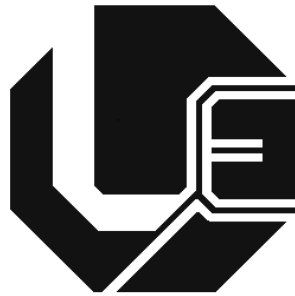


UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO



**Avaliação de Desempenho da Estratégia
de Representação Laboratorial de
Turbinas Eólicas Utilizando Motores de
Indução Controlados**

Guilherme Leal Xavier

**Uberlândia
2012**

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA

FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO

**AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DA ESTRATÉGIA
DE REPRESENTAÇÃO LABORATORIAL DE
TURBINAS EÓLICAS UTILIZANDO MOTORES DE
INDUÇÃO CONTROLADOS**

Dissertação apresentada por Guilherme
Leal Xavier à Universidade Federal de
Uberlândia para obtenção do título de
Mestre em Ciências. Aprovada em 28
de Setembro de 2012.

BANCA EXAMINADORA:

Geraldo Caixeta Guimarães, PhD – UFU (Orientador)

José Carlos de Oliveira, PhD – UFU (Co-Orientador)

Mauro Moura Severino, Dr – UNB

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Sistema de Bibliotecas da UFU, MG - Brasil

- X3a
2012 Xavier, Guilherme Leal, 1983-
Avaliação de desempenho da estratégia de representação laboratorial de turbinas eólicas utilizando motores de indução controlados / Guilherme Leal Xavier. - 2012.
124 f. : il.
- Orientador: Geraldo Caixeta Guimarães.
Coorientador: José Carlos de Oliveira.
- Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Uberlândia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.
Inclui bibliografia.
1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Energia eólica - Teses. 3. Energia - Fontes alternativas - Teses. 4. Motores elétricos de indução - Teses.
I. Guimarães, Geraldo Caixeta, 1954- II. Oliveira, José Carlos de, 1947- III. Universidade Federal de Uberlândia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

CDU: 621.3

AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DA ESTRATÉGIA DE REPRESENTAÇÃO LABORATORIAL DE TURBINAS EÓLICAS UTILIZANDO MOTORES DE INDUÇÃO CONTROLADOS

Guilherme Leal Xavier

Dissertação apresentada por Guilherme Leal Xavier à
Universidade Federal de Uberlândia, como parte dos requisitos para a
obtenção do título de Mestre em Ciências.

Prof. Geraldo Caixeta Guimarães, Ph.D.
(Orientador) – UFU

Prof. Alexandre Cardoso, Dr.
Coordenador do Curso de Pós-Graduação

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus queridos pais, Aguiinaldo e Altiva, por sempre estarem ao meu lado me ajudando e incentivando em todas as minhas decisões.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço a **Deus**, por ter me dado força e coragem em todos os momentos da minha vida, principalmente nas horas difíceis em que mais precisei, mostrando-me sempre o melhor caminho a ser seguido.

Ao professor **Geraldo Caixeta Guimarães**, meu agradecimento pela orientação, apoio e confiança depositada, imprescindíveis para que os objetivos fossem alcançados e este trabalho realizado.

Ao professor **José Carlos de Oliveira**, pela participação ativa como co-orientador ao longo de todas as etapas desta dissertação, pela amizade, apoio e constantes ensinamentos.

À minha família, em especial ao meu pai **Aguinaldo Gonçalves Xavier** e à minha mãe **Altiva Leal Borges Xavier**, pelo carinho, dedicação e apoio que sempre me proporcionaram, e, principalmente, pela oportunidade proporcionada para que este trabalho pudesse ter sido alcançado.

Aos meus irmãos **Maria Carolina Xavier** e **Filipe Leal Xavier**, por sempre torcerem por mim e me incentivarem em todos os momentos de minha vida.

À minha namorada **Graziela Batista de Souza**, pela compreensão e pelo carinho, não podendo esquecer-se das palavras de incentivo nos momentos difíceis, da força e do estímulo que foram essenciais para desenvolvimento desta dissertação.

Aos **amigos da universidade** Alex Reis, Arnaldo, Arthur Bonelli, Daniel Caixeta, Elias Barbosa, Fabrício Parra, Fernanda Hein, Gislene Lima, Guilherme Cunha, Ivan Nunes, Isaque Gondim, João Areis, Loana Velasco, Lucas Vasconcelos, Marcelo Inácio, Paulo Gustavo, Paulo Henrique, Rafael Martins e Tiago Vieira, pela amizade, apoio e agradável convivência durante esta jornada.

