



**UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM SISTEMAS DE
COMUNICAÇÃO E AUTOMAÇÃO**

DANILO DE SANTANA PENA

**AVALIAÇÃO DE ESTRATÉGIAS DE CONTROLE
ADAPTATIVO DO GERADOR SÍNCRONO DE ÍMÃ
PERMANENTE APLICADO EM SISTEMA DE ENERGIA
EÓLICA**

MOSSORÓ – RN

2014

DANILO DE SANTANA PENA

**AVALIAÇÃO DE ESTRATÉGIAS DE CONTROLE ADAPTATIVO DO
GERADOR SÍNCRONO DE ÍMÃ PERMANENTE APLICADO EM
SISTEMA DE ENERGIA EÓLICA**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Comunicação e Automação da UFERSA (área de concentração: Controle e Sistemas de Energia) como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Orientador:
Prof. Dr. Elmer Rolando Llanos Villarreal –
UFERSA

MOSSORÓ – RN

2014

Catálogo na Fonte

Catálogo de Publicação na Fonte. UFRSA - BIBLIOTECA CENTRAL ORLANDO TEIXEIRA - CAMPUS MOSSORÓ

Pena, Danilo de Santana.

Avaliação de estratégias de controle adaptativo do gerador síncrono de ímã permanente aplicado em sistema de energia eólica / Danilo de Santana Pena. - Mossoró, 2015.

72f: il.

1. Controle adaptativo. 2. Gerador síncrono. 3. Turbina eólica. 4. Energia eólica. I. Título

RN/UFRSA/BCOT/39

CDD 629.804

7

Danilo de Santana Pena

**AVALIAÇÃO DE ESTRATÉGIAS DE CONTROLE
ADAPTATIVO DO GERADOR SÍNCRONO DE ÍMÃ
PERMANENTE APLICADO EM SISTEMA DE ENERGIA
EÓLICA**

Dissertação de mestrado acadêmico apresentada ao
Programa de Pós-Graduação em Sistemas de
Comunicação e Automação, como requisito para a
obtenção do título de Mestre em Sistemas de
Comunicação e Automação.

APROVADA EM: 18/07/2014.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Elmer Rolando Llanos Villarreal – UFERSA
Presidente

Prof. Dr. Alex Sandro de Araújo Silva – UFERSA
Primeiro Membro

Prof. Dr. Samaherni Morais Dias – UFERSA
Segundo Membro

Prof. Dr. José Alfredo Ruiz Vargas – UNB
Terceiro Membro

Prof. Dr. Alexandre Santos Brandão – UFV
Quarto Membro

Mossoró, 18 de julho de 2014

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, o Professor Dr. Elmer Rolando Llanos Villareal, por acreditar no meu potencial.

Aos Professores Dr. Allan de Medeiros Martins, Dr. Samaherni Moraes Dias e Dr. Sebastian Yuri Cavalcanti Catunda por me ajudarem sempre que precisei.

Aos amigos Leonardo Vale, Arthur Lima, Ítalo Augusto, Fabrício Costa, Lenival Gomes, e Raphael Comesanha, pela ajuda e por todos os momentos de descontração.

Por fim, a CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) pela bolsa concedida.

RESUMO

O objetivo deste trabalho é avaliar diferentes estratégias de controle adaptativo a fim de contribuir para a melhoria do desempenho de controladores de geradores síncronos com incertezas dos parâmetros ou perturbações. Os geradores síncronos de ímã permanente estão crescendo rapidamente no mercado de geração de energia eólica, sendo a motivação necessária para a escolha desta planta. Um estudo e análise dos subsistemas de conversão de energia eólica são realizados, sendo descrito o modelo da turbina eólica, do sistema de transmissão mecânico e do gerador síncrono. O projeto com estratégia de controle convencional é abordado e será alvo de comparação para as estratégias de controle adaptativo implementadas.

Palavras-chave: Controle adaptativo, gerador síncrono, energia eólica, turbina eólica.

ABSTRACT

The objective of this study is to evaluate different strategies for adaptive control in order to contribute to better performance controllers with synchronous generators with uncertainties of the parameters or disturbances. The permanent magnet synchronous generators are growing in the market for wind power generation, this being the necessary motivation for choosing this plant. A study and analysis of subsystems of wind energy conversion are performed, and the model of the wind turbine, the mechanical transmission system and synchronous generator are described. The project strategy with conventional control is performed and will be the target of comparison for the implemented adaptive control strategies.

Keywords: Adaptive control, PMSG, wind energy, wind turbine.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	viii
LISTA DE TABELAS	x
LISTA DE ABREVIATURAS.....	xi
LISTA DE SÍMBOLOS	xii
1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Sistemas de Conversão de Energia Eólica	3
1.2 Controle do Gerador Síncrono de Ímã Permanente	3
1.3 Objetivos do Trabalho	5
1.4 Organização do Texto.....	6
2 TURBINA EÓLICA	7
2.1 Introdução.....	7
2.2 Modelo do Vento.....	8
2.3 Modelo da Turbina	9
2.4 Modelo do Sistema de Transmissão Mecânica	11
2.5 Controle da Turbina Eólica.....	12
2.6 Conclusões	14
3 GERADOR SÍNCRONO DE ÍMÃ PERMANENTE	15
3.1 Introdução.....	15
3.2 Modelo em Coordenadas <i>abc</i>	18

3.3 Modelo em Coordenadas odq	21
3.3.1 Correntes e Fluxos Estatóricos	21
3.3.2 Conjugado Eletromagnético	25
3.4 Conclusões	25
4 ESTRATÉGIAS DE CONTROLE	26
4.1 Introdução.....	26
4.2 Controlador PI.....	27
4.2.1 Controle de Fluxo.....	30
4.2.2 Controle de Torque	31
4.2.3 Controle de Velocidade	32
4.3 Controlador por Realimentação de Estados.....	33
4.3.1 Controlador sem Integrador	33
4.3.2 Controlador com Integrador	34
4.4 Controlador Adaptativo por Modelo de Referência.....	35
4.5 Controlador Adaptativo por Modelo de Referência e Estrutura Variável.....	37
4.6 Conclusões	38
5 RESULTADOS.....	39
5.1 Controlador PI.....	40
5.2 Controlador por Realimentação de Estados com Integrador	43
5.3 Controlador Adaptativo por Modelo de Referência.....	45
5.4 Controlador Adaptativo por Modelo de Referência e Estrutura Variável.....	47
6 CONCLUSÕES	50
6.2 Contribuições do Trabalho	51
6.1 Propostas de Trabalhos Futuros	51
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	52
ANEXO A – Definição da transformação odq	56

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Projeção da evolução de potência eólica instalada no Brasil.	2
Figura 1.2: Subsistemas de conversão de energia eólica.	3
Figura 1.3: Ângulo de arfagem (<i>pitch</i>) de uma turbina eólica.	4
Figura 1.4: Ângulo guinada (<i>yaw</i>) de uma turbina eólica.	5
Figura 1.5: Mapa mental do conteúdo apresentado neste trabalho.....	6
Figura 2.1: Região de operação da turbina.	7
Figura 2.2: Modelo de velocidade do vento.....	9
Figura 2.3: Fluxo de ar na seção transversal das pás da turbina.	10
Figura 2.4: Coeficiente de potência para diferentes ângulos de <i>pitch</i>	11
Figura 2.5: Estratégias de controle de <i>pitch</i> . a) Velocidade do vento, b) velocidade do gerador e c) Potência do gerador.....	13
Figura 3.1: Turbina eólica com gerador SCIG.....	15
Figura 3.2: Geradores de velocidade variável, (a) DFIG, (b) PMSG.	17
Figura 3.3: Estator do gerador síncrono.....	18
Figura 3.4: Eixos magnéticos do gerador síncrono.	22
Figura 4.1: Diagrama do sistema de controle PI em cascata.	28
Figura 4.2: Representação em espaço de estados.	34
Figura 4.3: Representação em espaço de estados com integrador.	35
Figura 5.1: Saída de velocidade no eixo do gerador para o controlador PI.	41
Figura 5.2: Resposta em frequência do sistema em malha aberta.....	41
Figura 5.3: Sinal de controle V_q do controlador PI.	42

Figura 5.4: Sinal de controle V_d do controlador PI.	42
Figura 5.5: Sinal de controle I_q do controlador PI.	42
Figura 5.6: Saída de velocidade no eixo do gerador para o controlador por realimentação de estados.	43
Figura 5.7: Sinal de controle V_q do controlador por realimentação de estados.	44
Figura 5.8: Sinal de controle V_d do controlador por realimentação de estados.	44
Figura 5.9: Sinal de controle I_q do controlador por realimentação de estados.	45
Figura 5.10: Saída de velocidade no eixo do gerador para o controlador MRAC.	45
Figura 5.11: Sinal de controle V_q do controlador MRAC.	46
Figura 5.12: Sinal de controle V_d do controlador MRAC.	46
Figura 5.13: Sinal de controle I_q do controlador MRAC.	47
Figura 5.14: Saída de velocidade no eixo do gerador para o controlador VS-MRAC.	48
Figura 5.15: Sinal de controle V_q do controlador VS-MRAC.	48
Figura 5.16: Sinal de controle V_d do controlador VS-MRAC.	49
Figura 5.17: Sinal de controle I_q do controlador VS-MRAC.	49

LISTA DE TABELAS

Tabela 5.1: Parâmetros do gerador síncrono.....	39
Tabela 5.2: Resultados de simulações.	40

LISTA DE ABREVIATURAS

APPC	<i>Adaptive Pole Placement Control</i>
DMARC	<i>Dual Model Adaptive Reference Control</i>
DFIG	<i>Double Fed Induction Generator</i>
FOC	<i>Field Oriented Control</i>
GSC	<i>Grid-Side Control</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MRAC	<i>Model Reference Adaptive Control</i>
VS-MRAC	<i>Variable Structure Model Reference Adaptive Control</i>
PI	<i>Proporcional-Integral</i>
PMSG	<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i>
PROINFA	<i>Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica</i>
SCIG	<i>Squirrel Cage Induction Generator</i>
SSC	<i>Stator-Side Control</i>
WECS	<i>Wind Energy Conversion Systems</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

a_m	Parâmetros do modelo de referência;
a_p	Parâmetros da planta;
A	Área, em m ² ;
β	Ângulo de <i>pitch</i> , em °;
b_m	Parâmetros do modelo de referência;
b_p	Parâmetros da planta;
c_n	Coefficientes da expressão do coeficiente de potência, em que n assume valor de 1 a 6;
CF	Função do controlador de fluxo;
CT	Função do controlador de torque;
CV	Função do controlador de velocidade;
C_p	Coefficiente de potência, adimensional;
e_0	Erro entre as saídas da planta e do modelo de referência;
γ	Ganho adaptativo;
i_n	Corrente estatórica, em A, em que n representa os eixos a, b e c para coordenadas <i>abc</i> , ou o, d e q para coordenadas <i>odq</i> ;
J_g	Momento de inercia do gerador, em kg.m ² ;
J_t	Momento de inercia das pás, em kg.m ² ;
K	Parâmetro da expressão coeficiente de potência;
K_i	Ganho integral;
K_p	Ganho proporcional;

L	Indutância estatórica, em H, para o caso de gerador de pólos lisos;
L_0	Parâmetro físico da máquina, em H;
L_m	Parâmetro físico da máquina, em H;
L_n	Indutâncias estatóricas, em H, em que n representa os eixos a, b e c para coordenadas abc , ou o, d e q para coordenadas odq ;
λ	Razão da velocidade na ponta da pá e a velocidade do vento, adimensional;
λ_n	Fluxo estatórico, em Wb, em que n representa os eixos a, b e c para coordenadas abc , ou o, d e q para coordenadas odq ;
λ_{pm}	Fluxo concatenado gerado pelo ímã permanente, em Wb;
n_p	Número do par de pólos;
P	Matriz transformação odq estatórica;
P_s	Matriz transformação odq estatórica;
P_{ar}	Potência do fluxo de ar, em J;
P_w	Potência do vento extraída pelo gerador, em J;
ρ	Densidade do ar, em kg/m^3 ;
r	Referência de entrada;
R	Raio das pás da turbina, em m;
r_s	Resistência estatórica; em Ω ;
R_s	Matriz de resistências estatóricas;
θ_n^*	Parâmetros do controlador adaptativo;
T_{ag}	Torque resistente devido a viscosidade do fluxo de ar no gerador, em N.m;
T_{at}	Torque resistente devido a viscosidade do fluxo de ar nas pás, em N.m;
T_{em}	Torque eletromagnético, em N.m;
T_{dg}	Torque resistente do enrolamento do gerador, em N.m;
T_{dt}	Torque resistente do enrolamento da turbina eólica, em N.m;
T_g	Torque elétrico, em N.m;
T_t	Torque mecânica, em N.m;
T_{ts}	Torque devido a rigidez a torção, em N.m;

v	Velocidade, em m/s ² ;
v_n	Tensão estatórica, em V, em que n representa os eixos a, b e c para coordenadas abc , ou o, d e q para coordenadas odq ;
v_c	Componente constante do vento, em m/s;
v_{rd}	Componente de ruído do vento, em m/s;
v_{rj}	Componente da rajada de vento, em m/s;
v_{rp}	Componente para variações rápidas do vento, em m/s;
v_w	Velocidade do vento, em m/s;
ω	Vetor regressor;
ω_e	Velocidade angular com referencial rotórico, em rad/s;
ω_g	Velocidade angular no gerador, em rad/s;
ω_t	Velocidade angular da turbina eólica, em rad/s;
ω_w	Velocidade angular do rotor, em rad/s;
x_m	Estados do modelo de referência;

1 INTRODUÇÃO

Desde a antiguidade a energia do vento, por meio de moinhos de vento, tem sido usada para tanto moer grãos como para bombeamento de água. O uso de moinhos ou turbinas eólicas para geração de eletricidade foi registrado no fim do século XIX, com um gerador de 12 kW de corrente contínua (BURTON et al., 2011). Entretanto, por grande parte do século XX, havia pouco interesse em utilizar energia eólica para geração de energia elétrica, a não ser para carregamento de baterias em regiões rurais.

A partir de 1940, o custo da geração da energia elétrica, através da energia eólica, declinou. Essa vantagem em conjunto com o crescimento da confiabilidade de tal fonte foram grandes motivadores para o interesse da indústria. Uma descrição detalhada da história da energia eólica pode ser encontrada em (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2002).

Atualmente, os sistemas de produção de energias convencionais, tais como fósseis e nucleares, convergiram para múltiplas crises, provocando alterações climáticas, poluição do ar e da água, destruição dos oceanos, e escassez de alimentos em massa, além de problemas geopolíticos (PETER; LEHMANN, 2008). Como solução, é necessário substituir essas fontes por energias renováveis sustentáveis, ocasionando uma redução da dependência de fontes energéticas convencionais. A energia eólica não somente se

enquadra em tal característica, como também representa uma fonte de energia abundante, limpa e largamente distribuída.

No Brasil, o desenvolvimento da energia eólica iniciou-se no ano de 2002 a partir do programa PROINFA (Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica), que incentiva políticas que ajudam a expansão das fontes alternativas de energia. Ao fim de 2012, o Brasil possuía quase 2 GW de capacidade de energia eólica instalada, energia suficiente para suprir quatro milhões de residências, contabilizando um total de 2% do consumo de eletricidade do país. A Figura 1.1 apresenta uma projeção de estimação da potência instalada até o ano de 2020 (FIESTAS; PERRELLI; TRUJILLO, 2010), sendo previsto um crescimento de mais de 15.000 MW devido às fontes de energias eólicas.

