle desses conversores.

Foram usadas técnicas clássicas de alocação de polos para o cálculo do ganho dos controladores, com base na literatura existente para esse assunto.

No Capítulo 4 foram apresentados os conceitos em torno da teoria do PMSG, assim como foi feito para o DFIG. A metodologia de apresentação desse capítulo foi muito semelhante ao Capítulo 3.

A modelagem da gerador de ímãs se mostrou mais simples do que o DFIG. A estratégia de controle escolhida para o conversor do lado do gerador foi o controle por velocidade, sendo esse o mais encontrado na literatura.

Por fim, no Capítulo 5, foram apresentados os resultados de simulação dos dois geradores, usando a turbina eólica como sinal de entrada. Os resultados para ambos os geradores foram satisfatórios, dentro das simplificações adotadas ao longo do equacionamento dos mesmos, comprovando a validade das estratégias de controle adotadas.

Para o sistema usando o DFIG foram feitas simulações com velocidade e tensão fixas, com velocidade variável e tensão fixa e fim com afundamento de tensão na rede elétrica.

As duas primeiras simulações foram realizadas para analisar as malhas de controle dos conversores do DFIG, primeiramente frente à aplicação de um degrau nas malhas de controle. Na segunda simulação, com velocidade variável, o objetivo foi verificar o comportamento do gerador frente a variações de ventos e simular o gerador de indução juntamente com a turbina eólica. Nas duas simulações, os resultados obtidos formam bons, com tempos de acomodação e comportamento esperado para as variáveis simuladas.

Já para a última simulação realizada para o DFIG, foram realizados três tipos de afundamentos de tensão: dois afundamentos trifásicos, com 90% e 70% de tensão e um afundamento de tensão bifásico de 70%. No caso do AMT trifásico, o caso mais extremo foi o

AMT de 70% de tensão, onde variáveis simuladas claramente apresentaram oscilações, sobretudo o fluxo do estator. Foi dito também que, com o controle simulado, o DFIG entraria na região de instabilidade com um AMT de aproximadamente de 50%. Dessa forma, comprova-se a necessidade de técnicas de controle mais avançadas e robustas para manter o DFIG em operação logo após a eliminação do AMT.

Para a simulação de afundamento bifásico de 70% de tensão, os resultados foram ainda mais extremos. Nesse caso a oscilação do fluxo foi ainda maior. Também para esse caso o controle apresentado não é eficiente frente ao AMT, e novamente demonstra a necessidade de aumento de robustez.

Já para o DFIG, foram apresentados simulações para avaliar a respostas das malhas de controle frente à aplicação de degrau e também a variação de velocidade dos ventos. As simulações do GSC foram apresentadas de maneira mais resumida, pois os resultados de simulação são semelhantes aos obtidos no GSC do DFIG.

Tanto para o caso de aplicação de degrau quanto para a variação de velocidade do ventos, as malhas de controle se mostraram eficientes, exceto por um sobressinal que aparece nas variáveis simuladas. Entretanto, tal sobressinal não comprometeu o funcionamento dos conversores.

Também foi apresentado no Capítulo 5 um estudo comparativo entre as tecnologias, onde, segundo o estudo, o PMSG apresenta uma série de vantagens frente ao DFIG, exceto pelo custo inicial de instalação mais elevado.

Dentre as principais vantagens apresentadas está o baixo índice de manutenção devido a não existência de caixa de engrenagens e de escovas, o fornecimento elevado de potência reativa para a rede e a facilidade de atender os requisitos de rede.

6.1.1 Proposta de continuidade

Como proposta de continuidade para esse trabalho sugere-se:

- Implementar as duas estratégias de controle em bancada, junto com o modelo da turbina eólica e levantar dados experimentais;
- Atuar no controle dos conversores, sobretudo no conversor do DFIG, a fim de torná-lo menos instável frente a afundamentos de tensão, usando controles encontrados na literatura e testar em bancada experimental;
- Aperfeiçoar a simulação utilizada para o PMSG, de forma a permitir análise de afundamento de tensão, e compará-la com testes obtidos em bancada;
- Simular e comparar diferentes estratégias de controle para o PMSG, utilizando diferentes tipos de conversores, incluindo conversores unidirecionais e comparar os resultados;
- Fazer um estudo de custo, avaliando o impacto da inserção de compensadores estáticos e rotativos no sistema elétrico brasileiro, devido à necessidade de compensação de reativos que não é feito de maneira eficaz em usinas eólicas que usam o DFIG. Comparar o custo da instalação de sistema que usam o PMSG versus a instalação de DFIG mais compensadores;