Aos **demais amigos**, que, apesar de não terem seus nomes citados aqui, também estão presentes nos meus agradecimentos, por todo carinho e apoio ao longo de minha vida.

Aos **professores dessa universidade**, pela amizade e auxílio mediante aos conhecimentos transmitidos. Em especial, José Wilson, José Rubens, Luiz Carlos Gomes de Freitas, Antônio Carlos Delaiba, Kleiber David, Carlos Eduardo Tavares, Marcelo Lins e Milton Samesima, que tiveram suas contribuições nesta dissertação.

Ao **Edmar Andrade Ribeiro**, funcionário da Física, pelos serviços prestados, que foram de grande valia para desenvolvimento da pesquisa.

Aos demais funcionários do programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e da instituição como um todo.

À CAPES e à FAPEMIG, pelo subsídio financeiro.

À ELETROBRÁS/FURNAS, pelo suporte financeiro por meio de seu programa de Pesquisa e Desenvolvimento.

RESUMO

Atualmente, verifica-se um crescente aumento da demanda energética em todo o mundo. Com isso, é grande a busca por um modelo mais sustentável que seja capaz de suprir toda essa necessidade. Nesse contexto, surgem as fontes de energia renovável, que se apresentam com baixo impacto ambiental quando comparadas às demais opções. Entre as fontes renováveis, a energia eólica destaca-se como uma das mais promissoras, o que implica em um crescente interesse em estudos para o desenvolvimento desta tecnologia que se esbarra ainda em limitações devido à complexidade das estratégias empregadas. Neste particular, muito embora o reconhecimento da existência de um grande número de trabalhos computacionais voltados para a representação de complexos eólicos, há de se destacar que os recursos destinados a estudos laboratoriais, que muito complementam a formação e as pesquisas, não são encontrados com facilidade. À luz desses fatos e visando o estabelecimento de uma estratégia voltada para a representação experimental de unidades eólicas em escala reduzida, este trabalho apresenta uma proposta de utilizar o motor de indução controlado via inversor, como uma alternativa para substituir a turbina eólica. De posse desta estratégia, a presente dissertação avança no sentido de realizar simulações para a obtenção de informações pertinentes às grandezas mecânicas e elétricas em vários pontos da estrutura concebida. Por fim, realiza-se uma análise comparativa com a técnica que adota o motor de corrente contínua controlado para o mesmo objetivo.

Palavras-chave: Energia eólica, fonte renovável, simulador de turbinas eólicas, estrutura laboratorial, motor de indução controlado.

ABSTRACT

Currently, it is observed an increasing energy demand worldwide. Thus, it is great the search for a more sustainable energy model that is able to meet all the need. In this context, there come the renewable energy sources which present with low environmental impact when compared to other options. Among renewable sources, the wind energy stands out as one of the most promising, which implies an increasing interest in studies for the development of this technology that is still coming up with limitations due to the complexity of the strategies employed. In particular, although the recognition of a large number of computational work aimed at the representation of wind complex, there must be pointed that the resources aimed to laboratory studies, which greatly complement the training and research, are not easily found. In light of these facts and seeking the establishment of a strategy focused on the experimental representation of small-scale wind turbines, this work presents a proposal to use the inverter controlled induction motor as an alternative to replace the wind turbine. Under this strategy, this dissertation advances towards performing simulations to obtain information pertinent to mechanical and electrical quantities in various parts of the conceived structure. Finally, a comparative analysis is made with the technique that adopts controlled dc motor for the same goal.

Keywords: Wind energy, renewable source, wind turbine simulator, laboratory structure, controlled induction motor.

SUMÁRIO

CAPÍTULO I

Introdução.....	1
1.1. <i>Considerações Iniciais.....</i>	<i>1</i>
1.2. <i>Energia Eólica no Mundo.....</i>	<i>2</i>
1.3. <i>Energia Eólica no Brasil</i>	<i>5</i>
1.4. <i>Estado da Arte</i>	<i>8</i>
1.5. <i>Cerne da Dissertação</i>	<i>12</i>
1.6. <i>Estrutura da Dissertação.....</i>	<i>13</i>

CAPÍTULO II

Descrição e Modelagem Matemática dos Componentes do Sistema Eólico e Laboratorial.....	15
2.1. <i>Considerações Iniciais.....</i>	<i>15</i>
2.2. <i>Fonte de Energia Primária.....</i>	<i>16</i>
2.3. <i>Turbina Eólica.....</i>	<i>20</i>
2.3.1. <i>Potência Mecânica.....</i>	<i>22</i>
2.4. <i>Tecnologias de Aerogeradores</i>	<i>26</i>
2.5. <i>Motor de Indução Trifásico</i>	<i>28</i>
2.6. <i>Considerações Finais</i>	<i>36</i>

