

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DIANA MARTINELLO

**SISTEMA DE EMULAÇÃO DE AEROGERADORES PARA
APLICAÇÃO EM GERAÇÃO DISTRIBUIDA DE ENERGIA ELÉTRICA**

DISSERTAÇÃO

PATO BRANCO

2015

DIANA MARTINELLO

**SISTEMA DE EMULAÇÃO DE AEROGERADORES PARA
APLICAÇÃO EM GERAÇÃO DISTRIBUIDA DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, como requisito parcial para a obtenção do título de “Mestre em Engenharia Elétrica” – Área de Concentração: Sistemas e Processamento de Energia.

Orientador - Prof. Dr. Emerson Giovani Carati

PATO BRANCO

2015

Dados Internacionais de Catalogação

M385s Martinello, Diana
 Sistema de emulação de aerogeradores para aplicação
 em geração distribuída de energia elétrica / Diana Martinello.
 – 2015.
 116 f. : il.; 30 cm.

 Orientador: Prof Dr. Emerson Giovani Carati.
 Dissertação (Mestrado) - Universidade Tecnológica
 Federal do Paraná. Programa de Pós-Graduação em
 Engenharia Elétrica. Pato Branco - PR, 2015.
 Bibliografia: f. 98-100.

 1. Engenharia elétrica. 2. Energia elétrica –
 produção - distribuição 3. Motor de indução 4. Energia
 eólica I. Carati, Emerson Giovani, orient. II.
 Universidade Tecnológica Federal do Paraná.
 Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.
 III.Título.

CDD (22. ed.) 621.3

Ficha Catalográfica elaborada por: Leandro Pandini, 2015.

CRB – 9/1473

A Deus, minha família e amigos por me ensinar a nunca desistir.

AGRADECIMENTOS

Inicialmente minha gratidão a Deus, por apresentar em todos os momentos pessoas e caminhos que possibilitaram o desenvolvimento deste trabalho.

À minha família por sempre permanecer ao meu lado, dando todo o suporte necessário, sem eles nada disso teria sentido. Em especial meu pai Alaides Martinello, minha mãe Neusa Aparecida Martinello, e meu irmão Douglas Martinello por toda colaboração na manutenção mecânica dos equipamentos quando necessária. A todos os meus irmãos de Ministério por acreditarem em mim e sempre me incentivarem a processeguir.

Aos meus amigos e companheiros do PPGEE, que com o passar deste tempo tornaram-se como que irmãos para mim. Ao meu estimado amigo Diego Dias Pinheiro, por todos os momentos de alegria e companheirismo, por toda a ajuda prestada para a realização deste trabalho. Ao meu amigo Cleidimar Nardi, por suas imensas colaborações nos ensaios experimentais, e conhecimentos compartilhados. Também, aos meus amigos e companheiros de mestrado Géremi G. Dranka, Everton L. de Aguiar, Flavio Grando, Dionatan Cieslak, Tiago lukasiewicz, Rafael Zamodski, Filipe Paukner, Andrei Bordignon, André Bife Di Renzoo, o meu mais sincero agradecimento.

Ao professor Emerson G. Carati por todos esses anos de orientação e ensinamentos, por ser apoio em especial nos momentos mais difíceis, sendo um período de muito crescimento. Também, ao professor César Claire Torrico por todo o suporte e ajuda com os ensaios experimentais. Aos professores Jean Patric da Costa, Rafael Cardoso e Helder Camara por suas contribuições como membros de banca deste trabalho.

À Universidade Tecnológica Federal do Paraná, e todo o grupo de professores e colaboradores do PPGEE, pela oportunidade e ensino de qualidade oferecidos. Também, a CAPES e Fundação Araucária pelo suporte financeiro.

“Contudo, seja qual for o grau a que chegamos, o que importa é prosseguir decididamente.” (FI 3, 16)

RESUMO

MARTINELLO, Diana. Sistema de Emulação de Aerogeradores para aplicação em Geração Distribuída de Energia Elétrica. 2015. 116 f. Dissertação - Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2015.

A geração de energia a partir de fontes alternativas é na atualidade tema de inúmeras pesquisas e desenvolvimento no meio científico e industrial. A energia eólica destaca-se nesse cenário como uma das mais proeminentes alternativas na geração de energia elétrica, por suas inúmeras vantagens. Em trabalhos de pesquisa, a reprodução computacional e em bancada do comportamento de uma turbina eólica, incluindo simulação de grandezas mecânicas e elétricas, que afetam diretamente a conversão de energia, são ferramentas muito apropriadas para o desenvolvimento e estudo de novas tecnologias quanto ao aproveitamento do potencial eólico de uma determinada região. Este trabalho aborda estudos referentes ao processo de conversão de energia em sistemas eólicos para geração de energia elétrica, com a finalidade de se desenvolver uma ferramenta para emulação de turbina eólica em bancada experimental, utilizando *software* LabVIEW®. O objetivo desta ferramenta é emular o torque mecânico desenvolvido no eixo de uma turbina eólica operando em geração distribuída, a partir de uma bancada experimental constituída por motor de indução trifásico e gerador síncrono a imã permanente, sob diferentes condições de velocidade de vento. Tal ferramenta possui o objetivo de ser flexível para demais arranjos laboratoriais, ou seja, capaz de ser empregada em outras estruturas de emulação de geração eólica em tempo real. Uma modelagem do sistema eólico é apresentada, desde a turbina ao gerador elétrico, após uma ferramenta de simulação em ambiente Matlab/Simulink® é desenvolvida com finalidade de pré-validar o experimento em bancada, então é realizada a implementação de projeto em bancada.

Palavras-chave: Energia Eólica, Emulador, LabVIEW, Motor de Indução Trifásico.

ABSTRACT

MARTINELLO, Diana. Wind Turbine Emulation System for use in Distributed Power Generation. 2015. 116 f. Dissertation - Electrical Engineering Graduate Program, Federal Technology University of Paraná. Pato Branco, Brazil, 2015.

Power generation from alternative sources is at present the subject of numerous research and development in science and industry. Wind energy stands out in this scenario as one of the most prominent alternative in the generation of electricity, by its numerous advantages. In research works, computer reproduction and experimental behavior of a wind turbine are very suitable tools for the development and study of new technologies and the use of wind potential of a given region. These tools generally are desired to include simulation of mechanical and electrical parameters that directly affect the energy conversion. This work presents the energy conversion process in wind systems for power generation, in order to develop a tool for wind turbine emulation testing experimental, using LabVIEW® software. The purpose of this tool is to emulate the torque developed in an axis wind turbine. The physical setup consists of a three phase induction motor and a permanent magnet synchronous generator, which are evaluated under different wind speed conditions. This tool has the objective to be flexible to other laboratory arrangements, and can be used in other wind power generation structures in real time. A modeling of the wind power system is presented, from the turbine to the electrical generator. A simulation tool is developed using Matlab/Simulink® with the purpose to pre-validate the experiment setup. Finally, the design is implemented in a laboratory setup.

Keywords: Wind Power, Emulator, LabVIEW, Three Phase Induction Motor.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - (a) Turbina eólica com gerador elétrico; (b) Diagrama para emulação de sistema eólico em bancada com controle de torque.	18
Figura 2 - (a) Aerogerador de potência 10 kW, modelo XZERES 442SR; (b) Aerogerador de potência 7,48 MW, modelo E-126.	25
Figura 3 - Principais componentes de uma turbina eólica.	26
Figura 4 - Aerodinâmica de uma pá de turbina eólica.	28
Figura 5 - Aerodinâmica de uma pá de turbina eólica.	29
Figura 6 - Curva de potência típica para turbinas eólicas.	30
Figura 7 - Controle aerodinâmico de potência em estol passivo (a), estol ativo (b) e controle de passo (c).	32
Figura 8 - Potência mecânica em função do controle de velocidade no rotor.	34
Figura 9 - Etapa de conversão de energia em um sistema eólico.	37
Figura 10 - Coeficiente de Potência para vários ângulos de passo.	40
Figura 11 - Sombreamento da torre e cisalhamento do vento.	43
Figura 12 - Efeito de sombreamento em diferentes turbinas eólicas.	44
Figura 13 - Efeito de cisalhamento em diferentes turbinas eólicas.	44
Figura 14 - Modelo mecânico para acoplamento entre gerador e turbina eólica.	45
Figura 15 - Modelo mecânico simplificado de um aerogerador.	46
Figura 16 - Diagrama de blocos do modelo da turbina implementado no Matlab/Simulink®.	50
Figura 17 - Diagramado modelo aerodinâmico no Simulink®.	50
Figura 18 - Determinação da velocidade angular no eixo da turbina eólica.	51
Figura 19 - Operação em resposta aerodinâmica para o aerogerador em velocidade do vento de 11 m/s.	53
Figura 20 - Operação para turbina simulada em velocidade do vento em 10 m/s.	54
Figura 21 - Curva de operação para turbina eólica simulada.	55
Figura 22 - Diagrama de blocos do modelo da turbina implementado no Matlab/Simulink®.	55
Figura 23 - Malha de Controle para o sistema com MPPT.	57
Figura 24 - Resposta para o modelo aerodinâmico da turbina eólica com técnica MPPT.	57

Figura 25 - Fluxograma de implementação de turbina eólica em plataforma LabVIEW®.	61
Figura 26 - Diagrama para mudança de escala entre o sistema simulado e emulado.....	63
Figura 27 - Tela de apresentação para o emulador - Especificações.	65
Figura 28 - Tela de apresentação para o emulador – Sinais Gerados - Potência e Torque.....	65
Figura 29 - Diagrama de projeto para emulador da turbina eólica em bancada experimental.....	68
Figura 30 - Aquisição e condicionamento para velocidade e torque implementado em bancada.	71
Figura 31 - Conjunto motor-gerador acionado por inversor CFW 11.....	73
Figura 32 - Estrutura experimental para emular um sistema de conversão de energia eólica.....	74
Figura 33 - Diagrama de blocos para o controle vetorial <i>sensorless</i> do CFW11.....	76
Figura 34 - Diagrama de acionamento e controle para arranjo laboratorial em modo torque.	78
Figura 35 - Arranjo laboratorial para acionamento em modo torque no motor.	79
Figura 36 - Operação da turbina eólica com variação de velocidade do vento 12-11 m/s.	83
Figura 37 - Tensão e corrente de fase para os terminais de GSIM.....	84
Figura 38 - Operação da turbina eólica com variação de velocidade do vento 11-12 m/s.	85
Figura 39 - Comportamento para corrente e tensão na carga resistiva para variação do perfil de vento.....	86
Figura 40 - Dinâmica para ponto de operação em 10 m/s de vento.....	87
Figura 41 - Comportamento de tensão e corrente elétrica aos terminais do GSIM...87	
Figura 42 - Dinâmica de operação para pontos de operação em em 12 m/s, 11 m/s e 10 m/s de vento.....	90
Figura 43 - Dinâmica para torque de referência e torque estimado para acionamento do motor.	90
Figura 44 - Comportamento de tensão e corrente elétrica aos terminais do GSIM...91	
Figura 45 - Dinâmica para emulação da turbina eólica com vento de 8 m/s.	92
Figura 46 - Sistema emulado para cenário 02.....	93

Figura 47 - Dinâmica para cenário 02 para sistema emulado a partir de DSP.....	95
Figura 48 - Dinâmica para torque de referência e torque estimado para acionamento do motor.	95
Figura 49 - Gerador Síncrono Trifásico de dois polos.	102
Figura 50 - Transformação de coordenadas abc em dq0.....	103
Figura 51 - Circuito elétrico em coordenadas dq para um GSIM.....	105
Figura 52 - Representação para motor de indução trifásico bipolar.	107
Figura 53 - Circuito elétrico para motor de indução trifásico ligado em Y.	108
Figura 54 - Circuito para conversor A/D para 8 bits.	112
Figura 55 - Circuito de condicionamento para o sinal de leitura de velocidade.....	113
Figura 56 - Circuito conversor analógico para leitura do bit do encoder.	114
Figura 57 - Ganho em amplitude para sinal analógico de tensão.	114
Figura 58 - Filtro Butherworth para circuito de condicionamento de torque.	115
Figura 59 - Circuito amplificador de sinal para sinal analógico de torque.	115

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Valores típicos para constantes de aproximação de C_p	39
Tabela 2 - Especificações para turbinas eólicas.	43
Tabela 3 - Especificações para turbina simulada.....	51
Tabela 4 - Parâmetros para GSIM.....	52
Tabela 5 - Pontos de operação para turbina simulada em Simulink®.....	54
Tabela 6 - Pontos de operação para turbina simulada em plataforma LabVIEW®....	88
Tabela 7 - Torque mecânico para sistema simulado X emulado.....	87

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
DC	Corrente Direta - <i>Direct Current</i>
DSP	Processador Digital de Sinal – <i>Digital Signal Processor</i>
GSIM	Geradore Síncrono a Imã Permanente
MPPT	Ponto de Máxima Potência - <i>Maximum Power Point Tracking</i>
MIT	Motor de Indução Trifásico
PA	Placa de Acionamento
PJ	Placa de Junção
PCV	Placa de Condicionamento de Velocidade
PCT	Placa de Condicionamento de Torque
VI	Instrumentos Virtuais
SCEE	Sistema de Conversão de Energia Eólica
TSR	Taxa de Variação de Velocidade – <i>Tip Speed Rate</i>

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	16
1.1. JUSTIFICATIVA.....	20
1.2. OBJETIVO GERAL.....	20
1.3. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	21
2. ANÁLISE DE TURBINAS EÓLICAS	22
2.1 TURBINAS EÓLICAS	22
2.1.1. Componentes de um Aerogerador Moderno.....	25
2.1.2. Aerodinâmica de Pás em Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal	28
2.1.3. Classificação de Geradores Empregados em Unidades Eólicas	33
2.1.4. Sistemas Eólicos Disponíveis no Mercado	34
2.2 CONVERSÃO DE ENERGIA.....	36
2.2.1. Conversão de Energia Aerodinâmica	37
2.2.2. Efeitos Oscilatórios de Torque em Turbinas Eólicas	41
2.2.3. Modelo Mecânico para uma Turbina Eólica.....	45
2.2.4. Modelo Inercial	46
2.2.5. Modelo Elétrico para Gerador Síncrono a Imã Permanente	47
2.3 FERRAMENTA DE SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL PARA UMA TURBINA EÓLICA.....	49
2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	58
3. PLATAFORMA DE EMULAÇÃO DE TURBINAS EÓLICAS	59
3.1 DESCRIÇÃO DA PLATAFORMA COMPUTACIONAL	59
3.1.1. Rotina para Implementação de Velocidade do Vento.....	62
3.1.2. Rotina de Implementação das Grandezas Aerodinâmicas da Turbina em Escala Reduzida	63
3.1.3. Implementação para o Projeto de <i>Software</i>	64
3.2 SISTEMA DE ACIONAMENTO PARA A PLATAFORMA DE EMULAÇÃO DE TURBINAS EÓLICAS.....	67
3.2.1. Descrição do Sistema de Acionamento	70

3.2.2. Sistema de Acionamento a partir de inversor CFW11	74
3.2.3. Sistema de Acionamento com DSP-TMS320F28069	76
3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	79
4. RESULTADOS EXPERIMENTAIS PARA EMULADOR	81
4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	81
4.2 CENÁRIO 01: ATUAÇÃO PARA A CURVA DE OPERAÇÃO DA TURBINA..	82
4.2.1. Emulador com Sistema de Acionamento CFW11	82
4.2.2. Emulador com Sistema de Acionamento Utilizando Controle de Torque em DSP	89
4.3 CENÁRIO 02: IMPACTO DE TURBULÊNCIAS CAUSADAS PELO VENTO	92
4.3.1. Emulador com Sistema de Acionamento CFW11	92
4.3.2. Emulador com Sistema de Acionamento Utilizando Controle de Torque em DSP	94
4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	96
5. CONCLUSÃO.....	97
REFERÊNCIAS.....	99
APÊNDICE A - Modelo Elétrico para Gerador Síncrono a Imã Permanente	102
APÊNDICE B - Modelo Elétrico para Motor de Indução Trifásico	106
APÊNDICE C - Placa de Acionamento para Inversor CFW11 - PA.....	112
APÊNDICE D - Placa de Condicionamento de Velocidade - PCV.....	113
APÊNDICE E - Placa de Condicionamento de Torque - PCT	115
APÊNDICE F - Roteiro de Programação para Inversor CFW11	116

1. INTRODUÇÃO

A fim de suprir a crescente demanda de energia elétrica, aliada à necessidade de minimizar problemas ambientais como o aquecimento global, iniciativas na busca pelo desenvolvimento de novas tecnologias que visam à produção de energia elétrica por meio de fontes renováveis, tiveram uma grande evolução nos últimos anos. Dentre as fontes alternativas para geração de energia, a geração de energia elétrica a partir dos ventos vem se tornando cada vez mais comum em todo o mundo, principalmente devido aos incentivos governamentais e aos avanços tecnológicos dos últimos anos (GWEC, 2012). Assim, é possível notar no cenário mundial, o crescente número de grandes e pequenas centrais eólicas instaladas.

O projeto de sistemas de conversão de energia eólica em energia elétrica, envolve diversas topologias de geradores, eletrônica de potência e controle, que resultam em motivação para o desenvolvimento de inúmeros trabalhos. A reprodução computacional e em arranjo experimental do comportamento de uma turbina eólica, incluindo simulação de grandezas mecânicas e elétricas, que afetam diretamente a conversão de energia, são ferramentas muito apropriadas para o desenvolvimento e estudo de novas tecnologias quanto ao aproveitamento do potencial eólico de uma determinada região (LU, *et al.*, 2012). Neste cenário, diversas pesquisas têm empregado ferramentas laboratoriais com o intuito de reproduzir o comportamento de uma turbina eólica real, buscando aliar baixo custo à baixa complexidade, uma dessas ferramentas se dá com o emprego de emuladores.

Emuladores eólicos compõem um processo, no qual se deseja analisar o processo de conversão de energia elétrica a partir dos ventos, levando em conta as diversas etapas de sua conversão, bem como características próprias desse sistema (aerodinâmicas e mecânicas). Assim, a partir deste pode-se projetar sistemas de controle e validar seu desempenho de modo experimental (ROCHA, 2008). Além disso, emuladores eólicos podem ser usados como uma ferramenta educacional no ensino e pesquisa do comportamento de uma turbina eólica real (KOUADRIA, *et al.*, 2013) (MONFARED, *et al.*, 2008).

Um emulador eólico se dá a partir de um conjunto de máquinas elétricas acopladas por um eixo, acionada por conversor e controlada em tempo real por meio

de um ambiente computacional. O algoritmo de controle do emulador é implementado neste ambiente de modo a emular os diferentes fenômenos aerodinâmicos presentes no rotor de uma turbina. A emulação de uma turbina eólica em bancada experimental é obtida pelo controle de torque ou velocidade de um motor, a fim de se obter em seu eixo efeitos similares que uma turbina eólica real iria produzir para determinadas condições de operação e velocidade do vento (ROCHA, 2008).

Um emulador configurado com controle de velocidade possui no eixo de seu motor a mesma dinâmica de velocidade que uma turbina real iria desenvolver para um dado ponto de operação. Quando o emulador é configurado com controle de velocidade, a dinâmica da velocidade da turbina é calculada no ambiente computacional. Para a configuração com controle de torque, o ambiente computacional determina o torque mecânico desenvolvido por uma turbina eólica visto pelo eixo do gerador para uma certa velocidade de vento. A variável de entrada para esta configuração será a velocidade rotacional no eixo da máquina que emula a turbina. Neste modelo o torque no eixo do gerador é controlado, o que possibilita a validação de estratégias de controle de conversores do lado do gerador, além de possuir uma configuração mais simples que a de controle de velocidade (ROCHA, 2008). A configuração de emulador com controle de torque será utilizada neste trabalho. A Figura 1 apresenta uma configuração de emulação com controle de torque no eixo de um motor, acoplado a um gerador com carga fixa em seus terminais, a configuração ainda apresenta a medição do torque mecânico desenvolvido no eixo das máquinas a partir de um sensor.

Existem diversas abordagens para construção em bancada de emuladores eólicos, aplicados em diferentes projetos de acordo com suas demandas. Inicialmente, motores de corrente contínua eram largamente empregados em emuladores de turbina eólica, como apresentado em Ovandro *et al.* (2007) e Kouadria *et al.* (2013). Uma vez que apresentam maior facilidade de implementação, devido a sua corrente de armadura possuir uma relação direta com o torque produzido pela máquina, muitos emuladores foram construídos a partir desses motores. Porém, por apresentarem maior necessidade de manutenção e serem relativamente mais caros que outros motores para uma mesma faixa de potência, buscaram-se soluções a partir da utilização de motores de indução.

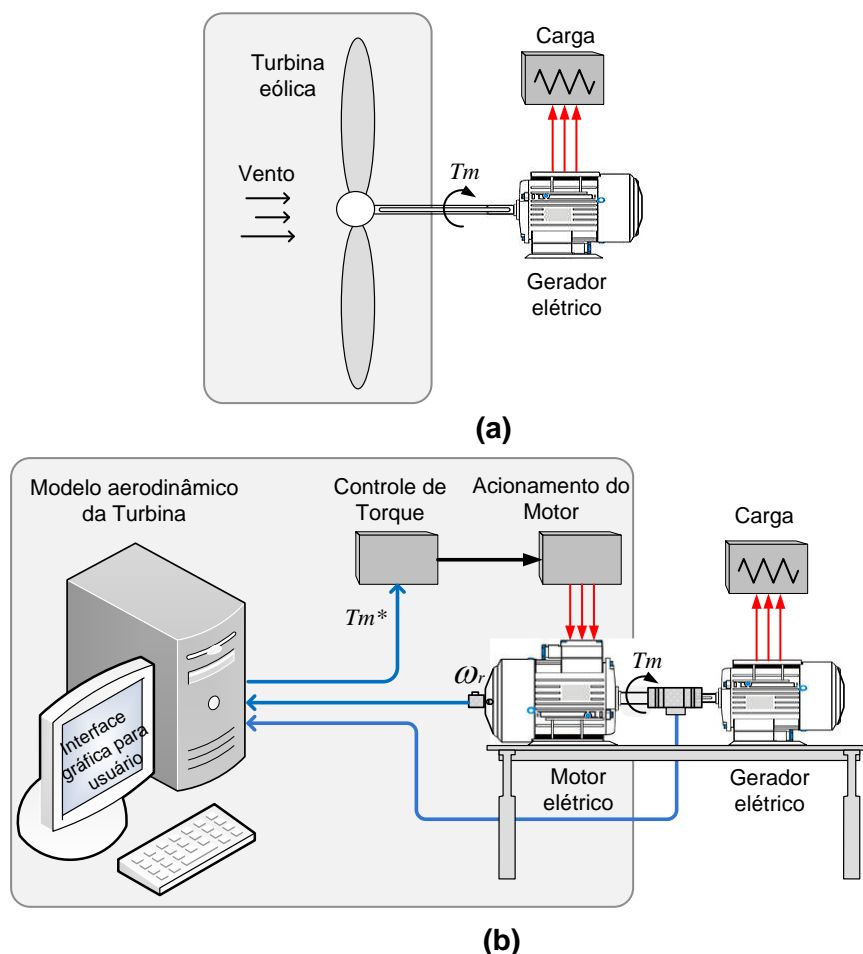


Figura 1 – (a) Turbina eólica com gerador elétrico; (b) Diagrama para emulação de sistema eólico em bancada com controle de torque.

Uma máquina de indução possui menor tamanho em relação à máquina de corrente contínua para uma mesma faixa de potência, além de possuir menor custo. Em Tammaruckwattana *et al.* (2012) é empregado um sistema de emulação com motor de indução acoplado a um gerador síncrono a imã permanente. O sinal de torque de referência é calculado em ambiente Matlab/Simulink®. O modelo considera a velocidade rotacional no eixo e a velocidade do vento como variáveis de entrada. Tal emulador emprega um sistema de controle do lado do gerador para monitoramento da potência extraída. Porém, tal abordagem não inclui alguns efeitos aerodinâmicos pertinentes ao processo de conversão eletromecânica de energia. As influências de sombreamento da torre e cisalhamento do vento são efeitos aerodinâmicos comumente observados em sistemas eólicos, ocasionando oscilações do torque desenvolvido em seu eixo, possuindo maior impacto em proporção a potência nominal do aerogerador.

Em Xavier (2012) é empregado um motor de indução trifásico controlado e um gerador síncrono atuando no processo de emulação. Um conversor *back-to-back* é acrescentado no lado do gerador, seu emprego visa o controle para maximizar a potência extraída da turbina nas faixas de baixa e média velocidade do vento. O *software* de controle e monitoramento é implementado em plataforma LabVIEW®, e a aquisição dos sinais em bancada é realizado por uma PCI-1602 fabricado pela Measurement Computing®. Tal sistema contudo não realiza uma abordagem das condições de oscilações do torque aerodinâmico. Em Nye *et al.* (2012) e Lu *et al.* (2012) é realizada uma abordagem das vantagens apresentadas pelo emprego de um motor de indução em um modelo dinâmico da turbina, incluindo os referidos efeitos aerodinâmicos. O emulador em Nye *et al.* (2012) possui um motor de indução acoplado a um gerador síncrono a imã permanente, já em Lu *et al.* (2012) a resposta do sistema é obtida pelo emprego motor de indução acoplado a um gerador de indução duplamente alimentado. Em ambos os sistemas, o emulador desenvolvido não apresentada uma interface para usuários acessível.

A bancada experimental proposta neste trabalho, é constituída por um sistema de acionamento para motor de indução trifásico, e um gerador síncrono a imã permanente, controlado em tempo real por uma plataforma de *software*, capaz de emular as características de uma turbina eólica. O circuito de interface é realizado por placa de aquisição de dados PCI 2511 fabricada pela Measurement Computing®, tendo seu monitoramento e controle implementado em plataforma computacional LabVIEW®. O simulador fornece o sinal de referência de torque necessário de acordo com uma velocidade do vento que se deseja emular, parâmetros da turbina eólica especificados, e velocidade de rotação do eixo das máquinas. Ainda, pela bancada experimental ser composta de elementos flexíveis de *hardware* e um *software* de alto nível, pretende-se que o sistema de emulação possa ser utilizado com outro arranjo laboratorial, sendo necessário apenas informar parâmetros de tais arranjos em uma interface gráfica do usuário.

1.1. JUSTIFICATIVA

A análise da eficiência de uma turbina eólica, partindo de seu modelo matemático e desenvolvimento de *software* para simulação do seu comportamento, é uma importante ferramenta no cenário de pesquisa e desenvolvimento referente a energia extraída de fontes eólicas. Um fabricante necessita de ferramentas e recursos apropriados para testar inovações e avaliar os referidos efeitos das modificações. Uma opção é usar uma abordagem com implementação em conjunto de *hardware* e *software*, em que uma turbina real é simulada em escala real ou reduzida, com os chamados emuladores eólicos. Para tanto, inicialmente faz-se o estudo do sistema de geração de energia elétrica por meio de turbina eólica.

Uma turbina eólica pode ser modelada a partir de três etapas: aerodinâmica, mecânica e elétrica. E, a partir do modelo para turbina eólica, realiza-se a implementação do sistema de emulação, o qual emprega as vantagens do uso de máquinas de indução, e uma interface de usuário para monitoramento do sistema. Tal emulador poderá ser usado em aplicações de pesquisas para controle de geradores elétricos semelhantes a uma turbina eólica real, através da reprodução do torque desenvolvido por uma unidade eólica em determinada condição de velocidade do vento.

1.2. OBJETIVO GERAL

Este trabalho possui como objetivo o desenvolvimento de um conjunto emulador que represente as principais características de uma turbina eólica real. Este conjunto é projetado com elementos flexíveis de *hardware* e um *software* de alto nível, de modo a possibilitar o uso do emulador em uma grande faixa de aplicações. Assim, se pretende que o sistema de emulação possa ser utilizado com diferentes arranjos experimentais, sendo necessário apenas informar parâmetros de tais arranjos em uma interface gráfica do usuário.

1.3. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Modelar matematicamente e analisar um sistema de geração de energia elétrica através de turbinas eólicas;
- Desenvolvimento de uma plataforma de emulação computacional do sistema eólico em ambiente LabVIEW®;
- Projeto e implementação de uma bancada de emulação para uma turbina eólica, utilizando um conjunto inversor-motor-gerador, com controle de torque;
- Validação experimental de um emulador de turbina eólica com emulador operando em tempo real a partir de um modelo implementado em ambiente Simulink/Matlab®;
- Analisar o comportamento de um sistema de geração eólico sujeito a diversas condições dinâmicas determinadas por usuário.

O trabalho possui, na sequência, quatro capítulos, organizados de forma a permitir o entendimento da proposta de pesquisa e dos resultados obtidos.

- No segundo capítulo são apresentadas as principais características aerodinâmicas e técnicas para turbinas eólicas de eixo horizontal atuantes no mercado. Bem como, é descrito o processo de geração de energia elétrica a partir dos ventos com seus principais elementos. Faz-se a modelagem matemática para o sistema, a fim de obter sua reprodução em ambiente computacional Simulink/Matlab®.

- No terceiro capítulo é apresentado de que maneira se dará o processo de emulação do sistema proposto. Inicialmente, faz-se a apresentação do arranjo laboratorial proposto, apresenta-se a sequência de operação a serem realizadas para sua implementação, ainda é apresentado um outro arranjo laboratorial para implementação de um sistema emulação eólico a partir da ferramenta computacional desenvolvida.

- No capítulo quatro apresentam-se os resultados experimentais obtidos para diferentes ensaios, considerando uma turbina eólica de pequeno porte, cuja potência nominal seja semelhante ao arranjo em bancada.

- O capítulo cinco apresenta as conclusões finais para o sistema, sendo proposto o encaminhamento para a continuidade do projeto.

2. ANÁLISE DE TURBINAS EÓLICAS

Este capítulo apresenta o processo de geração de energia elétrica a partir dos ventos e seus principais elementos, a fim de contextualizar o desenvolvimento da ferramenta proposta e suas atribuições, com base no comportamento de um aerogerador. Também, serão abordadas as etapas referentes à modelagem matemática para um sistema eólico-elétrico e sua reprodução em ambiente computacional Simulink/Matlab®, tal ferramenta possui a intenção de pré-validar o arranjo laboratorial.

2.1 TURBINAS EÓLICAS

Energia eólica é a energia cinética contida nas massas de ar em movimento (ANEEL, 2002). Esta, por sua vez, pode ser considerada como uma das formas indiretas de energia proveniente do sol, uma vez que os ventos são causados pelo aquecimento não uniforme da superfície terrestre.

O ar quente que se encontra nas baixas altitudes das regiões tropicais tende a subir, sendo substituído por uma massa de ar mais frio que se desloca das regiões polares, gerando assim um deslocamento de ar, ou seja, o vento. “Cerca de aproximadamente 2% da energia solar, absorvida pela Terra é convertida em energia cinética dos ventos. Este percentual, embora pareça pequeno, representa centena de vezes a potência anual instalada nas centrais elétricas do mundo” (CRESESB, 2011). Seu aproveitamento geralmente ocorre por meio da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, com o emprego de turbinas eólicas para a geração de eletricidade.

Uma turbina eólica compõe um SCEE (Sistema de Conversão de Energia Eólica), o qual transforma a energia cinética do vento em energia mecânica pelo uso de suas pás. Essa permite que um gerador elétrico conectado em sua extremidade opere e gere eletricidade. As turbinas eólicas possuem diversas características, que podem ser abordadas conforme apresentado na sequência:

- **Posição do eixo de rotação:** As turbinas eólicas podem ser classificadas de acordo com seu eixo de rotação, como turbinas eólicas de eixo horizontal e turbinas eólicas de eixo vertical (MILTON, 2013). As turbinas de eixo horizontal têm dominado o panorama de produção de energia eólica-elétrica, e são encontradas em aplicações que vão desde o carregamento de baterias, aos grandes parques eólicos conectados à rede elétrica. Devido a este fator, esta configuração de aerogerador será abordada neste trabalho.
- **Quanto ao número de pás:** As pás de uma turbina eólica constituem em sua estrutura, um dos componentes mais caros. A quantidade de pás em uma turbina eólica está diretamente relacionada a velocidade de rotação de seu eixo. Por exemplo, em moinhos de vento, em que há a necessidade de uma área de varredura bastante sólida, as turbinas são normalmente construídas com uma quantidade de 20 a 30 pás de metal. Por outro lado, as turbinas eólicas atribuídas a geração de energia elétrica e que operam em alta velocidade são construídas, principalmente, com três pás, mas também há configurações com uma ou duas pás (MARQUES, 2004).
- **Potência nominal:** Quanto à potência nominal, as turbinas eólicas são normalmente classificadas como (CBEE, 2000):
 - Pequeno porte – potência nominal inferior a 100kW;
 - Médio porte – potência nominal entre 100 e 1000kW;
 - Grande porte – potência nominal maior que 1000kW.
- **Posição do rotor em relação à torre:** As turbinas de eixo horizontal podem ser classificadas pela posição das pás em relação à torre, em *upwind* e *downwind*. Nas turbinas *downwind* o vento incide na área de varredura das pás por trás da turbina eólica, nas turbinas *upwind*, o vento incide na área de varredura das pás pela frente da turbina (MILTON, 2013).
- **Aplicação em *onshore* e *offshore*:** Em configuração *onshore*, parques eólicos possuem turbinas instaladas em terra, já para a configuração *offshore* a instalação das turbinas se dá no mar ou no oceano.
- **Grupos de geradores eólicos-elétricos:** Existem basicamente, duas topologias aplicadas na geração eólica de eletricidade, uma a partir de geradores síncronos e outra a partir de geradores assíncronos. Estes podem ser com rotor de gaiola

ou rotor bobinado, já os geradores síncronos podem ser com circuito de excitação independente no rotor ou ímãs permanentes no rotor (RUNCOS, et al., 2005).

- **Quanto a velocidade de rotação:** Turbinas eólicas de eixo horizontal também podem ser classificadas quanto a sua operação em velocidade fixa ou variável. Em velocidade fixa a turbina mantém seu eixo rotacional em uma velocidade fixa, determinada pela caixa de engrenagens (*gearbox*), pela frequência da rede e número de par de polos do gerador. Já em velocidade variável, a turbina pode continuamente ajustar sua velocidade rotacional de acordo com a velocidade de vento incidente (WU, et al., 2011).