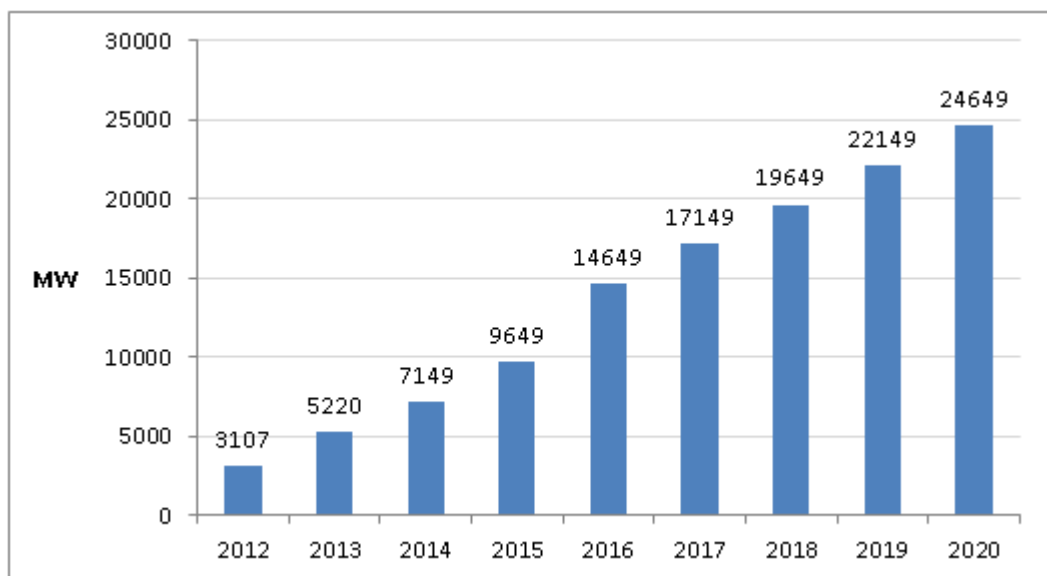


Figura 1.1: Projeção da evolução de potência eólica instalada no Brasil.

Com o objetivo de contribuir na área de energia eólica, é necessário como ponto de partida a compreensão dos sistemas de conversão de energia eólica, analisando seus princípios de funcionamento e subsistemas.

1.1 SISTEMAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA

A produção de energia elétrica por meio de turbinas eólicas utiliza a energia do vento para mover o rotor de um gerador elétrico. Os sistemas de conversão de energia eólica, (*wind energy conversion systems* - WECS), podem ser classificados em geradores de velocidade fixa ou variável, com acionamento direto ou com engrenagens.

Os sistemas de conversão de energia eólica são basicamente compostos por uma turbina, um gerador elétrico, e dispositivos eletrônicos de potência. Para realizar uma análise teórica detalhada do sistema, pode-se dividi-lo em subsistemas (SLOOTWEG et al., 2003), como mostrado na Figura 1.2.

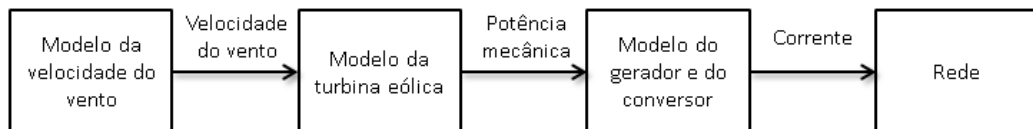


Figura 1.2: Subsistemas de conversão de energia eólica.

A modelagem da velocidade do vento gera um sinal que reproduz as condições do vento considerando possíveis turbulências. O modelo do rotor é responsável pela conversão da energia cinética contida no vento em potência mecânica para o gerador. Por fim, o objetivo dos modelos do gerador e do conversor é converter potência mecânica em potência elétrica, determinando a velocidade do rotor.

1.2 CONTROLE DO GERADOR SÍNCRONO DE ÍMA PERMANENTE

Existem basicamente três sistemas de controle em um sistema de turbina eólica. O primeiro é o controle do ângulo de *pitch* que consiste no

ângulo entre o plano de rotação e a seção transversal da pá, como mostrado na Figura 1.3. Em altas velocidades, o ângulo de *pitch* é ajustado para manter uma potência de saída constante, no valor nominal. Já o controle pelo ângulo *yaw* realiza a orientação da face da turbina para que fique perpendicular ao vento, como ilustrado na Figura 1.4. Em baixas e médias velocidades, o objetivo desse sistema de controle é, normalmente, maximizar a potência de saída da turbina, ajustando-se a velocidade do gerador e o ângulo *yaw* (YANG, 2012). Por último, o controle de velocidade é responsável por manter a velocidade no eixo do gerador visando obter a eficiência desejada.



Figura 1.3: Ângulo de arfagem (*pitch*) de uma turbina eólica¹.

Neste trabalho, são apresentadas simulações considerando baixas e altas velocidades de vento, bem como uma análise dos sinais do modelo de vento, o controle de *pitch* e o controle de velocidade do gerador, de modo a tentar simular o mais próximo das condições reais de funcionamento de um sistema de controle de velocidade do gerador eólico.

¹ Fonte: <http://usuaris.tinet.cat/zefir/pitch.htm>



Figura 1.4: Ângulo guinada (*yaw*) de uma turbina eólica².

Considerando determinadas condições de funcionamento e de projeto de controladores, como, por exemplo, incertezas de parâmetros no modelo do sistema ou perturbações, os controladores adaptativos são soluções alternativas para os controladores convencionais atualmente empregados no controle de WECS (IOANNOU; SUN, 1995).

1.3 OBJETIVOS DO TRABALHO

Os objetivos deste trabalho consistem em simular uma estratégia de controle de um gerador para um sistema de conversão de energia eólica, utilizando o gerador síncrono de ímã permanente com acionamento direto, e avaliar estratégias existentes de controladores adaptativos no controle do lado do estator ao gerador síncrono.

Busca-se examinar os problemas de perturbações, comumente encontrados em modelos de sistemas dinâmicos (IOANNOU; SUN, 1995), por meio de controladores adaptativos. Além de problemas de variação de

² Fonte: <http://romowind.com/optimization-services/yaw-correction-services/>

parâmetros considerados constantes, como apresentado em Xiau, Chen e Zhang (2010), de geradores síncronos de ímã permanente.

Também são abordados neste trabalho, os modelos do vento, da turbina eólica, do sistema de transmissão mecânico e do gerador síncrono de ímã permanente, conforme ilustrado na Figura 1.5.

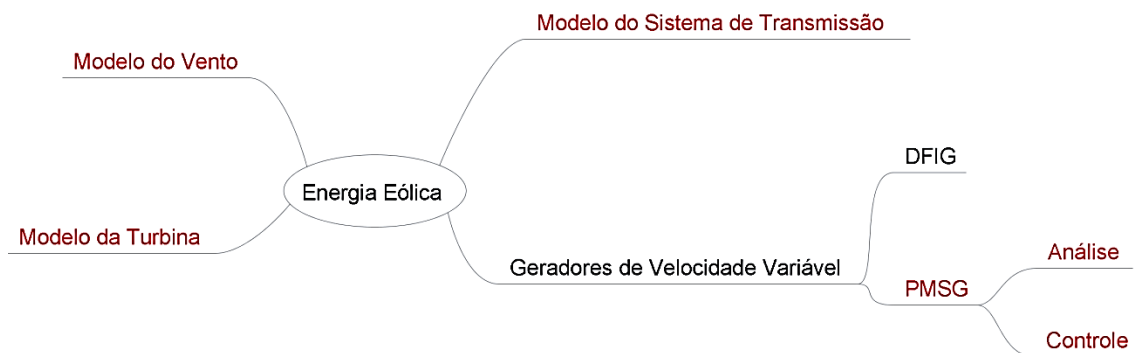


Figura 1.5: Mapa mental do conteúdo apresentado neste trabalho.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

O presente trabalho está dividido em cinco capítulos. O capítulo 2 aborda o modelo da turbina eólica e seus subsistemas, bem como o modelo do vento, e o sistema de transmissão mecânico. Em seguida, o capítulo 3 apresenta o gerador síncrono de ímã permanente com a descrição de seu modelo em coordenadas abc e odq . No capítulo 4 são analisados os sistemas de controle vetorial do lado do estator, estratégia de controle por realimentação de estados com e sem integrador, e estratégias de controle adaptativo. O capítulo 5 mostra os resultados obtidos por meio das simulações realizadas. Por último, no capítulo 6 são apresentadas as conclusões do trabalho e as perspectivas futuras de desenvolvimento.

2 TURBINA EÓLICA

2.1 INTRODUÇÃO

Nos sistemas de conversão de energia eólica, a relação entre a potência do gerador e a velocidade do vento pode ser caracterizada em quatro regiões distintas, como mostrado na Figura 2.1.

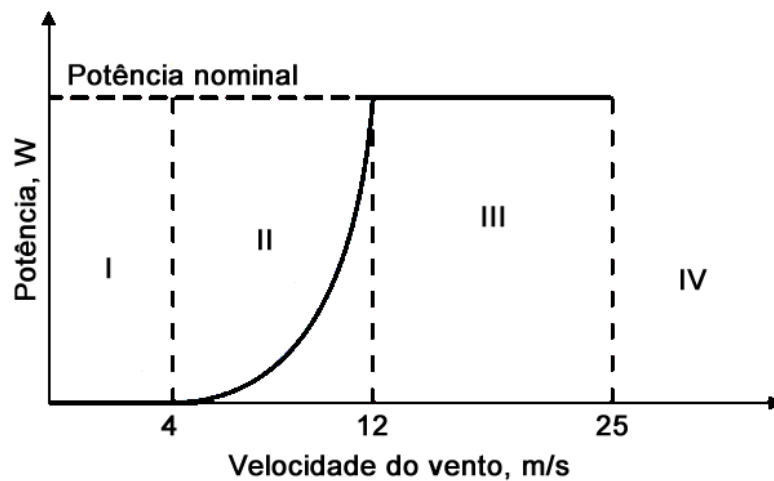


Figura 2.1: Região de operação da turbina³.

A região I determina a velocidade mínima para a partida do gerador. Este valor é normalmente entre 2 e 5 m/s (BERNARDES, 2009). Na região II, o

³ Fonte: (Bernardes, 2009).

objetivo é obter a máxima eficiência aerodinâmica disponível. Nesta região, utiliza-se métodos de rastreamento do ponto de máxima potência, *maximum power point tracking* (MPPT). Os métodos mais conhecidos são (HUA, 2006):

- Controle da velocidade na ponta da pá em relação a velocidade do vento (λ), em que se regula a velocidade do gerador para um valor de λ ótimo;
- Controle de conjugado ótimo para diferentes velocidades de vento;
- Controle por observação e perturbação que busca o ponto de máxima potência da turbina;
- Controle por realimentação do sinal de potência para rastrear a potência máxima da turbina.

Na região III é desejável que a potência de saída seja limitada a potência nominal da turbina eólica, devido a limitações do gerador e para que se mantenha a integridade mecânica da turbina. Nesta região, o vento possui velocidades de 12 a 25 m/s. Com o objetivo de limitar a potência de saída é possível utilizar o controle por *yaw*, ou controle de *pitch* (BERNARDES, 2009).

Na região IV, a velocidade está além da permitida ou especificada pelo equipamento, sendo necessário que o mesmo seja desligado da rede elétrica e realizado a frenagem do eixo da turbina eólica por medidas de segurança.

2.2 MODELO DO VENTO

O modelo do vento utilizado, ilustrado na Figura 2.2, busca simular os efeitos espaciais do comportamento do vento com rajadas, variações rápidas de vento e ruído (ANDERSON; BOSE, 1983):

$$v_w(t) = v_c(t) + v_{rd}(t) + v_{rj}(t) + v_{rp}(t), \quad (2.1)$$

em que, v_w é a velocidade do vento, em m/s; v_c é um sinal constante da componente do vento, em m/s; v_{rd} é a componente de ruído, em m/s; v_{rj} é a componente da rajada de vento, em m/s; v_{rp} é a componente para variações rápidas, com um sinal rampa, em m/s.

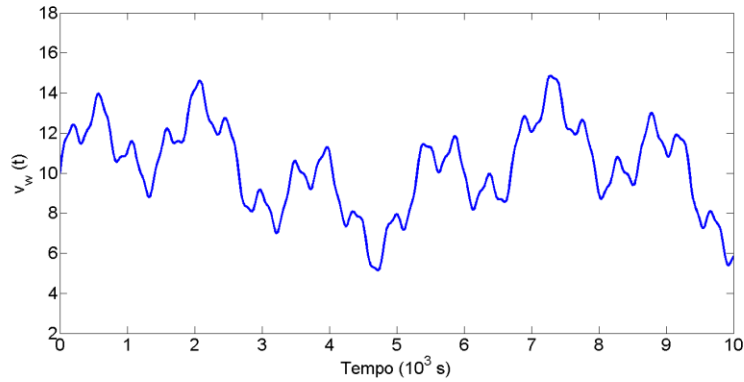


Figura 2.2: Modelo de velocidade do vento.

2.3 MODELO DA TURBINA

O modelo da turbina eólica considerada (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2002), apresenta uma relação entre a velocidade de vento e a potência do fluxo de ar, dada por:

$$P_{ar} = \frac{1}{2} \rho A v_w^3, \quad (2.2)$$

em que, ρ é a densidade de ar, em kg/m³, na área A , e v_w é a velocidade do vento nesta área, representado na Figura 2.3.

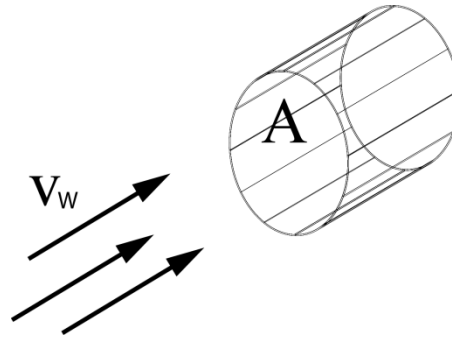


Figura 2.3: Fluxo de ar na seção transversal das pás da turbina.

A potência extraída do vento, em W, possui uma parcela da potência do fluxo de ar que é dada por:

$$P_w = C_p(\lambda, \beta)P_{ar} = C_p(\lambda, \beta) \frac{1}{2} \rho A v_w^3, \quad (2.3)$$

em que, $C_p(\lambda, \beta)$ é o coeficiente de potência, adimensional;

O coeficiente de potência representa a fração da potência do vento que é extraída pelo rotor do gerador. Pode-se demonstrar (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2002) que o máximo valor que o coeficiente C_p pode assumir é 16/27, também conhecido por *limite de Betz*. Normalmente, o coeficiente de potência é determinado através de avaliações experimentais pelos fabricantes de turbinas eólicas. Um exemplo de função do coeficiente de potência conhecido é dado por (ROLÁN et al., 2009):

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(c_2 \frac{1}{K} - c_3 \beta - c_4 \right) e^{-c_5 \frac{1}{\beta}}, \quad (2.4)$$

em que, λ é a razão da velocidade na ponta da pá e a velocidade do vento, adimensional; β é o ângulo de *pitch*, em graus.