CAPÍTULO III

Estrutura Laboratorial para Representação de Uma Turbina Eólica Via Motor de Indução	37
3.1. <i>Considerações Iniciais.....</i>	<i>37</i>
3.2. <i>Arquitetura da Estrutura Laboratorial.....</i>	<i>38</i>
3.3. <i>Componentes do Modelo Experimental.....</i>	<i>40</i>
3.4. <i>Estratégia de Controle do Motor de Indução</i>	<i>43</i>
3.4.1. <i>Software de Controle e Monitoramento.....</i>	<i>45</i>
3.4.2. <i>Princípio de Funcionamento do Controle.....</i>	<i>51</i>
3.5. <i>Considerações Finais</i>	<i>53</i>

CAPÍTULO VI

Estudos Experimentais de Desempenho da Unidade de Conversão de Energia Eólica..... 54

4.1. Considerações Iniciais.....	54
4.2. Características do Sistema Eólico.....	55
4.3. Resultados do Caso 1.....	58
4.3.1. Resultados e Análises para o ponto 1.....	58
4.3.2. Resultados e análises para o ponto 2.....	62
4.3.3. Resultados e análises para o ponto 3.....	64
4.3.4. Resultados e análises para o ponto 4.....	65
4.3.5. Resultados e análises para o ponto 5.....	67
4.4. Resultados do Caso 2.....	70
4.4.1. Resultados e análises para o ponto 1.....	70
4.4.2. Resultados e análises para o ponto 2.....	74
4.4.3. Resultados e análises para o ponto 3.....	78
4.4.4. Resultados e análises para o ponto 4.....	79
4.4.5. Resultados e análises para o ponto 5.....	81
4.5. Resultados do Caso 3.....	84
4.5.1. Resultados e análises para o ponto 1.....	85
4.5.2. Resultados e análises para o ponto 2.....	89
4.5.3. Resultados e análises para o ponto 3.....	93
4.5.4. Resultados e análises para o ponto 4.....	94
4.5.5. Resultados e análises para o ponto 5.....	96
4.6. Considerações finais.....	99

CAPÍTULO V

Análise Comparativa das Estratégias Adotadas para Representação de Turbinas Eólicas 103

5.1. Considerações Iniciais.....	103
5.2. Estratégia Utilizando Motor de Corrente Contínua.....	104
5.3. Estudos Experimentais.....	107
5.4. Considerações finais.....	112

CAPÍTULO VI

Conclusões Gerais 114

REFERÊNCIAS 119

LISTA DE FIGURAS

Todas as ilustrações, fotos e gráficos foram denominadas como figura.