As turbinas são elementos que tiveram grande evolução quanto ao seu modelo e potência fornecida. Destacam-se como uma tecnologia em pleno desenvolvimento e expansão de mercado, se tornando cada vez mais competitivas. Atualmente existem protótipos de 4,5 MW e 7,48 MW instalados na Espanha e Alemanha (GREENSAVERS, 2012). Os sistemas de grande porte podem estar conectados em sistemas de geração distribuída ou ao sistema de transmissão. Em geração distribuída os geradores são conectados à rede de distribuição ou transmissão próximos aos centros de carga. É muito comum encontrar os geradores agrupados em grandes quantidades formando os conhecidos parques eólicos de forma a aumentar a produção de energia local. A instalação de um sistema de geração de grande porte requer um investimento elevado. Por outro lado, um sistema de geração de baixa potência na faixa de 1 kW a 10kW apresenta custo reduzido, podendo ser adquiridos e conectados à rede em larga escala, ou para autoconsumo, por pequenos produtores de energia.

Nesse contexto, os sistemas eólicos de baixa potência podem trazer significativa contribuição no fornecimento de energia, sendo muito úteis onde há vento suficiente e espaço para sua instalação. Esse tipo de empreendimento sempre foi muito conhecido, mas não para a utilização direta em abastecimento elétrico. Hoje esse conceito vem se popularizando e crescendo no mundo todo. Pequenos aerogeradores já possuem custo relativamente baixo e trazem grande benefício à economia energética, sobretudo quando se tem um cenário em que economia e controle de gastos de energia são essenciais. A Figura 2 apresenta dois modelos de aerogeradores para as faixas de potência de 10 kW e de 7,48 MW.



(a)

(b)

Figura 2 - (a) Aerogerador de potência 10 kW, modelo XZERES 442SR; (b) Aerogerador de potência 7,48 MW, modelo E-126.

Fonte: Foto ENERGIA PURA; Foto ENERCON.

No Brasil um dos grandes fatores que incentivaram a produção de pequenas centrais eólicas é a resolução da Aneel, nº 482, de 17 de Abril de 2012, a qual permite que o consumidor produza energia renovável e repasse o excedente para a rede da distribuidora, resultando numa redução significativa da conta de energia. A resolução normativa nº 482 se aplicam a microgeradores (até 100 kW) e minigeradores (de 100 kW a 1MW) que usam fontes renováveis (solar, eólica, hídrica ou de biomassa). Em vez de dinheiro, o produtor que injetar energia na rede da distribuidora ganha um crédito, que pode ser abatido na conta de energia dos meses seguintes, com prazo de até três anos (ANEEL, 2012). Deste modo, uma vez respeitados os requisitos previstos em lei, o acesso ao sistema de potência interligado pode ser feito por qualquer unidade geradora de energia, não apenas pelas concessionárias de energia.

2.1.1. Componentes de um Aerogerador Moderno

Conforme apresentado na subseção 2.1, as turbinas podem ser fabricadas para diversas faixas de potência. E, em todas elas preserva-se o aspecto construtivo de um aerogerador de três pás. Assim como a quantidade de pás,

diversos componentes podem ser encontrados em comum nas diversas turbinas. Dessa forma, pode-se apresentar, sem perdas de generalidades, os principais componentes de um aerogerador moderno de 850 kW fabricado pela Vestas®, cuja vista lateral é apresentada na Figura 3.

A energia cinética do vento é convertida em energia mecânica pelas pás da turbina montadas sobre o cubo do rotor. O cubo do rotor é instalado sobre o eixo principal, também conhecido como eixo de menor velocidade. A energia mecânica é transmitida através de eixos, rolamentos, e pela caixa de engrenagens (7) para o gerador, que converte a energia mecânica em energia elétrica. A maioria dos componentes de uma turbina eólica estão inseridos dentro da Nacele (20) no topo da torre. Em algumas turbinas eólicas não são empregadas às caixas elevadoras de velocidade, o que resulta em uma menor estrutura da Nacele, porém resulta em uma estrutura de maior diâmetro, tal fato é mais evidente em sistemas que empregam geradores síncronos a imã-permanente (WU, *et al.*, 2011).

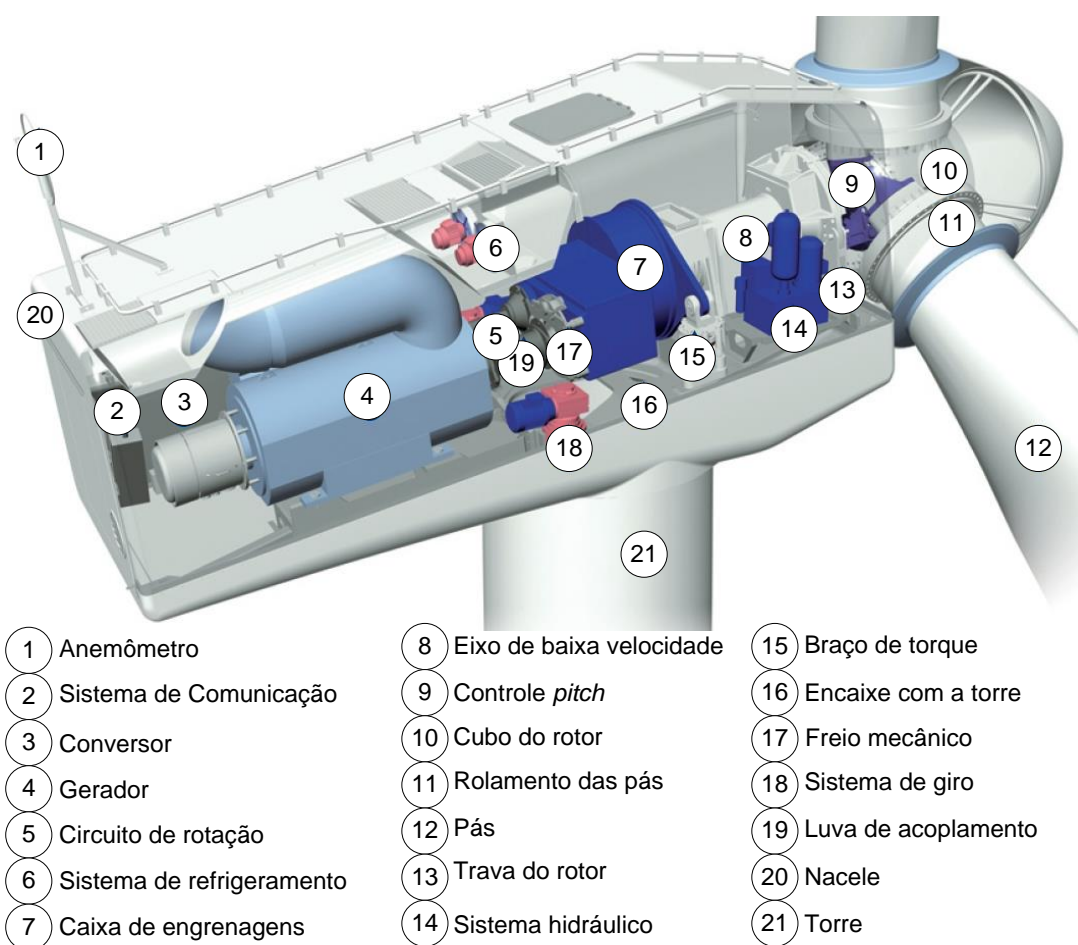


Figura 3 – Principais componentes de uma turbina eólica.
Fonte: Foto da fabricante Vestas®.

Existem outros componentes que constituem uma turbina eólica que acima não foram apresentados, como os cabos de distribuição, sistemas de proteção, entre outros. Alguns componentes são descritos a seguir, sendo outros detalhados conforme apresentados na Figura 3.

- **Freio:** O freio a disco pode ser mecânico, elétrico ou hidráulico, é utilizado como um sistema auxiliar a fim de parar a turbina em condições adversas de operação.
- **Controlador:** É utilizado para a partida e/ou desligamento da turbina, bem como monitoramento de sua eficiência.
- **Mecanismo de *Pitch* (ou *Pitch Drive*):** Sistema mecânico de posicionamento das pás da turbina referente a um perfil de vento.
- **Caixa de engrenagem (ou *Gearbox*):** Conecta o eixo de baixa velocidade com o eixo de alta velocidade, o que aumenta a velocidade rotacional da turbina de aproximadamente 10-60 rpm para, aproximadamente 1200-1800 rpm, que é a velocidade requerida para os geradores assíncronos. Existem configurações que não utilizam caixa de engrenagem, devido à utilização de geradores síncronos que operam em baixa velocidade (WU, *et al.*, 2011).
- **Nacele:** Tem a função principal de proteger os componentes da turbina incluindo o conjugado de acionamento, o gerador, mancais e demais acoplamentos (dependem da configuração da turbina).
- **Rotor:** As pás e o cubo do rotor são chamados de rotor, aí se localiza os mecanismos acionados pelo sistema de controle quanto à posição das pás, para regulação da extração de potência elétrica.
- **Torre:** As torres podem ser feitas de aço tubular, de treliças ou de concreto. Como a velocidade do vento aumenta com a altura, as torres mais altas possuem vantagens adicionais, já que são capazes de extrair uma quantidade de potência superior em comparação com torres de menor altura. Atualmente, a maior turbina eólica instalada possui uma torre com altura de 140 metros, e potência nominal de 8 MW (TIMES, 2014).

Como pode ser notado na Figura 3, um dos principais elementos na estrutura de uma turbina eólica são as pás. O perfil aerodinâmico da pá em turbinas eólicas, tem uma influência significativa sobre a quantidade de energia captada do

vento. Este perfil, deve considerar os meios para limitar a potência e velocidade de rotação do rotor da turbina para velocidades do vento acima do valor nominal, a fim de manter as forças sobre os componentes mecânicos (pás, caixa de engrenagem, eixo, etc) e a potência de saída do gerador dentro delimites operacionais. A seguir é descrito o princípio aerodinâmico para o comportamento das pás em turbinas eólicas.

2.1.2. Aerodinâmica de Pás em Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal

O princípio aerodinâmico de uma pá de turbina eólica de eixo horizontal é semelhante ao das asas de um avião. A forma curva da pá cria uma diferença entre a velocidade do vento acima (V_a) e abaixo (V_b) da pá, conforme ilustrado na Figura 4. A velocidade do vento acima da pá é maior do que aquela abaixo ($V_a > V_b$), o que resulta em um diferencial de pressões ($P_b > P_a$), uma vez que a distância percorrida por uma rajada de vento na parte superior é maior do que a inferior, devido ao perfil da pá. A diferença de pressão na pá resulta em uma força resultante de elevação, ou força de sustentação (F_s) sobre a mesma.

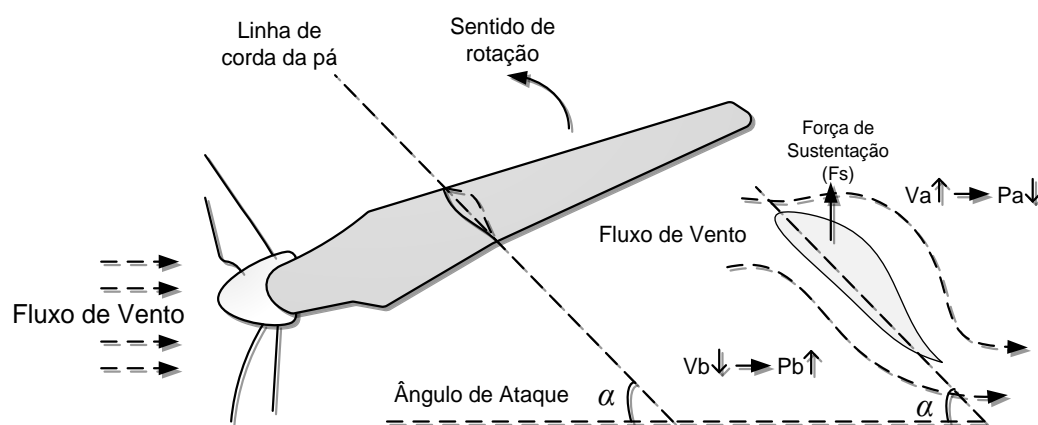


Figura 4 - Aerodinâmica de uma pá de turbina eólica.

A velocidade do vento (V_w) incidente nas pás de uma turbina pode ser decomposta em uma soma vetorial de outros dois componentes de velocidade, que melhor descrevem o movimento das pás, conforme pode ser visto na Figura 5, em uma visão de cima do plano de rotação. Um componente é a velocidade do vento

relativo (V_r), está descreve a velocidade entre a pá e o vento, o qual incide com uma inclinação δ com relação ao plano de rotação, outra é a velocidade da pá da turbina eólica (V_p), que descreve a velocidade linear de rotação da pá. A partir destes componentes vetoriais tem-se representado o plano de rotação e os ângulos de ataque (α) e de passo (β), separados pela linha de corda da pá. O ângulo de ataque é dado pela abertura entre o vento relativo e o eixo de corda, o ângulo de passo se forma entre o plano de rotação da pá e seu eixo de corda.

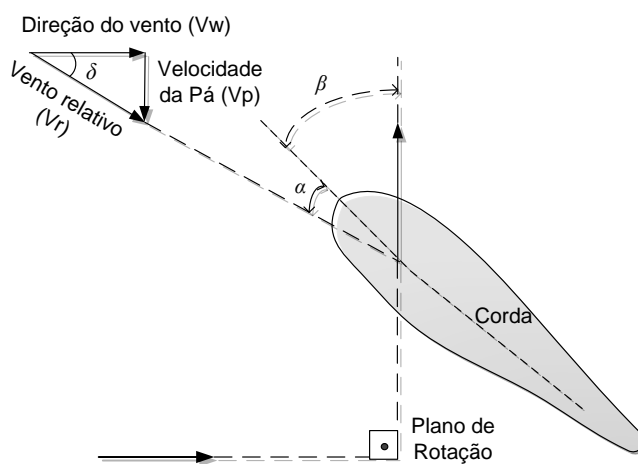


Figura 5 - Aerodinâmica de uma pá de turbina eólica.

O ângulo de passo (β), ou *Pitch Angle*, em uma turbina eólica permite que suas características aerodinâmicas possam ser ajustadas, uma vez que este é mais facilmente controlado que o ângulo de ataque (α), em função dos mecanismos de uma turbina, este ajuste atua de modo direto no torque desenvolvido no eixo do rotor. Isto possibilita o controle sobre a energia cinética extraída do vento, a fim de melhorar a eficiência da conversão de energia, ou proteger a turbina em situações de fortes rajadas de vento através do monitoramento de potência gerada (WU, *et al.*, 2011).

As características de potência de uma turbina eólica são definidas pela sua curva de potência, e define-se por sua potência mecânica entregue em função da velocidade do vento, conforme a Figura 6. A curva de potência de uma turbina eólica é um certificado fornecido pelo fabricante. A Associação Internacional de Energia (*International Energy Association* - IEA) é quem define recomendações para a curva de potência. Tais recomendações têm sido continuamente melhoradas e aprovadas pela Comissão Electrotécnica Internacional (IEC). O padrão, IEC61400-

12, é geralmente aceito como uma base para definir e medir a curva de potência em turbinas eólicas (WU, *et al.*, 2011).

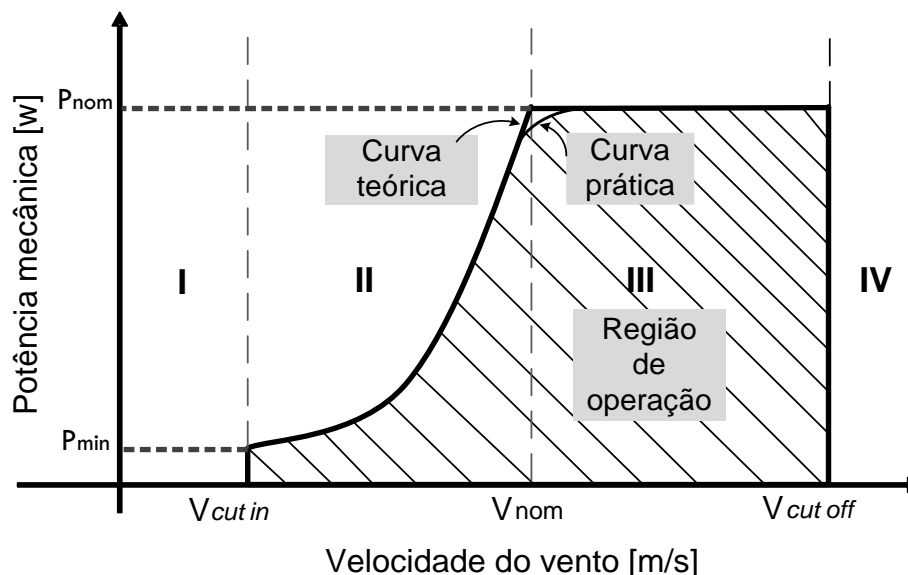


Figura 6 – Curva de potência típica para turbinas eólicas.

Uma curva de potência típica é caracterizada por três velocidades do vento: Velocidade de partida ($V_{cut\ in}$), Velocidade nominal (V_{nom}), e Velocidade de corte ($V_{cut\ off}$). A velocidade do vento $V_{cut\ in}$, como o nome sugere, é a velocidade do vento em que a turbina começa a operar e entregar potência (P_{min}). A pá deve ser capaz de capturar energia suficiente para compensar as perdas de potência da própria turbina. A velocidade do vento V_{nom} é a velocidade com a qual o sistema produz a potência nominal (P_{nom}), sendo também a potência máxima de saída entregue ao gerador. A velocidade do vento $V_{cut\ out}$ é a velocidade do vento máximo ao qual a turbina está autorizada a operar antes de ser desligada. Para a velocidade do vento acima da velocidade de corte, a operação da turbina deve ser interrompida, evitando danos aos componentes do sistema.

A partir da curva de potência definem-se quatro regiões de operação para uma turbina eólica.

- **Região I:** Determina-se a velocidade mínima de operação para uma turbina, geralmente entre 2 e 5 m/s, a turbina se encontra parada. O funcionamento da mesma dá-se nas regiões II e III.
- **Região II:** Onde ocorre a operação normal do sistema, caracteriza-se pelo máximo aproveitamento da potência fornecida pelo vento, cuja operação se dá

desde a velocidade mínima até a velocidade de vento em que o rotor atinge a sua velocidade angular nominal. Nota-se a diferença entre a curva prática e curva teórica, também chamada de uma região de transição, em que geralmente para uma velocidade do vento já próxima da velocidade de vento nominal para a turbina, a mesma já se encontra operando com velocidade rotacional nominal, neste caso a potência extraída já não é controlada para a máxima extração.

- **Região III:** Região de potência nominal, tem-se a atuação do controle aerodinâmico. Das turbinas de pequeno porte às de grande porte, é necessária a limitação da potência extraída para proteção contra danos estruturais. Assim, evita-se que o gerador exceda sua potência nominal, evitando possíveis danos mecânicos a turbina eólica.
- **Região IV:** Região de corte de carga, em que para valores de vento elevados, na ordem de 25 m/s a 30 m/s, se torna inviável a operação do sistema eólico, estando sujeito a muito estresse mecânico. Nestes casos a turbina sai de operação.

A partir da compreensão aerodinâmica das pás em uma turbina eólica, e notando-se as regiões de operação deste sistema em sua curva de potência, pode-se notar que um controle de posição do ângulo de passo da pá, desempenha um papel crítico na determinação da quantidade de potência e torque gerado pela turbina. Portanto, é um meio eficaz para controlar a quantidade de energia captada. Segundo Wu (2011) existem três métodos aerodinâmicos para controlar a captação de energia para turbinas eólicas: estol passivo, estol ativo e controle de *pitch* (ou ângulo de passo).

O objetivo de se apresentar esses métodos neste trabalho é destacar que a limitação de potência deve ser feita por sistemas aerodinâmicos.

- **Controle de estol passivo:** As pás são fixadas sobre o cubo do rotor em um ângulo de ataque ótimo, de acordo com o projeto aerodinâmico da mesma, conforme pode ser visto na Figura 7a. Quando a velocidade do vento é inferior ou igual ao valor nominal, a potência mecânica extraída pelas pás é a máxima possível. Quando a velocidade do vento exceder o valor nominal, cria-se na superfície atrás da pá uma região de turbulência. Caracterizando uma diminuição da força de sustentação (F_s) na mesma, o que caracteriza o fenômeno estol. Como resultado, eventualmente notar-se-á a diminuição da

velocidade de rotação da turbina. Para garantir que esta diminuição ocorra gradualmente ao invés de abruptamente, as pás são geralmente torcidas ao longo de seu eixo longitudinal.

- **Controle de estol ativo:** As pás podem se mover ao longo de seu eixo longitudinal, assim o fenômeno de estol não apenas ocorre com o aumento da velocidade de vento, mas também com o aumento do ângulo de ataque pelo movimento das pás, permitindo um controle mais preciso que o modo estol passivo. As pás são rotacionadas e chegam a ser posicionadas totalmente na direção do vento, conforme ilustra a Figura 7b, perdendo totalmente sua aderência com o mesmo, causando uma região de turbulência, e atuando na frenagem completa da turbina conforme região IV da curva de potência.
- **Controle de passo (*pitch*):** Ambos os controles, passo e estol ativo, são baseados na rotação das pás. Entretanto, no controle de passo a pá gira em direção contrária ao vento, conforme Figura 7c, já o controle de estol ativo gira as pás na direção do vento, a diferença é que numa nota-se uma região de turbulência e em outra não. Quando a velocidade do vento excede o valor nominal, o sistema de controle irá reduzir o ângulo de ataque, girando as pás gradualmente. As pás podem girar em até 90° de β em busca de um melhor ângulo de ataque, este correspondendo a 0° na frenagem total da pá. Na configuração em controle de *pitch*, a potência mecânica da turbina operando a velocidade do vento acima do nominal, pode ser rigorosamente controlada.

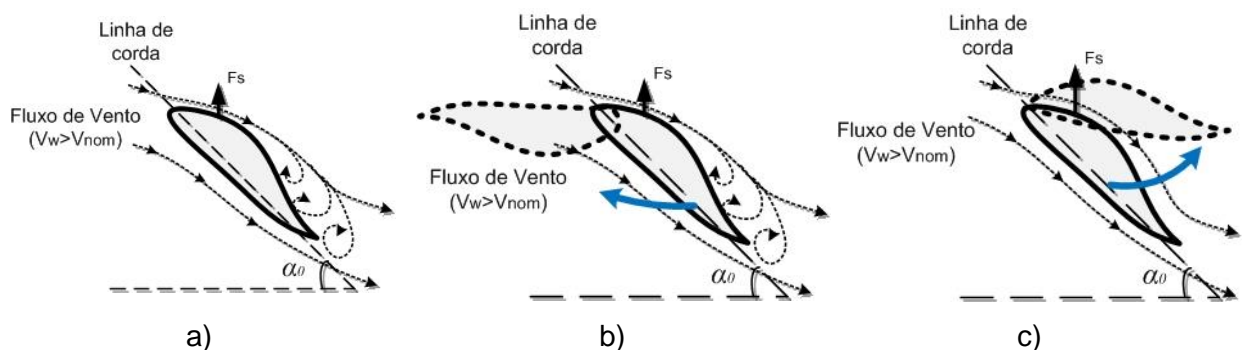


Figura 7 – Controle aerodinâmico de potência em estol passivo (a), estol ativo (b) e controle de passo (c).

2.1.3. Classificação de Geradores Empregados em Unidades Eólicas

Os geradores das turbinas eólicas podem ser classificados basicamente de acordo com sua velocidade de operação em dois tipos, em velocidade fixa e velocidade variável (MILTON, 2013).

Em operação com velocidade fixa, o gerador pode ser do tipo assíncrono ou síncrono, podendo ou não atuar com caixa de engrenagem. Sendo acoplado diretamente à rede elétrica, no emprego de geradores síncronos, o sistema torna-se rígido, uma vez que atua com velocidade constante mesmo para variações na velocidade do vento. Já o gerador assíncrono permite uma pequena variação de velocidade devido a sua característica de escorregamento, fazendo com que seja um pouco mais flexível, na ordem de 1 a 2% de mudança na velocidade rotacional. Para uma configuração ainda mais flexível usa-se geradores assíncronos duplamente alimentados no estator (RUNCOS, *et al.*, 2005). Na configuração em velocidade fixa, as turbinas são projetadas para se obter a máxima eficiência apenas numa velocidade de vento, em outras velocidades ocorre redução de eficiência, bem como em variações de vento resultam em variações de torque, podendo causar estresses mecânicos e problemas na qualidade de energia. Tal sistema tem por vantagem ser mais robusto e mais barato (MILTON, 2013).

Uma turbina que opera com velocidade variável, possui maior eficiência aerodinâmica, uma vez que permite a atuação eficiente dos geradores numa maior faixa de velocidade do vento. As turbinas eólicas de velocidade variável são equipadas com um gerador síncrono ou assíncrono. Nesta operação utiliza-se um conversor entre o gerador e a rede elétrica, permitindo a variação contínua da velocidade de rotação da turbina (MILTON, 2013). Em tal operação o conversor possui a função de manter no ponto de conexão com a rede elétrica uma frequência constante de 50 ou 60 hz, dependendo da localidade.

Na Figura 8 tem-se a variação da potência mecânica do vento em função da velocidade no eixo de uma turbina genérica, para a variação da potência extraída pela turbina em função da velocidade do vento. Nota-se que a operação em velocidade variável traz consigo um melhor aproveitamento da potência disponível no vento, por exemplo, para uma velocidade do vento de 7 m/s a potência mecânica extraída é de 0,8 pu aproximadamente, contra cerca de 0,6 pu em operação com

velocidade fixa, na operação em velocidade variável é possível extrair a potência máxima fornecida pelas distintas velocidade de vento, uma vez que a rotação do rotor da turbina segue a curva descrita pelos pontos de máxima extração. O ponto de máxima extração de potência dos ventos é representado como sendo o pico decada curva de vento apresentada.

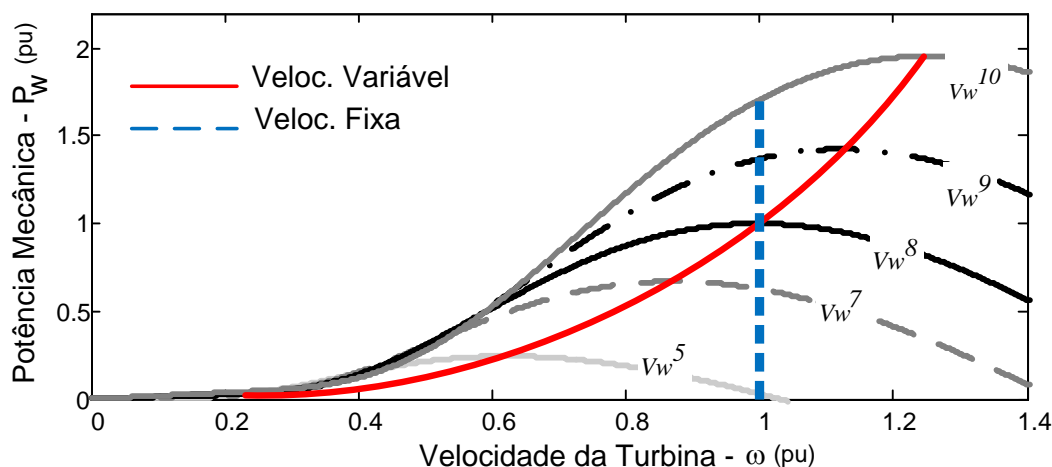


Figura 8 – Potência mecânica em função do controle de velocidade no rotor.

2.1.4. Sistemas Eólicos Disponíveis no Mercado

Conforme citado anteriormente, os SCEE podem ser classificados de acordo com sua potência nominal, porém de modo a se facilitar o atendimento para as diversas gamas de aplicações em turbinas eólicas, os principais fabricantes mundiais de aerogeradores possuem sua atuação definidas em categorias, conforme é apresentado por Heier (2012), sendo listadas a seguir.

- **Classe de Mini-aerogeradores:** Atualmente, no mercado destacam-se centenas de modelos para geração eólica abaixo de 5 kW. A utilização dessas turbinas se dá em protótipos para pesquisas em instituições, em sistemas de geração autônomos, também sendo largamente utilizadas em sistemas de carregamento de bateria. São em grande parte de eixo horizontal, acoplados a geradores síncronos a ímã permanente, e dispensam o uso de caixas de engrenagens. O controle de extração de potência é realizado pelo modo estol

passivo nas pás, e com mecanismos de redirecionando do rotor da turbina na direção do vento.

- **Classe de 10 kW:** Nesta classe tem-se aerogeradores na faixa de 5 kW a 25 kW, contando com dezenas de modelos disponíveis no mercado, também empregados principalmente como protótipos ou sistemas autônomos. Podem ou não possuir caixa de engrenagens em seu eixo, grande parte são acoplados a geradores síncronos a imã permanente. Também, encontram-se sistemas que empregam geradores assíncronos, especialmente na faixa de operação em 10 kW. Para esta classe encontram-se sistemas de controle de potência a partir de estol passivo ou ativo. A desaceleração da turbina se dá por meio de freios a disco, ajuste do ângulo de passo ou desligamento manual.
- **Classe de 50 kW:** Para esta classe tem-se a atuação de aerogeradores entre 30 e 75 kW, com algumas dezenas de modelos oferecidos no mercado. Empregam-se geradores síncronos com excitação ou a imã permanente, bem como geradores assíncronos igualmente. O sistema de controle de potência emprega o modo estol ativo.
- **Classe de 100 kW:** Os aerogeradores com uma capacidade acima de 75 kW e abaixo de 350 kW, já apresentam o modo de controle de ângulo de passo, e empregam geradores assíncronos duplamente alimentado na geração de energia.
- **Classe de 500 kW:** Esta categoria abrange aerogeradores de 350 a 750 kW, sendo de pouca visibilidade no mercado atual, tendo apenas um modelo sendo comercializado, que é o sistema E33-350 kW da Enercon. Esta turbina possui gerador síncrono a imã permanente, sem caixa de engrenagens, atuando com velocidade variável e modo de controle de ângulo de passo.
- **Classe 1 MW:** Na categoria encontram-se aerogeradores com mais de 800 kW até 1,6 MW. Em grande parte são sistemas que empregam geradores assíncronos duplamente alimentados, com o uso de caixa de engrenagem. Porém, também tem-se modelos sem o emprego de caixas de engrenagens, que utilizam geradores síncronos a imã permanente. Nesta categoria, as turbinas são equipadas com controle de passo nas pás. Os sistemas de transmissão possuem freios a disco como sistema de segurança.

- **Classe de 2 a 3 MW:** Esta classe atualmente tem dominado o mercado de investimento, e compreendem o intervalo de comercialização para aerogeradores entre 1,8 MW e 3,4 MW. Aqui, todos os grandes fabricantes estão representados. As turbinas possuem três pás com controle de passo, e em geral empregam geradores assíncronos duplamente alimentado acoplados a caixa de engrenagem, mas também podem possuir geradores de indução gaiola de esquilo, com conversor de potência para se obter máxima potência, bem como geradores síncronos a imã permanente.
- **Classe de 5 MW:** A classe para turbinas acima de 3,5 MW caracteriza-se por projetos piloto e equipamentos de série fabricados em menor escala, uma vez que se tem poucos sistemas nesta faixa de potência atualmente instalados. Os fabricantes desta classe se aplicam ao controle de passo nas pás. Os geradores síncronos utilizam excitação elétrica ou a imã permanente, também podem abranger geradores assíncronos duplamente alimentados, ou de indução de gaiola.

2.2 CONVERSÃO DE ENERGIA

Para a reprodução computacional de uma turbina eólica, faz-se necessário obter os modelos matemáticos que possibilitam o estudo de seu comportamento, para tanto o estudo do seu processo de conversão de energia é realizado. A potência mecânica, disponível no eixo de uma turbina se dá pela conversão da energia cinética associada a uma coluna de ar, que se desloca a uma velocidade, num movimento de translação, que ao se colidir com as pás de uma turbina a fazem girar. A Figura 9 apresenta o processo típico de conversão de energia em um sistema eólico, no qual se tem a energia cinética do vento que é convertida em energia mecânica na turbina e, então em energia elétrica após o gerador.

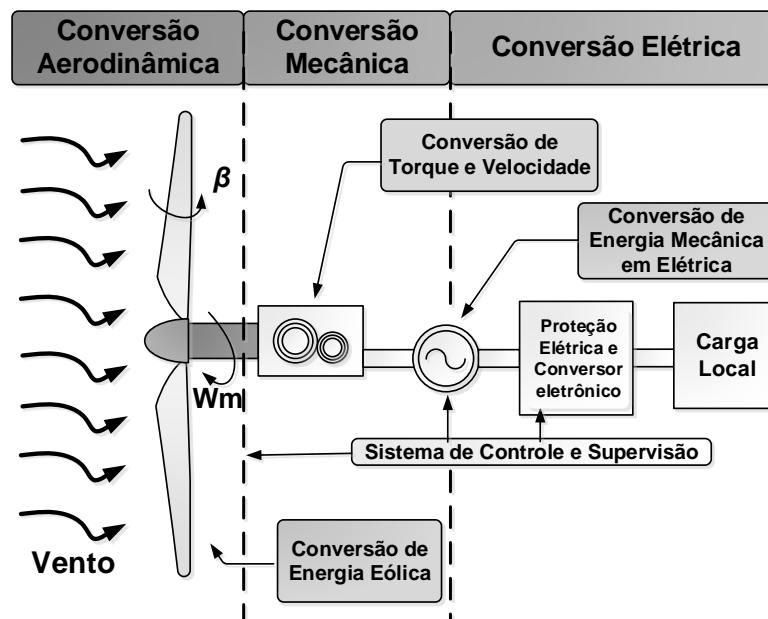


Figura 9 - Etapa de conversão de energia em um sistema eólico.

Inicialmente se dá a conversão aerodinâmica, a energia cinética associada a uma massa de ar, que se desloca a uma velocidade, num movimento de translação que, ao se colidir com as pás de uma turbina a fazem girar, obtendo-se deste modo potência mecânica. A potência mecânica, disponível inicialmente nas pás e posteriormente no eixo de uma turbina, é responsável pelo movimento de rotação no eixo do aerogerador, tendo-se como resultado a velocidade e torque mecânico no eixo. Para a conversão elétrica no sistema, a velocidade e torque mecânico são variáveis de entrada para o modelo elétrico, no qual se tem no estator do gerador a tensão e corrente elétrica resultante do processo de conversão.