Por meio da equação 2.4 é possível avaliar a variação do coeficiente de potência para diferentes valores de ângulo de *pitch*, β , conforme ilustrado na Figura 2.4.

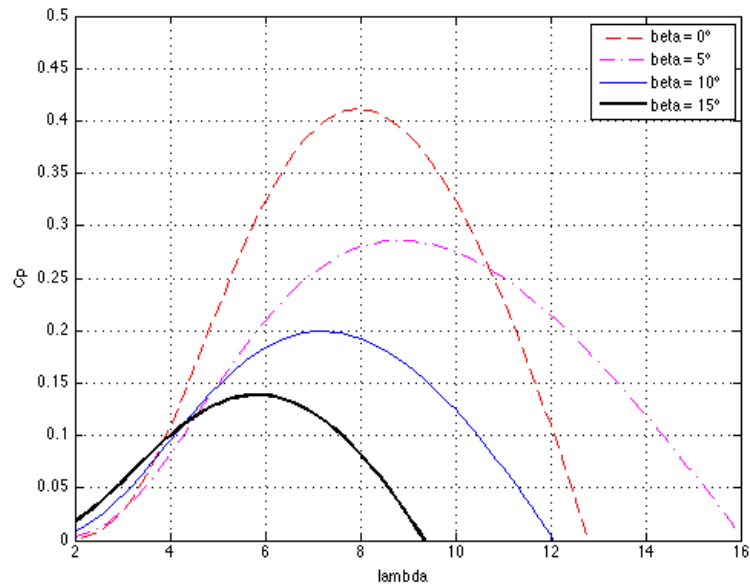


Figura 2.4: Coeficiente de potência para diferentes ângulos de *pitch*.

A partir de (2.4), o parâmetro $1/K$ pode também ser determinado de diferentes maneiras (ROLÁN et al., 2009), como por exemplo:

$$\frac{1}{K} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{1 + \beta^3}, \quad (2.5)$$

sendo λ encontrada por:

$$\lambda = \frac{\omega_w R}{v_w}, \quad (2.6)$$

em que, ω_w é a velocidade angular do rotor, em rad/s; R é o raio do rotor, em metros.

2.4 MODELO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO MECÂNICA

Para a representação do sistema de transmissão mecânica utiliza-se um modelo de duas massas, derivado da equação da velocidade angular do rotor da turbina eólica e da velocidade angular do rotor do gerador (MELÍCIO; MENDES; CATALÃO, 2011), dado por:

$$\frac{d\omega_t}{dt} = \frac{1}{J_t} (T_t - T_{dt} - T_{at} - T_{ts}), \quad (2.7)$$

e

$$\frac{d\omega_g}{dt} = \frac{1}{J_g} (T_{ts} - T_{dg} - T_{ag} - T_g), \quad (2.8)$$

em que, ω_t é a velocidade angular da turbina eólica, em rad/s; J_t é o momento de inércia das pás, em kg.m²; T_t é o torque mecânico, em N.m; T_{dt} é o torque resistente do enrolamento da turbina eólica, em N.m; T_{at} é o torque resistente devido a viscosidade do fluxo de ar nas pás, em N.m; T_{ts} é o torque devido a rigidez à torção, em N.m; ω_g é a velocidade angular no gerador, em rad/s; J_g é o momento de inércia do gerador, em kg.m²; T_{dg} é o torque resistente do enrolamento do gerador, em N.m; T_{ag} é o torque resistente devido a viscosidade do fluxo de ar no gerador, em N.m; T_g é o torque elétrico, em N.m.

2.5 CONTROLE DA TURBINA EÓLICA

O ajuste do ângulo de *pitch* permite uma efetiva regulação do desempenho da turbina eólica para ventos fortes. Os principais objetivos do controle de *pitch* são (ZHANG et al., 2008):

- Otimização da potência de saída da turbina eólica;
- Regulação da potência mecânica para não exceder os limites de projeto da turbina;

- Minimização de fadigas devido a cargas dos componentes mecânicos acoplados à turbina.

Para posicionar as pás no ângulo correto, o sistema de controle precisa de atuadores, que normalmente são dispositivos eletromecânicos ou hidráulicos. As rotações das pás ocorrem, geralmente, entre 5 a 10 %/s (ZHANG et al., 2008).

Os sistemas de controle convencionais de *pitch* realizam o controle a partir de diferentes referências de entrada. A velocidade do vento, a velocidade do rotor do gerador e a potência do gerador são as entradas mais utilizadas, como é mostrado na Figura 2.5, (LUPU; BOUKHEZZAR; SIGUERDIDJANE, 2006; ZHANG et al., 2008).

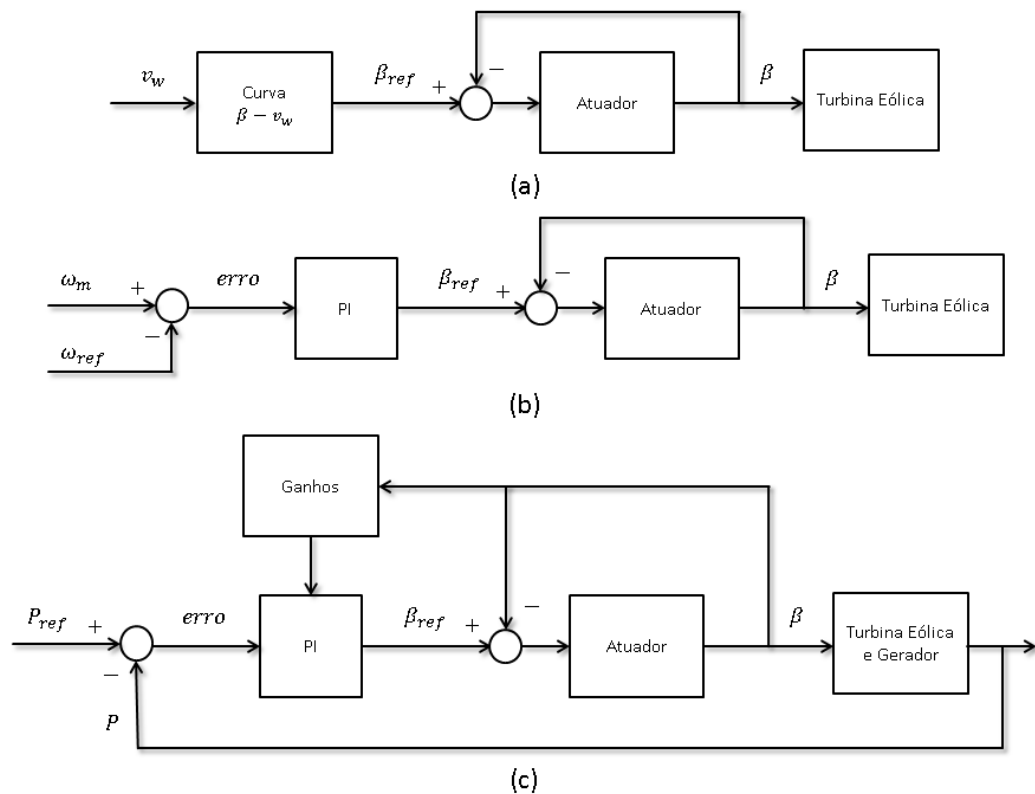


Figura 2.5: Estratégias de controle de *pitch*⁴. a) Velocidade do vento, b) velocidade do gerador e c) Potência do gerador.

⁴ Fonte: (ZHANG et al., 2008).

2.6 CONCLUSÕES

Neste capítulo, foi abordado o modelo do vento, em (2.1), com efeitos de rajadas e variações rápidas de vento. É importante destacar também que a relação da velocidade do vento com a potência extraída pela turbina eólica é dada por meio do coeficiente de potência em (2.3).

O sistema de transmissão mecânica mostrado em (2.7) e (2.8) é fundamental no processo de modelagem dinâmica dos sistemas de conversão de energia eólica. Além disso, constatou-se que os sistemas de controle tem como principal objetivo extrair de maneira eficiente a energia do vento.

3 GERADOR SÍNCRONO DE ÍMÃ PERMANENTE

3.1 INTRODUÇÃO

Os primeiros sistemas de geração de energia eólica, trabalhavam com geradores de velocidade fixa. Em geral, tinha-se acoplado às pás uma caixa de engrenagem, que era conectada a um gerador de indução em gaiola de esquilo, (*squirrel cage induction generator* - SCIG). Em seguida, era realizada a conexão à rede elétrica através de um transformador (BERNARDES, 2009), conforme ilustrado na Figura 3.1.

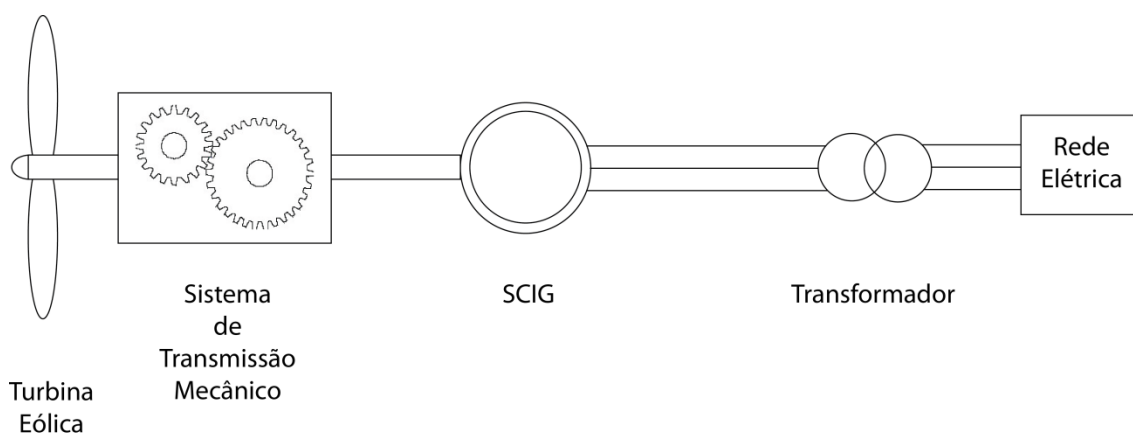


Figura 3.1: Turbina eólica com gerador SCIG.

Após o gerador estar em funcionamento e ser ligado à rede elétrica, sua velocidade mecânica é determinada pela frequência da rede e pelo número de pólos do gerador, operando com velocidade constante.

Devido à natureza do vento, os geradores de velocidade variável são uma opção mais viável que os geradores de velocidade fixa, visto que os mesmos possuem eficiência máxima em apenas uma única velocidade de vento. As principais vantagens dos geradores de velocidade variável em relação aos geradores de velocidade fixa são (HANSEN et al., 2004):

- Redução dos estresses mecânicos devido a variações da velocidade do vento que são absorvidos pela inércia da turbina;
- Melhor eficiência na extração da potência do vento devido ao ajuste contínuo da velocidade da turbina;
- Redução de ruídos acústicos com possível operação em baixa velocidade.

Dentre as categorias de geradores de velocidade variável, têm-se dois tipos principais: os geradores de indução duplamente alimentados, (*double fed induction generators* - DFIG), e os geradores síncronos de ímã permanente, (*permanent magnet synchronous generators* - PMSG), como ilustrado na Figura 3.2. Comparando esses dois geradores é possível destacar que o PMSG possui como vantagens maior eficiência e confiabilidade, considerando que não é preciso uma excitação externa para seu funcionamento (CHEN; PILLAY; KHAN, 2004).

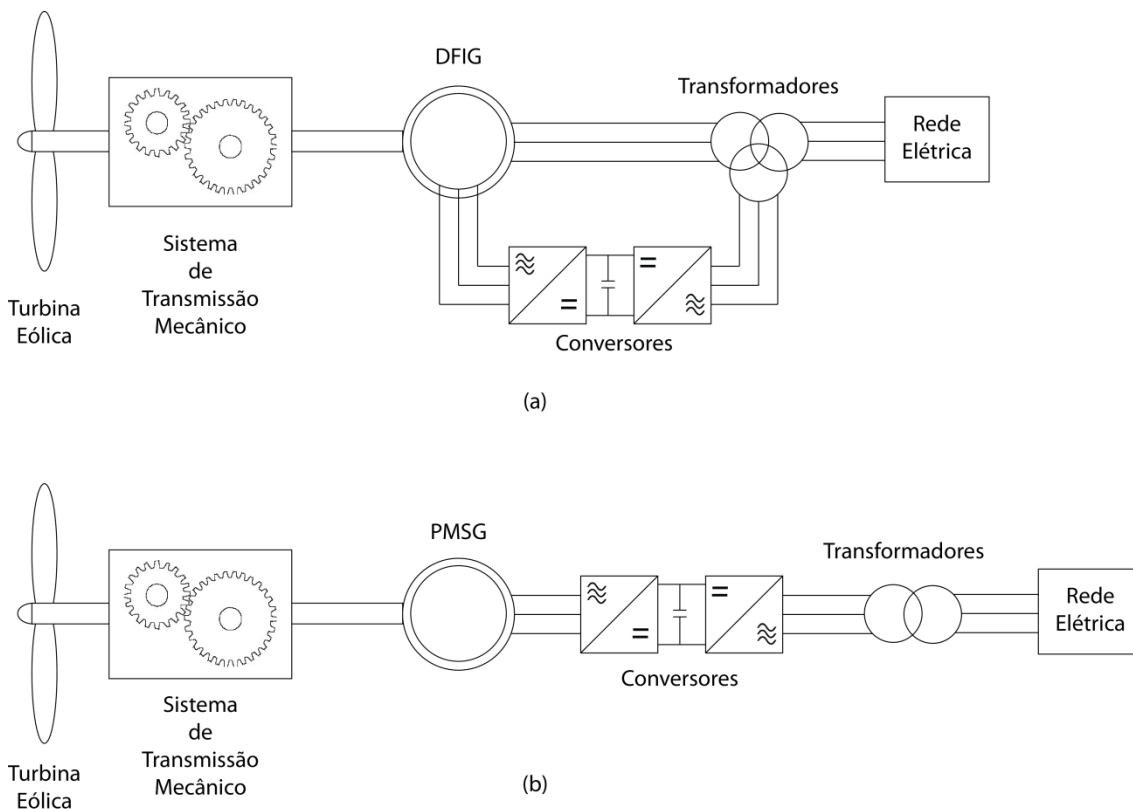


Figura 3.2: Geradores de velocidade variável, (a) DFIG, (b) PMSG.

O DFIG com caixa de engrenagem de três estágios trata-se da configuração mais utilizada na indústria. Em contrapartida, o PMSG é largamente utilizado em turbinas eólicas de pequeno porte. É possível constatar também que o uso do PMSG vem crescendo rapidamente em turbinas eólicas *onshore* e *offshore*. Na tecnologia de acionamento direto ele possuía cerca de 17,4% do mercado de turbinas eólicas em 2010, e espera-se que em 2016 esse número suba para 24,3% (YANG; PATTERSON; HUDGINS, 2012).