Figura 1.1 – Capacidade mundial de energia eólica instalada anualmente de 1996 a 2011 [2].	3
Figura 1.2 – Capacidade mundial de energia eólica acumulada de 1996 a 2011 [2].	3
Figura 1.3 – Capacidade mundial de energia eólica prevista de 2012 a 2016 [2].	4
Figura 2.1 – Turbina eólica de eixo vertical - Darrieus [20].	21
Figura 2.2 – Turbina eólica de eixo horizontal.	21
Figura 2.3 – Turbina eólica off-shore.	22
Figura 2.4 – Coeficiente de potência em relação a λ e β [38].	25
Figura 2.5 – Curva típica de potência elétrica em função do vento de uma turbina eólica de 660 kW com controle Pitch [19].	26
Figura 2.6 – Sistema de conversão de energia eólica a velocidade variável dotada de gerador síncrono com rotor a imã permanente.	28
Figura 3.1 – Estrutura de conversão de energia eólica.	38
Figura 3.2 – Representação de uma turbina eólica via motor de indução controlado.	39
Figura 3.3 – Partes constituintes de um sistema eólico a ser montado no laboratório.	40
Figura 3.4 – Estrutura laboratorial concebida para representação de unidades de geração eólica via motor de indução controlado.	41
Figura 3.5 – Motor de indução controlado representando uma turbina eólica.	44
Figura 3.6 – Tela para entrada de dados pelo usuário no software de controle e monitoramento.	46
Figura 3.7 – Monitoração e armazenamento de dados.	48
Figura 3.8 – Fluxograma para controle do motor.	49
Figura 3.9 – Detalhe da ligação do sistema de controle do motor de indução.	51
Figura 4.1 – Pontos de medição para estudos do desempenho da estrutura laboratorial.	57
Figura 4.2 – Velocidade do vento – Caso 1.	59
Figura 4.3 – Velocidade mecânica da turbina eólica de referência – Caso 1.	59
Figura 4.4 – Velocidade mecânica do motor de indução – Caso 1.	60
Figura 4.5 – Coeficiente de potência C_p da turbina eólica – Caso 1.	60
Figura 4.6 – Potência aerodinâmica extraída pela turbina eólica – Caso 1.	61
Figura 4.7 – Torque mecânico fornecido ao eixo do gerador – Caso 1.	61
Figura 4.8 – Tensões trifásicas do gerador – Caso 1.	62
Figura 4.9 – Zoom das tensões trifásicas do gerador – Caso 1.	62
Figura 4.10 – Tensão eficaz produzida nos terminais do gerador – Caso 1.	63
Figura 4.11 – Correntes trifásicas do gerador – Caso 1.	63
Figura 4.12 – Zoom das correntes trifásicas do gerador – Caso 1.	64
Figura 4.13 – Corrente de linha do gerador – Caso 1.	64
Figura 4.14 – Tensão no elo CC – Caso 1.	65
Figura 4.15 – Corrente no elo CC – Caso 1.	65
Figura 4.16 – Tensões trifásicas na saída do inversor – Caso 1.	66
Figura 4.17 – Zoom das tensões trifásicas na saída do inversor – Caso 1.	66
Figura 4.18 – Correntes na saída do inversor – Caso 1.	67
Figura 4.19 – Zoom das correntes na saída do inversor – Caso 1.	67

Figura 4.20 – Tensões trifásicas nos terminais da carga – Caso 1.....	68
Figura 4.21 – Zoom das tensões nos terminais da carga – Caso 1.	68
Figura 4.22 – Tensão eficaz nos terminais da carga – Caso 1.....	69
Figura 4.23 – Correntes trifásicas na carga – Caso 1.	69
Figura 4.24 – Zoom das correntes trifásicas na carga – Caso 1.	69
Figura 4.25 – Corrente eficaz na carga – Caso 1.	70
Figura 4.26 – Velocidade do vento – Caso 2.....	71
Figura 4.27 – Velocidade mecânica da turbina eólica – Caso 2.....	71
Figura 4.28 – Velocidade mecânica do motor de indução trifásico – Caso 2.....	72
Figura 4.29 – Coeficiente de potência C_p da turbina eólica – Caso 2.	72
Figura 4.30 – Potência aerodinâmica extraída pela turbina eólica – Caso 2.	73
Figura 4.31 – Torque mecânico fornecido ao eixo do gerador – Caso 2.....	74
Figura 4.32 – Perfil das tensões do gerador – Caso 2.	74
Figura 4.33 – Zoom das tensões do gerador no momento da rajada – Caso 2.....	75
Figura 4.34 – Zoom das tensões do gerador no momento da rampa – Caso 2.	75
Figura 4.35 – Tensão eficaz nos terminais do gerador – Caso 2.	76
Figura 4.36 – Perfil das correntes na saída do gerador – Caso 2.	77
Figura 4.37 – Zoom das correntes do gerador no momento da rajada – Caso 2.	77
Figura 4.38 – Zoom das correntes do gerador no momento da rampa – Caso 2.....	77
Figura 4.39 – Corrente eficaz na saída do gerador – Caso 2.	78
Figura 4.40 – Tensão no elo CC – Caso 2.....	79
Figura 4.41 – Corrente no elo CC – Caso 2.....	79
Figura 4.42 – Tensões trifásicas nos terminais de saída do inversor – Caso 2.	80
Figura 4.43 – Zoom das tensões na saída do inversor no instante da rajada – Caso 2.....	80
Figura 4.44 – Zoom das tensões na saída do inversor no instante da rampa – Caso 2.....	81
Figura 4.45 – Corrente trifásica na saída do inversor – Caso 2.....	81
Figura 4.46 – Tensões trifásicas nos terminais da carga – Caso 2.....	82
Figura 4.47 – Zoom das tensões nos terminais da carga – Caso 2.	82
Figura 4.48 – Tensão eficaz nos terminais da carga – Caso 2.....	83
Figura 4.49 – Correntes trifásicas na carga – Caso 2.	83
Figura 4.50 – Zoom das correntes na carga – Caso 2.	84
Figura 4.51 – Corrente eficaz absorvida pela carga – Caso 2.	84
Figura 4.52 – Velocidade do vento – Caso 3.....	85
Figura 4.53 – Velocidade mecânica da turbina eólica – Caso 3.....	86
Figura 4.54 – Velocidade mecânica do eixo do motor de indução trifásico – Caso 3.....	86
Figura 4.55 - Coeficiente de potência C_p da turbina eólica – Caso 3.	87
Figura 4.56 – Potência aerodinâmica extraída pela turbina eólica – Caso 3.	88
Figura 4.57 – Período de atuação do Ângulo Pitch – Caso 3.	88
Figura 4.58 – Torque mecânico fornecido ao eixo do gerador – Caso 3.....	89
Figura 4.59 – Tensões trifásicas na saída do gerador – Caso 3.	89
Figura 4.60 – Zoom das tensões trifásicas do gerador no momento da rajada – Caso 3.....	90
Figura 4.61 – Zoom das tensões trifásicas do gerador no momento da rampa – Caso 3.....	90
Figura 4.62 – Tensão eficaz nos terminais de saída do gerador elétrico – Caso 3.	91
Figura 4.63 – Correntes trifásicas de saída do gerador – Caso 3.	91
Figura 4.64 – Zoom das correntes trifásicas do gerador no momento da rajada – Caso 3.....	92
Figura 4.65 – Zoom das correntes trifásicas do gerador no momento da rampa – Caso 3.....	92
Figura 4.66 – Corrente eficaz fornecida pelo gerador elétrico – Caso 3.	93
Figura 4.67 – Tensão do elo CC – Caso 3.....	93
Figura 4.68 – Corrente injetada no elo CC – Caso 3.....	94
Figura 4.69 – Tensões trifásicas na saída do inversor – Caso 3.....	94