2.2.1. Conversão de Energia Aerodinâmica

O processo de conversão aerodinâmico pode ser descrito por expressões matemáticas obtidas a partir das Leis da Física. A obtenção de tais expressões parte do cálculo de energia cinética, disponível em uma certa massa de ar. A energia cinética contida em certa massa de ar é dada por

$$E_c = \frac{mV_w^2}{2}, \quad (2.1)$$

onde E_c é a Energia cinética (J), m a massa do ar (kg) e V_w é a velocidade do vento (m/s). Uma turbina eólica é classificada, normalmente, pela potência e não pela energia, logo

$$P_w = \frac{dE_c}{dt} = \frac{\dot{m}V_w^2}{2}, \quad (2.2)$$

onde P_w é a potência disponível no vento (W), t tempo (s) e \dot{m} a taxa de variação da massa. A taxa de variação da massa é dado por

$$\dot{m} = \rho A \frac{dx}{dt} = \rho A V_w, \quad (2.3)$$

onde, ρ é a densidade do ar (1,225 kg/m³ ao nível do mar), A refere-se a área de varredura e x uma dada distância percorrida pelo vento. Substituindo a Equação (2.3) em (2.2), tem-se a equação da potência mecânica disponível no vento, sendo

$$P_w = \frac{\rho A V_w^3}{2}. \quad (2.4)$$

Desta forma, a potência do vento é convertida em potência mecânica no rotor da turbina. Entretanto, a turbina eólica não pode extrair completamente a potência disponível no vento (ACKERMANN, *et al.*, 2001). Em 1926, Betz e Glauert mostram que a máxima potência mecânica que pode ser extraída por uma turbina eólica é dada por

$$P_T = \frac{\rho A V_w^3}{2} C_p, \quad (2.5)$$

onde C_p refere-se ao coeficiente de Betz ou Coeficiente de Potência.

A aerodinâmica e a posição da turbina em relação ao fluxo de vento resultam no rendimento de um aerogerador, dado por C_p . Uma vez que, o valor de C_p depende da relação entre a velocidade das pás e a velocidade do vento, tal relação também é conhecida por TSR (Taxa de Variação de Velocidade) ou simplesmente λ , utilizada na modelagem do sistema, logo

$$\lambda = \frac{\omega_r R}{V_w}, \quad (2.6)$$

onde R é o raio da área de varredura da turbina (m), e ω_r a velocidade angular mecânica no eixo da turbina (rad/s).

Quando se tem controle sobre a posição das pás, tem-se o controle sobre a potência extraída de uma turbina. Portanto, o valor de C_p também sofre influência com a variação do ângulo de ataque α e de passo β na turbina. Vale ressaltar que, durante o processo de medição, o valor do ângulo de passo é mais facilmente obtido comparado ao ângulo de ataque. Assim, o coeficiente de potência usualmente é expresso em função do ângulo de passo e do TSR, dado por $C_{p(\lambda, \beta)}$.

A curva de potência para uma turbina eólica é definida para diferentes valores de β , em que para cada valor de λ se tem um C_p . Em cada modelo de turbina eólica pode-se definir uma curva que relaciona essas três variáveis. Para o cálculo exato de C_p é necessário a utilização da teoria de elemento das pás, que considera um gradiente da velocidade do vento na direção vertical e movimentos circulares da massa de ar (SILVA, 2006). Como esta teoria requer profundos conhecimentos aerodinâmicos, com modelagens matemáticas complexas, algumas aproximações numéricas têm sido apresentadas (SLOOTWEG, *et al.*, 2003) (SILVA, 2006). Assim, as curvas características de C_p em função de λ e β , são obtidas em medições diretas com a turbina já em operação, por meio de testes.

Uma expressão genérica para C_p em função do ângulo de passo β e do TSR λ , é dado pela Equação (2.7),

$$C_{p(\lambda, \beta)} = c_1 \left(c_2 \frac{1}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \right) e^{c_5 \frac{1}{\lambda_i}} + c_6 \lambda. \quad (2.7)$$

O parâmetro λ_i é definido em função de λ e do ângulo de passo β , dado pela Equação (2.8),

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + c_7 \beta} - \frac{c_8}{1 + \beta^3}, \quad (2.8)$$

em que, os parâmetros definidos como constantes dependem da característica aerodinâmica da turbina. Para uma turbina eólica moderna genérica tais constantes podem ser obtidos na Tabela 1 (SILVA, 2006), (SLOOTWEG, *et al.*, 2003), pode-se verificar a dinâmica da Equação (2.7) na Figura 10.

Tabela 1 – Valores típicos para constantes de aproximação de C_p

c_1	c_2	c_3	c_4	c_5	c_6	c_7	c_8
0,22	116	0,4	5	-13,5	0,0068	0,08	0,035

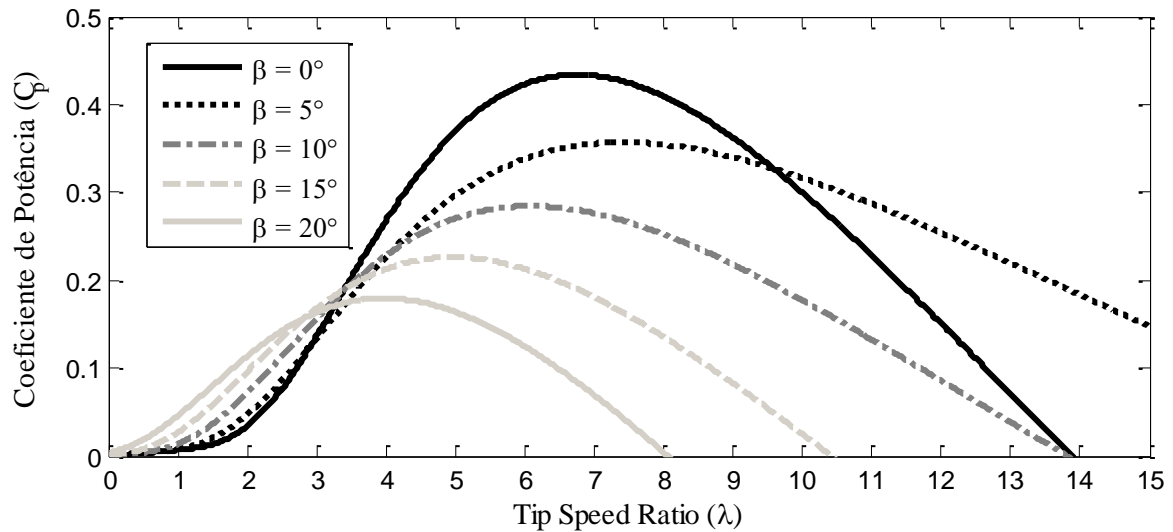


Figura 10 - Coeficiente de Potência para vários ângulos de passo.

Deste modo, a potência extraída de uma massa de ar em *Watt*, por uma turbina é

$$P_T = \frac{\rho A V_w^3}{2} C_{p(\lambda, \beta)}. \quad (2.9)$$

A relação entre o torque mecânico disponível no eixo da turbina e a potência mecânica da turbina é dada por

$$T_T = \frac{P_T}{\omega_r}, \quad (2.10)$$

em que ω_r é velocidade angular mecânica do eixo da turbina em rad/s. Substituindo a Equação (2.6) e (2.9) em (2.10), obtém-se o torque em função da velocidade do vento incidente nas pás, em m/s, do coeficiente de potência C_p e características físicas das pás, apresentado na Equação (2.11).

$$T_T = \frac{1}{2\lambda} \rho A R V_w^2 C_{p(\lambda, \beta)}. \quad (2.11)$$

O torque mecânico desenvolvido no eixo de uma unidade eólica possui uma relação direta com a velocidade do vento, conforme verifica-se na Equação (2.11), e como o comportamento do vento possui perfil estocástico, pode-se prever uma resultante de torque mecânico em tais condições. Nesta resultante é possível notar um comportamento aerodinâmico periódico do vento, o que caracterizam-se por efeitos oscilatórios.

2.2.2. Efeitos Oscilatórios de Torque em Turbinas Eólicas

Em sistemas de geração de eletricidade com turbina eólica de eixo horizontal, os valores de torque e potência desenvolvidos são muito mais variáveis do que os produzidos em sistemas de geração convencionais. As fontes destas flutuações de energia são devidas tanto a processos estocásticos, que determinam a velocidade do vento em diferentes instantes e alturas, como a processos periódicos.

Processos periódicos são em grande parte devido a dois efeitos aerodinâmicos denominados cisalhamento do vento e sombreamento da torre. Assim, mesmo para uma velocidade de vento constante a uma determinada altura, pulsações de torque e, portanto, pulsações de energia são previstos devido às variações periódicas da velocidade do vento. A determinação dessas oscilações de torque é importante para o modelo da turbina, uma vez que podem ter significativos efeitos sobre os sistemas de controle e qualidade de energia.

O fenômeno denominado cisalhamento do vento é usado para descrever a variação da velocidade do vento em função da altura da torre de uma turbina. Sua modelagem dá-se na variação da altura das pás em relação ao solo, visto a cada rotação. Considerando-se que cada pá passa por uma altura mínima e máxima a cada rotação, tem-se uma oscilação de três vezes do torque aerodinâmico resultante no eixo da turbina. Em Thresher *et al.* (1984) tem-se apresentada a dinâmica desse efeito dado por

$$V_{(H)} = V_w \left(\frac{H}{H_0} \right)^\delta, \quad (2.12)$$

em que H é a altura fixa do rotor em relação ao solo, H_0 é a altura instantânea em que se encontra uma das pás da turbina, $V_{(H)}$ é a velocidade do vento referenciada para a altura H_0 . O expoente δ é definido como coeficiente empírico de cisalhamento, o qual varia numa faixa de $0,1 < \delta < 1$.

Estendendo a análise da dinâmica da velocidade de cisalhamento do vento para as três pás partindo do método discutido em Dolan *et al.* (2005), obtém-se a Equação (2.13), a qual descreve a velocidade de cisalhamento do vento V_c equivalente para uma turbina eólica,

$$V_c = V_w \left[\frac{R^2 (\delta - 1)}{H} \frac{1}{8} + \frac{R^3 \delta (\delta - 1) (\delta - 2)}{H} \frac{1}{60} \cos 3\theta_b \right]. \quad (2.13)$$

Em que R refere-se ao raio da área de varredura das pás em um aerogerador, dado em m (metros), e θ_b a posição angular para as pás (graus) também designado por ângulo azimutal.

A velocidade de sombreamento da torre se dá pela alteração da velocidade do vento devido a presença da torre da turbina. Devido à proximidade existente entre as pás e a torre da estrutura, o fluxo do vento em torno da torre provoca instabilidade nas cargas mecânicas que atuam na torre, bem como oscilações de torque mecânico desenvolvido em seu eixo. Este efeito pode ser modelado conforme apresenta Dolan *et al.* (2005) na Equação (2.14),

$$V_s = \frac{V_w}{3R^2} \sum_{b=1}^3 \left[\frac{a^2}{\sin^2 \theta_b} \ln \left(\frac{R^2 \sin^2 \theta_b}{x^2} + 1 \right) - \frac{2a^2 R^2}{R^2 \sin^2 \theta_b + x^2} \right], \quad (2.14)$$

em que a refere-se a distância radial da torre (m), e x a distância média entre a torre a pá (m). Assim, a velocidade de ambos efeitos pode ser combinada, resultando em

$$V_{eq(t,\theta)} = V_c + V_s. \quad (2.15)$$

Deste modo, o torque oscilatório T_{os} desenvolvido por uma turbina eólica, com seus referidos efeitos aerodinâmicos, pode ser expresso pela Equação (2.16),

$$T_{os} = \frac{\rho A V_w^2 R C_{p(\beta,\lambda)}}{2\lambda} + \frac{\rho A V_w C_{p(\beta,\lambda)} R}{\lambda} V_{eq(t,\theta)}. \quad (2.16)$$

Na Figura 11 tem-se a ilustração dos referidos efeitos aerodinâmicos para uma turbina eólica de eixo horizontal.

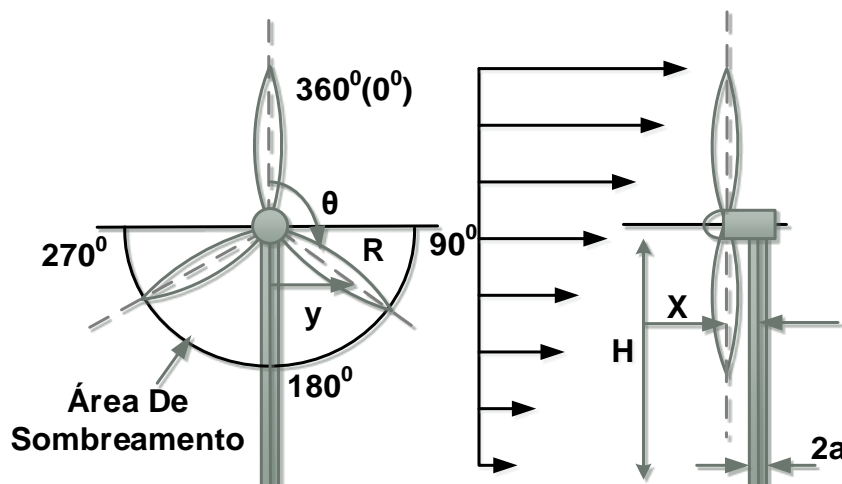


Figura 11 - Sombreamento da torre e cisalhamento do vento.

Os efeitos aerodinâmicos presentes em uma turbina eólica provocam flutuações nas grandezas mecânicas desenvolvidas pela mesma, tais efeitos dependem do porte do aerogerador empregado. A fim de se observar tais efeitos, é apresentada o comportamento aerodinâmico perante esses para duas turbinas, cujas especificações são apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2 - Especificações para turbinas eólicas.

Parâmetros	Turbina de pequeno porte:	Turbina de médio porte:
	2,2kW	850kW
Veloc. nominal de vento	12 m/s	12 m/s
Veloc. de rotação no eixo do rotor	630 rpm	26 rpm
Diâmetro do rotor	2,46 m	52 m
Coef. de cisalhamento	0,1	0,3
Diâmetro da torre	0,8 m	3 m
Altura da torre	6 m	86 m
Dist. de ponta de pá até meia torre	1,5 m	3,8 m

A velocidade equivalente do vento observado pelo rotor do aerogerador para duas turbinas de portes diferentes pode ser observada na Figura 12 e Figura 13, que representam, respectivamente o efeito de sombreamento e cisalhamento. Nota-se que os referidos efeitos são mais acentuados para uma turbina de médio porte, quando comparados com uma turbina de pequeno porte.

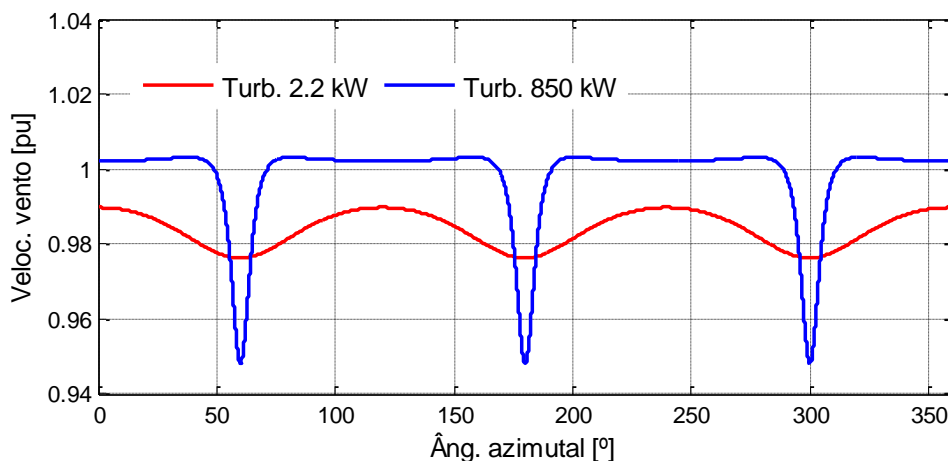


Figura 12 - Efeito de sombreamento em diferentes turbinas eólicas.

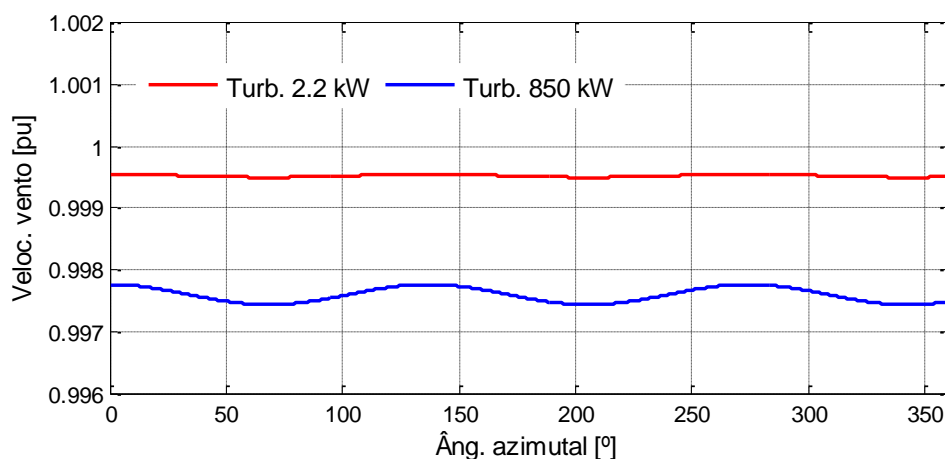


Figura 13 - Efeito de cisalhamento em diferentes turbinas eólicas.

A velocidade de sombreamento da torre possui maior impacto na resultante de velocidade vista pelo aerogerador do que a velocidade de cisalhamento do vento. Esta, é responsável por aproximadamente um *offset* dc ao resultante de torque.

Utilizando as equações referentes à extração de energia em uma unidade eólica por meio do modelo aerodinâmico, pode-se realizar a modelagem mecânica e elétrica para uma turbina eólica, e sua implementação em uma ferramenta de simulação.

2.2.3. Modelo Mecânico para uma Turbina Eólica

A dinâmica de uma turbina eólica pode ser modelada por duas massas girantes, que representam o rotor da turbina eólica e o eixo do gerador, a conexão entre ambos pode ser feita com uma caixa multiplicadora de velocidade, com relação K_e , ou com um acoplamento direto, o eixo de conexão pode possuir certo amortecimento e rigidez, como pode ser visto na Figura 14.

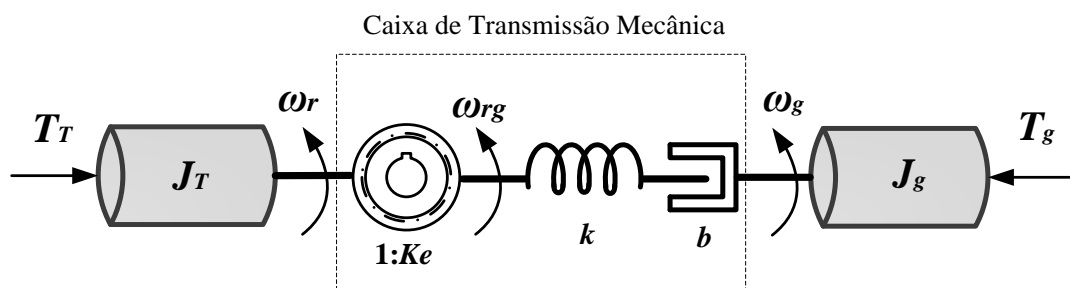


Figura 14 - Modelo mecânico para acoplamento entre gerador e turbina eólica.

Na Figura 14 tem-se

J_T - Momento de inércia da turbina eólica;

J_g - Momento de inércia do gerador;

T_T - Torque mecânico da turbina;

T_g - Torque do gerador;

ω_r - Velocidade rotacional no eixo da turbina;

ω_{rg} - Velocidade rotacional da turbina vista pelo gerador;

ω_g - Velocidade rotacional no eixo do gerador;

k - Rigidez do eixo de conexão;

b - Amortecimento do eixo de conexão;

K_e - Relação de multiplicação de velocidade.

Assim, as equações para o requerido sistema ficam:

$$\begin{aligned} T_{gT} &= K_e^{-1} \cdot T_T \\ \omega_{rg} &= K_e \cdot \omega_r \\ J_{g+T} &= J_g + K_e^{-2} \cdot J_T \end{aligned} \quad (2.17)$$

Onde T_{gT} refere-se ao torque da turbina visto pelo gerador. Quando uma turbina eólica é de pequeno porte, isto é, atua numa faixa de potência de até 10 kW, sujeita a diversas condições de velocidade de vento e, não havendo conexão direta do gerador com a rede elétrica, a dinâmica do eixo pode ser desprezada, e considerando a relação de multiplicação K_e unitária, pode-se utilizar um modelo de apenas uma massa com inércia equivalente, obtendo a relação $\omega_{rg} = \omega_r = \omega_g$. Assim, obtém-se o modelo simplificado da Figura 15.

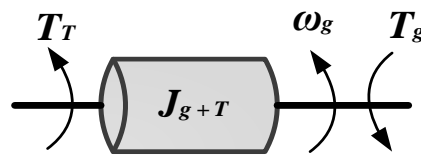


Figura 15 - Modelo mecânico simplificado de um aerogerador.

A equação mecânica referente à planta do sistema, sem o uso das caixas de engrenagens, considerando o amortecimento e rigidez de conexão do eixo nula, é dado pela Equação (2.18),

$$T_T - T_g = (J_g + J_T) \frac{d\omega_g}{dt}, \quad (2.18)$$

onde T_T refere-se ao torque da turbina visto pelo gerador.

2.2.4. Modelo Inercial

O modelo para inércia em uma turbina é determinado a partir da equação de aceleração do gerador, e seu efeito é alterar o torque da turbina. Em uma turbina eólica, as pás são os principais elementos que contribuem para a energia armazenada, deste modo, o momento de inércia de uma turbina eólica pode ser aproximado pelo momento de inércia de suas pás ($J_T \cong J_{pás}$). De acordo com Tielens *et al.* (2012), o momento de inércia das pás ($J_{pás}$) pode ser expresso em função da potência nominal da turbina (P_{nom}),

$$J_{pás} = 1,74 \cdot 10^{-7} P_{nom}^{2,13}. \quad (2.19)$$

Para a implementação da equação do torque no emulador, é realizada uma compensação da diferença inercial que existe entre o sistema real e o motor em bancada. Para um motor o torque mecânico gerado em seu eixo é dado por

$$T_M - T_g = (J_g + J_M) \frac{d\omega_g}{dt}, \quad (2.20)$$

em que T_M e J_M referem-se ao torque e momento de inércia do motor em bancada. E assumindo que as características dinâmicas que descrevem ambas Equações deverão ser as mesmas, a Equação (2.21) pode ser obtida a partir de (2.18) e (2.20) (LU, *et al.*, 2012),

$$T_M = T_T - (J_T - J_M) \frac{d\omega_g}{dt}, \quad (2.21)$$

ou ainda,

$$T_M = T_T - T_{comp}, \quad (2.22)$$

em que T_{comp} refere-se a compensação de torque entre o sistema real e emulado, nota-se que tal parcela será adicionada ao torque T_M no eixo do motor apenas durante as variações de velocidade no eixo. Portanto, o emulador de turbina eólica poderá representar um sistema de turbina eólica real, se o acionamento do motor for controlado de acordo com a Equação (2.22). Ainda, considerando o efeito oscilatório de torque presente nas turbinas, o torque emulado em bancada para uma turbina eólica é regido pela Equação (2.23),

$$T_M = T_{os} - (J_T - J_M) \frac{d\omega_g}{dt}, \quad (2.23)$$

em que T_{os} refere-se ao torque oscilatório dado pela Equação (2.16) na subseção 2.2.2.

2.2.5. Modelo Elétrico para Gerador Síncrono a Imã Permanente

Geradores Síncronos a Imã Permanente (GSIM) são máquinas elétricas CA, síncronas polifásicas com imãs permanentes no rotor, onde os enrolamentos de campo são substituídos por imãs permanentes de alto produto energético. A

modelagem do GSIM é muito semelhante a modelagem das máquinas síncronas polifásicas, apenas considerando que a máquina é excitada por uma corrente de campo de valor constante. Com a utilização de imãs permanentes para excitação, se evita perdas no cobre do rotor. Logo, a eficiência do gerador é aumentada, o projeto construtivo é simplificado, há maior confiabilidade, entre outras vantagens. Por estas razões, a maioria dos aerogeradores de pequeno porte utilizam geradores síncronos a imã permanente.

O modelo matemático para este tipo de máquina já se encontra bem difundido na literatura, como encontrado em Bernardes (2009), neste trabalho parte-se desta premissa para a descrição do modelo para o gerador, cuja modelagem é apresentada Apêndice A. Assim, quanto à potência elétrica fornecida pelo GSIM, tem-se

$$P_e = V_a I_a + V_b I_b + V_c I_c, \quad (2.24)$$

em que P_e é a potência elétrica em *watts* (W); V_a , V_b e V_c a tensão em cada fase do estator da máquina (V); I_a , I_b e I_c a corrente em cada fase do estator (A). Afim de se facilitar a manipulação de variáveis, em sistemas trifásicos é comum se apresentar as grandezas envolvidas em coordenadas $dq0$, assim, a potência elétrica no gerador é dada por

$$P_e = \frac{3}{2} (V_d i_d + V_q i_q). \quad (2.25)$$

As equações de tensão em coordenadas $dq0$ podem ser expressas por

$$\begin{cases} V_d = R_s i_d - \omega_e L_q i_q + L_d \frac{d}{dt} i_d \\ V_q = R_s i_q + \omega_e (L_d i_d + \psi_{pm}) + L_q \frac{d}{dt} i_q \end{cases} \quad (2.26)$$

ou

$$\begin{cases} \frac{d}{dt} i_d = -\frac{R_s i_d}{L_d} + \frac{\omega_e L_q i_q}{L_d} + \frac{V_d}{L_d} \\ \frac{d}{dt} i_q = -\frac{R_s i_q}{L_q} - \frac{\omega_e}{L_q} (L_d i_d + \psi_{pm}) + \frac{V_q}{L_q} \end{cases} \quad (2.27)$$

em que V_q e V_d são as tensões no enrolamento do estator, i_q e i_d as correntes no enrolamento do estator, referentes ao eixo q e d , ω_e refer-se a velocidade angular do plano de referência ($\omega_e = Np \cdot \omega_g$), L_d e L_q a indutância do enrolamento de estator, no plano $qd0$, R_s a resistência estatórica, e ψ_{pm} é o fluxo permanente característico do rotor.

O torque exercido pelo gerador é expresso pela Equação (2.28), onde Np é o número de par de polos do gerador,

$$T_e = \frac{3}{2} \frac{Np}{2} (\psi_{pm} i_q + (L_d - L_q) i_d i_q). \quad (2.28)$$

2.3 FERRAMENTA DE SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL PARA UMA TURBINA EÓLICA

A partir dos modelos apresentados anteriormente, foi desenvolvido um aplicativo para simulação do comportamento de uma planta eólica, a partir de um dado perfil de vento. Neste aplicativo é possível verificar a potência e torque mecânico entregue ao eixo de um gerador elétrico, estando o mesmo fornecendo energia elétrica a uma determinada carga. A partir deste sistema de simulação é possível verificar o comportamento dos modelos descritos anteriormente, e empregá-los para análise e validação do modelo implementado em plataforma laboratorial.

O simulador foi desenvolvido em ambiente Matlab/Simulink® devido a sua versatilidade em reproduzir os modelos por blocos e apresentá-los graficamente. A Figura 16 apresenta o diagrama geral para o aplicativo desenvolvido.

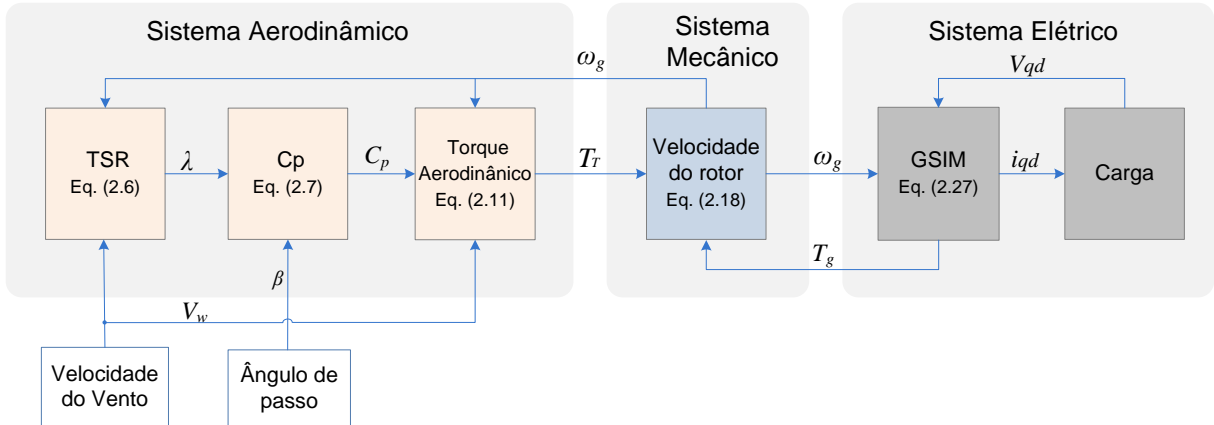


Figura 16 - Diagrama de blocos do modelo da turbina implementado no Matlab/Simulink®.

O “Sistema Aerodinâmico” da turbina eólica possui como variáveis de entrada a velocidade do vento, cujo perfil neste simulador pode ser determinado pelo usuário, o ângulo de passo (β), e a velocidade angular (ω_g) no eixo do aerogerador, obtida a partir do modelo mecânico do sistema. O modelo aerodinâmico da turbina é regido pelas Equações (2.6) a (2.11). Para o modelo implementado, os parâmetros de entrada definidos pelo usuário são o raio da turbina (R), densidade do ar (ρ), e a relação (Ke) da caixa multiplicadora de velocidade, assim, tem-se a saída do modelo aerodinâmico o torque fornecido pela turbina (T_T).

A Figura 17 apresenta a implementação do “Sistema Aerodinâmico” visto na Figura 16, nas quais se obtém potência e torque fornecidos pela turbina para o referido sistema.

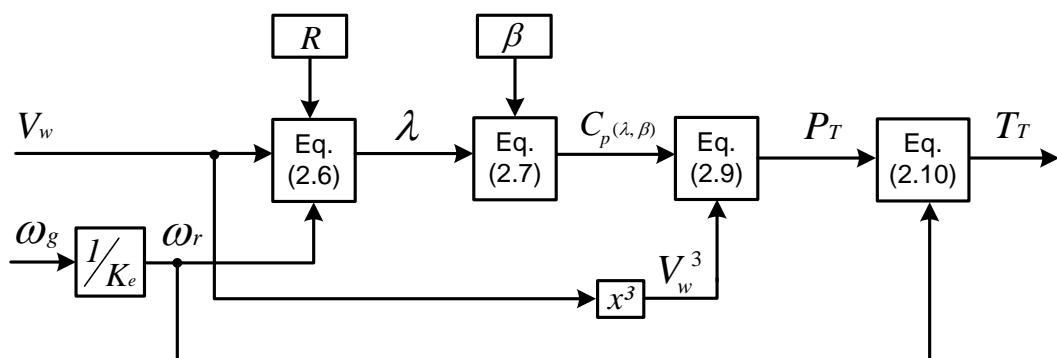


Figura 17 – Diagrama do modelo aerodinâmico no Simulink®.

O “Sistema Mecânico” é composto pela equação mecânica da velocidade da turbina, dada pela Equação (2.18), em que se tem a determinação da velocidade angular no eixo da turbina no lado do gerador (ω_g) a partir do momento de inércia

total do sistema (J_{T+g}). No “Sistema Elétrico” tem-se a determinação das tensões e correntes elétricas geradas a partir do modelo matemático do GSIM. Deve-se ter como variáveis de entrada neste sistema os parâmetros elétricos do gerador, como o fluxo permanente da máquina (ψ_{pm}), resistência estatória (R_s), indutâncias (L_d, L_q), e o número de par de polos (Np). A partir do modelo de GSIM obtém-se as correntes, e então o torque eletromagnético desenvolvido pelo gerador, modelado pela Equação (2.28), que por sua vez impõem uma determinada rotação no eixo da turbina (ω_r).

Assim, ambos sistemas mecânico e elétrico apresentados na Figura 16, apresenta o comportamento do modelo matemático mecânico e elétrico da turbina eólica, sendo implementados conforme ilustra a Figura 18.

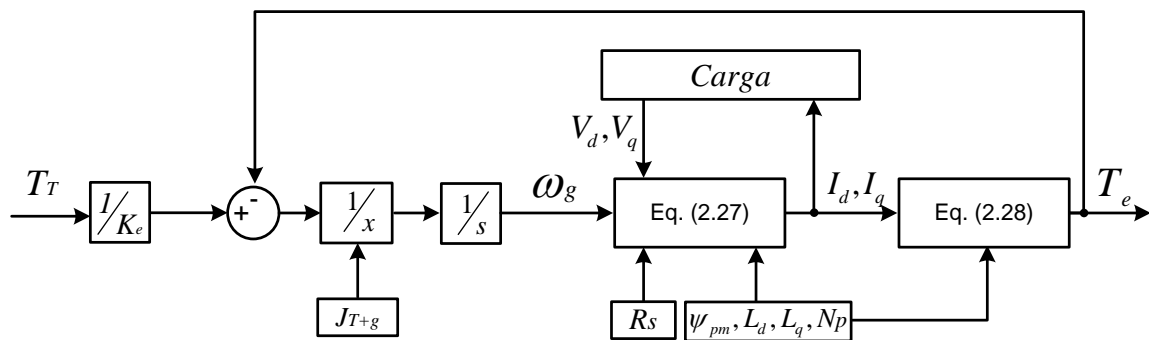


Figura 18 - Determinação da velocidade angular no eixo da turbina eólica.

A fim de se verificar a dinâmica dos modelos matemáticos apresentados, faz-se o emprego do simulador proposto para uma turbina eólica de eixo horizontal com potência nominal de 2,2 kW, cujas especificações são apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3 - Especificações para turbina simulada

Parâmetros da turbina	
Potência	2,2 kW
Veloc. nominal de vento	12 m/s
Veloc. de rotação no eixo do rotor	630 rpm (65,8 rad/s)
Diâmetro do rotor	2,46 m
Momento de Inércia	2,29 kgm ²
Altura da torre	6 m
Distância média da torre à pá	1,5 m
Diâmetro da torre	0,8 m
Coefficiente de cisalhamento	0,1

Os valores das constantes ($c_1...c_6$) para determinação de C_p são obtidos de acordo com a Tabela 1. O gerador empregado no simulador corresponde à máquina também empregada na estrutura laboratorial, cujos parâmetros são obtidos por meio de ensaios conforme apresentado em Aguiar *et al.* (2014), e na Tabela 4.