O PMSG possui um ímã permanente localizado no enrolamento de campo do rotor. Como mencionado anteriormente, este gerador possui eficiência maior que a máquina de indução, entretanto apresenta custo mais elevado. Têm-se como vantagens a eliminação das perdas relativas ao campo, maior densidade de potência, menor inércia do rotor, e maior robustez no processo de construção do rotor. Como desvantagens, têm-se a perda de flexibilidade do

controle de fluxo de campo e possível efeito de desmagnetização (BOSE, 2002).

3.2 MODELO EM COORDENADAS ABC

O modelo do gerador síncrono de ímã permanente pode ser deduzido a partir do equacionamento do modelo de uma máquina síncrona, considerando que ela não possui anéis coletores nem enrolamentos no campo, que são substituídos por elementos magnéticos. As correntes nos enrolamentos a, b e c do estator são distribuídas por funções senoidais, com deslocamentos de fase 120° entre si, com resistência R_s e indutâncias L_a , L_b e L_c , respectivamente, como ilustrado na Figura 3.3.

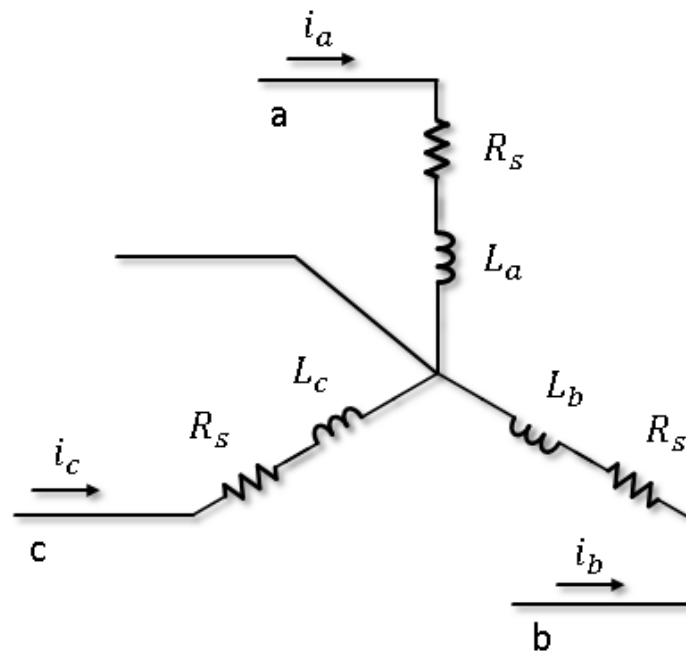


Figura 3.3: Estator do gerador síncrono.

O modelo dinâmico do PMSG pode ser descrito por (BOLDEA, 2006):

$$v_{abc} = R_s i_{abc} + \frac{d\lambda_{abc}}{dt}. \quad (3.1)$$

Esse modelo pode, ainda, ser representado na forma matricial:

$$v_{abc} = \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix}, \quad (3.2)$$

$$R_s = \begin{bmatrix} r_s & 0 & 0 \\ 0 & r_s & 0 \\ 0 & 0 & r_s \end{bmatrix}, \quad (3.3)$$

$$i_{abc} = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}, \quad (3.4)$$

$$\lambda_{abc} = \begin{bmatrix} \lambda_a \\ \lambda_b \\ \lambda_c \end{bmatrix}, \quad (3.5)$$

em que, v_a , v_b e v_c são as tensões nos enrolamentos estatóricos, em V; r_s é a resistência nos enrolamentos estatóricos, em Ω ; i_a , i_b e i_c são as correntes nos enrolamentos estatóricos, em A; λ_a , λ_b e λ_c são os fluxos nos enrolamentos estatóricos, em Wb.

Os fluxos estatóricos totais, λ_{abc} , são obtidos com a soma dos fluxos parciais, dados por:

$$\lambda_a = L_a i_a + M_{ab} i_b + M_{ac} i_c + \lambda_{pma}, \quad (3.6)$$

$$\lambda_b = M_{ab} i_a + L_b i_b + M_{bc} i_c + \lambda_{pmb}, \quad (3.7)$$

$$\lambda_c = M_{ac} i_a + M_{bc} i_b + L_c i_c + \lambda_{pmc}, \quad (3.8)$$

em que, M_{ij} é a indutância mútua entre as fases i e j , em H, com as fases representadas por a , b e c ; L_a , L_b e L_c são indutâncias próprias de cada bobina

no estator, em H; λ_{pma} , λ_{pmb} e λ_{pmc} são fluxos magnéticos concatenados, gerados pelo ímã permanente, em Wb.

Um gerador síncrono com pólos salientes possui indutâncias próprias e mútuas dependentes do ângulo (θ_e) entre o eixo magnético do estator a com o eixo magnético do rotor d (BOLDEA, 2006), isto é:

$$\begin{bmatrix} L_a \\ L_b \\ L_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_0 + L_m \cos(2\theta_e) \\ L_0 + L_m \cos(2\theta_e - 2\pi/3) \\ L_0 + L_m \cos(2\theta_e + 2\pi/3) \end{bmatrix}, \quad (3.9)$$

$$\begin{bmatrix} M_{ab} \\ M_{bc} \\ M_{ca} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{2}L_0 + L_m \cos\left(2\theta_e + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\frac{1}{2}L_0 + L_m \cos(2\theta_e) \\ -\frac{1}{2}L_0 + L_m \cos\left(2\theta_e - \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix}, \quad (3.10)$$

em que, L_0 e L_m são parâmetros físicos do gerador, em H.

Em um gerador de pólos lisos as indutâncias próprias e mútuas independem do ângulo θ_e (BEZERRA, 2010). Dessa forma é possível utilizar a simplificação:

$$L_a = L_b = L_c = L, \quad (3.11)$$

$$M_a = M_b = M_c = M. \quad (3.12)$$

Os fluxos estáóricos totais possuem uma componente devido aos fluxos magnéticos acoplados, gerados pelo ímã permanente nas fases do estator, que são representados por:

$$\lambda_{pm\ abc} = \begin{bmatrix} \lambda_{pma} \\ \lambda_{pmb} \\ \lambda_{pmc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \lambda_{pm} \cos(\theta_e) \\ \lambda_{pm} \cos(\theta_e - 2\pi/3) \\ \lambda_{pm} \cos(\theta_e + 2\pi/3) \end{bmatrix}. \quad (3.13)$$

Os fluxos estatóricos totais, apresentados em (3.6), (3.7) e (3.8), podem ser escritas na forma compacta matricial, dado por:

$$\lambda_{abc} = L_{abc}i_{abc} + \lambda_{pm\ abc}, \quad (3.14)$$

em que as indutâncias L_{abc} , para o caso de um gerador com pólos lisos são dadas por:

$$L_{abc} = \begin{bmatrix} L_a & M_{ab} & M_{ca} \\ M_{ab} & L_b & M_{bc} \\ M_{ca} & M_{bc} & L_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L & M & M \\ M & L & M \\ M & M & L \end{bmatrix}. \quad (3.15)$$

3.3 MODELO EM COORDENADAS ODQ

3.3.1 Correntes e Fluxos Estatóricos

Existe uma dependência entre as variáveis estatóricas e o ângulo θ_e , mostrado em (3.1), (3.9), (3.13) e (3.14). É possível eliminar essa relação efetuando-se uma transformação nas variáveis, tornando as indutâncias invariantes no tempo.

Os eixos magnéticos dos enrolamentos do estator são representados por a , b e c . O eixo magnético do enrolamento do rotor é descrito pelo eixo em quadratura e eixo direto, q e d , respectivamente, mostrados na Figura 3.4. O eixo magnético do enrolamento de campo é o próprio eixo d do rotor, com ângulo θ_e em relação ao enrolamento a do estator. O eixo em quadratura, q , é adiantado 90° do eixo direto d .

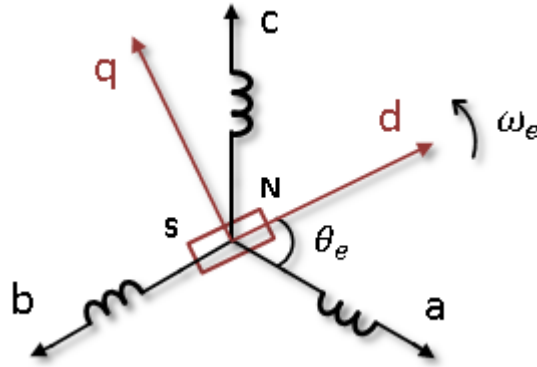


Figura 3.4: Eixos magnéticos do gerador síncrono.

Aplicando a transformação odq (anexo A) nas variáveis estatóricas, tem-se:

$$\mathbf{v}_{abc} = \mathbf{P}\mathbf{v}_{odq}, \quad (3.16)$$

$$\mathbf{i}_{abc} = \mathbf{P}\mathbf{i}_{odq}, \quad (3.17)$$

$$\lambda_{abc} = \mathbf{P}\lambda_{odq}, \quad (3.18)$$

$$\lambda_{pm\ abc} = \mathbf{P}\lambda_{pm\ odq}. \quad (3.19)$$

em que, \mathbf{P} é a matriz transformação estatórica \mathbf{P}_s (anexo A) com referencial rotórico, ou seja, com $\theta_g = \theta_e$.

Realizando a transformação do fluxo, descrito em (3.14), utilizando (3.17) a (3.19), obtêm-se:

$$\mathbf{P}\lambda_{odq} = \mathbf{L}_{abc}\mathbf{P}\mathbf{i}_{odq} + \mathbf{P}\lambda_{pm\ odq}, \quad (3.20)$$

que pode ser simplificada fazendo:

$$\lambda_{odq} = (\mathbf{P}^{-1}\mathbf{L}_{abc}\mathbf{P})\mathbf{i}_{odq} + \lambda_{pm\ odq}. \quad (3.21)$$

Resolvendo (3.21), tem-se:

$$(P^{-1}L_{abc}P) = \begin{bmatrix} L + 2M & 0 & 0 \\ 0 & L - M & 0 \\ 0 & 0 & L - M \end{bmatrix}, \quad (3.22)$$

e

$$\lambda_{pm\ odq} = P^{-1}\lambda_{pm\ abc} = \begin{bmatrix} 0 \\ \lambda_{pm} \frac{3}{2} \sqrt{\frac{2}{3}} \\ 0 \end{bmatrix}, \quad (3.23)$$

em que, para facilitar a notação, faz-se $\lambda_{PM} = \lambda_{pm}(3/2)(\sqrt{2/3})$.

Conclui-se que o fluxo em coordenadas *odq* é dado por:

$$\begin{bmatrix} \lambda_o \\ \lambda_d \\ \lambda_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L + 2M & 0 & 0 \\ 0 & L - M & 0 \\ 0 & 0 & L - M \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_o \\ i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ \lambda_{PM} \\ 0 \end{bmatrix}. \quad (3.24)$$

Aplicando a transformação *odq* em (3.1), obtêm-se o modelo dado por:

$$P\mathbf{v}_{odq} = R_s P\mathbf{i}_{odq} + \frac{d(P\boldsymbol{\lambda}_{odq})}{dt}, \quad (3.25)$$

que desenvolvendo, tem-se:

$$\mathbf{v}_{odq} = (P^{-1}R_s P)\mathbf{i}_{odq} + P^{-1} \frac{d(P\boldsymbol{\lambda}_{odq})}{dt}, \quad (3.26)$$

$$\mathbf{v}_{odq} = (P^{-1}R_s P)\mathbf{i}_{odq} + \frac{d\boldsymbol{\lambda}_{odq}}{dt} + P^{-1} \frac{dP}{d\theta_e} \frac{d\theta_e}{dt} \boldsymbol{\lambda}_{odq}, \quad (3.27)$$

em que, $d\theta_e/dt = \omega_e$, e o produto $(P^{-1}R_sP)$ é igual a própria matriz R_s , visto que R_s é uma matriz simétrica. Finalizando, tem-se que:

$$P^{-1} \frac{dP}{d\theta_e} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & 0 \end{bmatrix}. \quad (3.28)$$

O modelo obtido em representação odq na forma matricial é descrito como segue:

$$\begin{bmatrix} v_o \\ v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_s & 0 & 0 \\ 0 & r_s & 0 \\ 0 & 0 & r_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_o \\ i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \lambda_o \\ \lambda_d \\ \lambda_q \end{bmatrix} + \omega_e \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_o \\ \lambda_d \\ \lambda_q \end{bmatrix}. \quad (3.29)$$

Substituindo (3.24) em (3.29), têm-se as equações de interesse:

$$v_d = r_s i_d + L_d \frac{di_d}{dt} - \omega_e L_q i_q, \quad (3.30)$$

$$v_q = r_s i_q + L_q \frac{di_q}{dt} + \omega_e (L_d i_d + \lambda_{PM}), \quad (3.31)$$

em que, $L_d = L_q = L - M$.

Isolando-se a derivada das correntes, tem-se o modelo resultante:

$$\frac{di_d}{dt} = -\frac{r_s}{L_d} i_d + \frac{\omega_e L_q}{L_d} i_q + \frac{1}{L_d} v_d, \quad (3.32)$$

$$\frac{di_q}{dt} = -\frac{r_s}{L_q} i_q - \frac{\omega_e L_d}{L_q} i_d - \frac{\omega_e \lambda_{PM}}{L_q} + \frac{1}{L_q} v_q. \quad (3.33)$$

3.3.2 Conjugado Eletromagnético

O conjugado eletromagnético depende das correntes i_d e i_q , dado por (BOLDEA, 2006):

$$T_{em} = n_p(\lambda_d i_q - \lambda_q i_d). \quad (3.34)$$

Substituindo o fluxo em coordenadas odq , expresso em (3.24), na equação do Torque, tem-se:

$$T_{em} = n_p(L_d i_d i_q + \lambda_{PM} i_q - L_q i_q i_d), \quad (3.35)$$

$$T_{em} = n_p(\lambda_{PM} + (L_d - L_q) i_d) i_q, \quad (3.36)$$

Por sua vez, substituindo λ_{PM} , mostrado em (3.23), tem-se:

$$T_{em} = \frac{3}{2} \sqrt{\frac{2}{3}} n_p (\lambda_{pm} + (L_d - L_q) i_d) i_q. \quad (3.37)$$

3.4 CONCLUSÕES

A escolha do gerador síncrono de ímã permanente com polos lisos para o sistema de conversão de energia eólica apresentado ocorre devido a suas vantagens em relação ao gerador de indução duplamente alimentado e a seu crescimento no mercado de turbinas eólicas.

O estudo deste gerador em coordenadas odq é realizado de maneira a facilitar o projeto dos sistemas de controle, eliminando não-linearidades das variáveis estatóricas.

4 ESTRATÉGIAS DE CONTROLE

4.1 INTRODUÇÃO

O objetivo das estratégias de controle é alterar ou modificar o comportamento e resposta de uma planta para determinados requisitos de desempenho. Nos sistemas de conversão de energia eólica, os sistemas de controle são projetados para os geradores de velocidade variável com o objetivo de obter maior eficiência energética.

Obter o modelo exato de uma planta significa obter do modelo, saídas e estados da planta para determinadas entradas que sejam as mesmas do sistema real. Entretanto, a complexidade das plantas físicas torna, na grande maioria das vezes, a obtenção de um modelo errôneo ou impossível de acessá-lo. Mesmo para os casos em que o modelo esteja disponível, ele pode possuir dimensão infinita, não-linearidades, e variância no tempo. Tudo isto torna a obtenção de um modelo preciso muito difícil e desafiador. Normalmente, as plantas são modeladas através de linearizações em torno de um ponto de operação além do uso de técnicas de redução de ordem do modelo podem causar mau desempenho nos sistemas de controle implementados (IOANNOU; SUN, 1995).