- Fazer um estudo econômico levando em conta a produção anual de energia, o custo inicial de instalação e o custo total de manutenção, entre o DFIG e o PMSG, considerando o mesmo regime de vento, a mesma potência dos geradores e a mesma turbina eólica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEEólica. **Associação Brasileira de energia eólica**. 2015. Disponível em <<http://www.portalabeeolica.org.br/index.php/noticias>> Acesso em janeiro de 15.

ALSHIBANI, S., AGELIDIS, V. G., and DUTTA, R., **Lifetime Cost Assessment of Permanent Magnet Synchronous Generators for MW Level Wind Turbines**, IEEE Trans. on Sustainable Energy, vol. 5, no. 1, pp. 10-17, Jan. 2014.

ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. Agência Nacional de Energia Elétrica, 3 ed., 2008. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: 09 out. 2014.

ARE. Aliance for Rural Electrification. **Hybrid mini-grids for rural electrification: Lessons learned**. 2011. Disponível em: <http://www.ruralelec.org/fileadmin/DATA/Documents/06_Publications/Position_papers/ARE_Mini-grids_-_Full_version.pdf>. Acesso em: 12 set. 2014.

ARE. Aliance for Rural Electrification. **The potencial of small and medium wind energy in developing countries A guide for energy sector decision-makers**. 2012. Disponível em: <http://www.ruralelec.org/fileadmin/DATA/Pictures/07_Publications/ARE_Small_Wind_Position_Paper.pdf>. Acesso em: 12 set. 2014.

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

BIM, E. **Máquinas elétricas e acionamento**. Campus, Elsevier Editora, 2 ed. 2012.

BRASIL. Ministério de Minas de Energia. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Brasília, 2001. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf>. Acesso em: 11 set.2014.

CARVALHO, B.C. **Desenvolvimento de modelo computacional de sistemas eólicos utilizando geradores síncronos para estudos de desempenho no contexto da qualidade da energia eólica**. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2006.

CIMPOERU, A. **Encoderless vector controof PMSG for wind turbine applications**. Masters Thesis, AALBORG UNIVERSITET – Pontoppidanstraede, 2010.

COSTA, J.P. **Contribuição ao estudo do gerador de indução duplamente alimentado: operação durante distúrbios na rede elétrica**. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria 2010.

CUSTÓDIO, R. D. S., **Energia Eólica para produção de energia elétrica.** Brasil. Edição: Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás. 2007.

ELETROBRÁS. **Regulamentação e incentivos às energias renováveis no Brasil.** VI Encontro Fórum Permanente de Energias Renováveis, mar. 2007.

EPE. **Empresa de pesquisa de energia.** 2015. Disponível em < www.epe.gov.br > Acesso em janeiro de 2015.

ERNST, B. & OAKLEAF, B. & AHLSTROM, M.L. & LANGE, M. & MOEHRLEN, C. & LANGE, B. & FOCKEN, U. & ROHRIG, K. **Predicting the wind.** IEEE Power & Energy Magazine. v.5, p.78-79, nov. 2007.

FITZGERALD, A.E. & JR, C.K. & UMANS, S.D. **Electric machinery.** McGraw-Hill, 6 ed. 2003.

FRANCHI, C.M. **Inversores de frequência – teoria e aplicações.** Editora Érica, 2 ed. 2009.

GARDNER, P. & GARRAD, A. & HANSEN, L.F. & JAMIESON, P. & MORGAN, C. & MURRAY, F. & TINDAL, A. & CRUZ, J.I. & ARRIBAS, L. & FICHAUX, N. **Wind Energy – The Facts, Part I, Technology.** 2009.

G1. **Portal globo.com.** 2015. Disponível em <<http://g1.globo.com/natureza/noticia/2014/10/eolicas-podem-suprir-19-da-demanda-global-de-energia-ate-2030.html>> Acesso em janeiro de 2015.