Tabela 4 - Parâmetros para GSIM

Parâmetros do gerador	
Potência	2,2 kW
Veloc. de rotação	1200 rpm (125,5 rad/s)
Número de pares de polos	3
Momento de Inércia	0,0084 kgm ²
Resistência estatórica (R_s)	1,455 Ω
Indutância de eixo direto e quadrático (L_d, L_q)	1,97 mH; 2,59 mH
Fluxo permanente (ψ_{pm})	0,205 Wb

A planta eólica simulada possui as seguintes características:

- Aerogerador de pequeno porte;
- Correspondente a classe de Mini-aerogeradores;
- Emprega um gerador síncrono a imã permanente;
- Opera em velocidade variável, mas não possui sistema de controle para extração de máxima potência;
- Sistema para limitação de máxima potência em estol passivo.
- O sistema apresenta uma caixa multiplicadora de velocidade, cuja relação é descrita por $K_e = 1200/630$;
- A inércia para a turbina é dada por $J_{pás} = 1,74 \cdot 10^{-7} 2200^{2,13} = 2,29 \text{kgm}^2$;
- Consideram-se o amortecimento e rigidez de conexão do eixo na turbina nulos;
- Uma carga resistiva equivalente a $7,4\Omega$ é empregada aos terminais do gerador, ligada em “ Δ ”.

Como se trata de um sistema que opera em velocidade variável mas sem controle para máxima extração de potência, apenas no ponto nominal correspondente a velocidade nominal do vento e rotacional do eixo da turbina o sistema fornecerá a máxima energia a carga. Assim, tem-se a análise para o sistema a partir deste ponto de operação, para 12 m/s de velocidade do vento. Também, a análise do comportamento do sistema eólico toma como base a operação em regime permanente. Assim, a fim de análise, destacam-se na sequência os demais pontos

de operação. Para a inicialização do sistema, nos primeiros 30 segundos faz-se uma imposição de torque ao eixo da turbina referente ao valor nominal de 17,5 Nm, obtendo-se a partir do Modelo Mecânico e Elétrico a velocidade ω_r . Decorrido este tempo tem-se a realimentação de ω_r ao Modelo Aerodinâmico. Aos 35 segundos tem-se uma variação em rampa negativa para uma velocidade do vento em 11 m/s, a Figura 19 descreve o comportamento aerodinâmico para a turbina simulada.

A variação na velocidade do vento resulta em uma queda da potência mecânica entregue ao gerador em torno de 25% (2,2 kW para 1,6 kW). O torque nominal da turbina corresponde a 33,3 Nm, quando visto pelo gerador é de 17,5 Nm, tal relação corresponde a constante K_e da caixa multiplicadora de velocidade. Com a variação de velocidade tem-se uma queda para o torque entregue ao eixo do gerador de 9,7 % (17,5 Nm para 15,8). Para a variação deste ponto de operação nota-se uma pequena variação em C_p , do valor de 0,434 para 0,431.

Para o comportamento da turbina em outros pontos de operação, faz-se sua análise para uma variação de vento em 10 m/s, o comportamento para o sistema eólico neste perfil pode ser visto na Figura 20.

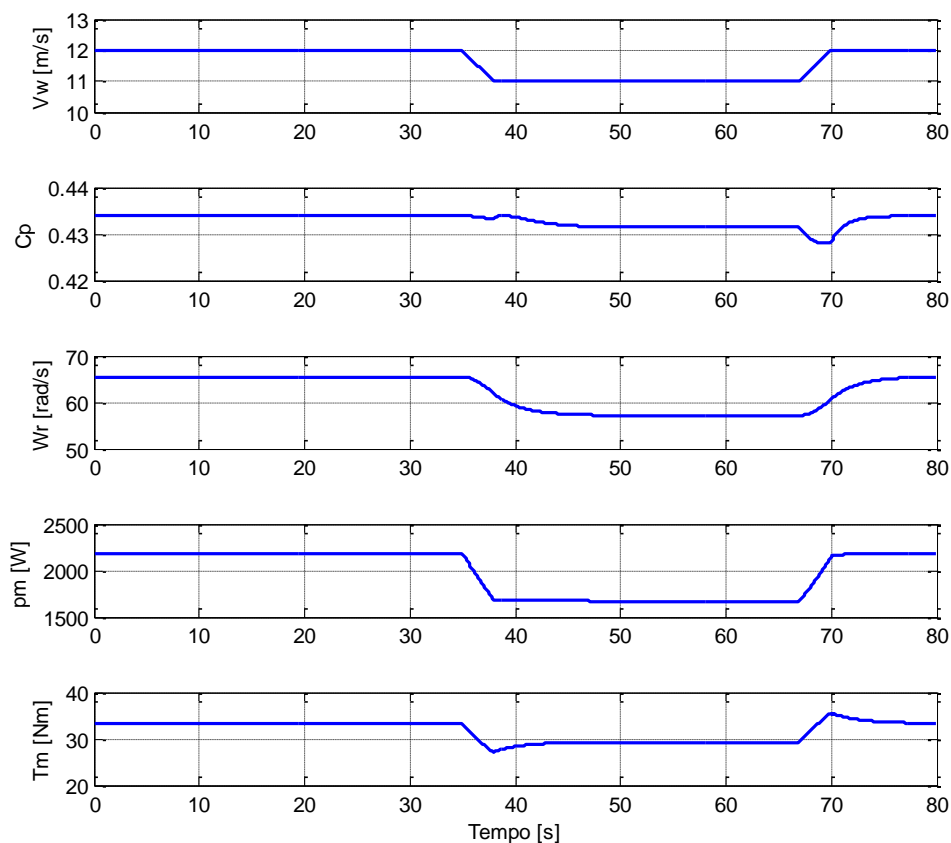


Figura 19 – Operação em resposta aerodinâmica para o aerogerador em velocidade do vento de 11 m/s.

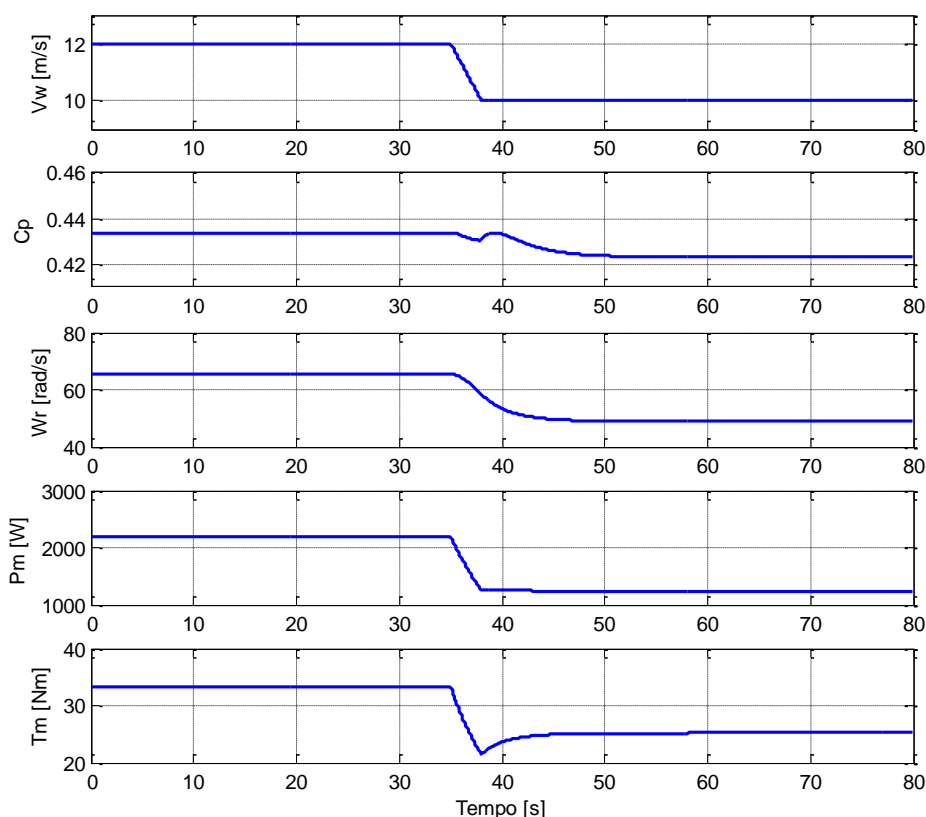


Figura 20 – Operação para turbina simulada em velocidade do vento em 10 m/s.

Como resumo, a Tabela 5 apresenta as grandezas aerodinâmicas referidas para o eixo da turbina e no gerador, do sistema simulado. O modelo de turbina simulada possui a curva de operação descrita na Figura 21. Os pontos em destaque correspondem aos pontos de operação simulados.

Tabela 5 - Pontos de operação para turbina simulada em Simulink®.

Vw (m/s)	Cp	Pot aerod. (W)	Tm-turb. (Nm)	Wr-turb. (rpm)	Tm-Ger. (Nm)	Wr-Ger. (rpm)
12	0,434	2200	33,3	630	17,5	1200
11	0,431	1669	30,02	545	15,8	1035
10	0,421	1220	24,9	478	13,1	934

A partir da dinâmica de Cp vista na Figura 21, nota-se que a máxima extração de potência para a turbina simulada, ocorre apenas para uma velocidade de vento de 12 m/s, o que caracteriza o comportamento de turbina eólica sem a atuação de controle para máxima extração de potência. Para se obter a máxima extração de potência em turbinas eólicas, aplica-se técnicas de controle denominadas MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), que se pode dar pelo controle da

velocidade do gerador, a fim de se obter um máximo valor de λ . Este objetivo é conseguido através do controle do conversor de potência do lado do gerador.

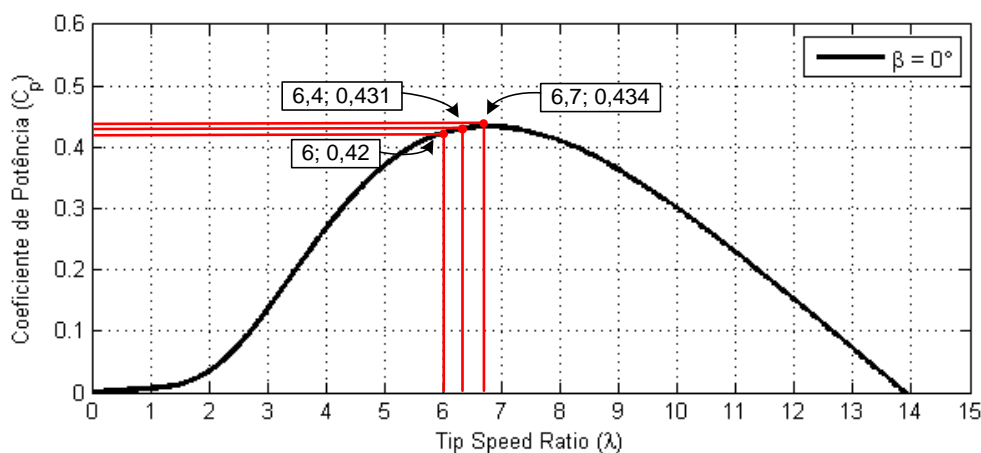


Figura 21 – Curva de operação para turbina eólica simulada.

De acordo com as especificações de turbina eólica apresentada na Tabela 4, pode-se simular o comportamento de uma turbina eólica, aplicando um algoritmo MPPT ao mesmo. A Figura 22 apresenta o aplicativo desenvolvido em ambiente Matlab/Simulink® a partir dos modelos aerodinâmico, mecânico e elétrico apresentados anteriormente.

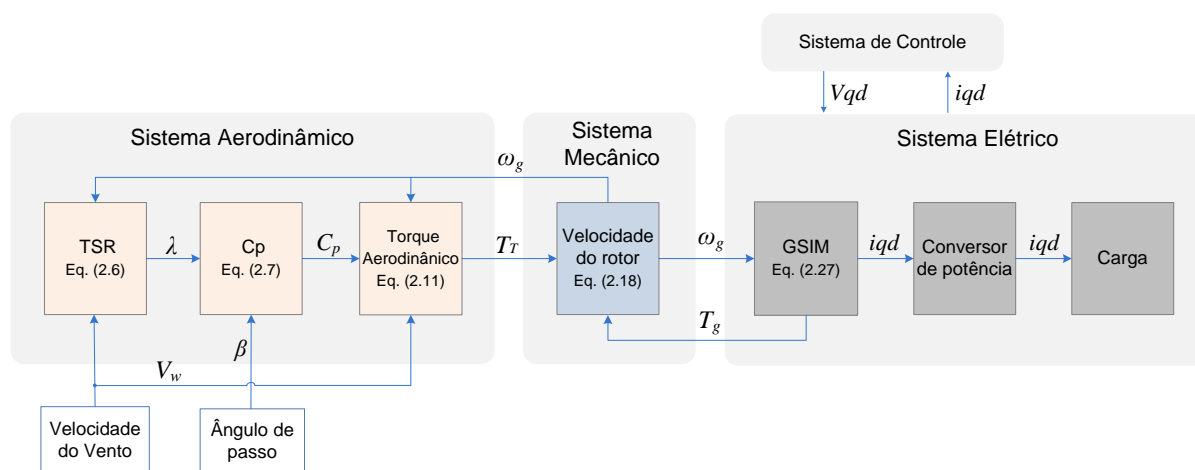


Figura 22 - Diagrama de blocos do modelo da turbina implementado no Matlab/Simulink®.

O controle de velocidade é utilizado para assegurar que a máquina siga as variações de velocidade do vento a um perfil pré-definido, para se obter um máximo valor de λ . Este objetivo é conseguido através do controle do conversor de potência do lado do gerador. O conversor em sistemas eólicos tem por finalidade ajustar a velocidade de rotação do gerador. O controle do conversor gera um fasor

de tensão, composto por V_d e V_q , presentes na Equação (2.26) que descreve o modelo elétrico, no Apêndice A. Assim, o conversor do lado da máquina opera como uma fonte de tensão.

De acordo com a Equação (2.26) nota-se que existe um acoplamento cruzado entre os eixos “d” e “q” para o sistema, dados pelos termos $\omega_e L_q i_q$ e $\omega_e L_d i_d$. Para tanto, uma estratégia de controle pode ser utilizada para compensar este acoplamento (Yin, *et al.*, 2007). Logo, duas novas entradas são definidas,

$$\begin{cases} u_d = \omega_e L_q i_q + V_d \\ u_q = -\omega_e L_d i_d - \omega_e \psi_{pm} + V_q \end{cases} \quad (2.29)$$

Com base nos modelos, têm-se dois circuitos de corrente, que utilizam controles do tipo Proporcional/Integral (PI), dados por PI_1 e PI_2. Os controladores utilizados possuem ganhos ajustados de acordo com as constantes de tempo do sistema. Na Figura 23 têm-se a malha de controle, com dois *loops*, o mais interno regula a corrente e o segundo, mais externo, controla a velocidade, sendo esse último mais rápido que o anterior, ou seja, com um menor tempo integral. Tal algoritmo caracteriza o MPPT, uma vez que determina o rastreamento para se obter uma máxima potência para um perfil de velocidade do vento, gerando-se um λ ótimo. No controlador de velocidade proposto, $\Delta\omega$ é a variação da velocidade angular elétrica, dada por

$$\Delta\omega = \omega_{eref} - \omega_e. \quad (2.28)$$

Em que ω_{eref} é obtido a partir do modelo da turbina (Yin, *et al.*, 2007). Para a turbina simulada, ω_{eref} é obtido a partir da velocidade do vento de acordo com

$$\omega_{eref} = \frac{V_w \cdot \lambda \cdot K_e \cdot Np}{R}. \quad (2.30)$$

Após o controlador, os dois sinais de tensão gerados V_d e V_q , são utilizados na entrada do modelo elétrico do GSIM dado na Equação (2.26).

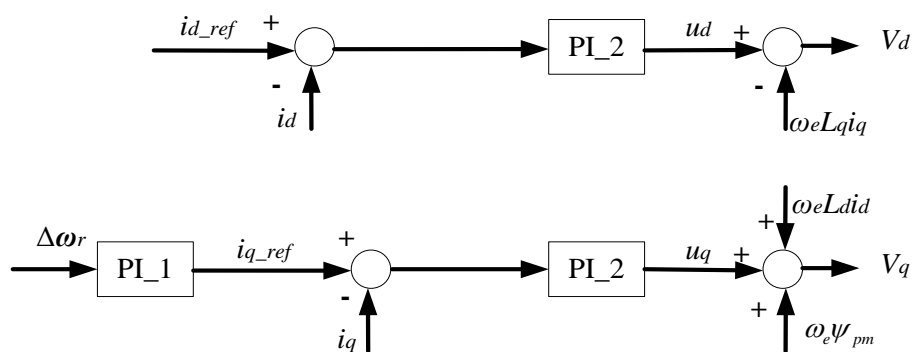


Figura 23 - Malha de Controle para o sistema com MPPT.
 Fonte: Adaptado de (Yin, et al., 2007)

A Figura 24 apresenta o comportamento aerodinâmico para a turbina eólica simulada anteriormente, só que com aplicação do controle para máxima extração de potência, MPPT. O comportamento de C_p permanece constante perante as variações de velocidade do vento, apenas para os instantes de transição nota-se alguma perturbação. Isto caracteriza o comportamento para λ ótimo, já que a velocidade no eixo da turbina ω_r é controlada de acordo com a variação da velocidade do vento V_w , a fim de se manter λ constante.

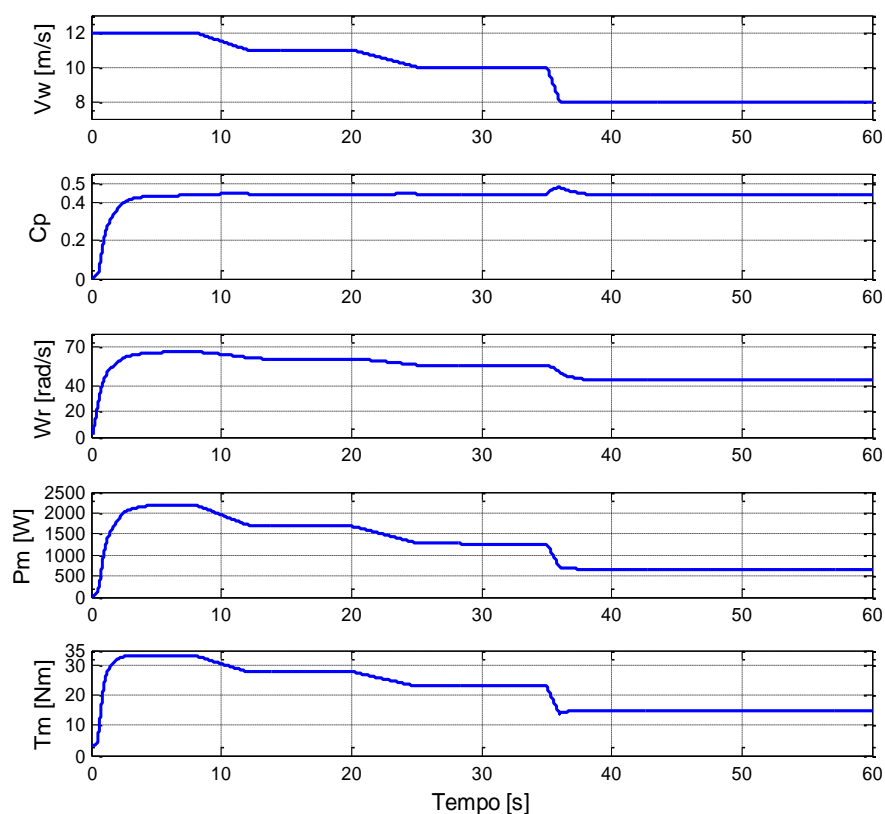


Figura 24 – Resposta para o modelo aerodinâmico da turbina eólica com técnica MPPT.

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo contemplou os aspectos fundamentais sobre o princípio de conversão de energia eólica em elétrica. Inicialmente apresentou uma revisão da literatura para os principais aspectos empregados na classificação de turbinas eólicas, destacando o cenário para geração distribuída, em que se dará a abordagem deste trabalho. Apresentou-se o modelo matemático para o sistema de conversão eólico-elétrico, destacando suas características aerodinâmicas, oscilatórias, mecânica e elétrica. Apesar de se reconhecer que as discussões e equações apresentadas sejam clássicas na área, sua demonstração é de muita importância para maior entendimento do comportamento do emulador pretendido. Em consonância com os objetivos propostos, a partir dos modelos matemáticos do sistema discutidos, apresentou-se uma ferramenta desenvolvida em ambiente computacional Simulink/Matlab®, capaz de simular o comportamento de uma turbina eólica em diferentes perfis de velocidade do vento, empregando um GSIM cujo modelo matemático corresponde ao gerador que se tem implementado em bancada para desenvolvimento do emulador. A carga acoplada aos terminais do GSIM é de $7,4 \Omega$, e juntos correspondem a implementação do modelo elétrico do sistema de conversão. No capítulo seguinte são descritos os procedimentos para a concepção da estrutura laboratorial.

3. PLATAFORMA DE EMULAÇÃO DE TURBINAS EÓLICAS

Considerando as análises teórica e numérica apresentadas no capítulo anterior, neste capítulo serão apresentados o projeto e a implementação de uma plataforma de emulação de turbinas eólicas. As etapas para desenvolvimento da plataforma de emulação são descritas na sequência:

- Descrição da plataforma computacional a partir dos modelos apresentados no capítulo 2;
- Implementação da plataforma computacional em ambiente LabVIEW®;
- Especificação da estrutura experimental;
- Implementação da estrutura experimental;
- Metodologia para conexão e o acionamento do conjunto para outro arranjo laboratorial.

3.1 DESCRIÇÃO DA PLATAFORMA COMPUTACIONAL

Considerando o modelo aerodinâmico, apresentado no Capítulo 2, pode-se desenvolver um aplicativo computacional para o sistema eólico a ser emulado em bancada, o ambiente escolhido para sua implementação foi o LabVIEW®. As variáveis de entrada para o ambiente computacional do emulador são:

- As especificações dadas pelo usuário - características de velocidade do vento, os parâmetros da turbina, os parâmetros do MIT, e as especificações de aquisição para os sinais de velocidade e torque;
- A velocidade de rotação no eixo da máquina (ω_r);
- O torque mecânico desenvolvido no eixo do conjunto motor-gerador (T_{med_c}).

A descrição para a plataforma computacional desenvolvida em ambiente LabVIEW®, pode ser apresentada em um fluxograma. Neste, é apresentado a sequência de ações realizadas para a obtenção do sinal de torque de referência (TR^*) para controle do MIT, conforme implementação das equações apresentadas no Capítulo 2. O fluxograma do sistema pode ser visto na Figura 25.

O primeiro passo é a inserção dos dados de entrada pelo usuário através da interface gráfica criada. Os dados são processados de acordo com o modelo matemático para turbina eólica. O torque mecânico disponível no eixo da turbina é dada pela Equação (2.10), a qual é função da potência e velocidade de rotação da turbina eólica.

A potência disponibilizada pela turbina eólica é dada pela Equação (2.9), sendo função do coeficiente de potência C_p dado pela Equação (2.7), que por sua vez depende de λ e do ângulo de passo β , esse extraído da Equação (2.6). Para determinar λ torna-se necessário o conhecimento da velocidade de rotação da turbina ω_r , obtida a partir da medição de velocidade do eixo do motor. Esta medição é obtida com o uso de um encoder, que fornece um sinal de tensão referente à velocidade mecânica no eixo do motor. Para o cálculo do torque desenvolvido pela turbina eólica, faz-se necessário referenciar a velocidade medida no eixo do motor para a faixa de operação da turbina eólica. Com a obtenção do torque disponibilizado no eixo da turbina eólica, faz-se necessário referenciá-lo ao valor nominal do motor de indução, este será o sinal de torque de referência enviado para o acionamento do motor.

Nas subseções seguintes são apresentadas as rotinas para implementação do perfil de vento no emulador e a relação de escala entre o sistema eólico simulado e o sistema emulado em bancada.

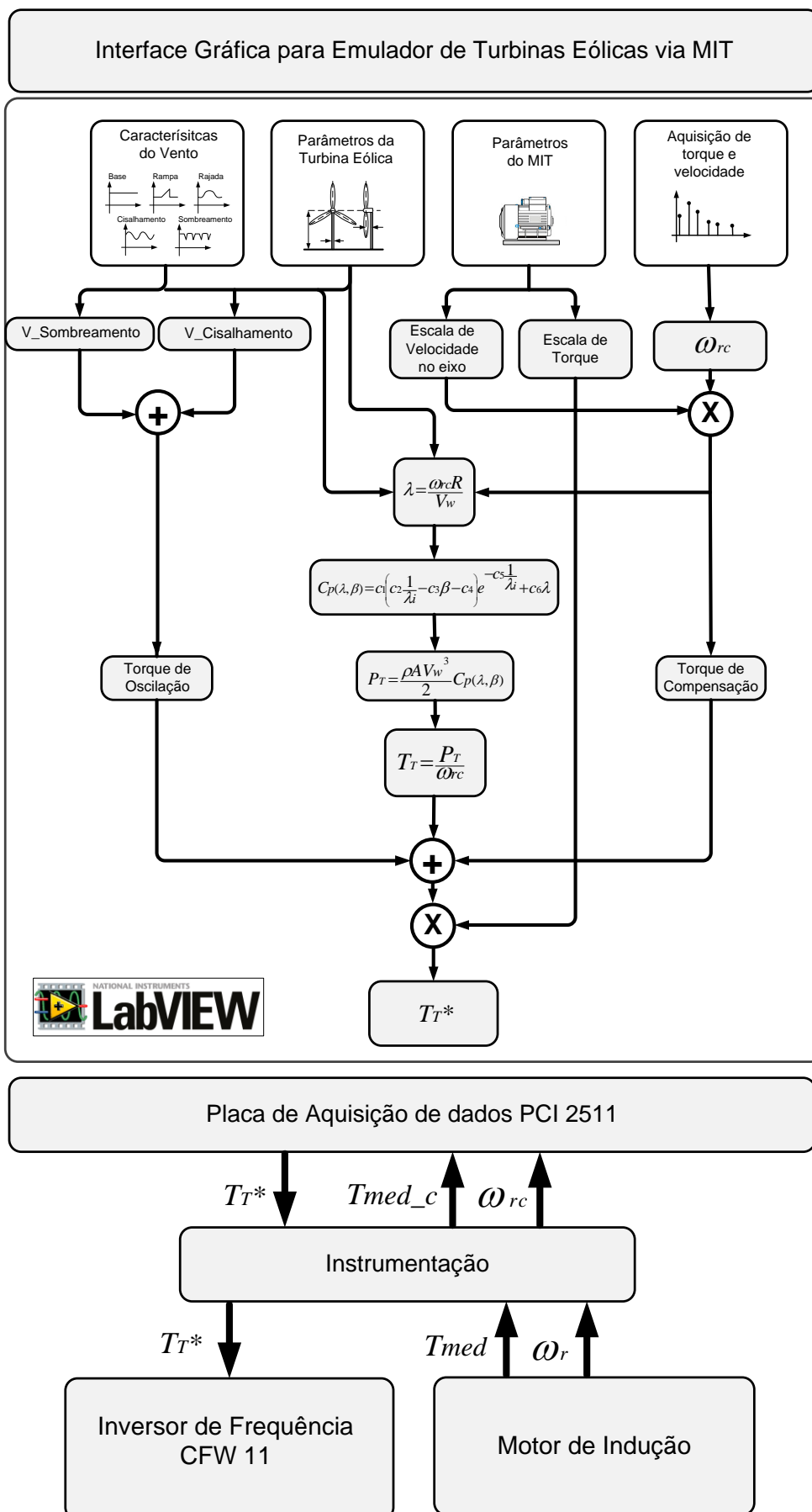


Figura 25 – Fluxograma de implementação de turbina eólica em plataforma LabVIEW®.

3.1.1. Rotina para Implementação de Velocidade do Vento

Para a emulação do sistema, tem-se as opções para execução em velocidade do vento base, com rajada, em rampa, com efeito de cisalhamento e sombreamento. A implementação para os efeitos aerodinâmicos seguem as Equações (2.13) e (2.14) da subsecção 2.2.2. A componente base é definida para uma velocidade de vento constante. As equações que modelam as demais especificações para o perfil de vento são dadas pelas Equações (3.1) e (3.2).

$$V_{rampa} = \begin{cases} 0 & t < t_{i_rampa} \\ v_{rampa} & t_{i_rampa} < t < t_{f_rampa} \\ 0 & t > t_{f_rampa} \end{cases}, \quad (3.1)$$

sendo, $v_{rampa} = K_{max} \left[1 - \frac{t - t_{f_rampa}}{t_{i_rampa} - t_{f_rampa}} \right]$, em que t refere-se ao tempo (s) da emulação, t_{i_rampa} o tempo de início da rampa (s), t_{f_rampa} é o tempo final da rampa (s), K_{max} o valor máximo da rampa (m/s).

$$V_{rajada} = \begin{cases} 0 & t < t_{i_raj} \\ v_{raj} & t_{i_raj} < t < (t_{i_raj} + T_{raj}) \\ 0 & t > t_{i_raj} + T_{raj} \end{cases}, \quad (3.2)$$

sendo, $v_{raj} = \frac{K_{max}}{2} \left[1 - \cos(2p) \left(\frac{t}{t_{i_raj}} - \frac{t_{i_raj}}{T_{raj}} \right) \right]$, em que t_{i_raj} é o tempo de início da rajada (s), T_{raj} é o tempo de duração (s) da rajada, e K_{max} o valor máximo (m/s).

As especificações de velocidade do vento são implementadas pelo usuário, definidas por meio da interface disponível na plataforma computacional.

3.1.2. Rotina de Implementação das Grandezas Aerodinâmicas da Turbina em Escala Reduzida

Com a obtenção das grandezas aerodinâmicas disponibilizadas no eixo da turbina, tais como torque e velocidade, faz-se necessário referenciá-las aos valores correspondentes do MIT, para que a dinâmica da turbina real seja referenciada à dinâmica do motor. Tal processo é denominado por mudança de escala. A mudança de escala referente ao sistema simulado e emulado é dado por um fator de escala para o torque (FEt) e outro para a velocidade no eixo da turbina (FEv). Para o modelo de turbina, inicialmente implementada na ferramenta de simulação desenvolvida, cujos parâmetros são dados na Tabela 3, tem-se sua descrição apresentada na Figura 26.

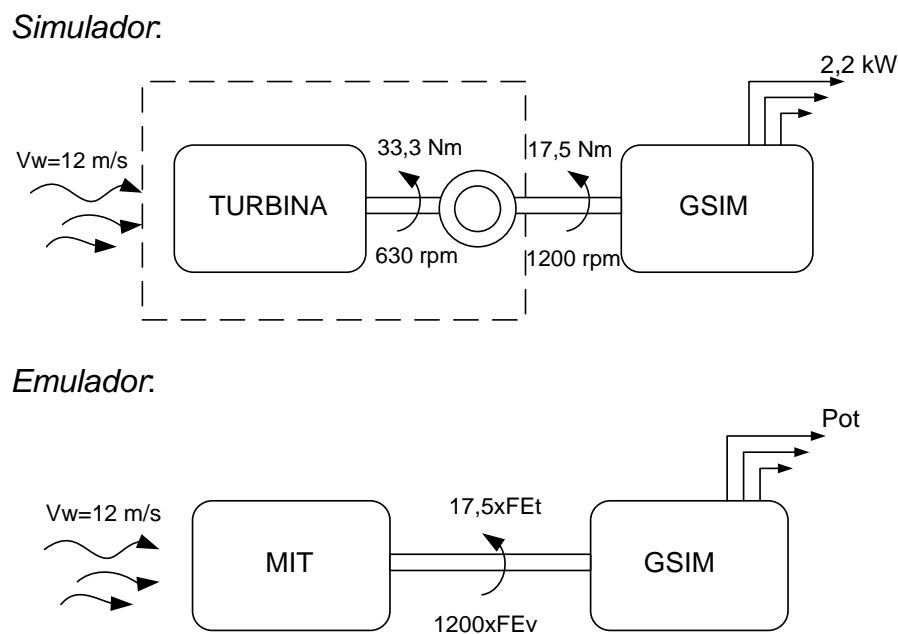


Figura 26 – Diagrama para mudança de escala entre o sistema simulado e emulado.

O fator de escala para a representação do sistema real no emulador é dado de acordo com as especificações do motor empregado em bancada, uma vez que este deve obedecer o limite de seus parâmetros nominais. Assim,

$$FEt = T_r^* \times \frac{T_{MIT}}{T_{nT}}, \quad (3.3)$$

$$FEv = \omega_r \times \frac{\omega_{nT}}{\omega_{MIT}}. \quad (3.4)$$

em que,

- T_T^* - é o torque de referência calculado em ambiente computacional, de acordo com o modelo da turbina que se deseja emular,
- T_{MIT} - é o torque máximo empregado ao MIT,
- T_{nT} - corresponde ao torque nominal da turbina,
- ω_r - corresponde a velocidade medida no eixo do motor,
- ω_{nT} - é a velocidade de rotação nominal da turbina,
- ω_{MIT} - é a velocidade máxima de rotação para o motor.

O torque máximo a ser obtido no eixo do motor dependerá da dinâmica imposta pelo gerador e carga acoplada aos seus terminais. A determinação para o valor de carga aplicado ao gerador, se deu pelo ensaio do sistema na ferramenta computacional desenvolvida em Simulink®.

3.1.3. Implementação para o Projeto de *Software*

No Painel frontal do Labview® tem-se a tela de interface com o usuário, apresentada na Figura 27 e Figura 28. A mesma é constituída por duas telas: a tela denominada “Especificações”, responsável pela inserção dos parâmetros da planta eólica a ser emulada; a segunda tela “Sinais Gerados - Potência - Torque” tem como objetivo apresentar graficamente em tempo real as características dinâmicas emuladas.