Considerando que todo modelo de planta é uma aproximação de um sistema real, e que as discrepâncias do modelo obtido causam redução do desempenho dos sistemas de controle convencionais, é interessante o uso de sistemas de controle que levem em consideração essas incertezas.

O projeto de controle utilizando o controlador PI é geralmente utilizado para o controle de velocidade do eixo do gerador (PILLAY; KRISHNAN, 1989) e (MAHERSI; KHEDHER; MIMOUNI, 2013). Neste capítulo serão propostas estratégias de controle não convencionais para substituição do controlador PI para o controle de velocidade. Será abordado o controle por realimentação de estados com e sem integrador, o controle adaptativo por modelo de referência, *model reference adaptive control* (MRAC) e o controle adaptativo por modelo de referência e estrutura variável, *variable structure model reference adaptive control* (VS-MRAC).

4.2 CONTROLADOR PI

A estratégia de controle mais comum para o PMSG em sistemas de energia eólica é o controle de corrente com controladores PIs (Proporcional-Integral) em coordenadas odq . O diagrama do sistema de controle é mostrado na Figura 4.1.

O sistema de controle vetorial, *field oriented control* (FOC), é o método mais comumente utilizado para controle do PMSG (PILLAY; KRISHNAN, 1989), devido a facilidade de projeto do controlador. Isto se deve ao fato do torque desenvolvido ser diretamente relacionado à corrente estatórica, desde que o fluxo rotórico seja constante e que a componente de corrente no eixo direto, i_d , seja igual a zero (MAHERSI; KHEDHER; MIMOUNI, 2013).

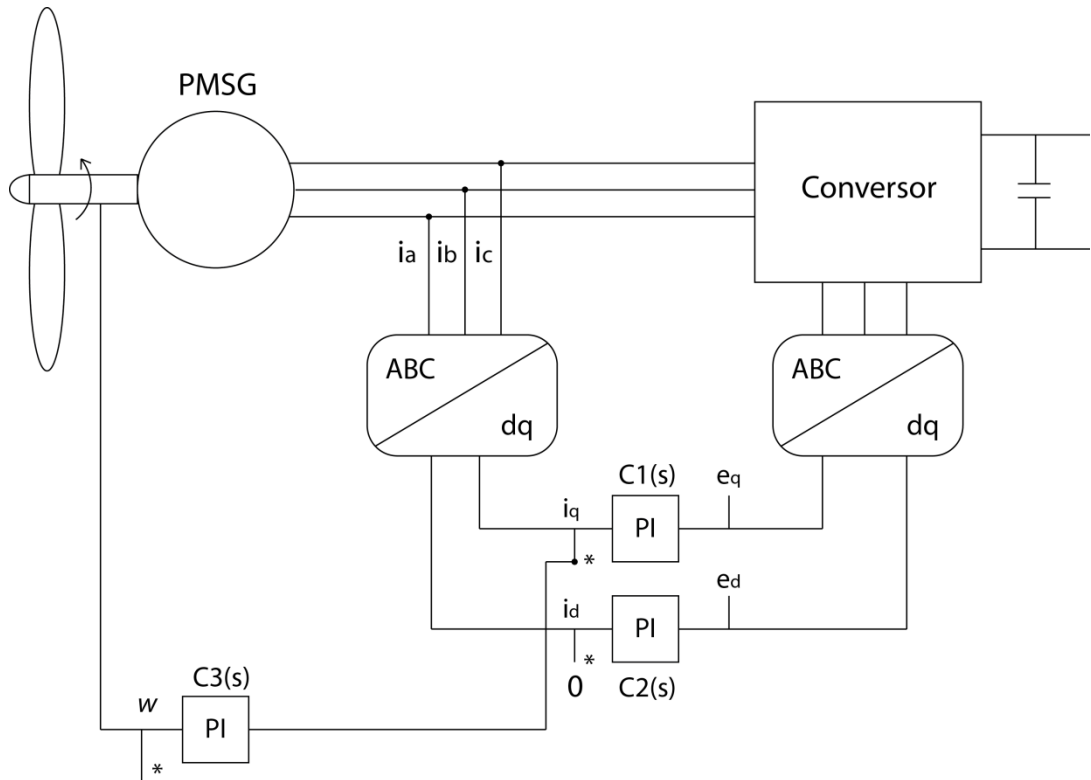


Figura 4.1: Diagrama do sistema de controle PI em cascata.

As correntes i_a , i_b e i_c do PMSG são medidas, além da velocidade do rotor do gerador, ω_m . A referência de velocidade é dada a partir do algoritmo MPPT que determina a velocidade que maximiza a extração de potência da turbina. As correntes utilizadas nos sistemas de controle são representadas em coordenadas odq através da transformação, demonstrada na seção 3.2.

Três controladores PIs são utilizados na implementação, em que dois deles estão em cascata. O controlador $C_3(s)$ atua no controle de velocidade, o $C_1(s)$ no controle de torque, e $C_2(s)$ no controle de fluxo. O controlador $C_3(s)$ gera uma corrente i_q de referência para o controlador de torque, $C_1(s)$. Enquanto o controlador de fluxo, $C_2(s)$, possui como referência a corrente i_d igual a zero.

A partir dos modelos do PMSG, descritos em (3.32) e (3.33), é possível isolar as tensões estatóricas e obter-se:

$$v_d = r_s i_d + L_d \frac{di_d}{dt} - \omega_e L_q i_q, \quad (4.1)$$

$$v_q = r_s i_q + L_q \frac{di_q}{dt} + \omega_e L_d i_d + \omega_e \lambda_{PM}. \quad (4.2)$$

Realizando a transformada de Laplace em (4.1) e (4.2), obtêm-se:

$$V_d = (r_s + L_d s) I_d - e_d, \quad (4.3)$$

$$V_q = (r_s + L_q s) I_q + e_q, \quad (4.4)$$

em que, as componentes e_d e e_q , consideradas aqui como perturbações, são dadas por:

$$e_d = \omega_e L_q I_q, \quad (4.5)$$

$$e_q = \omega_e L_d I_d + \omega_e \lambda_{PM}. \quad (4.6)$$

Na convenção gerador, a equação do sistema de transmissão mecânica é dada por:

$$T_m - T_{em} = J \frac{d\omega_e}{dt} + B \omega_e, \quad (4.7)$$

em que, T_m é o torque no eixo mecânico, em N.m; T_{em} é o torque eletromagnético, em N.m; J é o momento de inercia do gerador, em kg.m²; ω_e é

a velocidade angular no eixo do gerador, em rad/s; e B é a força de atrito, em N.

Por sua vez, o torque eletromagnético utilizado na equação do modelo do sistema de transmissão mecânica é dado por:

$$T_{em} = n_p(\lambda_{PM} - (L_q - L_d)I_d)I_q. \quad (4.8)$$

Para o caso particular em que a corrente do eixo direto, i_d , for nula, o torque eletromagnético se resume a (CIMPOERU, 2010):

$$T_{em} = n_p\lambda_{PM}I_q \quad (4.9)$$

Já no gerador de pólos lisos, utilizado neste trabalho, as indutâncias L_d e L_q são iguais, resultando também no torque mostrado em (4.9).

4.2.1 Controle de Fluxo

O objetivo do controle de fluxo é manter constante a perturbação e_q , representada em (4.4), anulando a referência da corrente do eixo direto, i_d . A função de transferência da planta, dada por (4.3), pode, ainda, ser descrita sem a perturbação e_d , de forma que:

$$\frac{I_d}{V_d'} = \frac{\frac{1}{r_s}}{1 + \left(\frac{L_d}{r_s}\right)s}. \quad (4.10)$$

Tem-se que a função de transferência do controlador PI pode ser descrita como:

$$C_1 = K_p + \frac{K_i}{s} = K_i \frac{\left(\frac{K_p}{K_i}s + 1\right)}{s}. \quad (4.11)$$

Através do método de alocação de pólos escolhem-se os parâmetros $K_p/K_i = L_d/r_s$. Então, em malha fechada tem-se:

$$CF(s) = \frac{\frac{K_i}{r_s}}{s + \frac{K_i}{r_s}}. \quad (4.12)$$

O posicionamento do pólo em malha fechada, K_i/r_s , pode ser feito pelo método de projeto por lugar das raízes, escolhendo-se os requisitos necessários à resposta desejada. Pode-se, também, escolher o valor do pólo em malha fechada para o qual a frequência de corte seja, no mínimo, uma década maior que a frequência de corte em malha aberta, neste caso, $K_i/r_s = r_s/L_d$ (MAHERSI; KHEDHER; MIMOUNI, 2013).

4.2.2 Controle de Torque

O torque depende unicamente da componente de corrente em quadratura, que pode ser visto em (4.9), sendo esta corrente gerada pelo controle de velocidade. Sem a perturbação, mostrado em (4.4), tem-se:

$$\frac{I_q}{V_q'} = \frac{\frac{1}{r_s}}{1 + \left(\frac{L_q}{r_s}\right)s}. \quad (4.13)$$

Tem-se que a função de transferência do controlador PI como:

$$C_2 = K_p + \frac{K_i}{s} = K_i \frac{\left(\frac{K_p}{K_i} s + 1\right)}{s}. \quad (4.14)$$

De maneira semelhante ao controle de fluxo, escolhe-se o valor de K_p/K_i . Sendo assim, fazendo-se a substituição $K_p/K_i = L_q/r_s$, obtêm-se a seguinte expressão do controle de torque em malha fechada:

$$CT(s) = \frac{\frac{K_i}{r_s}}{s + \frac{K_i}{r_s}}, \quad (4.15)$$

em que, K_i pode ser obtido a partir da frequência de corte, isto é, $K_i/r_s = r_s/L_q$.

4.2.3 Controle de Velocidade

A partir do modelo do sistema de transmissão mecânica e do torque eletromagnético, representados em (4.7) e (4.9), pode-se extrair a relação entre a velocidade ω_e e a corrente i_q . Obtendo a função de transferência:

$$\frac{\omega_e}{I_q} = \frac{n_p \lambda_{PM}}{B + Js} = \frac{\frac{n_p \lambda_{PM}}{B}}{1 + \left(\frac{J}{B}\right) s}. \quad (4.16)$$

Novamente, descrevendo a função de um controlador PI como:

$$C_3 = K_p + \frac{K_i}{s} = K_i \frac{\left(\frac{K_p}{K_i} s + 1\right)}{s}. \quad (4.17)$$

Em malha fechada tem-se:

$$CV(s) = \frac{1 + \frac{K_p}{K_i} s}{\left(\frac{J}{n_p \lambda_{PM} K_i}\right) s^2 + \left(\frac{K_p}{K_i} + \frac{B}{n_p \lambda_{PM} K_i}\right) s + 1}. \quad (4.18)$$

4.3 CONTROLADOR POR REALIMENTAÇÃO DE ESTADOS

O projeto de controle através de realimentação de estados é também proposto neste trabalho e será avaliado para os mesmos requisitos de projeto de controle com controladores PIs. A estratégia de controle por realimentação de estados já fora realizada em (CHEN, 2006), porém aplicada a geradores de indução que diferem de um gerador síncrono.

4.3.1 Controlador sem Integrador

Utiliza-se o projeto de controle por realimentação de estados através da alocação de pólos. Admite-se que as variáveis de estados são mensuráveis e disponíveis para realimentação, como no caso do controle utilizando PIs.

Inicialmente, representa-se o sistema por equações no espaço de estados, na forma:

$$\dot{X} = AX + BU. \quad (4.19)$$

Três sistemas que representam o gerador são descritos separadamente, como segue:

$$\dot{I}_d = [-R_s/L_d] I_d + [1/L_d] V_d. \quad (4.20)$$

$$\dot{I}_q = [-R_s/L_q] I_q + [1/L_q] V_q. \quad (4.21)$$

$$\dot{\omega}_e = [-B_m/J] \omega_e + [-n_p \lambda_{PM}/J] I_q. \quad (4.22)$$

A condição necessária e suficiente para o projeto por alocação de pólos é que o sistema seja de estado completamente controlável. Os sistemas (4.20), (4.21) e (4.22) apresentados são controláveis, logo atende a condição.

Os pólos são escolhidos de maneira a assumirem a mesma posição dos pólos de malha fechada quando utilizado controladores PIs. Através do projeto por alocação de pólos determinam-se os ganhos de realimentação K , para cada sistema, individualmente. É necessária também a escolha de ganhos que normalizem as referências, K_n , pois, agora, elas são comparadas com as variáveis de estados e não com as saídas, como mostrado na Figura 4.2.

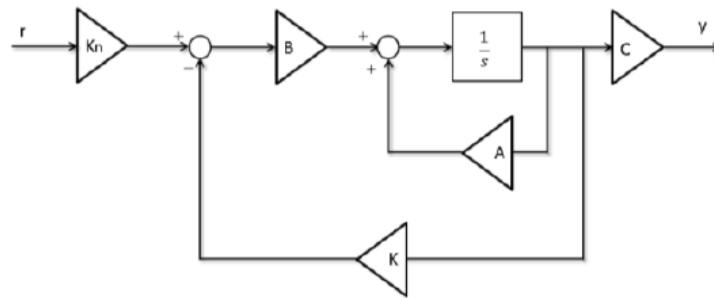


Figura 4.2: Representação em espaço de estados.

Para os sistemas (4.20), (4.21) e (4.22) os ganhos de realimentação encontrados foram 25.875, 25.875 e -1.000, respectivamente. Para os mesmos sistemas, os ganhos de normalização encontrados foram 28.750, 28.750 e -1.000, respectivamente.

4.3.2 Controlador com Integrador

O projeto de controle por realimentação de estados para sistemas com perturbações não garante erro de regime nulo para referência degrau, então se adiciona um integrador em série com a planta, como mostrado na Figura 4.3.

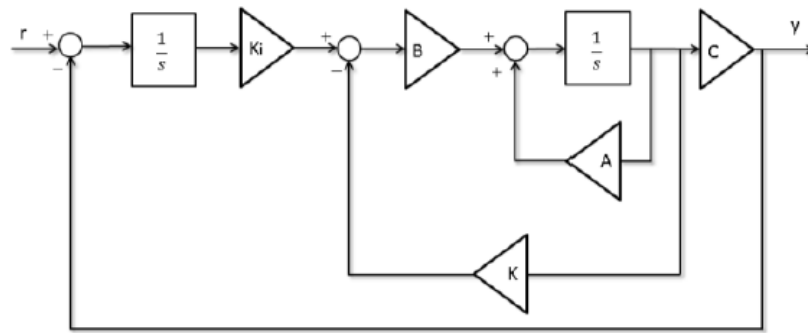


Figura 4.3: Representação em espaço de estados com integrador.

Cada sistema possui dois pólos, ignorando o mais rápido, especifica-se novamente a posição dos pólos para o mesmo critério de projeto quando utilizado a estratégia de controle por realimentação sem integrador.

Os ganhos de realimentação encontrados para os sistemas (4.20), (4.21) e (4.22) foram 28.4, 28.4 e -0.0457, respectivamente. Os ganhos dos integradores para os mesmos sistemas foram 8625, 8625 e -0.3429, respectivamente.