GWED. **Global Wind Energy Council.** 2015. Disponível em <<http://www.gwec.net/global-figures/graphs/>> Acesso em janeiro de 2015.

Harrison, R., HAU, E. and SNEL, H. **Large Wind Turbines: Design and Economics.** Chichester, U. K.: Wiley, 2000.

IRENA. **Renewable energy technologies: Cost analysis series, Volume 1 Power Sector, Issue 5/5, Wind Energy.** 2012. Disponível em: <http://costing.irena.org/media/2784/RE_Technologies_Cost_Analysis-WIND_POWER.pdf>. Acesso em: 18 set.2014.

KALDELLIS, J.K. & KAPSALI, M. **Shifting towards offshore wind energy – Recent activity and future development.** 2013. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/>

science/article/pii/S0301421512008907>. Acesso em: 18 set.2014.

KRAUSE, P.C. & WASYNCZUC, O. & SUDHOFF, S.D. **Analysis of electric machinery**. IEEE Press, 2 ed. 1994.

LAWSON, J. **Which Wind Turbine Generator Will Win?**. 2012. Disponível em: <<http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2012/10/which-wind-turbine-generator-will-win?page=all>>. Acesso em: 18 set.2014.

LIN, C. & TAMAYO, M. & JIANG, J.N. **An analysis of transient characteristics of interconnected wind power generation system with dfig**. IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies (ICSET). p.1-6, dez. 2010.

LI, H. and CHEN,Z. , **Design optimization and evaluation of different wind generator systems**, International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS 2008), pp. 2396-2401, 2008.

LIU, S.Y. **Controle direto de potência em gerador de indução duplamente alimentado**. Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG, Belo Horizonte, 2011.

KRAUSE, P.C. WASYNCZUK, O; SUDHOFF, S. D. **Analysis of Electric Machines**. Ed IIEC, New York, 1994.

KUCHENBECKER, W. E. **Proposta de métodos para ensaios em máquinas síncronas a imãs permanentes destinados à geração eólica.** Dissertação de mestrado, Universidade Federal do ABC – Santo André, 2013.

LOPEZ, R.A. **Energia Eólica.** 2.ed. São Paulo: Artliber Editora, 2012.

MACHADO, O. F. **Estimação e análise de distorções harmônicas em usinas eólicas a velocidade variável.** Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2008.

MARQUES, L.C. de S. **Estudo Sobre Dispositivos Eletromagnéticos e de Conversão Eletromecânica de Energia.** Concurso Público para Professor Adjunto. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2002.

MCPHERSON, G. & LARAMORE, R.D. **An introduction to electrical machines and transformes.** John Wiley & Sons, Ltd, 2 ed. 1990.

MENDES, V.F. **Avaliação do comportamento de um sistema de conversão de energia eólica utilizando gerador de indução duplamente excitado durante afundamentos de tensão equilibrados**

e desequilibrados. Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG, Belo Horizonte, 2009.

MIZERA, R. **Modification of symmetric optimum method.** Seminar, Instruments and Control, Ostrava, April 29, 2005.

MULJADI, E. & FORSYTH, T. & BUTTERFIELD, C.P. **Soft –stall control versus furling control for small wind turbine power regulation.** In Windpower'98, Bakersfield, CA, EUA, 1998. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/legosti/old/25100.pdf>>. Acesso em: 14 set. 2014.

NETO, A.S. **Análise e controle de centrais eólicas a velocidade variável utilizando ATPDraw.** Dissertação de mestrados, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2005

OLIVEIRA, R.V. & ZAMODSKI, R. & CARDOSO, M.A. **Malha de controle suplementar para atenuar os efeitos das variações estocásticas do vento em unidades eólicas de geração baseadas em gerador de indução duplamente alimentado.** XIX Congresso Brasileiro de Automática. p.3001-3008, 2012.

OLIVEIRA, R.G. Controle e integração a rede elétrica de um sistema eólico com gerador de indução duplamente excitado.

Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2004.

OLIVEIRA, R.G. Contribuição ao controle de um sistema de geração a velocidade variável utilizando gerador de indução duplamente excitado. Tese de Doutorado, Universidade Federal de

Minas Gerais, Belo Horizonte, 2009.

ONG, C. M. Dynamic simulation of electric machinery using Matilab/Simulink. New Jersey, 1997.