Especificações **Sinais Gerados - Potência - Torque**

Emulador de Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal - Via MIT

Tempo de Simulação [s]

0

START **ON**

Característica da Turbina

Raio Pás [m]	1,23	Gear Box	1,9
Altura Torre [m]	6	Raio Torre [m]	0,4
Densid. ar [kg/m ³]	1,225	Dist. pas-torre [m]	1,5
Vel. nominal Turb [rpm]	630	Cot. Cisalhamento	0,1
Pot. Nominal [w]	2200	Inér. Turb. [kg.m ²]	2,29
Veloc. Nom. Vento [m/s]	12	C3	0,4
C1	0,22	C4	5
C2	118	C5	13,5

Apoio:



Desenvolvido por:
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Campus Pato Branco

Característica do Vento

Vento Base **ON** Veloc. Max. [m/s] 12

Rajada **OFF**

Veloc. Rj. Max. [m/s] 1 Tempo inicial [s] 140 Tempo final [s] 40

Rampa **OFF**

Veloc. Rm. Max. [m/s] 1 Tempo inicial [s] 50 Tempo final [s] 60

Cisalhamento **OFF** Sombreamento **OFF**

Board Name: PCI-2511

Características da Aquisição

VELOCIDADE: Canal 2 Período de aq. [ms] 100 Range +-10

TORQUE: Canal 1 Período de aq. [ms] 100 Range +-10

Característica do Motor

Veloc. Nom. Motor [rpm] 860 Inér. Motor [kg.m²] 33,3



Torq. Nom. Motor [Nm] 0,0058

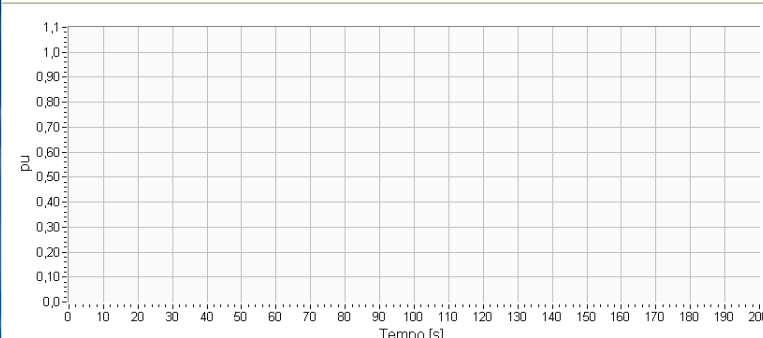


Figura 27 – Tela de apresentação para o emulador - Especificações.

Especificações **Sinais Gerados - Potência - Torque**

Grandezas Aerodinâmicas

Reset  Executando 



Y-axis: pu (0,0 to 1,1)
X-axis: Tempo [s] (0 to 200)

Pu

0 0,00 0 0





Base

0 Vento Base [m/s]
0,00 Âng. de Passo Base
0 Cp
0 Potência Base [w]



SELEÇÃO GRÁFICA

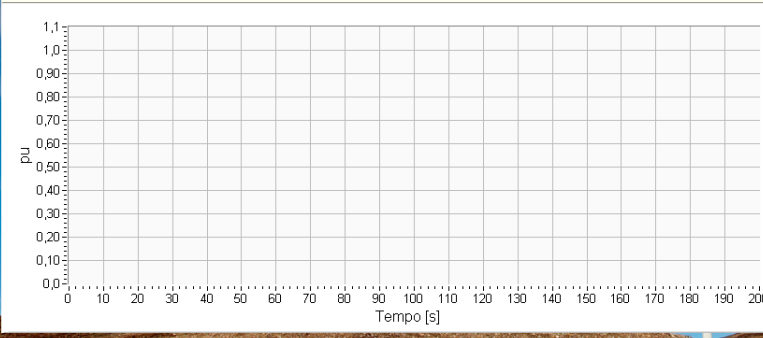
Veloc. do Vento [m/s]
 Âng. de Passo (beta)
 Cp
 Pot. Aerodinâmica [W]

Legenda

Veloc. Vento [pu] 
Âng. de passo 
Cp 
Pot. Aerod. [pu] 

Grandezas Mecânicas

Reset  



Y-axis: pu (0,0 to 1,1)
X-axis: Tempo [s] (0 to 200)

Pu

0 0,00 0,00

Base

0 Torq. Nom. Turb [Nm]
0 Torq. Nominal Emulador [Nm]
0 Veloc. Emulador [rpm]

SELEÇÃO GRÁFICA

Torq. Turbina [Nm]
 Torq. Emulador [Nm]
 Veloc. do Eixo [rpm]

Legenda




Torq. Nom. Turb. [pu] 
Torq. Emulador [pu] 
Veloc. Emulador [pu] 

Figura 28 – Tela de apresentação para o emulador – Sinais Gerados - Potência e Torque.

A tela de Especificações é composta pelos parâmetros de entrada do modelo aerodinâmico da turbina a ser emulado, os dados definidos pelo usuário são:

- Tempo de Simulação: Apresenta em segundos o tempo real decorrido no processo de emulação;
- Características do Vento: Determina a velocidade do perfil de vento incidente na turbina, sendo empregado no cálculo de potência aerodinâmica disponibilizada pela turbina. Define-se pelas componentes: base, rajada, rampa, cisalhamento e sombreamento;
- Características da Turbina: Insere os parâmetros da turbina eólica a ser emulada;
- Características do Motor: Insere os parâmetros do motor utilizado na estrutura laboratorial em substituição à turbina eólica;
- Características de Aquisição: Define-se a parametrização das portas analógicas utilizadas na PCI 2511, para os sinais de velocidade e torque medidos para o arranjo motor-gerador.

Para a tela de Sinais Gerados tem-se a visualização das Grandezas Aerodinâmicas e Grandezas Mecânicas do sistema. Para melhor visualização, as grandezas são apresentadas em valores por unidade, com seus respectivos valores base definidos pelo usuário na tela de Especificações. Estes valores são visualizados a direita do gráfico, e de acordo com a seleção gráfica define-se quais são vistos na tela. De acordo com a legenda é possível identificar quais variáveis estão sendo mostradas.

Para o gráfico das grandezas aerodinâmicas tem-se a visualização para: Velocidade do Vento, Ângulo de passo, C_p e Potência Aerodinâmica. O gráfico para as grandezas mecânicas apresenta:

- Torque da Turbina: Torque da turbina calculado de acordo com o modelo especificado pelo usuário, sendo este o torque de referência para o controle do motor em bancada;
- Torque do Emulador: Torque medido no eixo do conjunto motor-gerador;
- Velocidade do Eixo: Corresponde a velocidade medida no eixo do conjunto motor-gerador, sendo esta a variável de entrada para o modelo aerodinâmico da turbina.

A partir das grandezas da turbina eólica serem referenciadas ao conjunto motor-gerador, se estabelece critérios para o projeto do sistema de acionamento do arranjo laboratorial. Para isto, faz-se a abordagem dos equipamentos empregados, disponíveis em laboratório.

3.2 SISTEMA DE ACIONAMENTO PARA A PLATAFORMA DE EMULAÇÃO DE TURBINAS EÓLICAS

O emulador desenvolvido neste trabalho emprega um Motor de Indução Trifásico (MIT) controlado, a fim de representar em seu eixo a dinâmica da relação torque x velocidade similar ao de uma turbina real, por meio de um controle de torque sobre seu eixo. Dentro deste foco, a presente seção norteia a estratégia adotada para representação de uma planta eólica em um sistema de emulação, descrevendo as etapas de desenvolvimento da estrutura física. A Figura 29 apresenta o diagrama de projeto do emulador para uma turbina eólica com controle de torque, empregado neste trabalho.

A bancada experimental apresenta as seguintes etapas de desenvolvimento:

- Inicialmente, a partir das especificações dadas pelo usuário, tem-se a implementação do código em VIs no *software* LabVIEW®, sendo o torque aerodinâmico desenvolvido pelo aerogerador calculado de acordo com a velocidade de rotação da máquina ω_r em certo perfil de vento. Essa primeira etapa fornece o sinal de referência de torque T_T^* , condicionado na etapa de instrumentação da bancada.

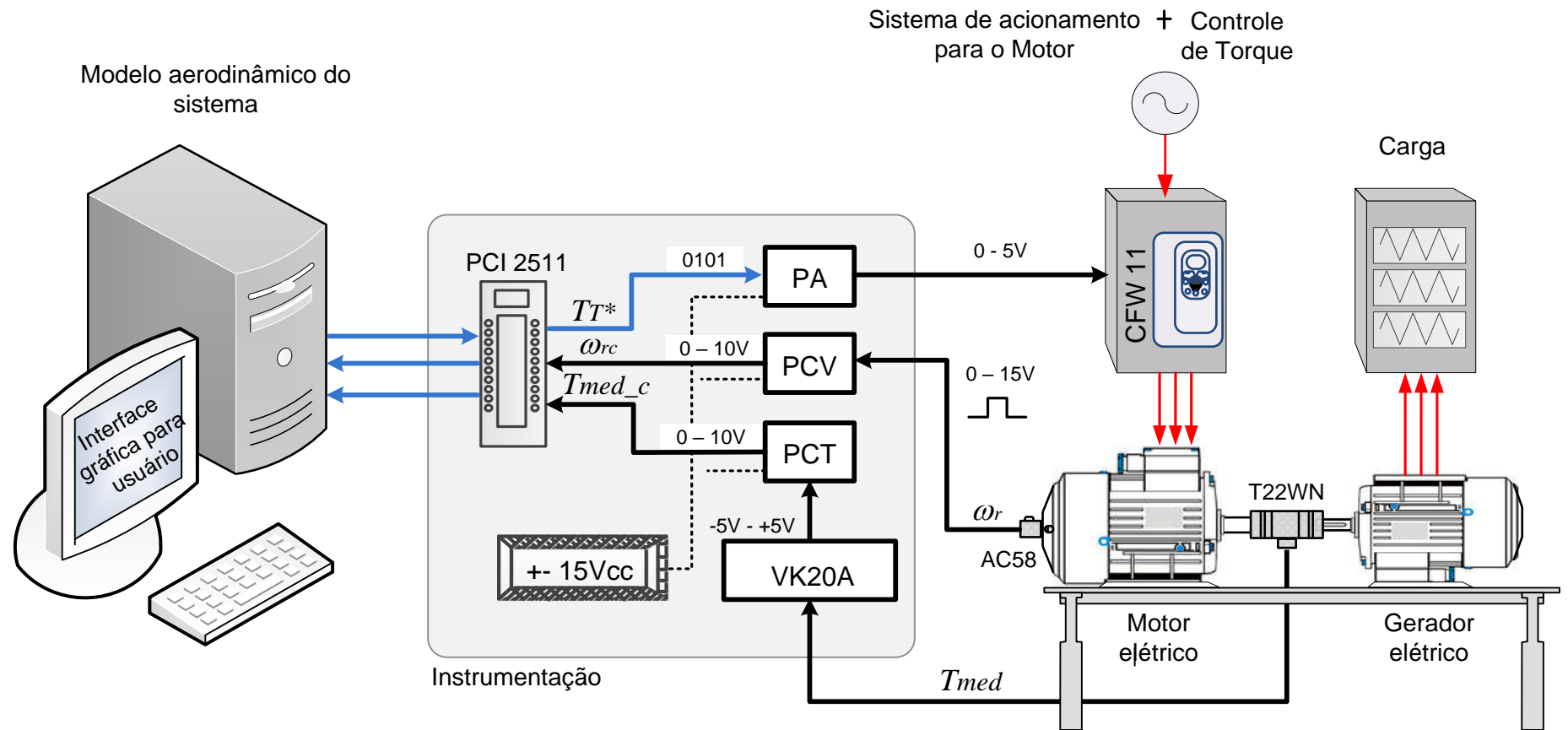


Figura 29 - Diagrama de projeto para emulador da turbina eólica em bancada experimental.

- A interface *hardware-software* é realizada pela PCI 2511, placa de aquisição e geração de sinais. O sinal de torque de referência T_T^* é implementado numa das portas de saída digital da PCI 2511, sendo condicionado por um conversor D/A de 8 bits implementado em PA (Placa de Acionamento), o sinal analógico obtido está num intervalo de tensão de 0 a 5 V, responsável pelo acionamento do inversor vetorial trifásico CFW11.
- Após sua conversão em sinal analógico (0 a 5V), o mesmo é enviado a um dos canais de entrada analógica do inversor vetorial trifásico CFW11. O inversor trifásico possui seu acionamento parametrizado para controle vetorial de torque no MIT. Pela programação do inversor, o sinal de referência de tensão atua limitando a máxima corrente de torque, para que o mesmo produza o torque desejado em seu eixo. Então, é acionado o motor a partir do torque calculado em tempo real no programa de simulação.
- Assim, é implementado o acionamento do motor acoplado a um GSIM, bem como o sensoriamento de torque e velocidade no eixo das respectivas máquinas. O gerador fornece energia elétrica a uma carga resistiva conectada a saída de seus terminais. O torque mecânico desenvolvido no eixo das máquinas é medido por meio de um transdutor de torque T22WN, já a velocidade no eixo do conjunto motor-gerador é medida com a utilização de um encoder do tipo absoluto AC58.
- Os sinais de velocidade e torque obtidos, são condicionados e enviados para a placa de *interface* PCI 2511. O condicionamento do sinal de torque é implementado por uma placa de junção VK20A, na qual obtém-se a leitura de sinal de torque referente a um nível de tensão, após este valor é condicionado em PCT (Placa de Condicionamento de Torque). O sinal de velocidade obtido a partir do encoder é condicionado em PCV (Placa de Condicionamento de Velocidade). As placas PA, PCV, PCT são alimentadas por meio de uma fonte de tensão, a implementação dos circuitos elétricos para as placas de instrumentação são apresentados nos Apêndices C, D e E.

3.2.1. Descrição do Sistema de Acionamento

Para o desenvolvimento da plataforma destacam-se o uso dos seguintes equipamentos:

a) Placa de aquisição de sinais PCI 2511.

A placa de aquisição de dados utilizada em laboratório é a PCI 2511 fabricada pela Measurement Computing®. A placa PCI 2511 pode ser também utilizada no controle de processos, automação industrial e em laboratórios, além de ser usada na aquisição e exportação de dados digitais. Suas principais características são:

- 16 canais de entrada analógicas, numa faixa de +-10 V, e taxa de amostragem máxima de 1 MHz;
- 2 canais digitais I/O de 8 bits cada, numa faixa de nível alto em +2 a +5 V, nível baixo em 0 a 0,8 V, com máxima taxa de amostragem em 12 MHz;
- 4 contadores, numa frequência máxima de 20 MHz, com faixa de -5 V a 10 V;

b) Placa de Acionamento - PA.

PA refere-se a implementação de um conversor D/A com resolução de 8 bits, correspondente a um dos canais digitais de saída da PCI 2511, o nível de tensão de saída está num intervalo de 0 a 5 V, o qual corresponde ao sinal de entrada no canal analógico do inversor CFW11. O circuito elétrico de PA pode ser visto no Apêndice C.

c) Placa de Condicionamento de Velocidade - PCV.

Para a leitura da velocidade desenvolvida pelo motor em bancada, é empregado um encoder absoluto Hengstler AC58 de 12 bits em código *gray* com alimentação de 15 V. Para a implementação de PCV é escolhido um dos 12 bits pulsantes do encoder, após este sinal é implementado em um circuito divisor de tensão para um nível de até 5 V, e então aplicado a um conversor D/A, em que a frequência do sinal pulsante do bit do encoder corresponde a um nível de tensão analógico, após ser filtrado, este é amplificado em uma faixa de tensão de 0 a 10 V, e enviado para uma das entradas analógicas da PCI 2511. O circuito elétrico de PCV pode ser visto no Apêndice D.

d) Caixa de junção VK20A.

A caixa de junção de modelo VK20A é utilizada para a conexão do transdutor de torque T22WN, cujas especificações são:

- Tensão de alimentação em 30 V;
- Tensão de saída referente ao torque medido para faixa de +-5 V.

Para o transdutor de torque, tem-se um fundo de escala correspondente a 100 Nm, assim tem-se 0,05 V/Nm.

e) Placa de Condicionamento de Torque - PCT.

A PCT se dá a partir de um filtro Butterworth de 2º ordem, e de um circuito de amplificação de ganho 10, uma vez que o sinal de torque proveniente da caixa de junção VK20A é de baixa amplitude e ruidoso. O circuito elétrico para tal placa pode ser obtido no Apêndice E.

A Figura 30 apresenta a implementação para as placas de circuito impresso supracitadas, utilizadas na instrumentação do arranjo laboratorial.

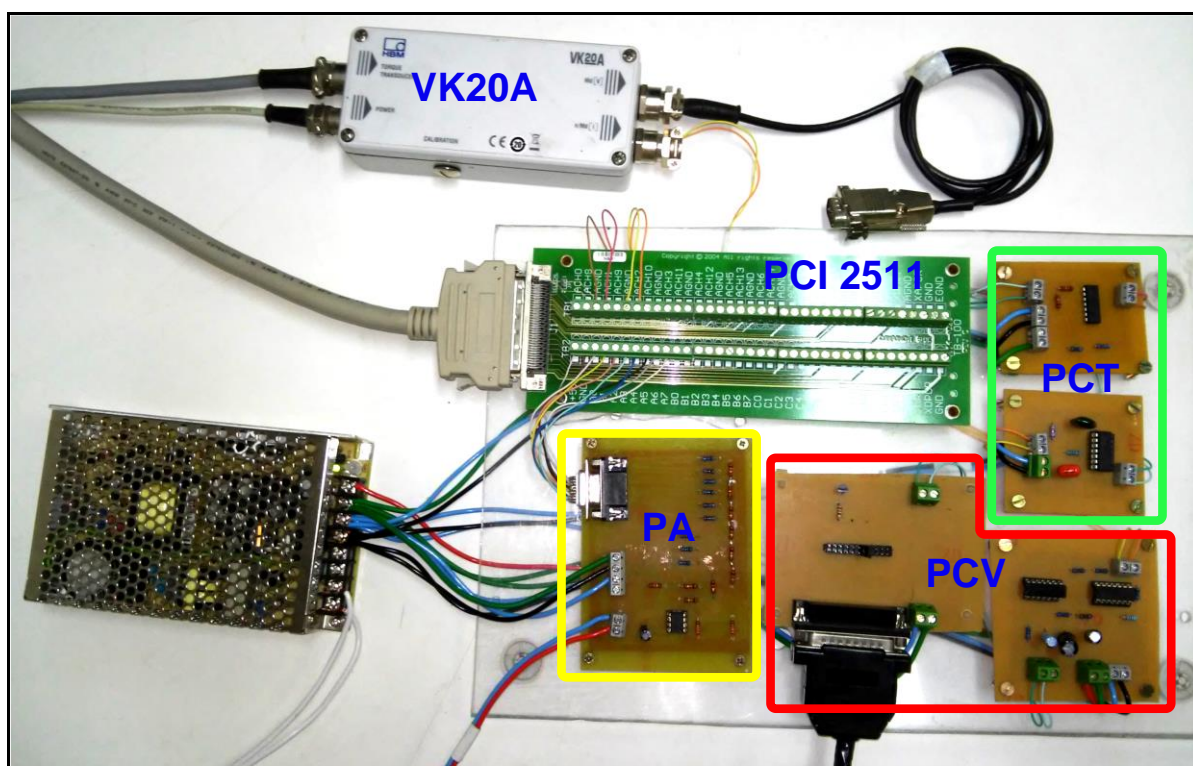


Figura 30 – Aquisição e condicionamento para velocidade e torque implementado em bancada.

f) Transdutor de torque T22WN.

Um torquímetro para monitoramento do sinal de torque mecânico desenvolvido no eixo das máquinas usado possui as especificações dadas a seguir:

- Torque nominal de 100 Nm;
- Sinal de torque fornecido em duas saídas analógicas, em nível de tensão para ± 5 V e corrente em ± 10 a 8 mA, por meio da caixa de junção VK20A;
- Margem de erro na medição de 3%.

O transdutor é acoplado ao eixo do conjunto de máquinas elétricas MIT-GSIM.

g) Inversor trifásico de frequência.

A operação do inversor através do computador via placa PCI 2511 se dá em modo remoto, e o controle de torque é implementado a partir do modo de controle vetorial *sensorless* programado no mesmo. Suas especificações são apresentadas como se segue:

- Faixa de controle de torque: 20 % a 180 % do nominal do motor;
- Precisão: ± 10 % do torque nominal do motor;
- Frequência mínima de operação: 3 Hz;
- Na partida o valor de torque de referência deve ser maior que 30 % do nominal do motor. Após a partida, e com o motor girando acima de 3 Hz, esse pode ser reduzido para valores abaixo de 30 %, se necessário;
- Tensão nominal: 380/480 V;
- Frequência nominal: 50/60 Hz;

h) Encoder absoluto AC58.

O encoder responsável em fazer a leitura de velocidade no eixo do conjunto motor-gerador é da marca Hengstler modelo AC58, com 12 bits de resolução, implementado a partir de código *gray*, com tensão de alimentação de 10-30 V.

i) Motor de indução trifásico.

Os dados nominais para o MIT empregado são:

- Tensão nominal: 220/380 V;
- Corrente nominal: 12,7/7,34 A;
- Velocidade nominal: 860 rpm – 8 polos;

- Potência nominal: 3 kW – 4 cv;
- Torque nominal: 33,3 Nm;
- Rendimento: 85,1%;

j) Gerador síncrono a imã permanente.

Os dados nominais para o gerador empregado são dado por:

- Tensão nominal: 220/380 V;
- Corrente nominal: 9,72/5,63 A;
- Velocidade nominal: 1200 rpm – 6 polos;
- Potência nominal: 2,2 kW – 3 cv;
- Torque nominal: 17,5 Nm;
- Rendimento: 91,0%;

A Figura 31 apresenta a estrutura para o conjunto motor-gerador acionado por inversor CFW11 implementado em bancada.

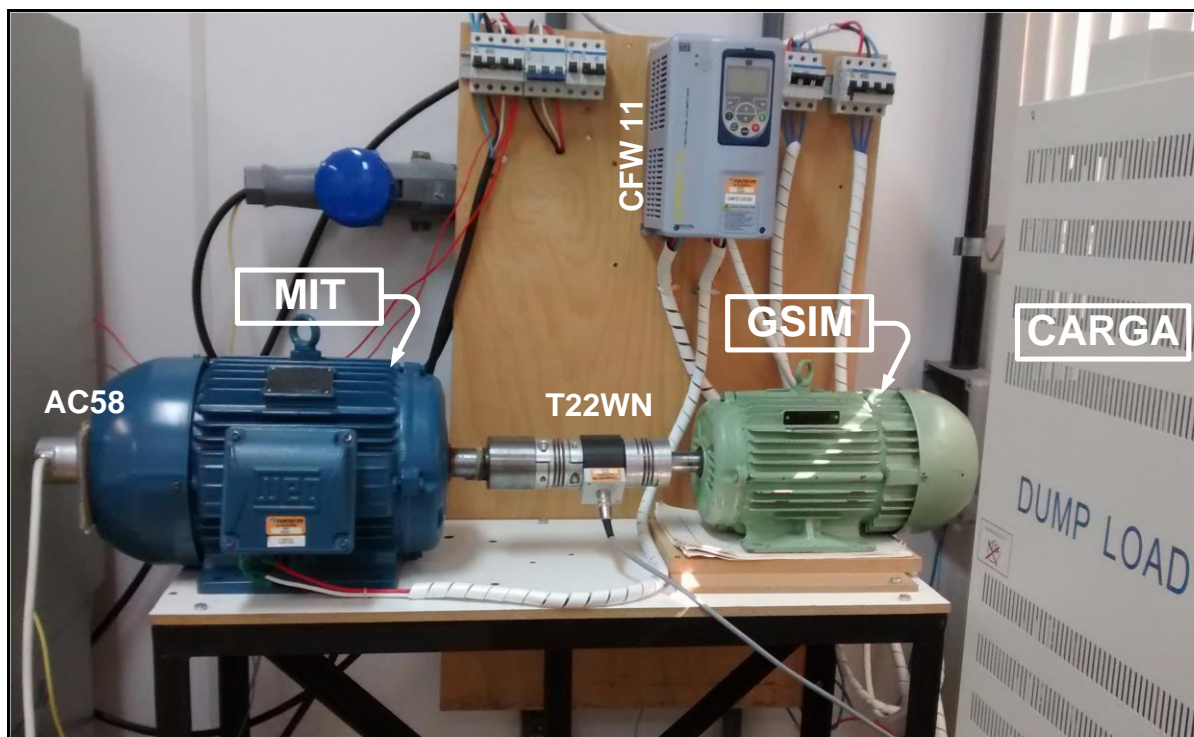


Figura 31 – Conjunto motor-gerador acionado por inversor CFW 11.

A estrutura laboratorial completa montada para a realização de testes e estudos de conversão de energia eólica é apresentada na Figura 32.

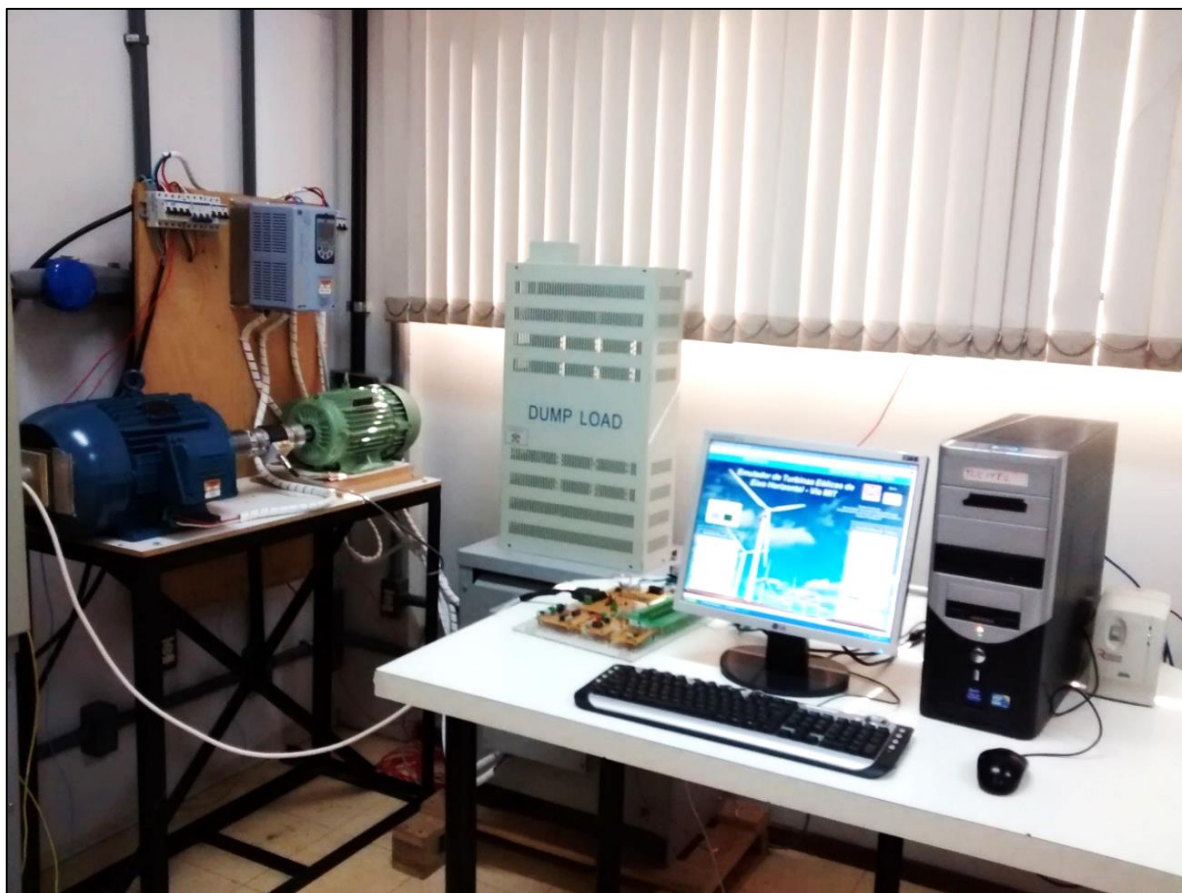


Figura 32 – Estrutura experimental para emular um sistema de conversão de energia eólica.

3.2.2. Sistema de Acionamento a partir de inversor CFW11

O emulador desenvolvido possui o modo de controle de torque implementado a partir do inversor vetorial trifásico CFW11, responsável pelo acionamento do motor de indução. O motor é acionado de tal maneira que produza um torque mecânico no eixo do gerador semelhante ao produzido pela turbina eólica. O sinal de torque de referência é calculado pelo *software* LabVIEW®, e disponibilizado pela PCI 2511 na forma de sinal analógico de tensão. O CFW11 recebe este sinal e por meio de sua parametrização realiza o acionamento do MIT.

O controle de torque em uma máquina de indução, pode ser implementado de diversas formas, sendo geralmente obtido por meio do controle por campo orientado (*Field Oriented Control - FOC*) ou controle vetorial. Neste, busca-se

o desacoplamento das componentes da corrente estatórica que produzem o fluxo e o torque do motor, permitindo o controle independente destas variáveis, de forma análoga ao motor CC com excitação independente (XAVIER, 2012).

O modelo matemático para o motor de indução pode ser visto no Apêndice B. Neste, é possível obter a equação para o torque mecânico no eixo do motor de indução, determinado pela relação de fluxo direto no rotor (λ_{dr}) e corrente de eixo em quadratura do estator (I_{qs}). A Equação (3.5) expressa o torque mecânico no eixo do motor de indução,

$$T_{mec} = \frac{3}{2} \frac{P}{2} \left(\frac{L_m}{L_r} \lambda_{dr} i_{qs} \right). \quad (3.5)$$

O controle vetorial empregado para programação do CFW11 é do tipo *sensorless*, e a informação da velocidade, bem como a das correntes medidas pelo inversor, são utilizadas para obter a correta orientação dos vetores. No controle vetorial do tipo *sensorless* existe um algoritmo que estima a velocidade do motor, baseado nas correntes e tensões de saída. O controle vetorial mede as correntes de fase i_v e i_w do motor, separa os componentes da parcela direta e de quadratura e transforma estas variáveis para um referencial síncrono. O controle do motor é feito impondo-se as correntes desejadas e comparando-as com os valores reais. O diagrama de controle é apresentado na Figura 33.

A corrente direta i_d está relacionada ao fluxo eletromagnético no motor, enquanto que a corrente de quadratura i_q está diretamente relacionada ao torque eletromagnético produzido no eixo do motor. Quando o vetor i_d está alinhado com o fluxo do motor, pode-se dizer que o controle vetorial está orientado. Para tanto, é necessário que os parâmetros do motor estejam corretamente ajustados. Estes parâmetros podem ser programados com os dados de placa do motor ou obtidos pela função *Auto-Ajuste* do inversor, na qual faz-se uma estimativa dos parâmetros por meio de ensaio na máquina (WEG, 2008). A sequência de ações realizadas para parametrização do CFW11 é apresentado no Apêndice F.

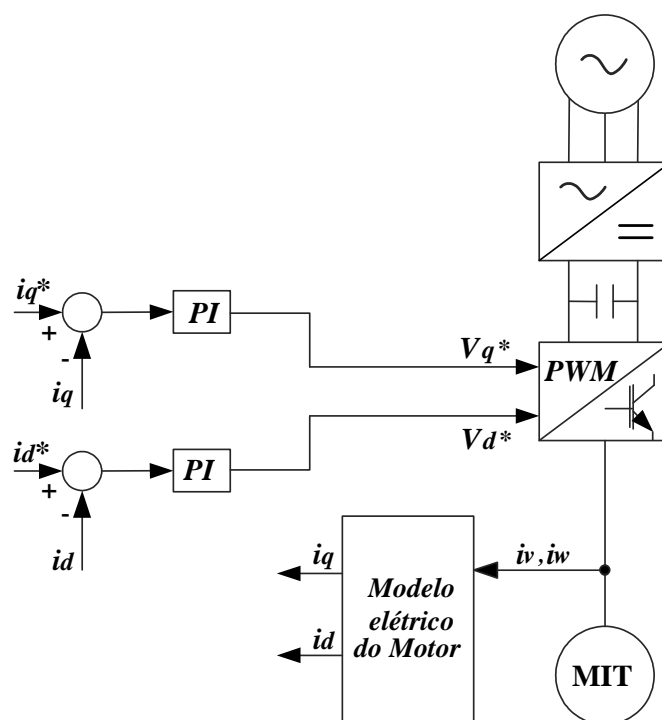


Figura 33 – Diagrama de blocos para o controle vetorial *sensorless* do CFW11.

Para a aplicação em bancada, o MIT é acoplado ao eixo de um GSIM, o qual possui em seus terminais uma carga conectada. Esta, é conectada na configuração “ Δ ”, de valor nominal 8Ω e potência nominal de 2500 W, a fim de se obter um torque resistente ao imposto pelo MIT, deste modo obtém-se o modelo mecânico para o sistema modelado.

Para o controle do MIT no arranjo laboratorial desenvolvido, foi utilizado um inversor de frequência com controle vetorial comercial CFW11. Porém, vale ressaltar que esta alternativa poderá ser realizada por meio de outras abordagens, como o uso de demais microcontroladores e sistemas de acionamento projetados em laboratório, podendo dar maior versatilidade à faixa de operação para a turbina emulada.

3.2.3. Sistema de Acionamento com DSP-TMS320F28069

A estratégia adotada para representação de uma planta eólica em um sistema de emulação, pode ainda ser abordada por meio de outras concepções.

Nesta subseção será apresentada outra alternativa para controle e acionamento de um MIT em modo torque, a fim de se emular uma turbina eólica. A Figura 34 apresenta o diagrama de acionamento e controle do MIT.

O sistema de acionamento é composto basicamente de um módulo retificador CA/CC, um barramento CC com um filtro indutivo capacitivo, um inversor CC/CA baseado em IGBT's comandados através de uma modulação PWM, em que as correntes I_a , I_b e I_c são as correntes de fase que alimentam o motor. O módulo de controle é baseado em um processador da família Piccolo TMS320F28069 da Texas Instruments®. Neste, as correntes são transformadas para se obter I_{ds} e I_{qs} de modo que o fluxo possa ser estimado ($\hat{\lambda}_{dr}$), e o torque de referência para o motor possa ser empregado. A partir destas variáveis, e com a velocidade de referência, os controlador PI's, geram as tensões V_{ds} e V_{qs} , que por sua vez são utilizadas para a geração do PWM. As transformações abc/dq e dq/abc dependem do ângulo θ_s para fazer as operações algébricas. Com um estimador para o escorregamento (ω_{sl}) do MIT e das variáveis indicadas na Figura 34, o ângulo θ_s é determinado.

O torque de referência T_e^* a ser imposto ao motor é determinado a partir do modelo da turbina eólica implementada no ambiente computacional em LabVIEW®. Assim, a partir da equação referente ao cálculo de torque para o motor, tem-se a determinação da corrente de referência I_q^* para a ação de controle do PI. A estrutura física para a implementação deste acionamento visando a emulação de uma turbina eólica é dada na Figura 35.