4.4 CONTROLADOR ADAPTATIVO POR MODELO DE REFERÊNCIA

Os dois controladores estudados, MRAC e VS-MRAC, apresentam a mesma estrutura de controle adaptativo por modelo de referência com leis de adaptação que podem ser integrais, no caso do MRAC, ou a estrutura variável, para o caso do VS-MRAC.

Considerando as plantas de primeira ordem do PMSG, descritos em (4.20), (4.21) e (4.22), tem-se como objetivo escolher uma determinada lei de controle em que todos os sinais em malha fechada sejam limitados e que as saídas sigam aquelas esperadas do modelo de referência escolhido, representado por

$$\dot{x}_m = -a_m x_m + b_m r, \quad (4.23)$$

em que a_m e b_m são parâmetros do modelo de referência; e r indica a referência do modelo.

A saída da planta segue a saída do modelo de referência, através da seguinte lei de controle (IOANNOU; SUN, 1995):

$$u = \theta_1^* y + \theta_2^* r, \quad (4.24)$$

onde y representa a saída da planta, e os parâmetros do controlador adaptativo, θ_1^* e θ_2^* , são calculados como

$$\theta_1^* = \frac{a_p - a_m}{b_p} \quad (4.25)$$

e

$$\theta_2^* = \frac{b_m}{b_p}, \quad (4.26)$$

em que a_p e b_p são parâmetros da planta.

A lei de adaptação para o projeto do controlador adaptativo é dada por:

$$\dot{\theta}_i = -\gamma e_0 \omega_i, \quad (4.27)$$

em que γ descreve o ganho adaptativo; e_0 representa o erro entre a saída da planta e a saída do modelo de referência; ω indica o vetor regressor, calculado como

$$\omega = [y \ r]. \quad (4.28)$$

Com o objetivo de aumentar a robustez do MRAC para o caso em que a dinâmica não é modelada ou distúrbios externos, além da necessidade de garantir a estabilidade global, foi proposta uma lei de adaptação com modificação σ e normalização do termo de aprendizado na lei de adaptação (IOANNOU; SUN, 1995), esta lei é dada por:

$$\dot{\theta}_i = -\sigma\theta_i - \sigma\bar{\theta}_i \text{sgn}(e_0\omega_i), \quad (4.29)$$

com $\sigma > 0$; e $\bar{\theta}_i > |\theta_i^*|$ considerando possíveis incertezas paramétricas; para $i = 1, 2$.

4.5 CONTROLADOR ADAPTATIVO POR MODELO DE REFERÊNCIA E ESTRUTURA VARIÁVEL

A estratégia de controle VS-MRAC utiliza a estrutura do controlador MRAC com lei de adaptação à estrutura variável para os parâmetros de adaptação. É uma estratégia robusta a variações paramétricas e distúrbios.

As leis integrais de adaptação são substituídas por leis chaveadas, como:

$$\theta_i = -\bar{\theta}_i \text{sgn}(e_0\omega_i), \quad (4.30)$$

para $\bar{\theta}_i > |\theta_i^*|$; $i = 1, 2$.

A principal desvantagem do VS-MRAC é sua dificuldade em implementação prática, devido ao chaveamento do sinal de controle com alta frequência.

4.6 CONCLUSÕES

As estratégias de controle utilizando controladores PI, por realimentação de estados com e sem integrador, adaptativos por modelo de referência e adaptativo por modelo de referência e estrutura variável foram apresentados para o controle do gerador síncrono, no lado do estator. Para o controle do lado da rede elétrica podem ser estudados os sistemas de controle convencionais em (NASCIMENTO, 2009; MAHERSI; KHEDHER; MIMOUNI, 2013).

Foram também abordadas as principais vantagens e desvantagens das estratégias e suas características.

5 RESULTADOS

Abaixo seguem os resultados obtidos das diferentes estratégias de controle implementadas. As simulações foram realizadas no ambiente Simulink/Matlab, em que é utilizada uma referência de velocidade do eixo do gerador de 100 rad/s e inserida uma perturbação em 0,1 seg de 2 N.m de torque. O gerador simulado possui acoplamento direto, sem caixa de engrenagens, e possui parâmetros descritos na Tabela 5.1.

Tabela 5.1: Parâmetros do gerador síncrono.

Parâmetros do Gerador Síncrono de Ímã Permanente		
<i>Parâmetros</i>	<i>Variáveis</i>	<i>Valores</i>
Resistência do estator	R_s	2,8750 (Ω)
Indutância no eixo direto	L_d	0,0085 (H)
Indutância no eixo em quadratura	L_q	0,0085 (H)
Fluxo do ímã permanente	λ_{pm}	0,1750 (Wb)
Número de par de pólos	n_p	4
Momento de inércia	J	8e-4 (kg/m^2)
Coeficiente de amortecimento	B_m	0,2

O desempenho das estratégias de controle pode ser verificado na tabela 5.2.

Tabela 5.2: Resultados de simulações.

Métricas de Avaliação			
<i>Estratégia de Controle</i>	<i>Overshoot (%)</i>	<i>Tempo de Acomodação (s)</i>	<i>Erro de Regime</i>
Controlador PI	16.94	0.02432	0
Realimentação de Estados sem Integrador	0	0.00338	2.50
Realimentação de Estados com Integrador	21.11	0.44480	0
MRAC	8.6	0.035	0
VS-MRAC	0	0.018	0

5.1 CONTROLADOR PI

Os pólos do projeto do sistema para controle do fluxo e controle de torque foram escolhidos através da frequência de corte, conforme as seções (4.2.1) e (4.2.2). Os pólos de malha fechada do controle de velocidade são escolhidos de maneira a obter um tempo de acomodação de 0,02 segundos, e sem amortecimento, ou seja, fator de amortecimento igual a 1.

A velocidade no eixo do gerador mostrado na Figura 5.1, possui um alto *overshoot*, entretanto segue a referência com erro nulo, devido à ação integrativa do PI.

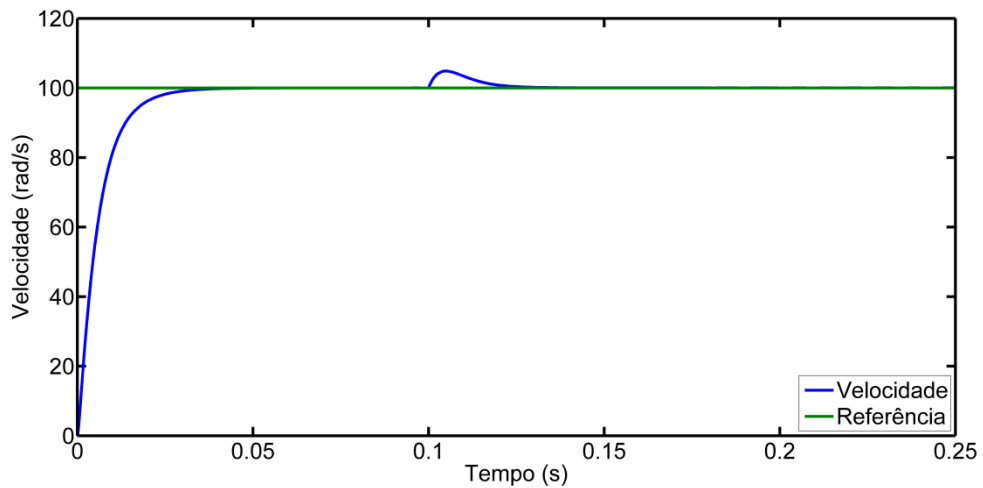


Figura 5.1: Saída de velocidade no eixo do gerador para o controlador PI.

A resposta em frequência do sistema em malha aberta pode ser verificado na Figura 5.2. Com valor de margem de ganho igual a -10.88 dB e margem de fase igual a -73.39°.

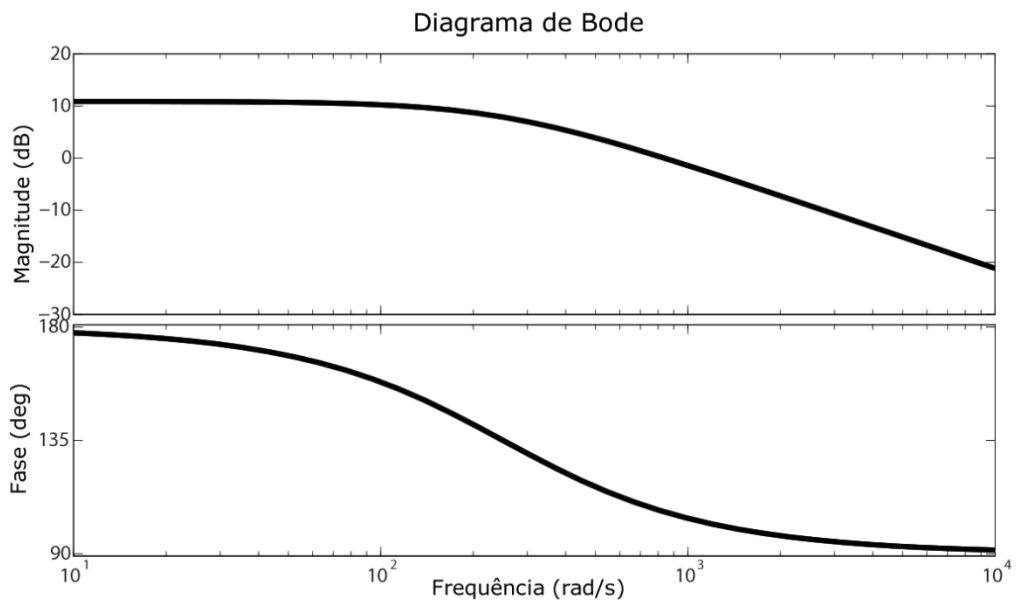


Figura 5.2: Resposta em frequência do sistema em malha aberta.

Os sinais de controle para o controlador PI são apresentados em coordenadas *odq*, conforme segue nas Figuras 5.3, 5.4 e 5.5.

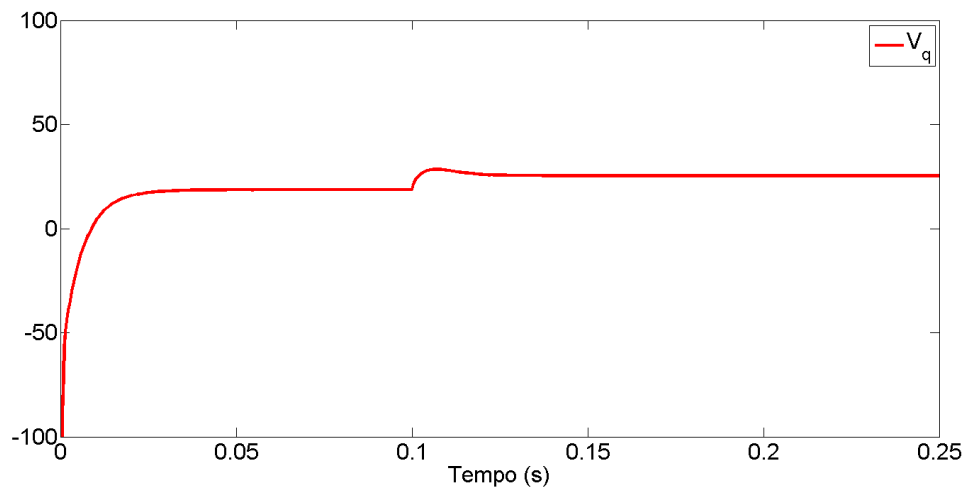


Figura 5.3: Sinal de controle V_q do controlador PI.

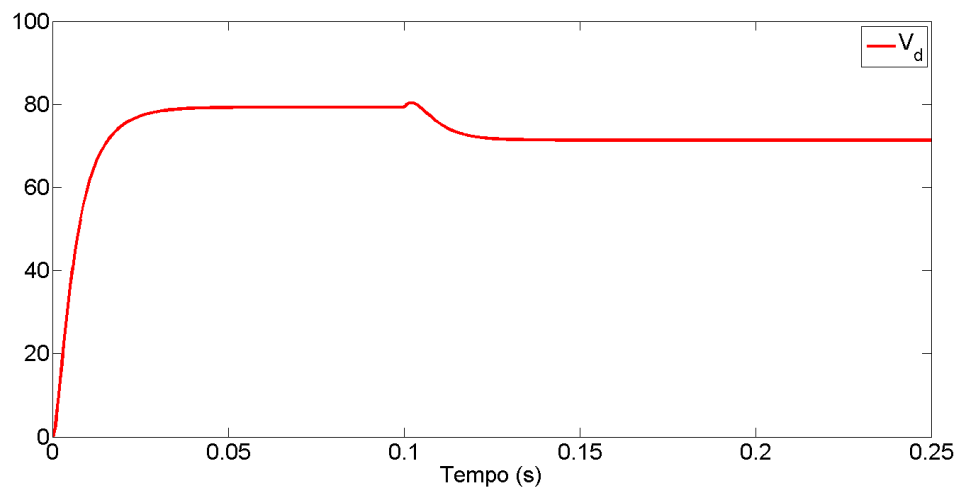


Figura 5.4: Sinal de controle V_d do controlador PI.

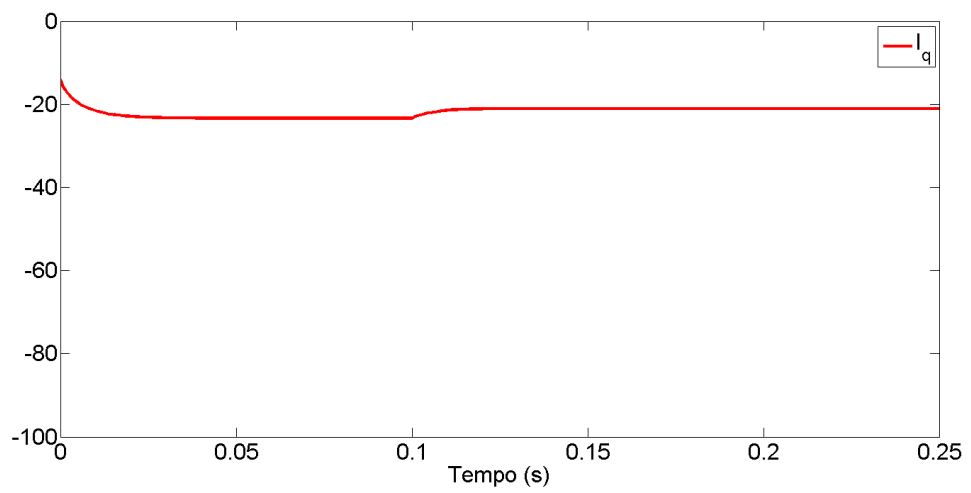


Figura 5.5: Sinal de controle I_q do controlador PI.

5.2 CONTROLADOR POR REALIMENTAÇÃO DE ESTADOS COM INTEGRADOR

A realimentação com integrador garante o erro de regime nulo, como pode ser visto na Figura 5.6, porém possui um maior tempo de acomodação que as demais estratégias.