PEREIRA, M.M. Um estudo do aerogerador de velocidade variável e sua aplicação para fornecimento de potência elétrica constante.

Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2004.

PINHEIRO, E. L. **Análise do comportamento dinâmico de usinas eólicas a velocidade variável usando ATPDraw.** Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2004.

PINTO, M. O. **Fundamentos de energia eólica.** LTC, 1 ed. 2013.

POLINDER, H. & FERREIRA, J.A. & JENSEN, B.B. & ABRAHAMSEM, A.B. & ATALLAH, K. & MCMAHON, A. **Trends in Wind turbine generator systems.** IEEE Journal of Emerging and Selected Topics In Power Electronics, 1(3): 174-185, 2013.

POLINDER, H., VAN DER PIJL, F.F.A., VILDER, G.J. and TAVNER, P.J., **Comparison of direct-drive and geared generator concepts for wind turbines,** *IEEE Trans. on Energy Conversion*, vol. 21, no. 3, pp. 725-733, 2006.

POTGIETER, J.H.J. **Optimal Topology and Critical Evaluation of Slip Synchronous Permanent Magnet Wind Generator.** [s.l.]: Stellenbosch University, 2014.

REGINATTO, R. **Modelagem do motor de indução**. Relatório técnico, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2006.

REW – **Renewable Energy World**. 2015 – disponível em < <http://www.renewableenergyworld.com> > Acesso em janeiro de 2015.

ROCHA, R.V. **Simulação de aerogerador em uma bancada experimental**. Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2008.

RODRIGUEZ, J.V. **Aerogeradores**. Santa Maria: Universidade Federal de Santa Maria, 2011.

SALLES, M.B.C. **Modelagem e análises de geradores eólicos de velocidade variável conectados em sistemas de energia elétrica**. Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

SCHUBERT, G. **Modeling hourly electricity generation from pv and wind plants in Europe**. 9th International Conference on the European Energy Market (EEM). p.1-7, mai, 2012.

STATISTICS. In: World and continents capacity. **Wind turbines and wind farms database.** 2014. Disponível em: < http://www.thewindpower.net/statistics_world_en.php>. Acesso em: 11 set.2014.

SIMAS, M.S. **Energia eólica e desenvolvimento sustentável no Brasil: estimativa de geração de empregos por meio de uma matriz de insumo-produto ampliada.** São Paulo: Universidade de São Paulo, 2012.

SOHN, A.P. **Estudos de estabilidade de sistemas elétricos de potência na presença de diferentes modelos de unidades eólicas.** São Carlos: Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2014.

USP – **Universidade de São Paulo.** 2015 disponível em < <http://www.usp.br/aun/exibir.php?id=5572> > Acesso em janeiro de 2015.

VOLTOLINI, H. **Modelagem e controle de geradores de indução duplamente alimentados com aplicação em sistemas eólicos.** Tese de Doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2007.

ZAMPERIN, J.L.B. Método analítico para análise da estabilidade do gerador assíncrono através do monitoramento da tensão.

Dissertação de mestrado, Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho" – UNESP – Ilha Solteira, 2011.

APÊNDICE A – PARÂMETROS DE SIMULAÇÃO DOS
GERADORES E DA TURBINA.

Tabela A 1 – Ganho dos controladores do DFIG.

DFIG	
GSC	RSC
$K_{p_{in}} = 3$	$K_{pi} = 0.4565$
$KI_{in} = 2200$	$K_{ii} = 71.66$
$KP_E = 30$	$K_{ppr} = 3.9627 \times 10^{-4}$
$KI_E = 150$	$K_{pir} = 0.1244$
-	$K_{ppa} = 0.034$
-	$K_{pia} = 1.078$

Fonte: próprio autor.

Tabela A 2 – Ganhos dos conversores do PMSG.

PMSG	
GSC	GenSC
$K_{p_{in}} = 3$	$K_{pi} = 16.67$
$KI_{in} = 2200$	$K_{ii} = 333.33$
$KP_E = 30$	$K_{ps} = 1.00029 \times 10^6$
$KI_E = 150$	$K_{is} = 7.39 \times 10^5$

Fonte: próprio autor.

Tabela A 3 – Ganhos da Turbina.

TURBINA
$K_{p_{Turbina}} = 31.77$
$KI_{Turbina} = 26.48$

Fonte: próprio autor.