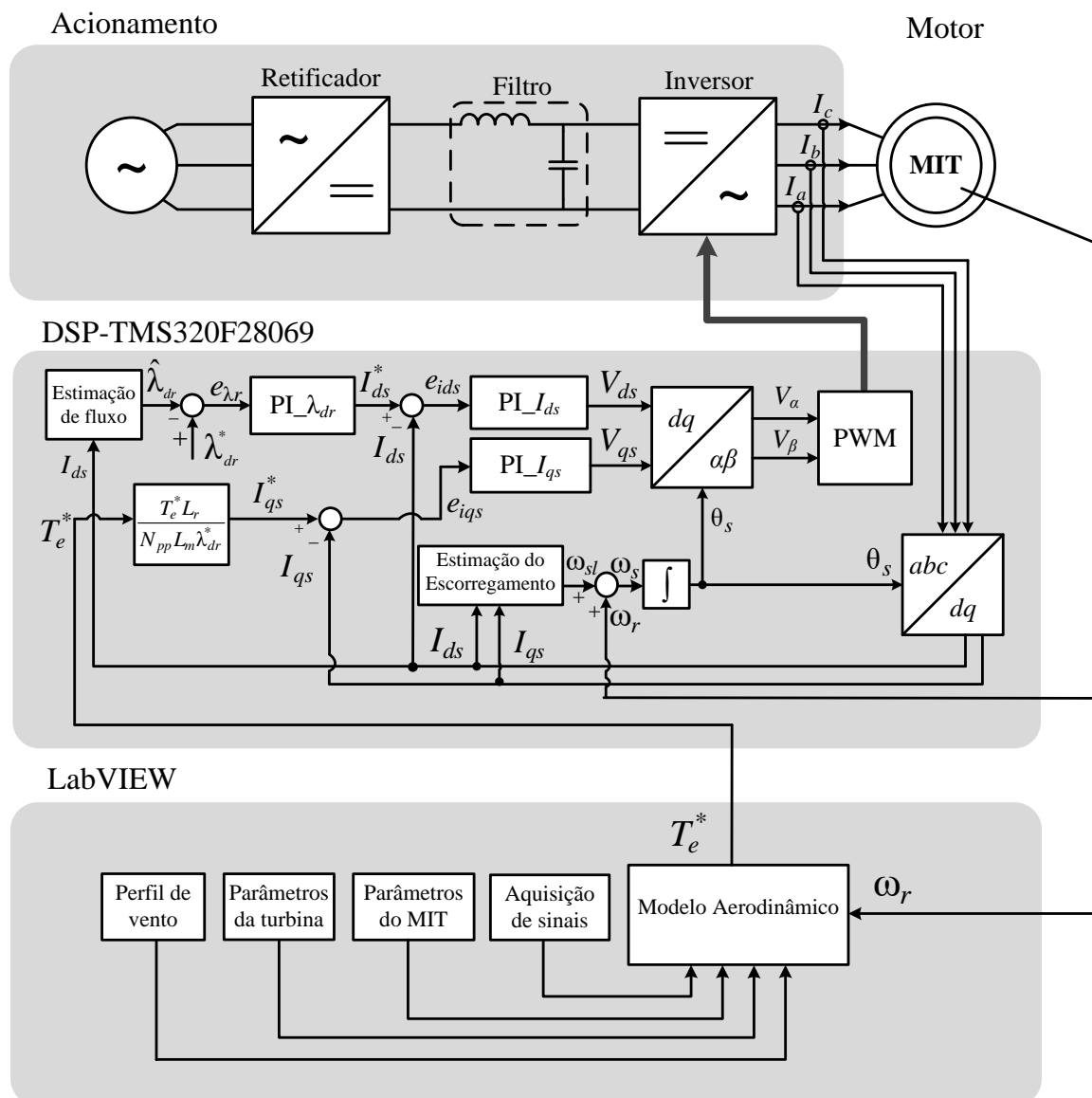


Figura 34 – Diagrama de acionamento e controle para arranjo laboratorial em modo torque.

As especificações para o motor de indução e o gerador síncrono a imã permanente (GSIM) empregado para o sistema em bancada são: potência 3 kW, 4 polos, e tensão nominal 220/380 V, velocidade de rotação nominal de 1715 rpm para o motor e 1800 rpm para o gerador.

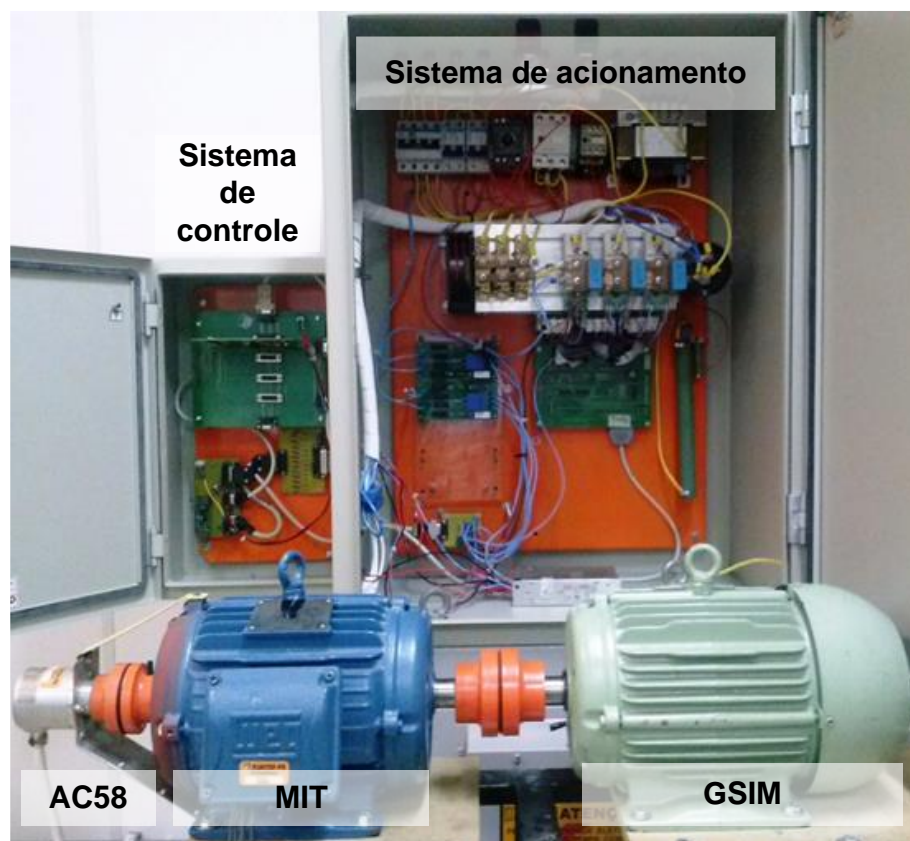


Figura 35 – Arranjo laboratorial para acionamento em modo torque no motor.

Deste modo, a plataforma computacional do sistema de emulação para geração eólica desenvolvido e descrito na seção 3.1, pode vir a ser implementado na estrutura apresentada da Figura 35. Bastando apenas as devidas parametrizações do sistema eólico a ser emulado, realizadas em plataforma computacional LabVIEW®.

3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo contemplou a concepção física para elaboração do arranjo laboratorial, responsável em reproduzir em escala reduzida a dinâmica de uma planta eólica. Inicialmente, apresentou-se as etapas empregadas para o desenvolvimento do arranjo, de modo a nortear a execução do trabalho.

A elaboração do sistema parte da concepção da plataforma computacional, responsável pelo monitoramento do sistema, e geração do sinal de referência de torque para o controle do sistema. O ambiente computacional

implementa o modelo aerodinâmico da planta eólica a ser estudado, conforme demonstrado no capítulo 2.

Para a obtenção do modelo mecânico e elétrico do sistema de geração eólico, foi descrito os elementos empregados no arranjo de modo a se obter a dinâmica semelhante de uma turbina eólica. O modelo mecânico do sistema se dá pela conexão do conjunto motor-gerador na estrutura laboratorial, deste modo obtém-se a dinâmica de velocidade no eixo das máquinas, sendo está realimentada ao ambiente computacional. A velocidade de rotação é uma das variáveis de entrada para o modelo aerodinâmico, empregada na determinação de TSR (λ) do sistema. Já o modelo elétrico para planta eólica é implementada a partir do GSIM e uma carga fixa aos seus terminais.

Como ponto de destaque, apresentou-se a estratégia adotada para o controle da relação torque por velocidade do MIT, fazendo com que o mesmo seja capaz de reproduzir as características mecânicas de uma planta eólica, a partir de um inversor trifásico comercial. Ainda, apresentou-se outra alternativa para a concepção de um sistema de emulação para geração eólica a partir um arranjo laboratorial com acionamento do MIT por meio de um DSP TMS320F28069.

4. RESULTADOS EXPERIMENTAIS PARA EMULADOR

Este capítulo tem por objetivo apresentar os resultados obtidos para emulação no arranjo laboratorial proposto, de uma turbina eólica analisada no capítulo 2 utilizando o *software* de simulação Simulink/Matlab®. Tal ferramenta será utilizada para efeitos de validação do arranjo proposto, tendo em vista os pontos de operação para a turbina eólica utilizada como modelo de estudo.

Inicialmente é realizada uma verificação para o campo de atuação do emulador, sujeito as condições do motor de indução e carga acoplada em seu eixo. Na sequência, apresentam-se dois cenários para análise de desempenho do emulador. Desta forma, o capítulo encontra-se centrado na avaliação da estrutura laboratorial desenvolvida, possibilitando analisar o desempenho de uma planta eólica, operando de forma isolada, quando da ocorrência de variações da velocidade do vento.

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A turbina utilizada como referência para emulação neste trabalho foi previamente simulada, cujos parâmetros são apresentados na Tabela 1. Além disso, vale ressaltar que os arranjos laboratoriais desenvolvidos, com suas limitações físicas restringem o campo de aplicabilidade para execução da curva de operação da turbina eólica, voltando-se para a avaliação do desempenho de unidades eólicas quanto ao seu desempenho em regime permanente, para alguns dos pontos de operação de acordo com a dinâmica de velocidade no eixo do motor, e condições de vento abaixo da extração de potência nominal.

Em ambos arranjos o torque máximo a ser emulado no eixo do motor corresponde a uma carga no valor de 16,6 Nm, sendo este o torque máximo disponível no eixo do GSIM. Os sistemas em bancada não emulam as condições de MPPT para a turbina eólica, uma vez que o controle do GSIM não faz parte do escopo deste trabalho. Para o desenvolvimento das simulações laboratoriais, adotaram-se dois cenários distintos, definidos como se segue:

- Cenário 01: A emulação do sistema real se dá para distintos valores da curva de operação da turbina eólica, de acordo com diferentes perfis de velocidade do vento. Assim, pode-se avaliar as respostas obtidas da estrutura no que se refere as grandezas mecânicas e elétricas em diversos pontos, de acordo com o modelo proposto.
- Cenário 02: Neste cenário, faz-se a avaliação das turbulências causadas pelo vento, como rajadas e rampas de vento.

4.2 CENÁRIO 01: ATUAÇÃO PARA A CURVA DE OPERAÇÃO DA TURBINA

4.2.1. Emulador com sistema de acionamento CFW11

Inicialmente, para o primeiro cenário o sistema para emulação fica sujeito apenas as condições aerodinâmicas da velocidade do vento, o emulador é acionado após 20 segundos, uma vez que para a configuração em controle de torque no CFW11, a máquina deve partir com valor inicial acima de 30% de seu torque nominal, ou seja acima de 10 Nm, sendo que após seu acionamento, o valor do torque controlado pode chegar até o mínimo de 20% do nominal, ou seja, um limite inferior de 6,7 Nm.

O arranjo atua em malha aberta, a fim de se estabelecer uma leitura constante da velocidade no eixo da máquina, a fim de se avaliar a resposta do arranjo em regime permanente. Na sequência, o sistema é operado em malha fechada com a implementação da dinâmica de velocidade no eixo do emulador para o modelo da turbina em ambiente computacional, já feita em escala reduzida. Os pontos de operação analisados correspondem para velocidades do vento de 10, 11 e 12 m/s.

A Figura 36 apresenta o comportamento da planta eólica frente a mudança do ponto de operação de 12 m/s para 11 m/s de velocidade do vento, aos 43 segundos de execução do emulador. A mudança é realizada aplicando-se um degrau na velocidade do vento de 1 m/s. Através da análise da Figura 36, nota-se

uma dinâmica de 20 segundos até a turbina atingir um novo ponto de operação estável.

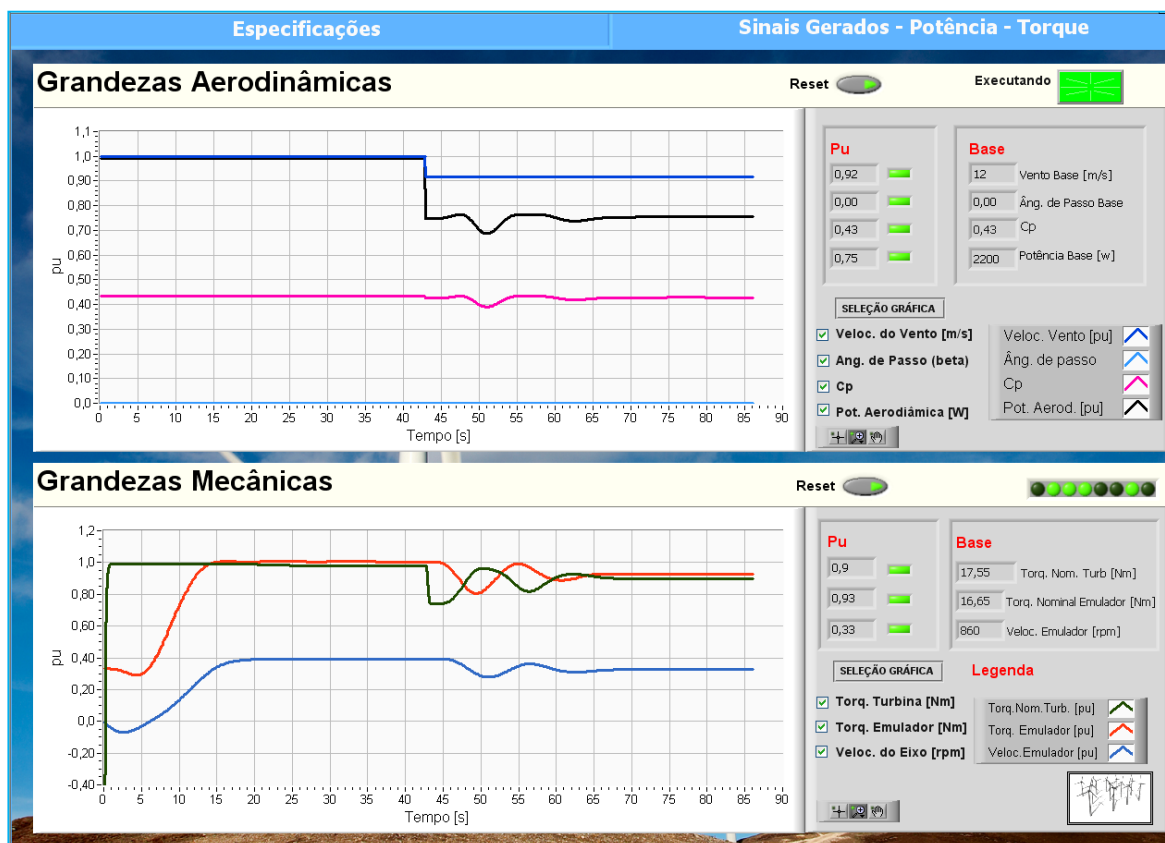


Figura 36 – Operação da turbina eólica com variação de velocidade do vento 12-11 m/s.

O sistema de monitoramento apresenta as variáveis aerodinâmicas para a turbina eólica, e as variáveis mecânicas medidas no eixo do conjunto motor-gerador a partir de uma referência de torque mecânico. As grandezas mecânicas de torque e velocidade, apresentadas na plataforma computacional pelas curvas em vermelho e azul respectivamente, apresentam o comportamento dinâmico no eixo de GSIM. O valor para o torque desenvolvido no eixo de GSIM é de 0,9 pu, enquanto que para a turbina é de 0,93 pu, tal fato pode ser justificado devido a erros na medição realizados pelo sensor de torque, por meio de vibrações mecânicas presentes no eixo das máquinas, e pela própria curva de incerteza do equipamento.

Perante as variações de torque e velocidade presentes no eixo das máquinas, para um degrau de velocidade do vento no sistema emulado, quando em analogia ao sistema real, tem-se uma diferença inercial entre os sistemas. Tal efeito pode ser atenuado pela montagem de volantes de inércia no eixo das máquinas, a

desvantagem se encontra no fato de ser necessário um novo volante de inércia para cada turbina que se queira emular. A Figura 37 apresenta a tensão e corrente por fase nos terminais de GSIM, dada a variação do torque mecânico disponível em seu eixo.

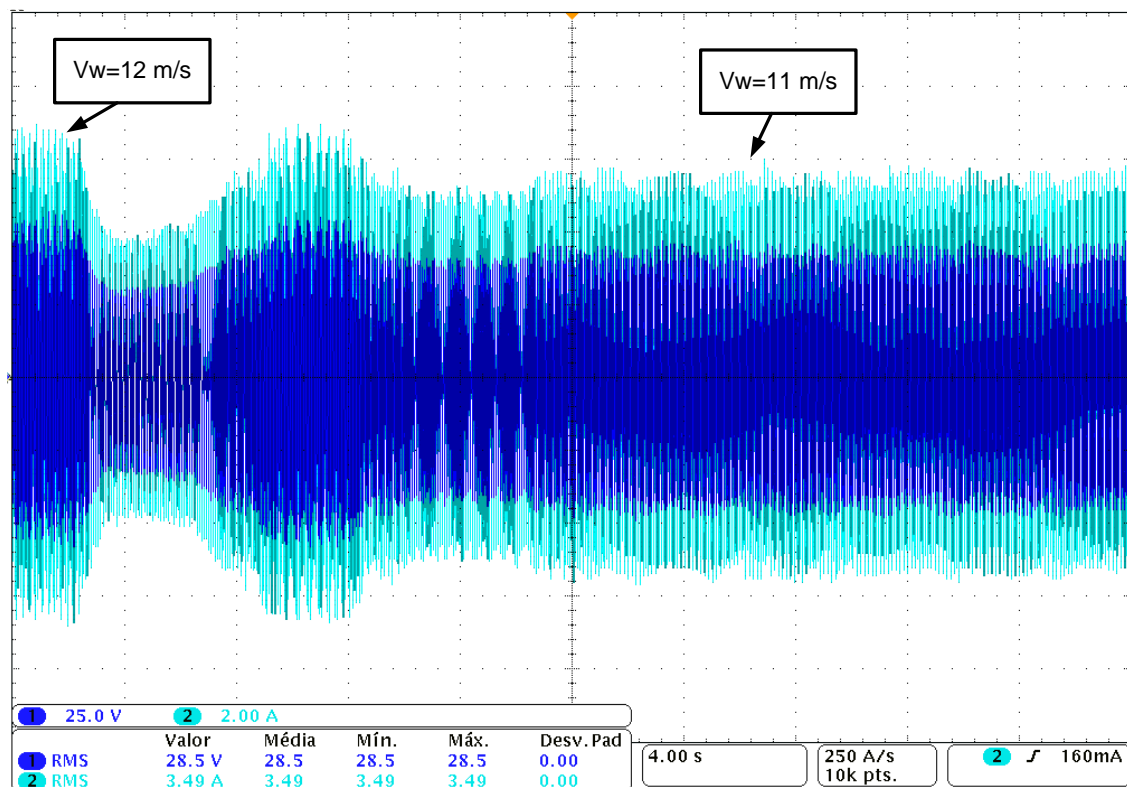


Figura 37 – Tensão e corrente de fase para os terminais de GSIM.

O torque mecânico medido no eixo do conjunto MIT-GSIM para a turbina eólica emulada, encontra-se correlacionado com os níveis que seriam disponibilizados em um sistema real. A dinâmica no eixo do conjunto MIT-GSIM descreve a mudança de escala realizada no sistema. O motor de indução possui operação máxima em 50% de sua capacidade de torque nominal. Para o sistema, isto corresponde a uma velocidade de rotação no eixo do motor de indução máxima de 344 rpm, de acordo com o GSIM e carga implementada. Assim, o fator de escala correspondente ao sistema eólico para o arranjo laboratorial desenvolvido é dado por

$$\begin{cases} FEt = T_T * \times \frac{16,6}{17,5} \\ FEv = \omega r \times \frac{630}{344} \end{cases} \quad (4.1)$$

A dinâmica do sistema emulado para variação da velocidade do vento de 11 m/s para 12 m/s é apresentada na Figura 38, e na Figura 39 tem-se a dinâmica para tensão e corrente elétrica nos terminais do GSIM.

Comparando-se os dois perfis traçados para os torque, constata-se que as grandezas escalonadas do sistema real para o emulado conservam seus comportamentos ao longo do período de estudo, mesmo na variação positiva em degrau da velocidade do vento. A título de exemplificação, valores de torque reais da ordem de 17,5 Nm em campo, se apresentam no arranjo laboratorial em torno de 16,6 Nm para um perfil de vento de 12 m/s, e da ordem de 15,7 Nm em campo para 14,9 Nm em bancada, para um perfil de vento de 11 m/s. Esta correlação entre as grandezas de campo e laboratoriais se repete para os demais casos de ponto de operação do sistema.

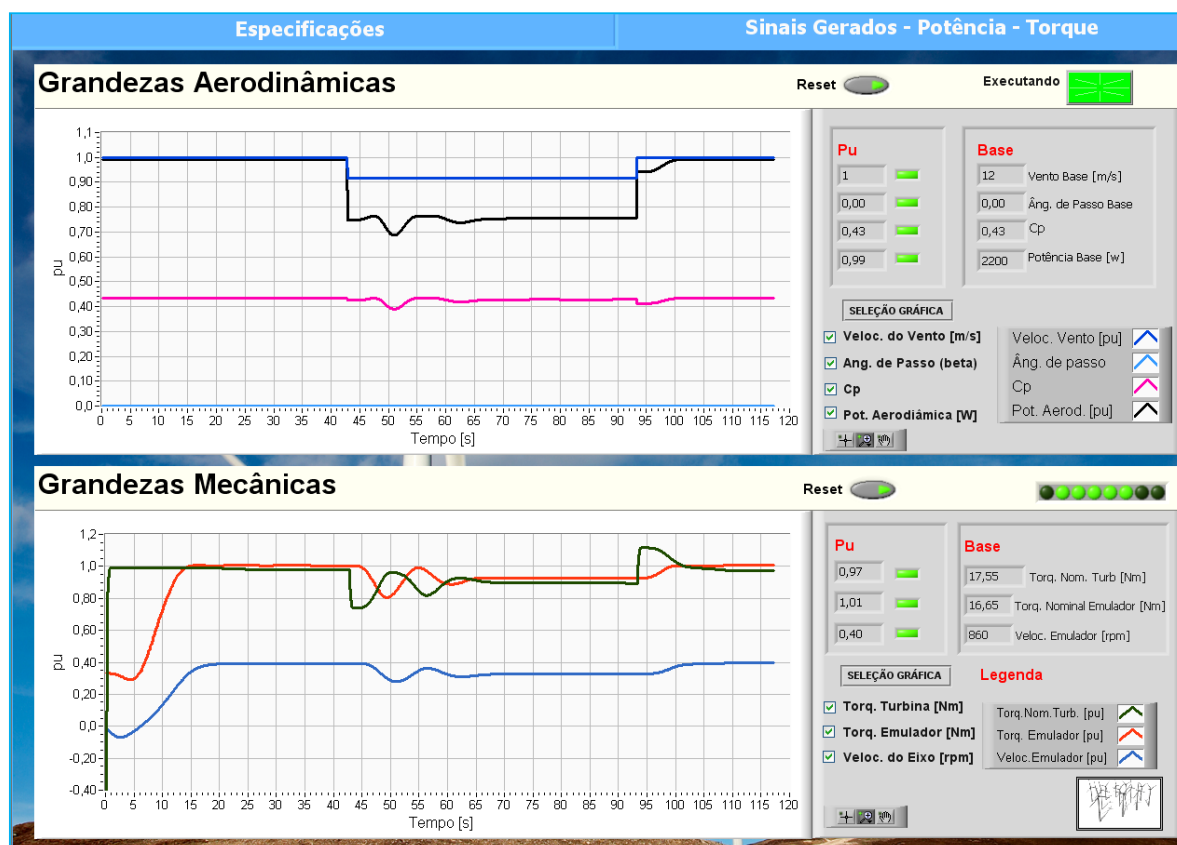


Figura 38 – Operação da turbina eólica com variação de velocidade do vento 11-12 m/s.

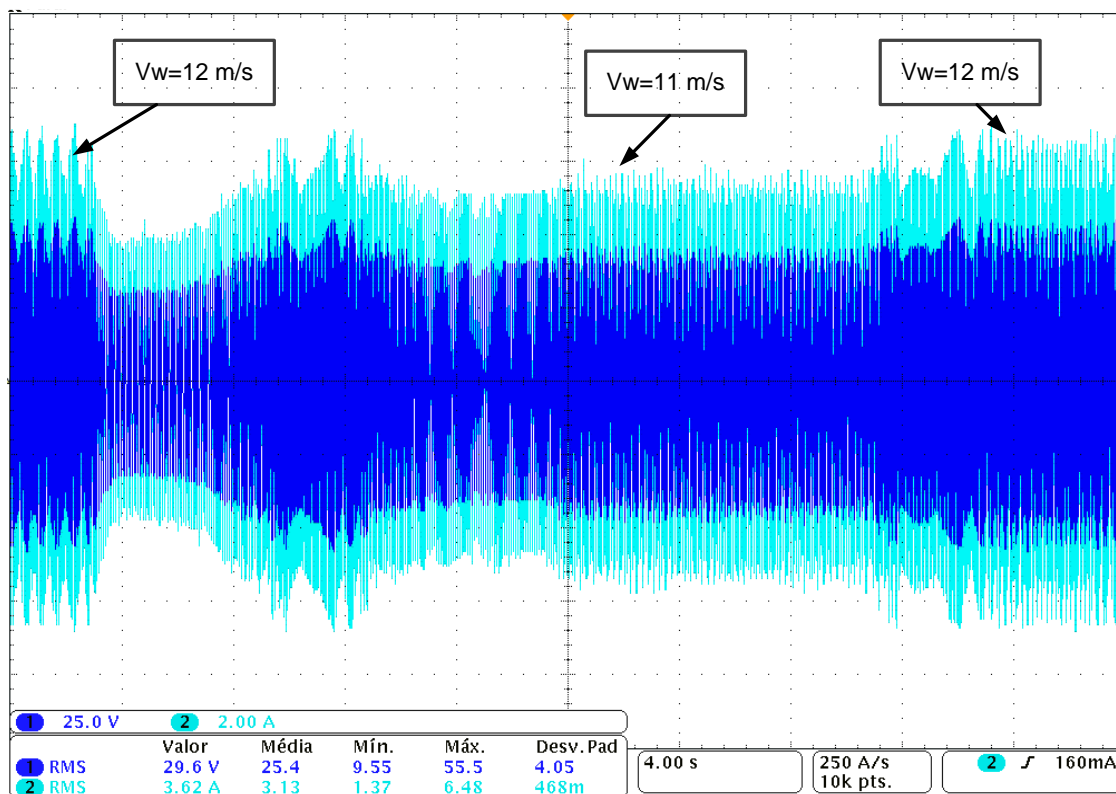


Figura 39 – Comportamento para corrente e tensão na carga resistiva para variação do perfil de vento.

Para o sistema no ponto de operação em 10 m/s de velocidade do vento, tem-se a dinâmica das grandezas aerodinâmicas e mecânicas vista na Figura 40, a Figura 41 apresenta o comportamento elétrico na carga. Para a dinâmica do sistema tem-se que após 135 segundos de execução do sistema emulado, aplica-se novamente um degrau de vento de 2 m/s.

Na Figura 40, tem-se que as grandezas aerodinâmicas e mecânicas se mantêm constante com exceção do período inicial de transição do perfil de vento. Como visto no capítulo 2, as grandezas encontram-se dentro das expectativas para uma turbina real.



Figura 40 – Dinâmica para ponto de operação em 10 m/s de vento.

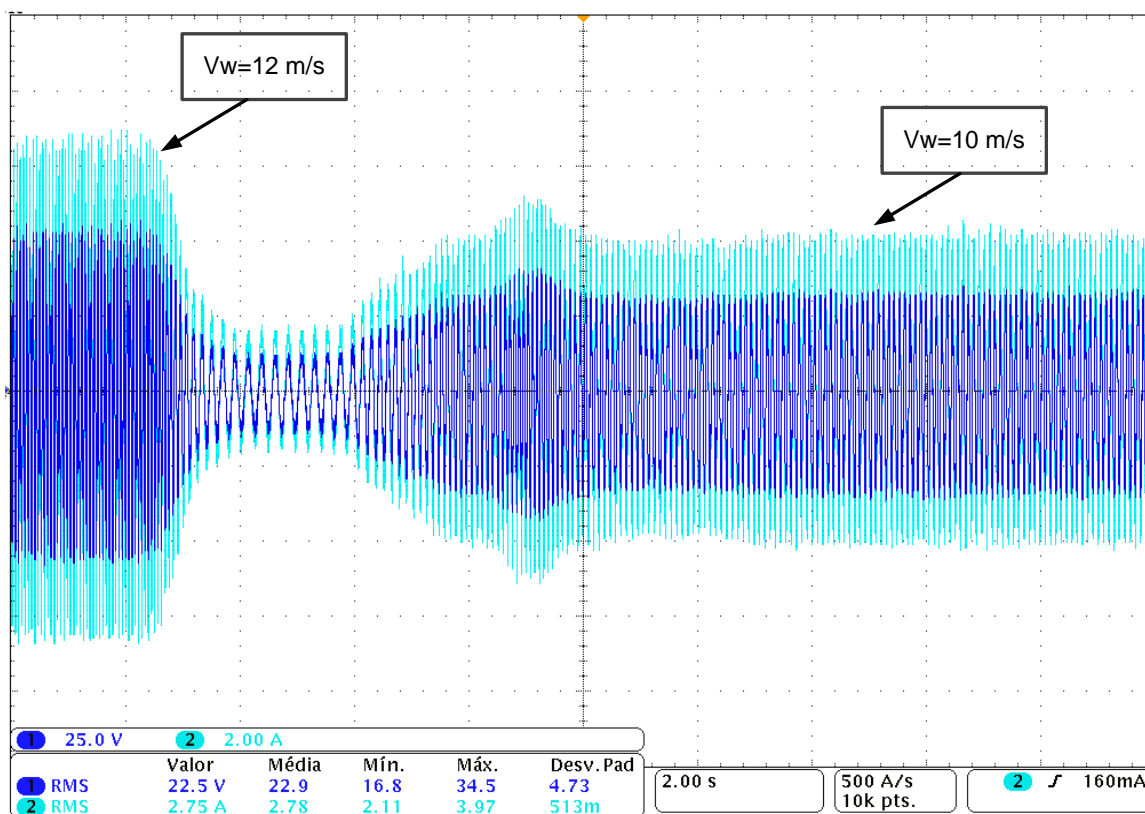


Figura 41 – Comportamento de tensão e corrente elétrica aos terminais do GSIM

Para os pontos de operação observados, tem-se apresentado na Tabela 6 um resumo das grandezas aerodinâmicas e mecânicas obtidas para a turbina emulada a partir do ambiente computacional desenvolvido em LabVIEW® com acionamento realizado pelo CFW.

Tabela 6 - Pontos de operação para turbina emulada em plataforma LabVIEW® - CFW.

Vw(m/s)	Cp	Pot (W)	Tm-turb. (Nm)	Wr-Turb. (rpm)	Tm-Ger. (Nm)	Wr-Ger. (rpm)
12	0,43	2200	33,3	630	17,5	344
11	0,43	1650	30,78	520	16,2	283,8
10	0,39	1122	26,6	394	14,02	215

A fim de avaliar o desempenho do sistema emulado, busca-se retomar do Capítulo 2 os parâmetros desenvolvidos pela turbina eólica em ambiente Simulink®, conforme apresentados na Tabela 5. Assim, pode-se estabelecer uma relação para os sinais de torque mecânico obtidos no eixo da turbina para ambos sistemas, como pode ser visto na Tabela 7.

Tabela 7 - Torque mecânico para sistema simulado X emulado.

Vw (m/s)	Tm-turb. Emulada – CFW (Nm)	Tm-turb. Simulada – Simulink® (Nm)
12	17,5	17,5
11	16,2	15,8
10	14,02	13,1

O desenvolvimento do emulador em uma bancada experimental a partir do controle da máquina de indução, fornece ao eixo do gerador o mesmo torque que uma turbina real forneceria para uma determinada velocidade de rotação e vento. Neste caso, a dinâmica da velocidade deve considerar a diferença entre o torque do emulador e o torque elétrico do gerador, expressa uma dada curva de velocidade do motor, além da inércia do grupo motor-gerador. Portanto, a diferença existente entre o torque mecânico calculado a partir de *software* LabVIEW® e Simulink®, se dá principalmente pela dinâmica de velocidade no eixo do arranjo laboratorial, diferente para a turbina real simulada em ambiente Simulink®. Assim, de acordo com a dinâmica apresentada pelo arranjo desenvolvido pode-se notar que o mesmo descreve o comportamento em escala reduzida da turbina eólica analisada.

4.2.2. Emulador com sistema de acionamento utilizando controle de torque em DSP

O controle de torque realizado pelo CFW11 pode também ser implementado através de um sistema de controle vetorial, como aquele apresentado na Figura 34. Assim, o referido sistema de acionamento foi implementado utilizando um DSP TMS320F28069 e um inversor PWM baseado em IGBTs SKM50GB123. Este sistema é aplicado para controle de torque no conjunto motor-gerador, especificado na seção 3.2.3, e pela estrutura física apresentada na Figura 35. A turbina eólica a ser emulada possui as mesmas especificações apresentadas na Tabela 5, no Capítulo 2. Na sequência são apresentados resultados experimentais do acionamento deste sistema com referências de torque variantes no tempo, que caracterizam diferentes curvas de vento numa turbina eólica.

A fim de se verificar a dinâmica do sistema emulado para os pontos de operação de 12 m/s, 11 m/s e 10 m/s, faz-se o o acionamento da estrutura. As variações para o perfil de vento são feitas em degrau negativo de 1 m/s. A Figura 42 apresenta as grandezas aerodinâmicas para a turbina eólica a partir dos respectivos perfis de vento base, potência, C_p e ângulo de passo, bem como as grandezas mecânicas desenvolvidas no eixo do emulador como torque mecânico de referência e velocidade rotacional.