Figura 4.70 – Zoom das tensões na saída do inversor no instante da rajada – Caso 3.....	95
Figura 4.71 – Zoom das tensões na saída do inversor no instante da rampa – Caso 3.....	95
Figura 4.72 – Corrente trifásica na saída do inversor – Caso 3.....	95
Figura 4.73 – Tensões trifásicas nos terminais da carga – Caso 3.....	96
Figura 4.74 – Zoom das tensões nos terminais da carga no instante da rajada – Caso 3.....	96
Figura 4.75 – Zoom das tensões nos terminais da carga no instante da rampa – Caso 3.....	97
Figura 4.76 – Tensão eficaz nos terminais da carga – Caso 3.....	97
Figura 4.77 – Corrente trifásica absorvida pela carga – Caso 3.	98
Figura 4.78 – Zoom das correntes na carga no instante da rajada – Caso 3.	98
Figura 4.79 – Zoom das correntes na carga no instante da rampa – Caso 3.	98
Figura 4.80 – Corrente eficaz nos terminais da carga – Caso 3.....	99
Figura 5.1 – Fluxograma para controle do motor de corrente contínua.	106
Figura 5.2 – Velocidade do vento adotado para ambas estratégias.	107
Figura 5.3 – Velocidade mecânica do motor elétrico – (a) MIT (b) MCC.....	108
Figura 5.4 – Coeficiente de potência da turbina eólica – (a) MIT (b) MCC.	109
Figura 5.5 – Potência extraída do vento pela Turbina Eólica – (a) MIT (b) MCC.	110
Figura 5.6 – Potência disponibilizada pelo motor elétrico – (a) MIT (b) MCC.	111
Figura 5.7 – Torque mecânico fornecido ao eixo do gerador elétrico – (a) MIT (b) MCC. ..	112

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – <i>Os 10 países com maiores capacidades instaladas e suas participações no total de eólicas instaladas no mundo [2]</i>	4
Tabela 3.1 – <i>Dados de placa do motor de indução.</i>	42
Tabela 3.2 – <i>Dados de placa do gerador síncrono.</i>	42
Tabela 3.3 – <i>Indutância nominal por posição.</i>	42
Tabela 3.4 – <i>Resistência nominal por posição.</i>	43
Tabela 4.1 – <i>Parâmetros do aerogerador real utilizado como referência.</i>	55
Tabela 4.2 – <i>Grandezas analisadas em cada ponto de medição.</i>	58
Tabela 5.1 – <i>Dados de placa do motor de corrente contínua.</i>	105

CAPÍTULO I

Introdução

9.1. Considerações Iniciais

A demanda de energia elétrica tem aumentado drasticamente ao longo dos últimos anos, tanto a nível nacional quanto internacional, motivada principalmente pelo aumento da atividade industrial e pelo crescimento populacional. Com isso, surge o desafio de suprir toda essa demanda com um modelo mais sustentável, que traduz em garantir que o desenvolvimento econômico não agrida tanto o planeta. Dentro desse contexto, é crescente a busca por fontes de energia renováveis, substituindo as fontes com grande impacto ambiental, a exemplo do petróleo, carvão, nuclear, energia hidráulica provenientes de grandes reservatórios, dentre outras.