Tabela A 4 – Parâmetros de simulação do DFIG.

DFIG		
Parâmetros	Valor	Unidade
Potência	2	MW
Velocidade	1500	rpm
Tensão	690	V
Resistência do estator	0.002381	Ω
Resistência do rotor	0.002381	Ω
Indutância do estator	0.0019577	H
Indutância do rotor	0.0019448	H
Indutância de magnetização	0.001894	H
Polos	4	-
Rotação	900-2100	rpm

Fonte: próprio autor.

Tabela A 5 – Parâmetros de simulação do PMSG.

PMSG		
Parâmetros	Valor	Unidade
Potência	2	MW
Velocidade síncrona	22.5	rpm
Tensão	400	V
Resistência do estator	0.1	Ω
Indutância do estator	0.005	H
Indutância do rotor	0.005	H
Polos	80	-
Fluxo	0.098	Wb

Fonte: próprio autor.

Tabela A 6 – Parâmetros de simulação da Turbina.

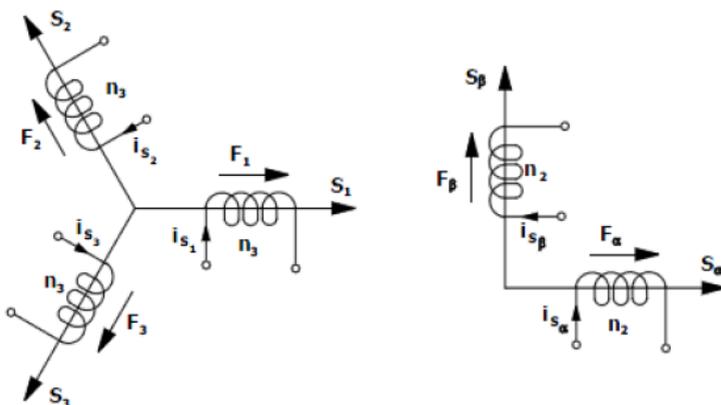
TURBINA		
Parâmetros	Valor	Unidade
Potência	2	MW
Número de pás	3	-
Raio do rotor	15	m
Velocidade do rotor	9 25	m/s
Momento de inércia	5,00E+06	kgm ²
Velocidade nominal do vento	13	m/s
Densidade do ar	1.225	kp/m ³

Fonte: próprio autor.

APÊNDICE B – TRANSFORMADA DE CLARKE

A principal transformação em máquinas de indução é a transformação trifásico-bifásica, ou transformação $\alpha\beta 0$. Esta consiste de uma transformação linear que transforma a máquina simétrica trifásica em um modelo bifásico simétrico, com a mesma potência mecânica, torque, velocidade e número de polos (Barbi, 1985).

Figura B 1 – Representação da transformação $\alpha\beta 0$.



Fonte: RODRIGUEZ - 2011.

A matriz de transformação é representada por:

$$T_{\alpha\beta 0} = \frac{n_3}{n_2} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{B-1})$$

onde n_3 e n_2 são os números efetivos de espiras em cada enrolamento trifásico e bifásico, respectivamente. Com o objetivo de transformar a matriz invertível definimos um terceiro componente conhecido como componente homopolar representado por:

$$T_0 = \frac{n_3}{n_2} \begin{bmatrix} \mathbf{1} & \mathbf{1} & \mathbf{1} \\ \sqrt{2} & \sqrt{2} & \sqrt{2} \end{bmatrix} \quad (\text{B-2})$$

Para sistemas trifásicos simétricos a componente homopolar da representação bifásica é nula (Barbi, 1985). Porém a utilização na transformação é para tornar a matriz de transformação invertível. Dessa forma, a inclusão da componente como terceiro elemento do vetor de transformação para o sistema bifásico conduz a reescrita da transformação em:

$$T_{\alpha\beta 0} = \frac{n_3}{n_2} \begin{bmatrix} \mathbf{1} & -\frac{\mathbf{1}}{2} & -\frac{\mathbf{1}}{2} \\ \mathbf{0} & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{\mathbf{1}}{\sqrt{2}} & \frac{\mathbf{1}}{\sqrt{2}} & \frac{\mathbf{1}}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{B-3})$$