O sinal do torque de referência fornecido ao eixo da máquina é apresentada na Figura 43, em que tem-se a comparação da curva de torque de referência e do torque elétrico estimado, que é empregado no acionamento do motor. Tais curvas são obtidas a partir de algoritmo do DSP, que através de um conversor D/A (utilizando PWM e filtro passa-baixas) são gerados sinais analógicos para visualização no osciloscópio. Percebe-se que o sistema para controle vetorial de torque tem capacidade de seguir as referências impostas. Nesta Figura 47, a escala de 200 mV equivale a 6,4 Nm, de forma que o sistema é testado de 0 a 16 Nm, na Figura 44 tem-se o comportamento da tensão e corrente elétrica disponíveis aos terminais de GSIM para uma carga de 7,4 Ω .



Figura 42 – Dinâmica de operação para pontos de operação em em 12 m/s, 11 m/s e 10 m/s de vento.

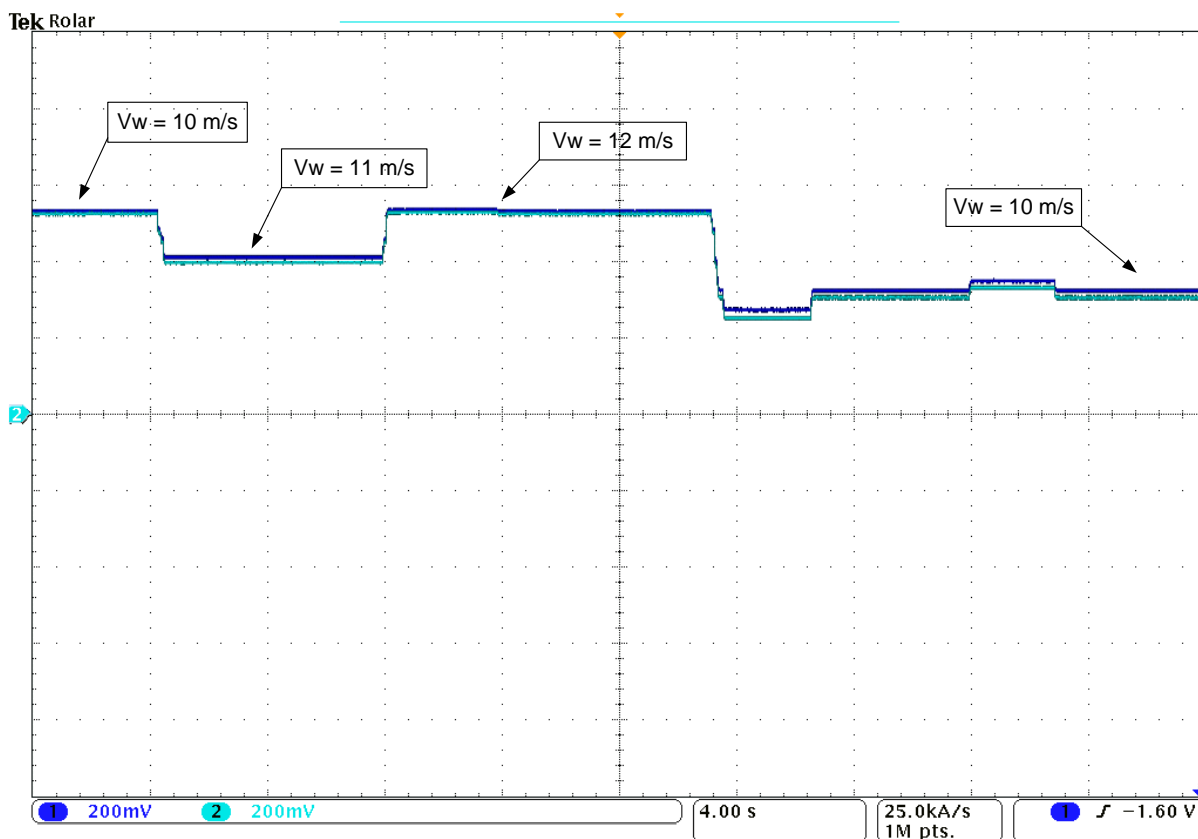


Figura 43 – Dinâmica para torque de referência e torque estimado para acionamento do motor.

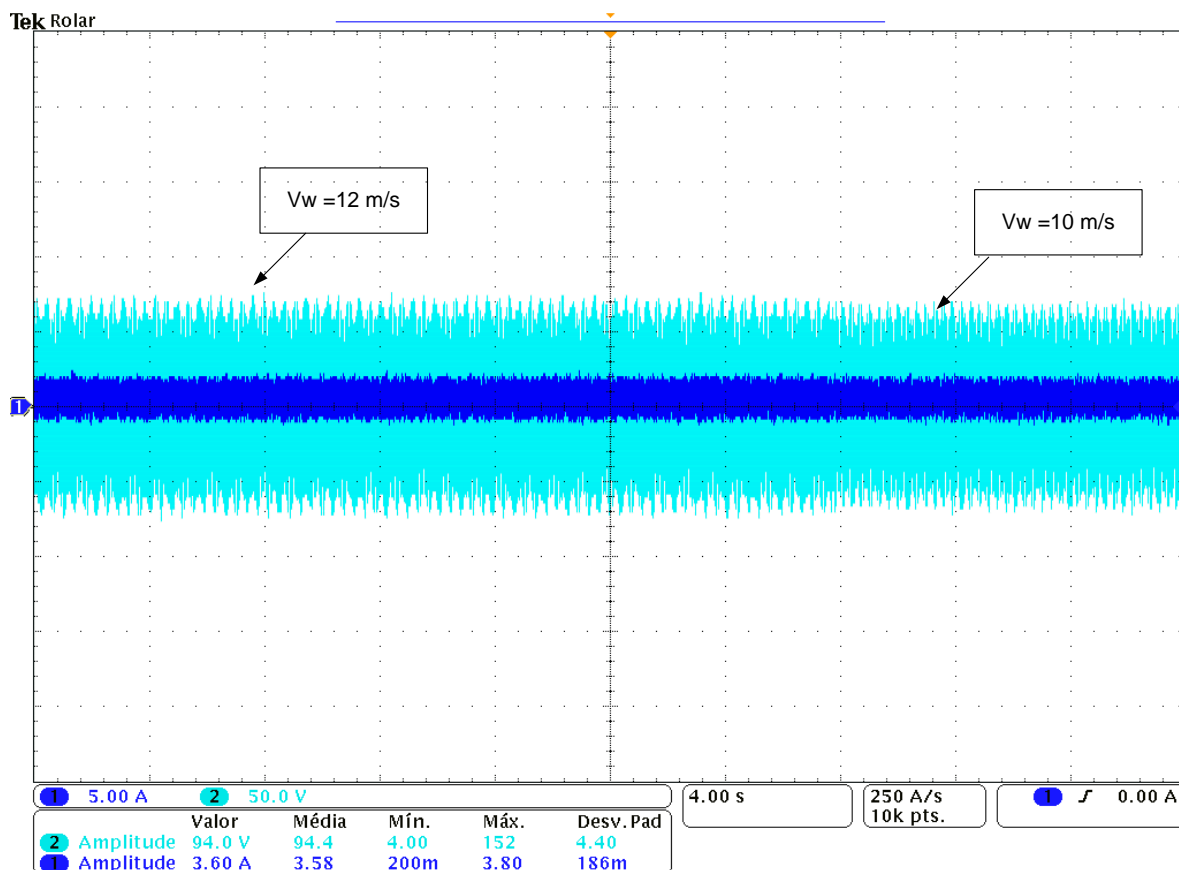


Figura 44 - Comportamento de tensão e corrente elétrica aos terminais do GSIM.

Por se tratar de um novo arranjo laboratorial (desde o conjunto motor-generador e acionamento), a dinâmica desenvolvida para a turbina emulada difere do apresentado para o arranjo anterior. Porém, nota-se o desempenho da emulação da turbina eólica de modo satisfatório, uma vez que o algoritmo implementado em DSP aciona o motor de acordo com a referência de torque imposta.

O desempenho do controle para o arranjo laboratorial desenvolvido em DSP apresenta maior campo de atuação quando se refere aos pontos de operação da turbina emulada, quando comparado ao arranjo desenvolvido com acionamento a partir do inversor CFW11. Conforme é visto na Figura 45, tem-se a emulação para a turbina eólica em um perfil de vento de até 8 m/s, o qual equivale a 0,58 pu, e um torque mínimo de 4,7 Nm para a turbina eólica, equivalente a 0,27 pu.

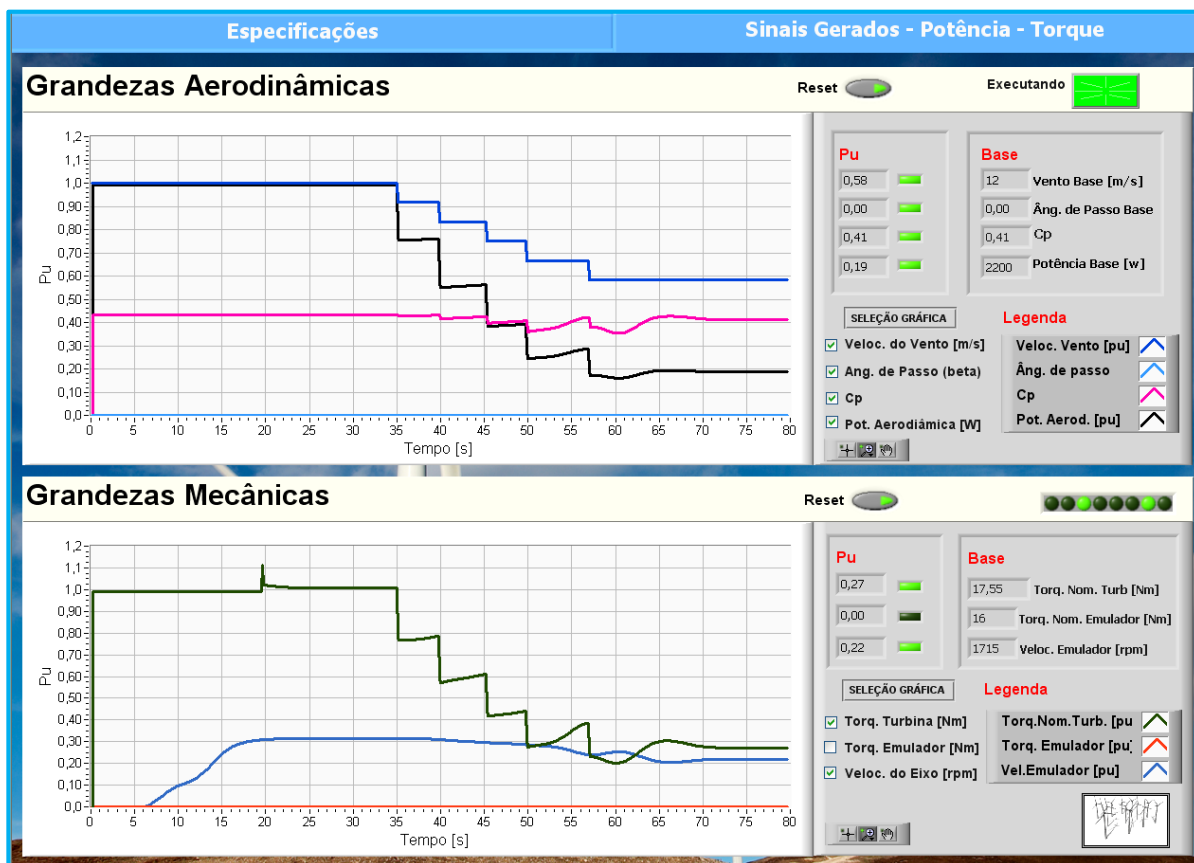


Figura 45 – Dinâmica para emulação da turbina eólica com vento de 8 m/s.

4.3 CENÁRIO 02: IMPACTO DE TURBULÊNCIAS CAUSADAS PELO VENTO

4.3.1. Emulador com sistema de acionamento CFW11

Para a análise do sistema em condições de turbulência do vento, pretende-se avaliar o comportamento do sistema eólico frente a condição de rampa de vento. Inicialmente o emulador é acionado em malha aberta, até entrar em regime aos 20 segundos, no qual se tem a dinâmica da velocidade no eixo das máquinas inserida ao modelo simulado. O sistema de emulação a partir do CFW é inicialmente implementado, o perfil de vento é composto pelas componentes: base com 10 m/s, acrescida por um perfil de vento em rampa com amplitude de 2 m/s. O tempo de duração para a rampa de vento é 20 segundos, aplicada no instante de 60 e de 100 segundos da emulação. A Figura 46 apresenta o perfil de vento aplicado à turbina eólica para o cenário 2.

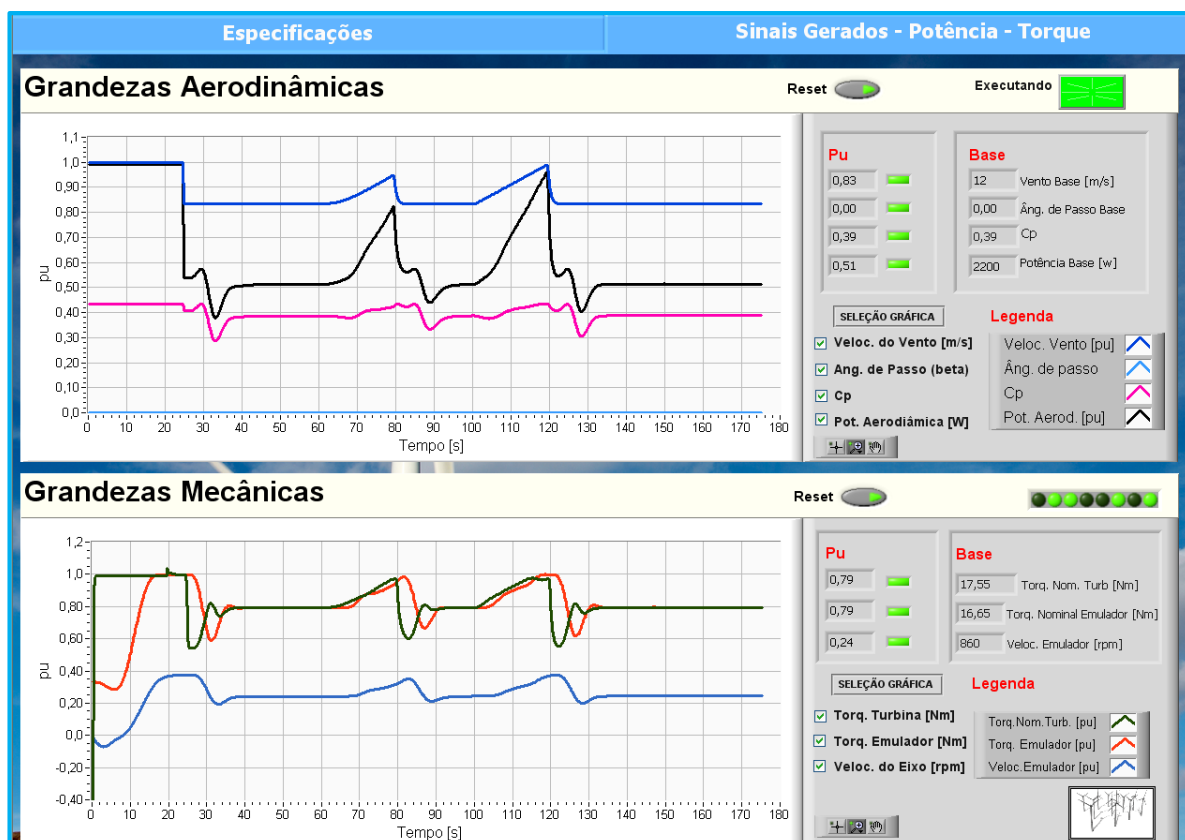


Figura 46 – Sistema emulado para cenário 02.

É possível notar a sensibilidade das grandezas aerodinâmicas e mecânicas para o sistema eólico frente a variação da velocidade do vento. Devido à inércia da turbina, a velocidade mecânica no eixo não responde de forma instantânea a variação da velocidade do vento. O intervalo de variação para a velocidade mecânica é de 0,13 pu, o que corresponde a 111,8 rpm. A variação da potência mecânica disponível no eixo da turbina é de 0,6 pu, correspondente a 1,3 kW.

O comportamento do coeficiente de potência (C_p) apresenta maior variação para os instantes finais da rampa, em que se tem maior variação em queda para a velocidade do vento, após um curto intervalo de tempo C_p atinge novamente seu valor referente ao ponto de operação nominal de 10 m/s de vento.

A variação do torque mecânico no eixo da turbina é de 0,4 pu, correspondendo a 7 Nm. Já para a taxa de variação do torque mecânico no emulador, referente ao eixo do conjunto motor-gerador, tem-se também uma variação de 0,4 pu, caracterizando a mesma dinâmica entre sistema emulado e simulado.

4.3.2. Emulador com sistema de acionamento utilizando controle de torque em DSP

Para o controle de torque empregado ao motor de indução, o perfil de vento é composto pelas componentes: base com 10 m/s, acrescida de rajada e rampa, ambas com amplitude de 2 m/s. O tempo de duração para as componentes rampa e rajada são de 10 segundos. A Figura 47 apresenta o perfil de vento aplicado à turbina eólica para o cenário 2. O sistema opera em malha fechada a partir do instante 20 segundos, para uma velocidade de vento inicial de 10 m/s.

Na Figura 48 tem-se o sinal para o torque de referência, e o torque estimado para o eixo do conjunto MIT-GSIM, disponível na saída do AD implementado em DSP, responsável pelo comando de acionamento do MIT. O sinal para o torque de referência corresponde ao sinal visto em azul escuro, enquanto que o sinal de torque estimado é visto em azul claro.

Nota-se que o torque estimado, o qual corresponde ao torque imposto no motor dado pela ação de controle conforme diagrama da Figura 34, apresentado na seção 3.2.3, segue a dinâmica da referência, portanto, este pode vir a ser implementado a partir de uma plataforma computacional, correspondendo a um sistema de emulação para geração eólica. Ainda, o sinal de torque obtido para a tela do osciloscópio não apresenta um perfil curvilíneo como a referência imposta pela plataforma computacional em LabVIEW®, tal situação ocorre devido ao circuito de instrumentação D/A descrito no Apêndice C estar operando com resolução muito próxima de seu limite inferior.

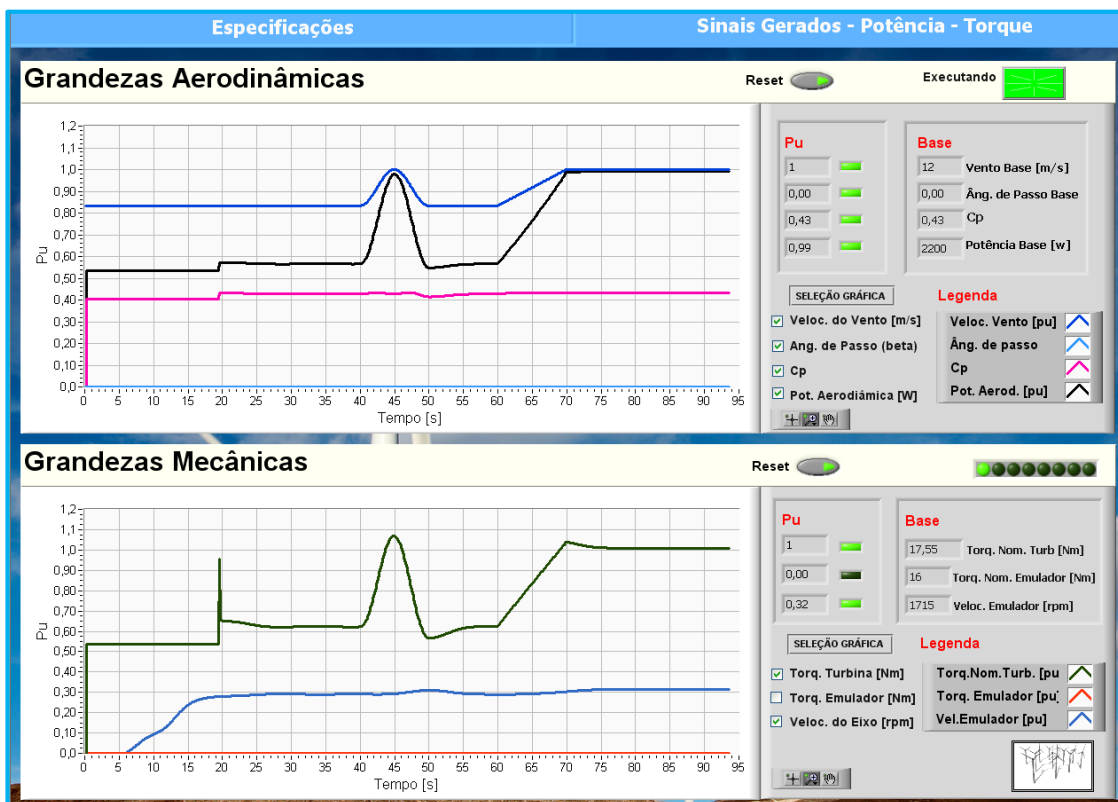


Figura 47 – Dinâmica para cenário 02 para sistema emulado a partir de DSP.

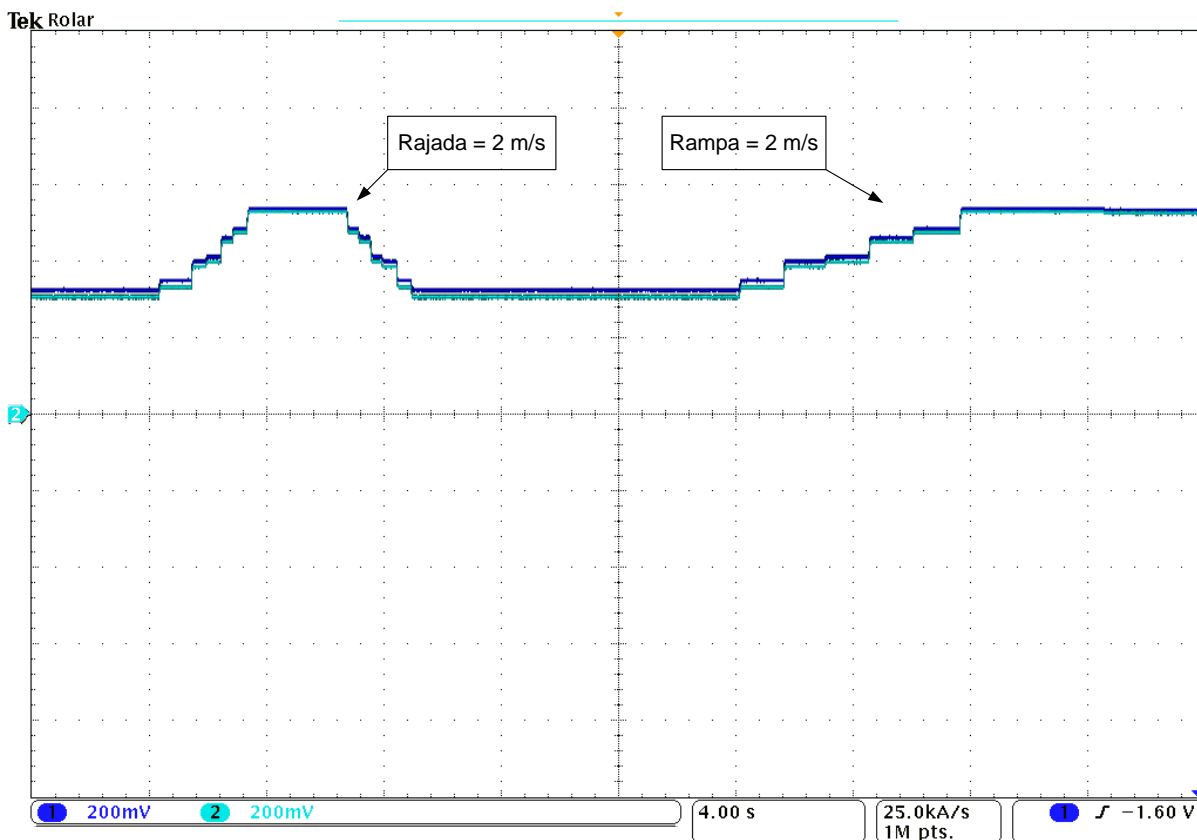


Figura 48 - Dinâmica para torque de referência e torque estimado para acionamento do motor.

4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

O presente capítulo apresentou resultados e discussões a respeito de um sistema de conversão de energia eólica suprindo uma carga isolada. Objetivando estabelecer uma relação entre a resposta do comportamento de um sistema eólico simulado com o comportamento do sistema eólico emulado, apresentou-se os valores de referência das características mecânicas e elétricas de uma turbina eólica de pequeno porte, empregada em geração distribuída, com potência nominal de 2,2 kW, cujos parâmetros são requeridos pela plataforma computacional desenvolvida. Após, foram realizados o estudo experimental para o sistema eólico proposto em dois cenários.

O primeiro cenário apresentou o comportamento do sistema de emulação sujeito a diferentes condições de velocidade do vento, estabelecendo para a turbina eólica diferentes pontos de operação. Os pontos de operação observados correspondem a velocidades de vento em 10, 11 e 12 m/s. Tal condição permite verificar a resposta em regime permanente do sistema eólico, a fim de ratificar a adequação do modelo proposto em escala reduzida no arranjo laboratorial.

Com o intuito de verificar a resposta da estrutura laboratorial frente a turbulências elevadas de amplitude, dentro dos limites nominais estabelecidos para a turbina eólica, o segundo cenário apresentou condições de rampa e rajada para a velocidade do vento. Com estas características, o desempenho do arranjo laboratorial apresentou expressivas variações das grandezas aerodinâmicas e mecânicas, especialmente quando observadas as variações em queda para a velocidade de vento. De modo geral, o arranjo laboratorial proposto apresentou resultados condizentes com o esperado, de acordo com o funcionamento do conjunto diante da dinâmica operacional, que relaciona as características do vento incidente com as grandezas aerodinâmicas e mecânicas na planta eólica.

Apresentou-se ainda, resultados experimentais referente ao controle de torque de um motor de indução a partir de um arranjo laboratorial empregando um DSP TMS320F28069, a fim de se verificar a flexibilidade para o emprego do sistema de emulação de turbinas eólicas desenvolvido.

5. CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou a implementação de um emulador de turbinas eólicas através do controle de um motor de indução. O emulador proposto é capaz de ser empregado em ensaios para sistemas de conversão de energia eólica aplicados em geração distribuída, a partir de um ambiente de controle e monitoramento computacional. Para isso, foi utilizado um arranjo laboratorial implementado a partir de uma plataforma computacional desenvolvida em ambiente LabVIEW®. Neste ambiente um placa de interface PCI 2511 gera sinais a um inversor vetorial convencional da série CFW11. O inversor controla a tensão aplicada ao motor de indução, que desenvolve em seu eixo uma dinâmica similar ao desenvolvido por uma turbina eólica sujeito a uma velocidade de vento específica.

Ainda, um simulador em ambiente Simulink/Matlab® foi desenvolvido a fim de analisar os modelos e comparar os resultados com o emulador desenvolvido. A partir dos resultados encontrados verifica-se que esse trabalho apresenta as seguintes contribuições:

- Modelagem e análise matemática da turbina e dos efeitos que se desejam simular (características estáticas, sombreamento de torre e cisalhamento);
- Através da simulação computacional foi possível validar a estratégia de controle de torque utilizada e comprovar que através da modelagem matemática feita é possível simular as grandezas pretendidas da turbina;
- Construção do sistema supervisório do simulador em ambiente LabVIEW®, facilitando a operação deste através de um microcomputador. O sistema supervisório é uma ferramenta capaz de ser implementada em outros arranjos laboratoriais, demonstrando uma característica de flexibilidade, e de possibilitar maior abrangência no que tange os pontos de operação emulados para uma determinada turbina eólica;
- Obtenção de resultados experimentais que validam o algoritmo para simulação da turbina e seus efeitos para os pontos de operação avaliados.

Por tudo isso, conclui-se que a simulação da turbina e seus efeitos, objetivo principal do trabalho, foram possíveis, tornando assim viável a utilização da bancada experimental para realizarem-se estudos de geração de energia eólica.

Dentre as possibilidades para trabalhos futuros baseados neste trabalho, citam-se:

- A bancada experimental utilizada permite uma série de estudos, como para a implementação do controle do gerador para extração da máxima potência fornecida pelo motor;
- Implementação do controle de *pitch* para a posição das pás, responsável em limitar a taxa de máxima extração de potência no sistema;
- Implementação da plataforma computacional desenvolvida para outros modelos de turbinas eólicas, como para o modelo de turbinas eólicas de eixo vertical;
- Substituição do modelo utilizado para a representação do vento por medições realizadas em campo através de anemômetro, para fins comparativos àqueles apresentados.

REFERÊNCIAS

- ACKERMANN T.; ANDERSSON G.; SÖDER L.:**Distributed generation: a definition. Electric Power Systems Research** - pp. 195–204, 2001. - Vol. 57.
- AGUIAR, L. E; CARATI, G. E. Emerson; COSTA, P. J.:**Avaliação Experimental de Máquina de Ímã Permanente Aplicada na Geração Eólica**. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco. 2014.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica:**Resolução Normativa nº 482, de 17 de Abril de 2012** [Report]. - 2012.
- BAZZO, M. P. T.:**Implementação de Controle Vetorial em Geradores Assíncronos**.-Universidade Federal de Santa Catarina. - Florianópolis. 2007.
- BERNARDES, A. T.: **Análise e Controle de gerador Síncrono a Imã Permanente Aplicado a Sistema de Conversão de Energia Eólica** - Universidade Federal de Santa Maria - UFSM, RS. - Santa Maria. 2009.
- BONELLI, F. A:**Modelagem e Simulação de Unidade Eólica para Estudos de Indicadores de Qualidade de Energia** - Universidade Federal de Uberlândia - Faculdade de Engenharia Elétrica. - Uberlândia. 2010.
- CBEE - Centro Brasileiro de energia Eólica:**Energia Eólica** [Online] // ANEEL. - 2000. - http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia_eolica/6_4.htm.
- CIMPOERU, A.:**Encoderless Vector Control of PMSG for Wind Turbine Applications** - Institute of Energy Technology. - Aalborg.2010.
- CRESESB -**Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito - CRESESB** [Report]. - 2011. - p. 15.
- DOLAN,L. S. D.; LEHN, W. P.:**Real-Time Wind Turbine Emulator Suitable for Power Quality and Dynamic Control Studies**, International Conference on Power Systems. - 2005.
- FITZGERALD, A. E.; JUNIOR, K. C; UMANS, D. S.:**Máquinas Elétricas: ARTMED - BOOKMAN**, 2003.

GREENSAVERS - **Digital Engagement Contents** [Online] // Greensavers. - 2012. - Janeiro 2014. - <http://greensavers.sapo.pt/2012/10/04/vestas-constroi-maior-turbina-eolica-offshore-do-mundo/>.

GWEC Global Wind Energy Council -**Global Wind Statistic 2012**. 2012.

HEIER, S.:**Nutzung der Windenergie**. Verlag Fraunhofer IRB, 2012.

KOUADRIA, S.:**Development of real time Wind Turbine Emulator based on DC motor controlled by hysteresis regulator**. Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC). Março de 2013. pp. 246-250.

KRAUSE, P.:**Analysis of Electric Machinery and Drive Systems**. 2013.

LU, L.:**A Dynamic Wind Turbine Simulator of the wind turbine generator system**. ISDEA - Intelligent System Design and Engineering Application. 2012. pp. 967-970.

MARQUES, J.:**Turbinas Eólicas: Modelo, Análise e Controle do Gerador de Indução com Dupla Alimentação**. Universidade Federal de Santa Maria. 2004.

MILTON, P.:**Fundamentos de Energia Eólica**. Rio de Janeiro : Grupo Gen, 2013. - Vol. I.

MONFARED, M.; KOJABAD, M. H.; RASTEGAR, H.:**Static and dynamic wind turbine simulator using a converter controlled dc motor**. Science Direct. 2008. pp. 906-913.

NI - National Instruments Corporation:**Manual de treinamento do LabVIEW Básico I**. 2001.

NYE, J. M.; KHAN, M. A.; BARENDSE, P.: **Design and Implementation of a Variable Speed Wind Turbine Emulator**. Electrical Machines (ICEM), 2012 XXth International Conference on. - [s.l.] : IEEE, 2012. - pp. 2060-2065.

OVANDRO, R.; AGUAYO, J.; COTOROGEA, M.:**Emulation of a Low Power Wind Turbine with a DC motor in Matlab/Simulink**. Power Electronics Specialists Conference, 2007. PESC 2007. IEEE. - 2007. - pp. 859- 864.

PELEGRIN, J.:**Uma Nova Estratégia de Controle Baseado em Modelo de Perdas para Melhoria de Eficiência Energética em Motores de Indução**. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco., 2013.

ROCHA, V. R.:**Simulação de um Aerogrador em uma Bancada Experimental.** Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2008, p. 80.

RUNCOS, F.:**Geração de Energia Eólica - Tecnologias Atuais e Futuras.** Jaraguá do Sul, 2005.

SILVA, F. K.:**Controle e Interação de Centrais Eólicas à Rede Elétrica com geradores de Indução Duplamente Alimentados.** São Paulo, USP, 2006.

SILVA, F. R.:**Emulação de uma Turbina Eólica e Controle Vetorial do Gerador de Indução Rotor Gaiola de Esquilo para um Sistema Eólico.** Rio de Janeiro, 2012.

SLOOTWEG J.G; POLINDER H.; KLING W.L.:**Representing Wind Turbine Electrical Generating Systems in Fundamental Frequency Simulations.**Energy Conversion, IEEE Transactions on, vol. 8. 2003.

TAMMARUCKWATTANA, S.; OHYAMA, K.:**Experimental Verification of Variable Speed Wind Power Generation System Using Permanent Magnet Synchronous Generator by Wind Turbine Emulator.** IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society. - 2012. - pp. 5827-5832.

THRESHER, R.; HERSHBERG, L. E.; WRIGHT, D. A.:**A Computer Analysis of Wind Turbine Blade Dynamic Loads.** ASME Wind Symposium IV. 1984. pp. 17-25.

TIELENS, P.; HEVERLEE, B.; SRIVASTAVA, K.; REZA, M.:**Frequency Support by Wind Power Plants in Isolated Grids with Varying Generation Mix.** Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE. - 2012.

WEG: **Manual de Programação CFW-11 V3.1X.** - Jaraguá do Sul, 2008.

WU, B.; YONGQIANG, L.;NAVID, Z., SAMIR, K.:**Power Conversion and Control of Wind Energy Systems.**Jonh Wiley and Sons, 2011.

XAVIER, L. G.:**Avaliação de Desempenho da Estratégia de Representação Laboratorial de Turbinas Eólicas Utilizando Motores de Indução Controlados** Universidade Federal de Uberlândia - UFU, Uberlândia, 2012.