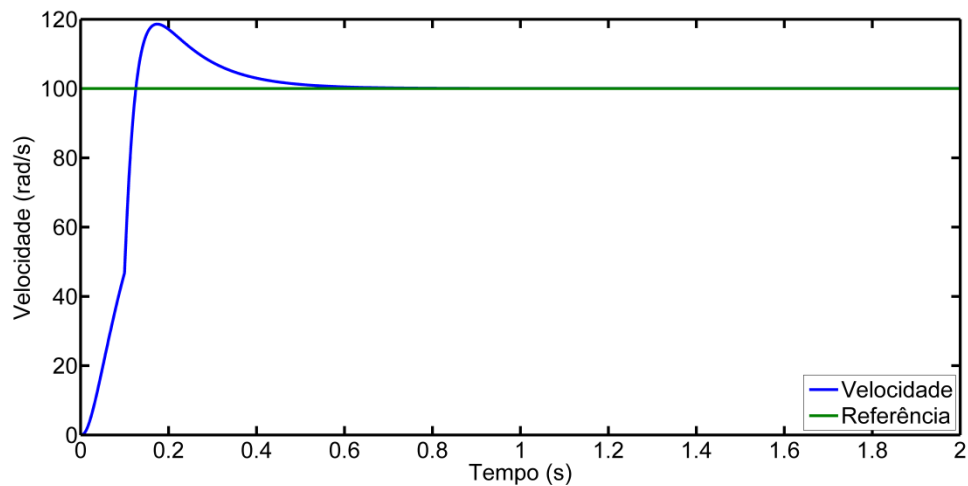


Figura 5.6: Saída de velocidade no eixo do gerador para o controlador por realimentação de estados.

Para as especificações de projeto, sem oscilação e tempo de acomodação de 0,02 segundos, a estratégia com controlador PI obteve melhor desempenho. O controle com realimentação de estados sem integrador possui rápida resposta, porém com erro de regime. O controle com realimentação de estados com integrador obteve uma lenta resposta na saída, apesar do erro de regime nulo. Em casos de perturbações é possível verificar um *overshoot* na saída.

É possível, no entanto, que outros resultados sejam obtidos para outras posições de pólos a serem escolhidas no método de alocação de pólos em realimentação de estados com integrador, de forma a obter melhor tempo de acomodação da resposta transitória. Recomenda-se tentativas de obtenção de

novos ganhos de realimentação de estados quando não atendido o desempenho desejado e o sistema possuir mais de um sinal de controle (OGATA, 2009).

Os sinais de controle para o controlador por realimentação de estados são apresentados em coordenadas odq , conforme segue nas Figuras 5.7, 5.8 e 5.9.

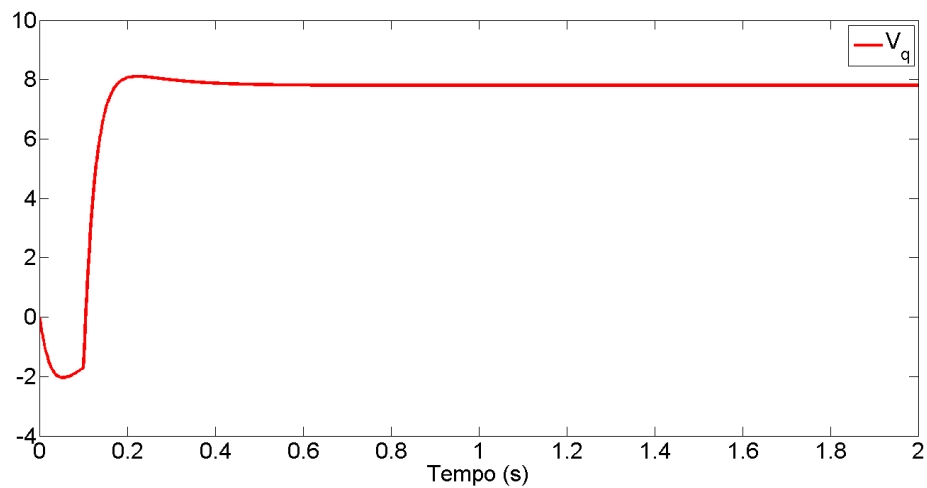


Figura 5.7: Sinal de controle V_q do controlador por realimentação de estados.

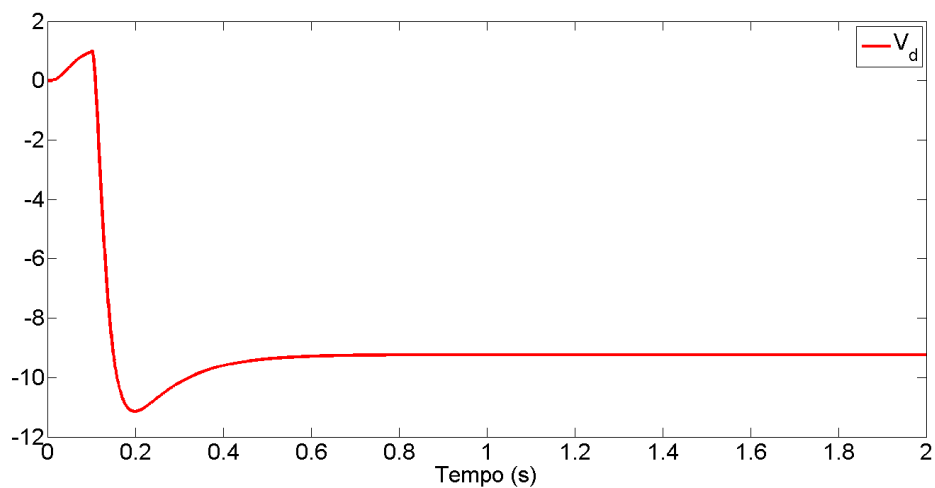


Figura 5.8: Sinal de controle V_d do controlador por realimentação de estados.

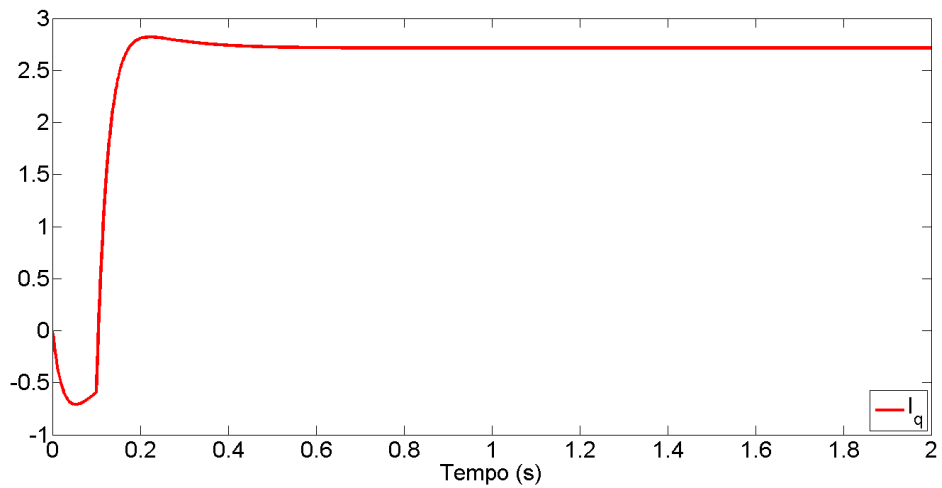


Figura 5.9: Sinal de controle I_q do controlador por realimentação de estados.

5.3 CONTROLADOR ADAPTATIVO POR MODELO DE REFERÊNCIA

O MRAC foi projetado para tempo de estabilização com critério de erro de 2% igual a 0,0124 segundos e erro de regime nulo.

Observou-se que, para perturbações o controlador MRAC obteve um bom desempenho, porém oscilatório, como pode ser verificado na Figura 5.10.

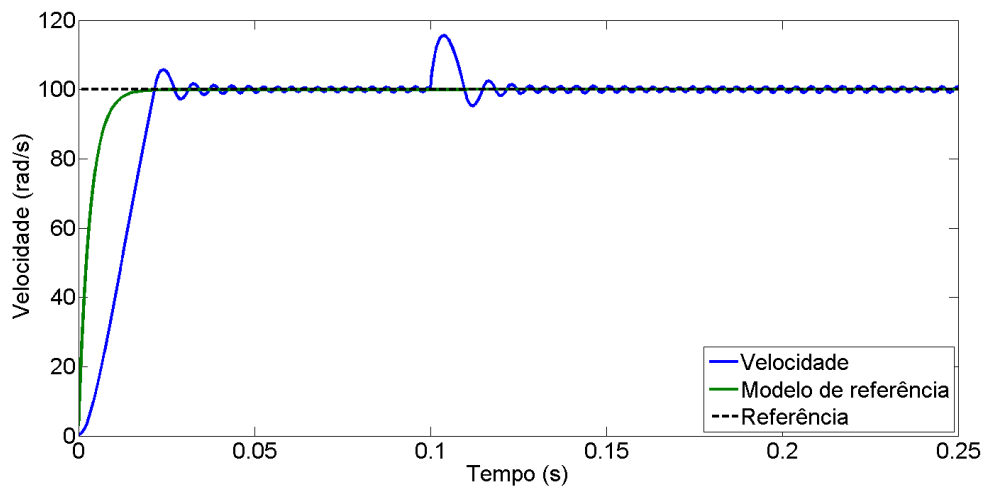


Figura 5.10: Saída de velocidade no eixo do gerador para o controlador MRAC.

Os sinais de controle para o controlador para o MRAC são apresentados em coordenadas odq , conforme segue nas Figuras 5.11, 5.12 e 5.13. O esforço em sinal de controle é alto, mas necessário para um bom desempenho no controle de velocidade.

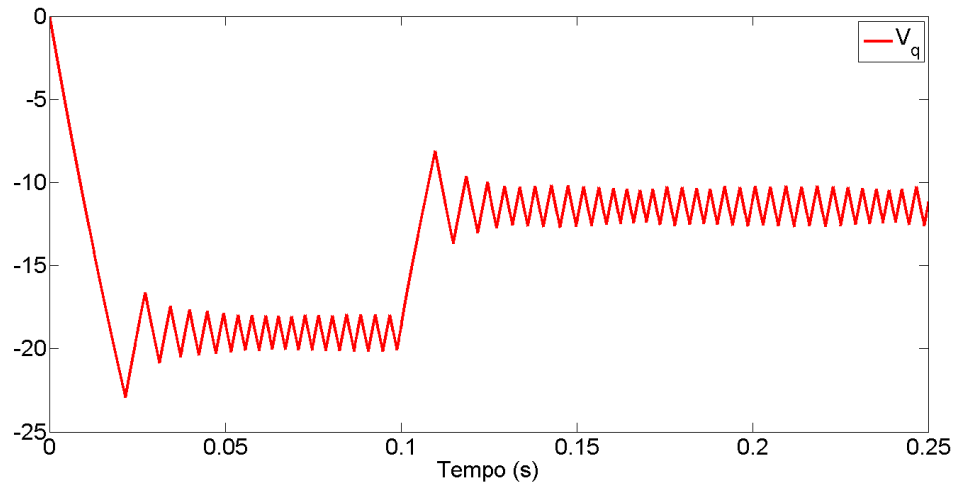


Figura 5.11: Sinal de controle V_q do controlador MRAC.

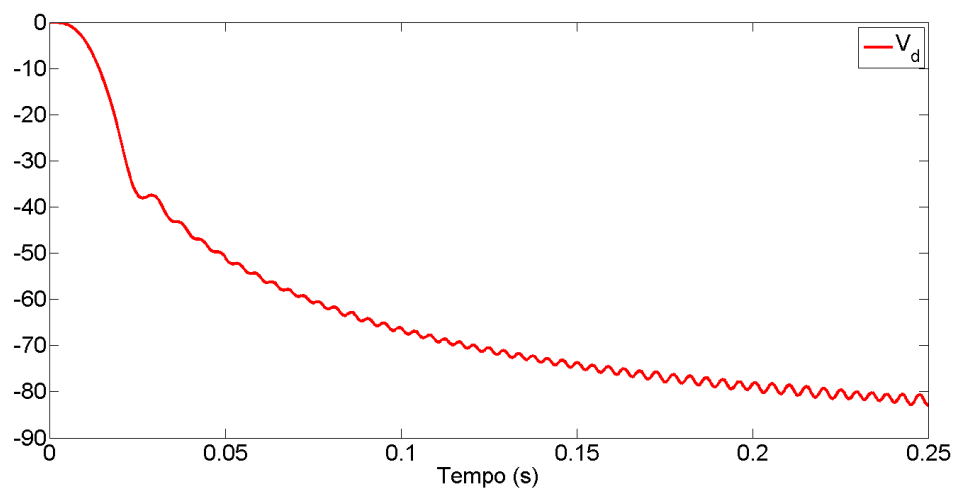


Figura 5.12: Sinal de controle V_d do controlador MRAC.

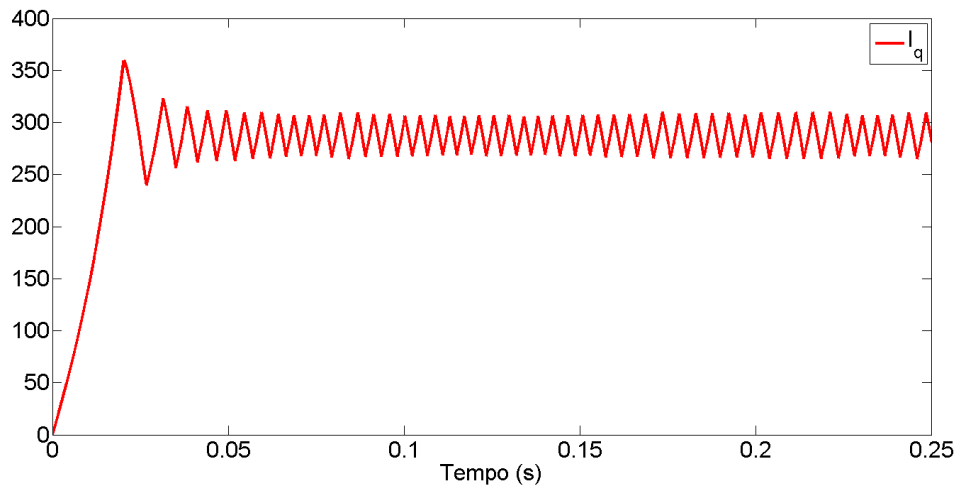


Figura 5.13: Sinal de controle I_q do controlador MRAC.

5.4 CONTROLADOR ADAPTATIVO POR MODELO DE REFERÊNCIA E ESTRUTURA VARIÁVEL

O VS-MRAC foi projetado para os mesmo critérios de projeto do controlador MRAC, com tempo de estabilização com critério de erro de 2% igual a 0,0124 segundos e erro de regime nulo.

Observou-se que, para perturbações o controlador VS-MRAC obteve um bom desempenho, porém oscilatório quando ocorre a perturbação, como pode ser visto na Figura 5.14.