O modelo da máquina atenderá a condição de invariância em potência, para isso devemos atender a ortogonalidade da matriz $T_{\alpha\beta 0}$, ou seja, a condição $T_{\alpha\beta 0}^{-1} = T_{\alpha\beta 0}^T$ (Marques, 2002). Assim, com a consideração desta condição a matriz transformação assume a seguinte forma:

$$T_{\alpha\beta 0} = \frac{\sqrt{3}}{2} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{B-4})$$

Dessa forma a relação de variáveis elétricas trifásicas e as variáveis elétricas bifásicas são dadas por:

$$f_{\alpha\beta 0} = T_{\alpha\beta 0} \cdot f_{123} \quad (\text{B-5})$$

$$f_{123} = T_{\alpha\beta 0}^{-1} \cdot f_{\alpha\beta 0} \quad (\text{B-6})$$

Ao aplicar a transformação direta às equações das tensões e fluxos, obtém-se o modelo em um sistema bifásico da máquina:

$$V_{s\alpha\beta} = R_s \cdot i_{s\alpha\beta} + \frac{d\lambda_{s\alpha\beta}}{dt} \quad (\text{B-7})$$

$$V_{r\alpha\beta} = R_r \cdot i_{r\alpha\beta} + \frac{d\lambda_{r\alpha\beta}}{dt} + \lambda_{r\alpha\beta} \cdot p \cdot \omega_r \cdot J \quad (\text{B-8})$$

$$\lambda_{s\alpha\beta} = L_s \cdot i_{s\alpha\beta} + L_{sr} \cdot i_{r\alpha\beta} \quad (\text{B-9})$$

$$\lambda_{r\alpha\beta} = L_r \cdot i_{r\alpha\beta} + L_{sr} \cdot i_{s\alpha\beta} \quad (\text{B-10})$$

$$\frac{d\lambda_{s\alpha\beta}}{dt} = L_s \cdot \frac{di_{s\alpha\beta}}{dt} + L_{sr} \cdot \frac{di_{r\alpha\beta}}{dt} \quad (\text{B-11})$$

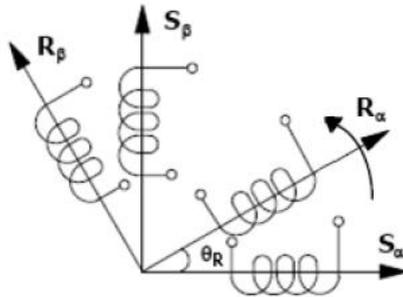
$$\frac{d\lambda_{r\alpha\beta}}{dt} = L_r \cdot \frac{di_{r\alpha\beta}}{dt} + L_{sr} \cdot \frac{di_{s\alpha\beta}}{dt} \quad (\text{B-12})$$

onde p representa o número de pares de polos, e é a seguinte matriz antissimétrica:

$$J = \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{B-13})$$

Então com a transformação o sistema trifásico simétrico da máquina é transformado em um sistema bifásico equivalente. Este sistema mantém a representação em coordenadas naturais, ou seja, as grandezas de estator continuam representadas num referencial estacionário e as grandezas do rotor num referencial que gira na velocidade do rotor mostrado na Figura B 2.

Figura B 2 - Rotação entre sistemas de coordenadas bifásicos α e β .



Fonte: RODRIGUEZ (2011).

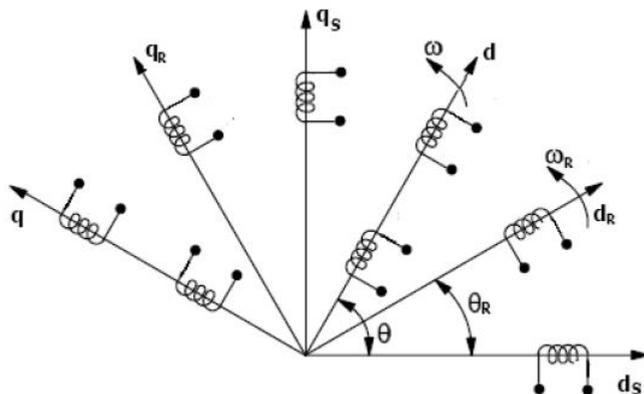
Com isso a dependência espacial existente entre as indutâncias mútuas entre estator e rotor continua a existir, dificultando a solução das equações diferenciais que modelam a dinâmica elétrica da máquina. Dessa forma, é realizada uma segunda transformação que representará as grandezas de estator e rotor em um mesmo referencial estático entre si.