Yin, M.; GENGYIN, L., MING, Z., CHENGYONG, Z.:**Modeling of the Wind Turbine with a Permanent Magnet Synchronous Generator for Integration.** Power Engineering Society General Meeting, 2001. IEEE.

APÊNDICE A - MODELO ELÉTRICO PARA GERADOR SÍNCRONO A IMÃ PERMANENTE

No modelo para um GSIM nota-se uma de suas vantagens, por ser uma das máquinas a imã permanente, sua análise quanto ao circuito equivalente apresenta um menor número de variáveis, quando comparado ao modelo de outras máquinas elétricas. Na Figura 49 tem-se um gerador síncrono de polos saliente trifásico, utilizado para determinação das equações do modelo elétrico.

Para o gerador síncrono de polos salientes, o estator é conectado em estrela, os enrolamentos “as”, “bs” e “cs” são distribuídos senoidalmente, deslocados em 120° entre si. O rotor de dois polos, possui os enrolamentos Pr, os sinais “x” e “.”, indicam o sentido que circula a corrente elétrica, entrada e saída respectivamente. Quando se faz a análise de um GSIM, é feita uma substituição do circuito do rotor por elementos magnéticos. Na Figura 54 estão também representados os eixos magnéticos dos enrolamentos “a”, “b” e “c” do estator, enquanto que os eixos magnéticos do rotor são representados pelos eixos de quadratura “q” e eixo direto “d”, que serão analisados a seguir.

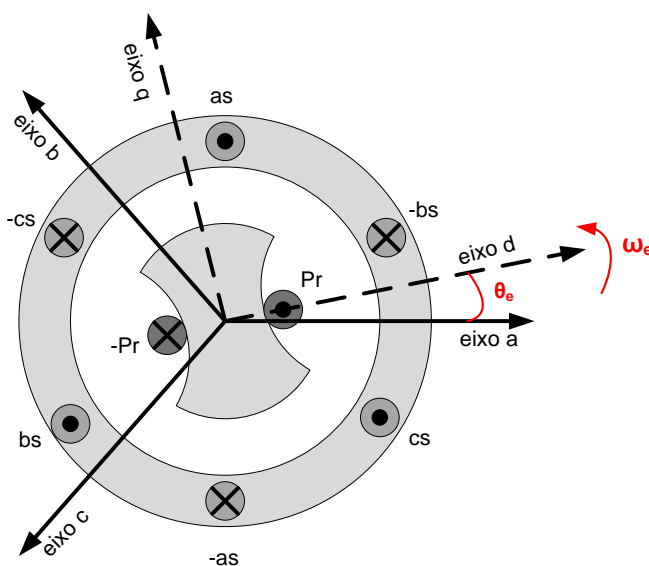


Figura 49 - Gerador Síncrono Trifásico de dois polos.

Um método de análise para máquinas elétricas é a utilização da transformação de coordenadas abc para $dq0$. Tal transformação nada mais é que uma mudança no plano referencial, uma vez que a transformação $dq0$, também

conhecida por transformação de Park, é o estudo dos parâmetros de uma máquina em um plano que gira na mesma velocidade síncrona do eixo do rotor (Bernardes, 2009).

Quando se faz a transformação de Park, os cálculos referentes para a malha de controle simplificam, e as relações entre as grandezas são mais facilmente trabalhadas, sem modificar o resultado e ainda permitindo um desacoplamento magnético das variáveis. Na Figura 50 é apresentado como se dá a transformação das coordenadas abc em $dq0$.

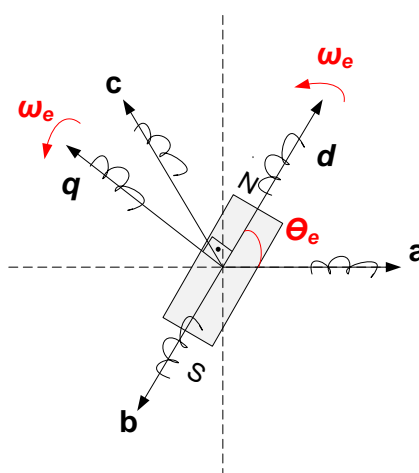


Figura 50 - Transformação de coordenadas abc em dq0.

O plano $dq0$ está como que fixado no eixo do rotor, girando na mesma velocidade ω_e , com uma posição inicial θ_e , a transformação das grandezas abc em $dq0$ é dada pela matriz transformação K , conforme dado em (Bernardes, 2009), e apresentado na Equação (2.26).

$$K_{dq0} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta_e) & \cos\left(\theta_e - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_e + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\text{sen}(\theta_e) & -\text{sen}\left(\theta_e - \frac{2\pi}{3}\right) & -\text{sen}\left(\theta_e + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{A.1})$$

A componente do eixo 0 é omitida, pois o sistema é composto por fases equilibradas. Após aplicar a transformação sobre as equações referentes às grandezas elétricas de uma máquina (Bernardes, 2009), tem-se:

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 \\ 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \omega_e \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \psi_d \\ \psi_q \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_d \\ \psi_q \end{bmatrix} \quad (\text{A.2})$$

onde,

$$\begin{bmatrix} \psi_d \\ \psi_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_d & 0 \\ 0 & L_q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \psi_{pm} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{A.3})$$

e ψ_{pm} é o fluxo permanente, característico do rotor. Deste modo as equações de tensão em coordenadas $dq0$ podem ser expressas por

$$\begin{cases} V_d = R_s i_d - \omega_e L_q i_q + L_d \frac{d}{dt} i_d \\ V_q = R_s i_q + \omega_e (L_d i_d + \psi_{pm}) + L_q \frac{d}{dt} i_q \end{cases} \quad (\text{A.4})$$

ou

$$\begin{cases} \frac{d}{dt} i_d = -\frac{R_s i_d}{L_d} + \frac{\omega_e L_q i_q}{L_d} + \frac{V_d}{L_d} \\ \frac{d}{dt} i_q = -\frac{R_s i_q}{L_q} - \frac{\omega_e}{L_q} (L_d i_d + \psi_{pm}) + \frac{V_q}{L_q} \end{cases} \quad (\text{A.5})$$

na qual:

- V_q -Tensão no enrolamento do estator, referente ao eixo q;
- V_d - Tensão no enrolamento do estator, referente ao eixo d;
- I_q - Corrente no enrolamento do estator, referente ao eixo q;
- I_d - Corrente no enrolamento do estator, referente ao eixo d;
- ω_e -Velocidade angular do plano de referência;
- L_d/L_q - Indutância do enrolamento de estator, no plano qd0;
- R_s -Resistência estatórica.

Para as indutâncias se tem

$$\begin{aligned} L_d &= \frac{3}{2}(L_s - L_m) \\ L_q &= \frac{3}{2}(L_s + L_m) \end{aligned} \quad (\text{A.6})$$

em que L_s refere-se a Indutância própria do enrolamento, e L_m a Indutância mútua. O circuito elétrico para o gerador elétrico é apresentado na Figura 51.

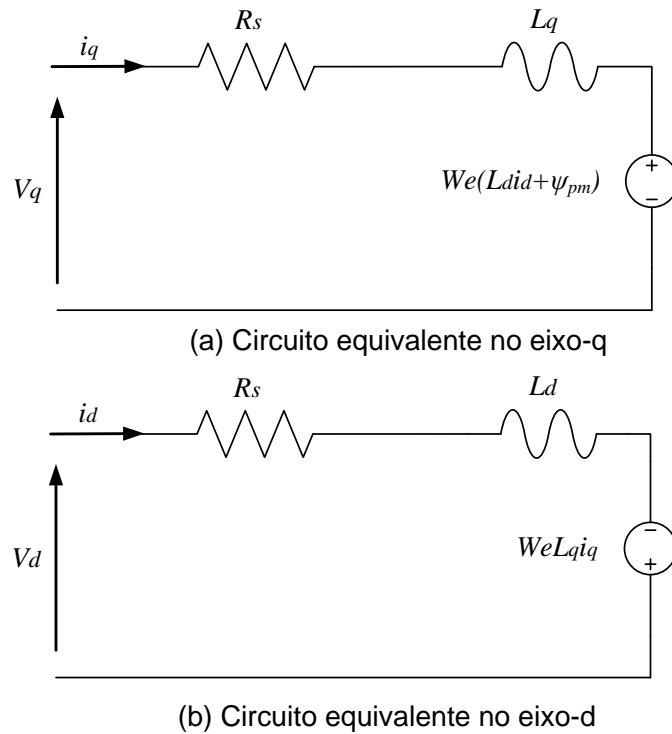


Figura 51 - Circuito elétrico em coordenadas dq para um GSiM.

Quanto à potência elétrica de cada fase disponível no estator do gerador

$$P_e = V_a I_a + V_b I_b + V_c I_c. \quad (\text{A.7})$$

Utilizando a matriz de transformação K , dada pela Equação (A.1), a potência elétrica no gerador em coordenadas $dq0$ é dada por

$$P_e = \frac{3}{2} (V_d i_d + V_q i_q). \quad (\text{A.8})$$

E substituindo (A.4) em (A.8), obtém-se

$$P_e = \frac{3}{2} \left(R_s (i_d^2 + i_q^2) + \left(i_d \frac{d}{dt} \psi_d + i_q \frac{d}{dt} \psi_q \right) + \omega_e (\psi_d i_q - \psi_q i_d) \right). \quad (\text{A.9})$$

Em (A.9) o primeiro termo refere-se a potência elétrica dissipada na resistência do estator, o segundo termo é a taxa de variação de energia armazenada na indutância do gerador, já o terceiro termo é a taxa de potência que é convertida de mecânica para elétrica. O torque exercido pelo gerador é expresso pela Equação (A.10), onde N_p é o número de par de polos do gerador.

$$T_e = \frac{3}{2} \frac{N_p}{2} (\psi_{pm} i_q + (L_d - L_q) i_d i_q). \quad (\text{A.10})$$

APÊNDICE B – MODELO ELÉTRICO PARA MOTOR DE INDUÇÃO TRIFÁSICO

Os motores de indução são amplamente usados no setor industrial e comercial, em aplicações como bombas hidráulicas, transportadores, moinhos, transportes e elevadores, fazem-se necessário seu correto acionamento, que pode ser feito em ligação direta, estrela-triângulo, compensadora, *soft-starter* ou por meio de inversores de frequência. Cada forma de ligação atende uma característica específica de operação do equipamento acionado. Os acionamentos mais adequados são realizados através de inversores com controle escalar e vetorial. Para aplicar estes métodos de acionamentos, o estudo do modelo do motor de indução se faz necessário, uma vez que se obtém uma descrição aproximada do comportamento das grandezas internas da máquina (PELEGRIN, 2013).

Para o desenvolvimento da modelagem matemática de um motor de indução recorre-se a um conjunto de hipóteses e simplificações:

- a) Os três enrolamentos estatóricos são iguais entre si, bem como os três rotóricos;
- b) Os ângulos elétricos entre os enrolamentos são iguais;
- c) O entreferro é considerado constante;
- d) O circuito magnético é considerado ideal, ou seja, não há saturação;
- e) A distribuição da densidade de fluxo magnético no entreferro é radial e senoidal;
- f) A distribuição espacial das forças magnetomotrizes e dos fluxos no entreferro é considerada senoidal e simétrica em relação ao eixo magnético dos enrolamentos;
- g) Não serão consideradas perdas magnéticas.

Na Figura 52 é apresentado um MIT trifásico e bipolar com as disposições dos enrolamentos do estator e rotor apresentadas. Os subscritos “s” se referem as variáveis do estator, já “r” as variáveis do rotor.

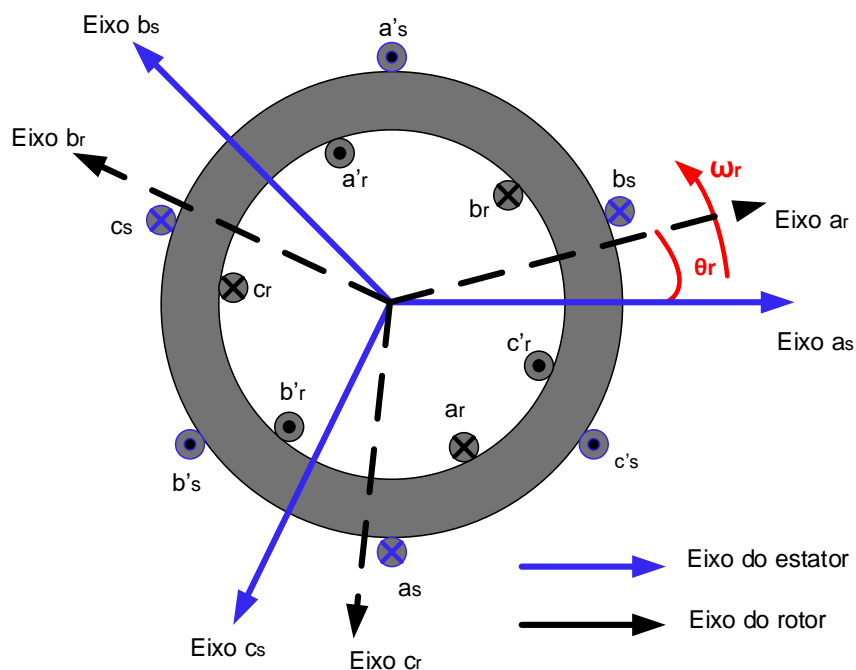


Figura 52 – Representação para motor de indução trifásico bipolar.

Um dos princípios fundamentais de funcionamento das máquinas de indução é a criação de um campo magnético girante distribuído de forma senoidal no entreferro. O fluxo girante no entreferro induz tensões com a frequência de escorregamento nos enrolamentos do rotor, à medida que o rotor se desloca relativamente à onda de fluxo do estator.

As correntes do rotor são determinadas então pelas magnitudes das tensões induzidas e pela impedância apresentada pelo rotor na frequência de escorregamento. Por sua vez, as correntes do rotor produzem uma onda de fluxo que gira em sincronismo com a onda de fluxo produzida do estator, quando acontece a interação entre esses dois fluxos é então criado o torque da máquina (FITZGERALD, et al., 2003). A Figura 53 apresentada o circuito elétrico equivalente para o MIT.

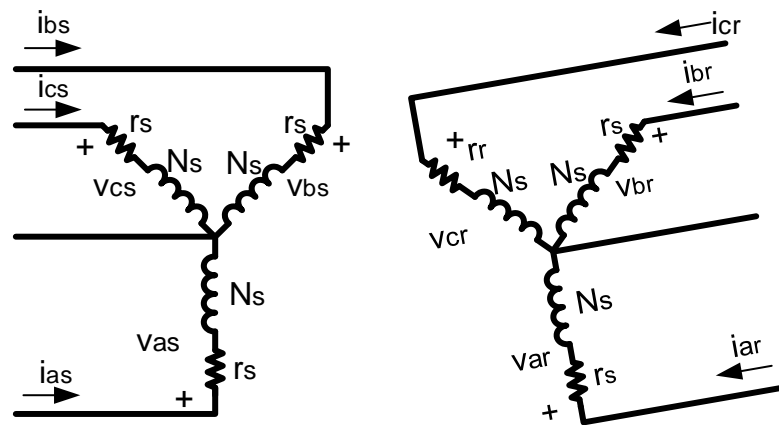


Figura 53 – Circuito elétrico para motor de indução trifásico ligado em Y.
Autor: (Krause, et al., 2013).

As Equações (B.1)–(B.6) referem-se às tensões no estator e rotor de um motor de indução trifásico respectivamente:

$$v_{as} = r_s i_{as} + \frac{d\lambda_{as}}{dt} \quad (\text{B.1})$$

$$v_{bs} = r_s i_{bs} + \frac{d\lambda_{bs}}{dt} \quad (\text{B.2})$$

$$v_{cs} = r_s i_{cs} + \frac{d\lambda_{cs}}{dt} \quad (\text{B.3})$$

$$v_{ar} = 0 = r_r i_{ar} + \frac{d\lambda_{ar}}{dt} \quad (\text{B.4})$$

$$v_{br} = 0 = r_r i_{br} + \frac{d\lambda_{br}}{dt} \quad (\text{B.5})$$

$$v_{cr} = 0 = r_r i_{cr} + \frac{d\lambda_{cr}}{dt} \quad (\text{B.6})$$

Em que,

v - tensões por fase a, b e c para o estator e rotor;

r - resistência dos enrolamentos do estator e rotor;

i - correntes das fases para o estator e rotor;

λ - fluxo concatenado dos enrolamentos a, b e c no estator e rotor.

As tensões do rotor são nulas uma vez que seus terminais de enrolamento são curto-circuitados, se tratando de uma máquina de indução gaiola de esquilo. As Equações anteriores podem ser resumidas na forma matricial,

$$[v_{abc_s}] = r_s [i_{abc_s}] + \frac{d[\lambda_s]}{dt} \quad (\text{B.7})$$

$$[v_{abc_r}] = r_r [i_{abc_r}] + \frac{d[\lambda_r]}{dt}, \quad (\text{B.8})$$

os fluxos de cada fase dependem das correntes e indutâncias nas mesmas, assim

$$[\lambda_{abc_s}] = [L_s][i_{abc_s}] + [L_{sr}][i_{abc_r}] \quad (\text{B.9})$$

$$[\lambda_{abc_r}] = [L_r][i_{abc_r}] + [L_{rs}][i_{abc_s}], \quad (\text{B.10})$$

em que L representa as auto-indutâncias do estator, rotor e entre estator-rotor. As auto-indutâncias correspondem às Equações (B.11), (B.12) e (B.13),

$$L_s = \begin{bmatrix} L_{ls} + L_m & -1/2 L_m & -1/2 L_m \\ -1/2 L_m & L_{ls} + L_m & -1/2 L_m \\ -1/2 L_m & -1/2 L_m & L_{ls} + L_m \end{bmatrix} \quad (\text{B.11})$$

$$L_r = \begin{bmatrix} L_{lr} + L_m & -1/2 L_m & -1/2 L_m \\ -1/2 L_m & L_{lr} + L_m & -1/2 L_m \\ -1/2 L_m & -1/2 L_m & L_{lr} + L_m \end{bmatrix} \quad (\text{B.12})$$

$$L_{sr} = L_m \begin{bmatrix} \cos\theta_r & \cos\left(\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\theta_r & \cos\left(\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\theta_r \end{bmatrix}. \quad (\text{B.13})$$

E L_{ls} e L_{lr} correspondem às indutâncias de dispersão do estator e rotor, L_m corresponde à indutância de magnetização, θ_r corresponde a posição angular elétrica do rotor, e $L_{sr} = (L_{rs})^T$.

As equações apresentadas para o sistema trifásico do motor de indução representam um modelo não-linear, e para análise o sistema torna-se muito complexo, assim, faz-se uma simplificação no equacionamento destas por meio da transformação de coordenadas nas variáveis, como o realizado para o modelo do GSIM apresentado anteriormente, assim

$$v_{ds} = r_s i_{ds} + L_s' \frac{di_{ds}}{dt} - \omega_r L_s' i_{qs} + \frac{L_m}{L_r} \frac{d\lambda_{dr}}{dt} \quad (\text{B.14})$$

$$v_{qs} = r_s i_{qs} + L_s' \frac{di_{qs}}{dt} - \omega_r \left(L_s' i_{ds} + \frac{L_m}{L_r} \lambda_{dr} \right). \quad (\text{B.15})$$

Em que,

v_{ds} - tensão do estator de eixo direto;

i_{ds} - corrente do estator de eixo direto;

L_s' - parâmetro de indutância definido como $L_s' = L_s - L_m^2/L_r$;

L_s e L_r - parâmetro de indutância definido a partir dos parâmetros do circuito equivalente, sendo: $L_s = L_{ls} + L_m$ e $L_r = L_{lr} + L_m$;

ω_r - velocidade angular do fluxo de rotor (rad/s);

λ_{dr} - fluxo concatenado no enrolamento fictício do rotor de eixo direto.

Uma vez que os terminais dos enrolamentos do rotor são curto-circuitados, as tensões nos enrolamentos do rotor são nulas. Os fluxos concatenados do rotor, resultantes da transformação são apresentados pelas Equações (B.16) e (B.17), escolhe-se o eixo direto (d) do sistema $dq0$ como sendo alinhado com o fluxo do rotor, dessa forma o fluxo concatenado de eixo em quadratura (q) para o rotor é nulo,

$$\lambda_{qr} = L_m i_{qs} + (L_{lr} + L_m) i_{qr} = 0 \quad (\text{B.16})$$

$$\lambda_{dr} = L_m i_{ds} + (L_{lr} + L_m) i_{dr}. \quad (\text{B.17})$$

Então, o torque mecânico no eixo do motor de indução é expresso na Equação (B.18).

$$T_{mec} = \frac{3}{2} \frac{P}{2} \left(\frac{L_m}{L_r} \lambda_{dr} i_{qs} \right). \quad (\text{B.18})$$

Portanto, o torque mecânico do motor de indução pode ser determinado por meio da imposição do fluxo de eixo direto do rotor (λ_{dr}) e da corrente de eixo em quadratura do estator (i_{qs}).

APÊNDICE C - PLACA DE ACIONAMENTO PARA INVERSOR CFW11 – PA

A placa PA implementa o circuito elétrico de um conversor digital-analógico através de uma rede R2R. O projeto de desenvolvimento da mesma possui uma resolução de 8 bits, cujo circuito pode ser visto na Figura 54.

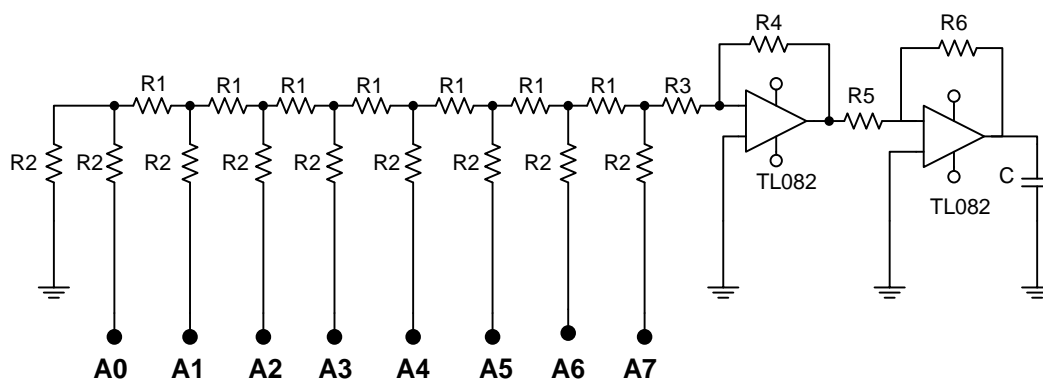


Figura 54 – Circuito para conversor D/A para 8 bits.

Em que: $R1=1\text{k}\Omega$; $R2=2,2\text{k}\Omega$; $R3=R4=33\text{k}\Omega$, $R5=R6=1\text{k}\Omega$ e $C= 22\mu\text{F}$.

APÊNDICE D- PLACA DE CONDICIONAMENTO DE VELOCIDADE - PCV

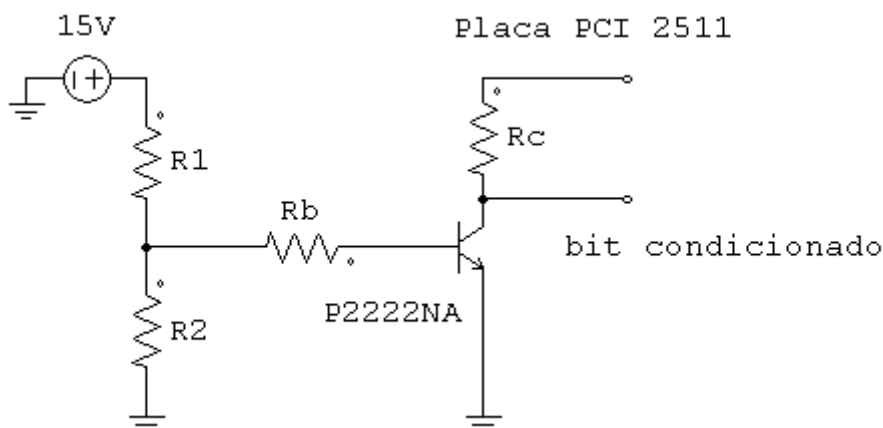


Figura 55 – Circuito de condicionamento para o sinal de leitura de velocidade.

Para o circuito desenvolvido apresentado na Figura 55, a fonte de tensão contínua de 15 V representa o sinal de tensão pulsante com frequência determinada pela escolha de um dos bits do encoder fixado no motor de indução. O transistor bipolar NPN P2222NA opera na região de corte e saturação de acordo com o pulso recebido em sua base, este sinal possui amplitude de 0 a 5 V após um divisor de tensão ser empregado, caracterizado por R1 e R2. A polarização do transistor é feita por Rb e Rc e está em configuração emissor comum.

Para o cálculo de R1 e R2:

$$V_{out} = 5V;$$

$$V_{in} = 15V;$$

$$\text{Fixando } R1 = 1k\Omega;$$

Para um divisor de tensão tem-se: $V_{out} = \frac{R_2}{R_1 + R_2} V_{in}$. O que resulta em um

valor comercial de $R2 = 560\Omega$.

Os valores para a operação de corte e saturação do transistor empregado são de:

$$I_c = 150mA;$$

$$I_b = 15mA;$$

$$V_{CE} = 0,3V;$$

$$V_{BE} = 1,2V.$$

Para a malha de Rb:

$$V_{bb} = I_b R_b + V_{BE}$$

$$5,4 = 0,015 R_b + 1,2$$

$$R_b = 266,6\Omega$$

Para a malha de Rc:

$$V_{cc} = I_c R_c + V_{CE}$$

$$5 = 0,150 R_c + 0,3$$

$$R_c = 31,3\Omega$$

Para valores comerciais define-se: $R_b = 270\Omega$ e $R_c = 33\Omega$.

A saída do circuito da Figura 55 é acoplada ao circuito conversor analógico, implementado a partir de uma porta digital XOR, visto na Figura 56. O sinal resultante é composto por uma forma de onda de amplitude proporcional a frequência de sinal do bit medido. A fim de se atenuar as oscilações do sinal gerado é implementado um filtro passa-baixa. Por fim, tem-se um ganho de amplitude para o nível de tensão correspondente a velocidade lida no eixo do motor, conforme é apresentado na Figura 57.

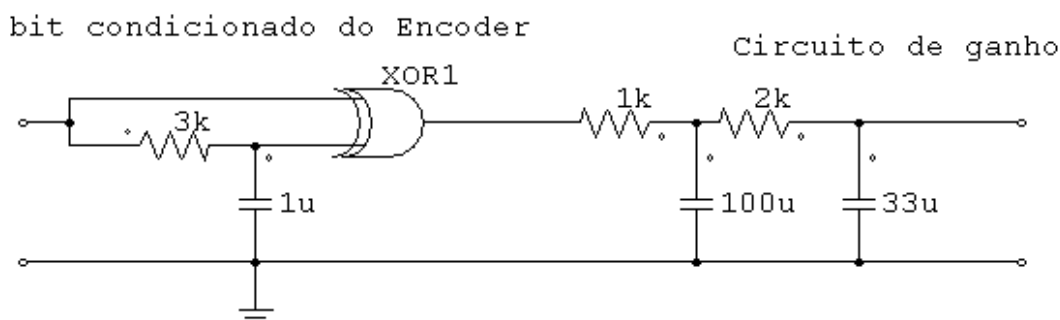


Figura 56 – Circuito conversor analógico para leitura do bit do encoder.

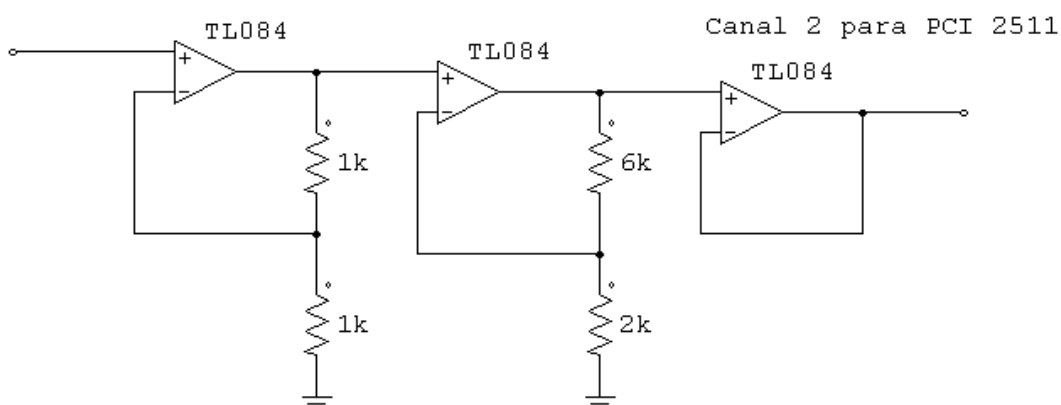


Figura 57 – Ganho em amplitude para sinal analógico de tensão.

APÊNDICE E – PLACA DE CONDICIONAMENTO DE TORQUE - PCT

A placa de condicionamento de torque é construída a partir de um filtro Butherworth 2º ordem, com frequência de corte em 5 hz, e um circuito amplificador de sinal de ganho 10. O circuito para o filtro é apresentado na Figura 58, com os respectivos parâmetros: $R1= 340k\Omega$; $R2=100k\Omega$; $C1=47nF$; $C2=100nF$.

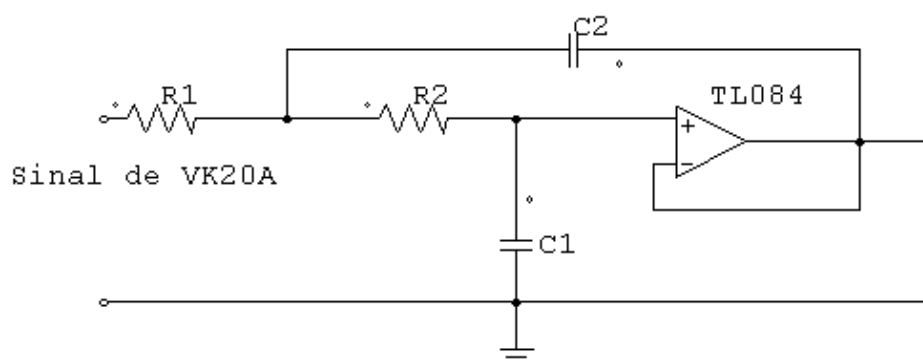


Figura 58 – Filtro Butherworth para circuito de condicionamento de torque.

A Figura 59 apresenta o circuito para ganho do sinal analógico de tensão correspondente ao torque, em 10 vezes.

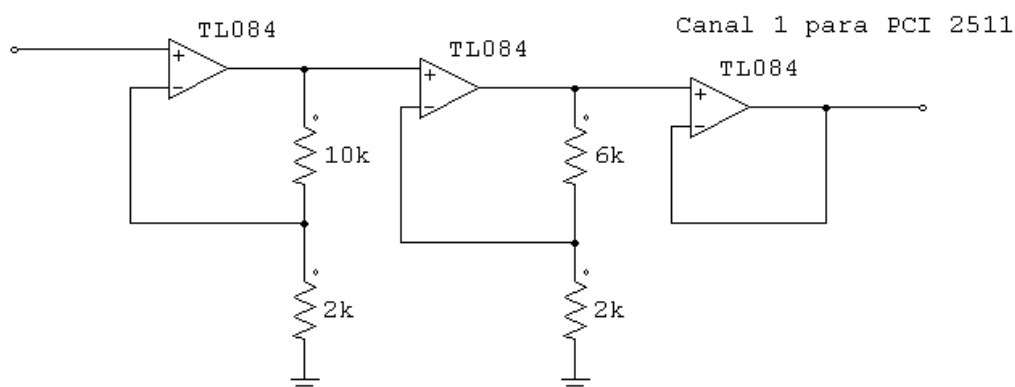


Figura 59 – Circuito amplificador de sinal para sinal analógico de torque.

APÊNDICE F- ROTEIRO DE PROGRAMAÇÃO PARA INVERSOR CFW11

Para a aplicação do inversor CFW-11 deve-se estar atento a alguns parâmetros de leitura que deverão ser atendidos. A operação de controle de torque do motor se dá em modo remoto, ou seja, o torque de rotação é controlado pelo computador. Para que esta operação aconteça, pode-se estabelecer uma sequência de programação no inversor.

- a) Ajuste de parâmetros de leitura na tela da HMI do inversor;
- b) Definir tipo de controle;
- c) Realizar a função Auto-Ajuste;
- d) Configurar as Entradas Analógicas e Parametrizar a comunicação (Local-Remoto).

a)

- Após energizar o conversor, pressionar “PROG” e usar as teclas (↑↓) até atingir P000. Pressionar “PROG” para entrar no modo de programação e selecionar a opção 5, esta é a senha (modo fábrica) responsável para liberar o acesso para alterar o conteúdo dos parâmetros do inversor. Pressionar “PROG” para salvar e sair do modo de programação;
- Executar a função de *Start-Up* Orientado para facilitar a configuração dos valores nominais do motor acionado;
- Selecionar os parâmetros para leitura para tela da HMI:
 - P0205 = Velocidade do motor;
 - P0206 = Corrente do motor;
 - P0207 = Torque no motor.
- Ajustar o fator de escala da referência de velocidade (fundo de escala):
 - P0208 = 900 rpm;

b)

- Ajuste do tipo de controle:
 - Vetorial *Sensorless*: P0202 = (opção 0). Este parâmetro define o tipo de controle;
 - Pressionar “PROG” e selecionar a opção 3 (Controle vetorial *sensorless*). Pressionar “PROG” salvar e sair do modo programação.

c)

- Realizar a função do Auto-Ajuste: Está realiza a parametrização dos reguladores e a corrente para o controle vetorial.
- Utilizar P0408 = 2 (girar para I_m): sem carga no eixo do motor;
- Estimam-se: Resistência do estator R_s ; Indutância de dispersão de fluxo do estator L_s ; Constante de tempo T_r do rotor; Corrente de magnetização nominal I_{m0} do motor; Constante de tempo mecânica do motor e da carga.
- Configurar o regulador de velocidade saturado com P0160 = 1 (o que resulta na limitação de corrente de torque).

d)

- Configurar entradas analógicas;
 - Entradas Analógicas: opção 2 (máxima corrente de torque);
 - O parâmetro P0230 é mantido como inativo (igual a 0);
 - Para AI1:
 - P0231 = 2
 - P0220 = 3 (seleção pela tecla - remoto)
 - P0221 = AI1 (referência da ação local)
 - P0222 = AI1 (referência da ação remota)
 - P0226 = 0 (horário)
 - P0223 = 0 (horário)