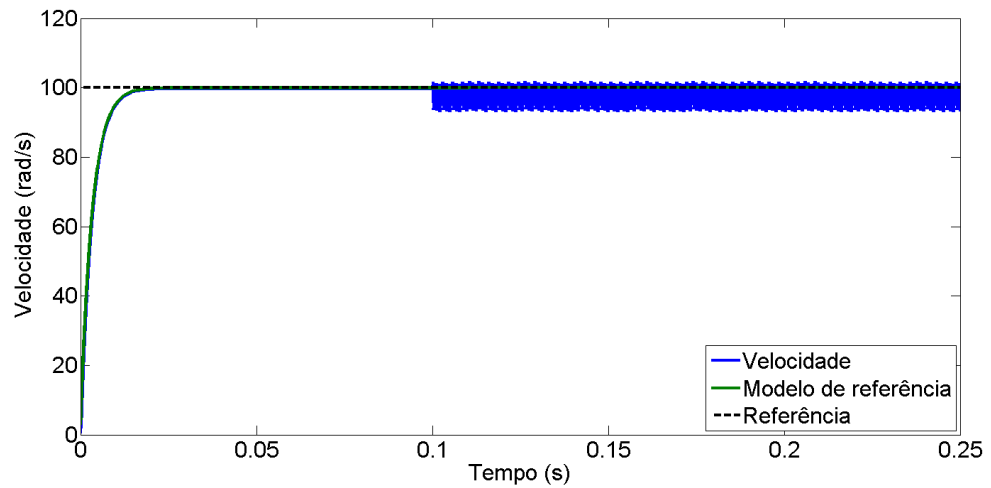


Figura 5.14: Saída de velocidade no eixo do gerador para o controlador VS-MRAC.

Os sinais de controle para o controlador para o VS-MRAC são apresentados em coordenadas odq , conforme segue nas Figuras 5.15, 5.16 e 5.17. O esforço em sinal de controle é alto, mas necessário para um bom desempenho no controle de velocidade.

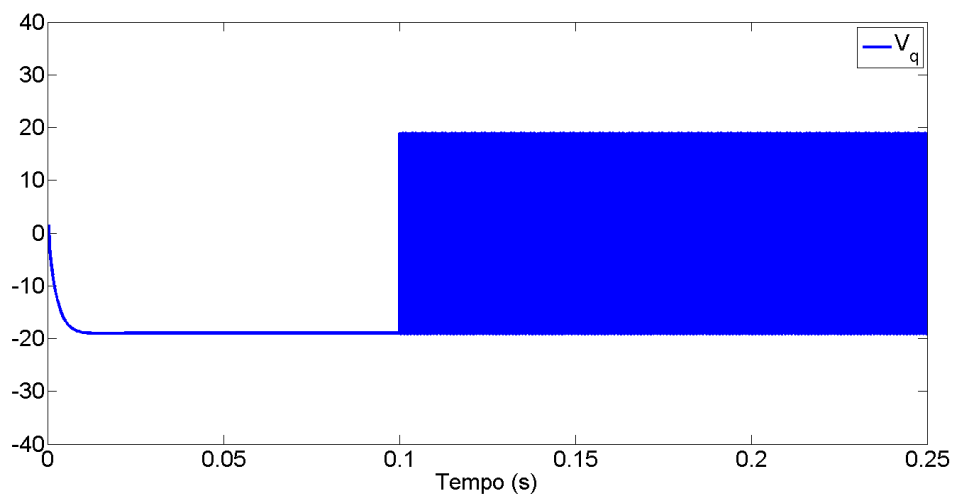


Figura 5.15: Sinal de controle V_q do controlador VS-MRAC.

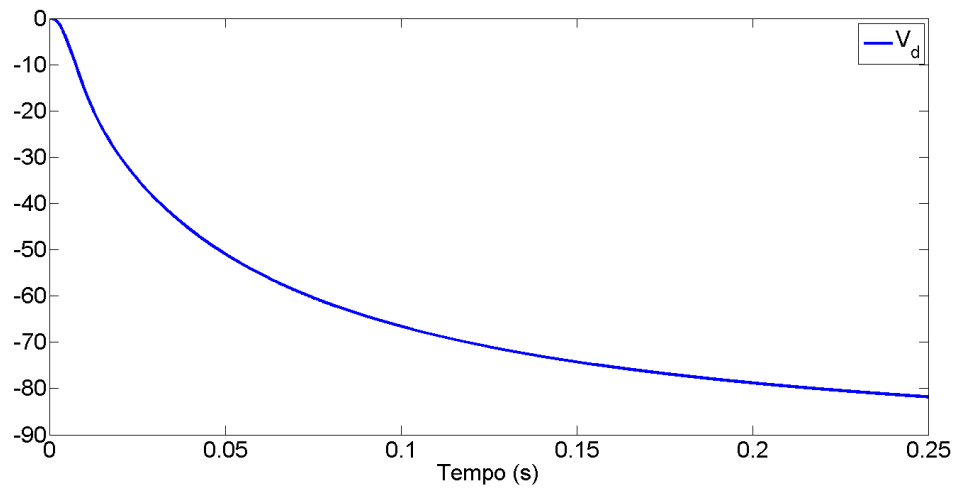


Figura 5.16: Sinal de controle V_d do controlador VS-MRAC.

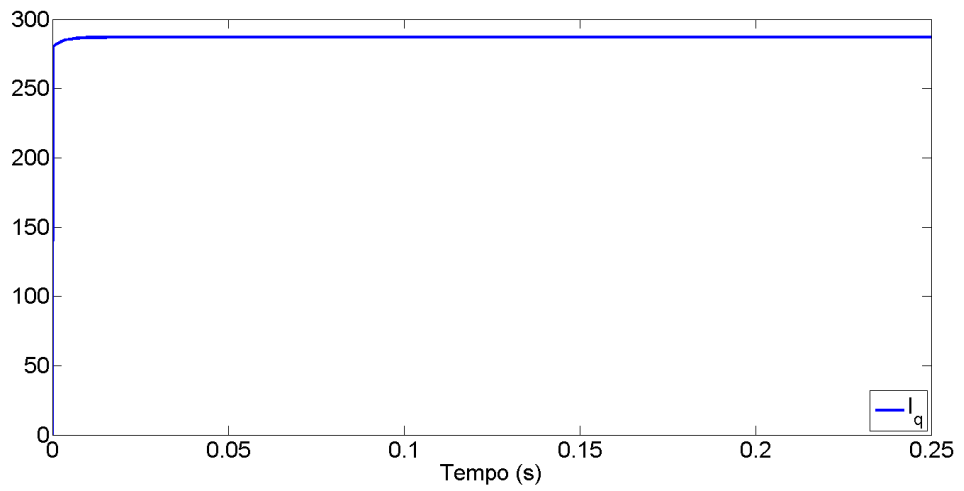


Figura 5.17: Sinal de controle I_q do controlador VS-MRAC.

6 CONCLUSÕES

Foi mostrado neste trabalho o modelo do sistema de conversão de energia eólica, com o modelo do sinal de vento, da turbina eólica e seu sistema de transmissão e, por fim, do gerador síncrono de ímã permanente. Foi também demonstrado a importância do modelo em coordenadas odq do gerador, e suas fundamentações teóricas. O projeto de controle do lado do estator foi realizado utilizando-se controladores PIs com estratégias de controle convencional, realimentação de estados com e sem integrador e estratégias de controle adaptativo como controlador adaptativo por modelo de referência e controlador adaptativo por modelo de referência e estrutura variável.

No capítulo 5 foram apresentados os resultados, com o comparativo entre as estratégias de controle para velocidade no eixo de gerador síncrono. É possível notar o *tradeoff* para as métricas de desempenho. Os controladores adaptativos obtiveram melhor desempenho na saída do gerador, porém as saídas ficaram oscilatórias ou necessitaram de alto sinal de controle.

É necessário ressaltar que existem diversas técnicas de projetos de sistema de controle, que podem obter diferentes ganhos e parâmetros para o mesmo controlador, resultando em diferentes desempenhos.

6.2 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

Foram contribuições deste trabalho:

- Identificação e documentação dos principais subsistemas de um sistema de conversão de energia eólica;
- Modelagem de um gerador síncrono de ímã permanente de pólos lisos em coordenadas odq utilizando uma matriz de transformação conservativa em potência (JACOBINA, 2005);
- Simulações e comparações entre estratégias de controle convencionais e adaptativas para condições de perturbações.

6.1 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Tem-se como propostas futuras deste trabalho:

- Acoplar os subsistemas de modelo do vento, transmissão mecânica e rede elétrica, de maneira a obter um sistema completo de conversão de energia eólica;
- Simular estratégias de controle da turbina eólica (*pitch*);
- Testar outras estratégias de controle adaptativo, como o *dual model reference adaptive control* (DMARC).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANAYA-LARA, O.; JENKINS, N.; EKANAYAKE, J.; CARTWRIGHT, P.; HUGHES, M. **Wind Energy Generation**. London, 2009. ISBN 978-0-470-71433-1.

ANDERSON, P. M.; BOSE, A. **Stability Simulation of Wind Turbine Systems**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, No. 12, 1983.

BERNARDES, T. A. **Análise e Controle de Gerador Síncrono a Ímã Permanente Aplicado a Sistema de Conversão de Energia Eólica**. Dissertação de Mestrado (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria. Santa Maria, RS, 2009.

BEZERRA, P. A. M. **Análise Teórica e Simulações de um Aerogerador Síncrono de Velocidade Variável utilizando Controle Vetorial**. Monografia (Programa de Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, CE, 2010.

BOLDEA, I. **Synchronous Generators**. Timisoara, 2006. ISBN 0-8493-5725-X.

BOSE, B. K. **Modern Power Electronics and AC Drives**. Tennessee, 2002. ISBN 0-13-016743-6.

BURTON, T.; JENKINS, N.; SHARPE, D.; BOSSANYI, E. **Wind Energy Handbook**. Second Edition. 2011. ISBN 978-0-470-69975-1.

CHEN, Y.; PILLAY, P.; KHAN, A. **PW Wind Generator Comparison of Different Topologies**. Industry Applications Conference, IEEE, 2004.

CIMPOERU, A. **Encoderless Vector Control of PMSG for Wind Turbine Applications: Encoderless, Control, PMSG**. Aalborg Universitet, Institute of Energy Technology. Reino da Dinamarca, 2010.

FIESTAS, R.; PERRELLI, P.; TRUJILLO, M. **Analysis of the Regulatory Framework for Wind Power Generation in Brazil**. Global Wind Energy Council (GWEC), 2010.

FRIED, L.; SAWYER, S. **Global Wind Report, Annual Market Update 2012**. Global Wind Energy Council (GWEC), 2013.

GONZÁLEZ-LONGATT, F. M.; WALL, P.; TERZIJA, V. **A Simplified Model for Dynamic Behavior of Permanent Magnet Synchronous Generator for Direct Drive Wind Turbines**. IEEE PES Trondheim PowerTech, 2011.

HANSEN, A. D.; LOV, F.; BLAABJERG, F.; HANSEN, L. H. **Review of Contemporary Wind Turbine Concepts and their Market Penetration**. Aalborg University, Institute of Energy Technology, Denmark. 2004.

HUA, G. GENG, Y. **A Novel Control Strategy of MPPT Taking Dynamics of Wind Turbine into Account**. Power Electronics Specialists Conference, IEEE. Automation Dept. of Tsinghua University, P. R. China. 2006.

IOANNOU, P.; SUN, J. **Robust Adaptive Control**. 1995. ISBN 0486498174.

JACOBINA, C. B. **Sistemas de Acionamento Estático de Máquina Elétrica**. Campina Grande, PB, 2005.

LUPU, L.; BOUKHEZZAR, B.; SIGUERDIDJANE, H. **Pitch and Torque Control Strategy for Variable Speed Wind Turbines**. National Renewable Energy Laboratory, Golden, USA. 2006.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS A. L. **Wind Energy Explained: Theory, Design and Application**. Chichester, 2002. ISBN 0471499722.

MAHERSI, E.; KHEDHER, A.; MIMOUNI, M. F. **The Wind Energy Conversion System using PMSG Controlled by Vector Control and SMC Strategies**. International Journal of Renewable Energy Research. 2013.

MARQUES, J. **Turbinas Eólicas: Modelo, Análise e Controle do Gerador de Indução com Dupla Alimentação**. Dissertação de Mestrado (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria. Santa Maria, RS, 2004.

MELÍCIO, R.; MENDES, V. M. F.; CATALÃO, J. P. S. **Wind Turbines with Permanent Magnet Synchronous Generator and Full-Power Converters: Modelling, Control and Simulation**. Wind Turbines, Chapter 20. 2011.

NASCIMENTO, A. C. **Avaliação de Estratégias de Controle de Potência Reativa de Aerogeradores Síncronos em Redes Elétricas**. Tese de Doutorado (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Pará. Belém, Pará. 2009.

PETER, S.; LEHMANN, H. **Renewable Energy Outlook 2030**. Energy Watch Group, 2008.

PILLAY, P.; KRISHNAN, R. **Modeling, Simulation, and Analysis of Permanent-Magnet Motor Drives, Part I : The Permanent-Magnet Synchronous Motor Drive**. IEEE Transaction on Industry Applications, Vol. 25, No. 2, 1989.

ROLÁN, A.; LUNA, A.; VAZQUEZ, G.; AGUILAR, D. **Modeling of a Variable Speed Wind Turbine with a Permanent Magnet Synchronous Generator**. IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 2009.

SLOOTWEG, J. G.; DE HAAN, S. W. H.; POLINDER, H.; KLING, W. L. **General Model for Representing Variable Speed Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations**. IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 18. 2003.

XIAO, X.; CHEN, C.; ZHANG, M. **Dynamic Permanent Magnet Flux Estimation of Permanent Magnet Synchronous Machines**. IEEE Transactions on Applied Superconductivity. 2010.

YANG, X.; PATTERSON, D.; HUDGINS, J. **Permanent Magnet Generator Design and Control for Large Wind Turbines**. Power Electronics and Machines in Wind Applications (PEMWA), IEEE, 2012.

YIN, M.; LI, GENGYIN; ZHOU, M.; ZHAO, C. **Modeling of the Wind Turbine with Permanent Magnet Synchronous Generator for Integration**. Power Engineering Society General Meeting, IEEE, 2007.

ZHANG, J.; CHENG, M.; CHEN, Z.; FU, XIAOFAN. **Pitch Angle Control for Variable Speed Wind Turbines**. Nanjing, China. 2008.

ANEXO A – DEFINIÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO ODQ

Considera-se a representação compacta matricial da variável x dado por:

$$x_{abc} = [x_a \quad x_b \quad x_c]^T \quad (\text{A.1})$$

$$x_{odq} = [x_o \quad x_d \quad x_q]^T \quad (\text{A.2})$$

em que, x pode representar variáveis de tensão, fluxo ou corrente.

A transformação odq de variáveis é definida como (JACOBINA, 2005):

$$x_{abc} = Px_{odq} \quad (\text{A.3})$$

em que, x_{abc} é a variável que se deseja transformar e x_{odq} é a variável resultante da transformação; P é a matriz transformação e é inversível.

Considera-se uma matriz P_s transformação adequada para as variáveis estatísticas, obtendo-se:

$$x_{s\ abc}^s = P_s x_{s\ odq}^g \quad (\text{A.4})$$

em que, os índices superiores s e g representam o referencial em que as variáveis se encontram, estático e genérico, respectivamente.

A matriz P_s é dada por (JACOBINA, 2006):

$$P_s = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \cos(\theta_g) & -\sin(\theta_g) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \cos(\theta_g - 2\pi/3) & -\sin(\theta_g - 2\pi/3) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \cos(\theta_g + 2\pi/3) & -\sin(\theta_g + 2\pi/3) \end{bmatrix} \quad (\text{A.5})$$

em que, θ_g é o ângulo de referência utilizado na transformação; e a matriz transformação possui a característica $P_s^{-1} = P_s^T$.