APÊNDICE C – TRANSFORMADA DE PARK

A transformação de Park, ou de rotação, consiste em uma transformação linear que simplifica as equações da máquina, transformando a máquina bifásica com enrolamentos estatóricos fixos e enrolamentos rotóricos girantes, em enrolamentos estatóricos fixos e rotóricos pseudo-estacionários.

Considerando a máquina bifásica representada em coordenadas naturais, transformada em um sistema de eixos que gira com velocidade mecânica ω em relação ao outro sistema estático como mostra a Figura C 1.

Figura C 1 - Rotação entre sistemas de coordenadas bifásicos qd .



Fonte: RODRIGUEZ (2011).

Os enrolamentos do estator estão em repouso, enquanto os enrolamentos do rotor giram com velocidade ω_R . Os eixos qd giram com velocidade ω . Todos os enrolamentos possuem o mesmo número de espiras. Fazendo a projeção dos parâmetros do rotor e estator é possível

obter a matriz de transformação. Porém esta depende diretamente da referência escolhida. Os casos mais comumente empregados são:

a) Referencial no estator ($\theta = 0$):

$$\begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{s\alpha} \\ i_{s\beta} \end{bmatrix} \quad (C-1)$$

$$\begin{bmatrix} i_{rd} \\ i_{rq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta & -\text{sen}\theta \\ \text{sen}\theta & \cos\theta \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{r\alpha} \\ i_{r\beta} \end{bmatrix} \quad (C-2)$$

b) Referencial no rotor ($\theta = \theta_r$):

$$\begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta & \text{sen}\theta \\ -\text{sen}\theta & \cos\theta \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{s\alpha} \\ i_{s\beta} \end{bmatrix} \quad (C-3)$$

$$\begin{bmatrix} i_{rd} \\ i_{rq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{r\alpha} \\ i_{r\beta} \end{bmatrix} \quad (C-4)$$

c) Referencial no campo girante ($\theta = \omega_s$ e $\theta_r = \omega_r$):

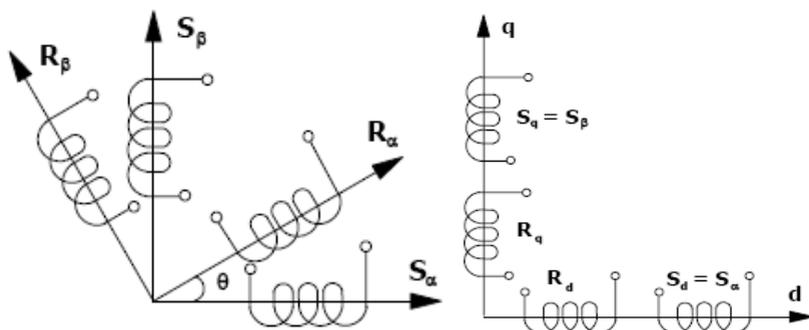
$$\begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta & \text{sen}\theta \\ -\text{sen}\theta & \cos\theta \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{s\alpha} \\ i_{s\beta} \end{bmatrix} \quad (C-5)$$

$$\begin{bmatrix} i_{rd} \\ i_{rq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta - \theta_r) & \text{sen}(\theta - \theta_r) \\ -\text{sen}(\theta - \theta_r) & \cos(\theta - \theta_r) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{s\alpha} \\ i_{s\beta} \end{bmatrix} \quad (C-6)$$

É possível afirmar que a transformação de Park permite converter um conjunto de enrolamentos fixos em girantes. A representação da transformação depende do referencial escolhido, porém os enrolamentos do rotor são fixos, mas o rotor encontra-se em movimento. Isso só é possível em máquinas com comutador. Dessa forma a transformação de Park transforma enrolamentos comuns, alimentados através de anéis em enrolamentos alimentados através de escovas, que também são conhecidos como enrolamentos pseudo-

estacionários Barbi (1985). Simbolicamente a máquina antes e depois da transformação é representada na Figura C 2.

Figura C 2 – a) Máquina original; b) Máquina transformada.



Fonte: RODRIGUEZ (2011).