Entre as fontes alternativas de energia, a que mais vem se destacando a cada dia é a energia eólica, principalmente devido aos incentivos governamentais e ao alto grau de desenvolvimento e confiabilidade desta tecnologia.

As primeiras tentativas para geração de energia elétrica por meio do vento surgiram no final do século XIX, mas somente um século depois, com a crise internacional do petróleo (década de 70), é que houve interesse e investimentos suficientes para viabilizar o

desenvolvimento e a aplicação de equipamentos em escala comercial. A primeira turbina eólica comercial conectada à rede elétrica pública foi instalada em 1976, na Dinamarca. No Brasil, somente em junho de 1992 é que foi instalado o primeiro aerogerador de grande porte, situado no arquipélago de Fernando de Noronha. Na época, essa geração eólica correspondia a cerca de 10% da energia gerada na ilha, proporcionando uma economia de aproximadamente 70.000 litros de óleo *diesel* por ano [1].

O maior empecilho enfrentado quando se trata de energia eólica está diretamente relacionado aos problemas de conexão deste tipo de geração à rede elétrica. Por depender das condições atmosféricas, o vento não pode ser controlado nem armazenado; com isso, a quantidade e qualidade da energia elétrica gerada implicam em um complexo sistema operativo.

A possibilidade de efetuar estudos com as características de um sistema real em uma bancada laboratorial é de grande valia e de suma importância para o domínio e desenvolvimento desta tecnologia. Desta forma, é possível melhorar a qualidade da energia elétrica produzida e diminuir distúrbios causados pela conexão de turbinas eólicas no sistema elétrico.

9.2. Energia Eólica no Mundo

A energia eólica é a fonte de energia renovável que tem ganhado mais destaque nos últimos anos e, conforme [2], em 2011 houve um acréscimo de aproximadamente 40,5 GW na capacidade instalada de energia eólica no mundo, representando um investimento de mais de 68 bilhões de dólares. A Figura 9.1, apresenta a capacidade mundial de energia eólica instalada anualmente, desde 1996 até o final de 2011.

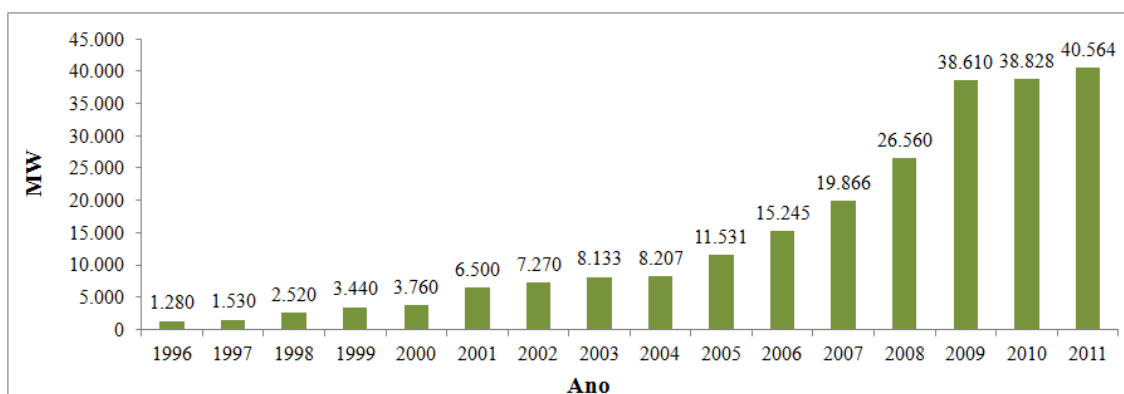


Figura 9.1 – Capacidade mundial de energia eólica instalada anualmente de 1996 a 2011 [2].

Em 2011, a capacidade de produção de energia elétrica provida dos ventos acumulou um montante da ordem de 238 GW, representando um crescimento da capacidade mundial de energia eólica instalada de aproximadamente 20% em relação a 2010, conforme pode ser visto pela Figura 9.2.

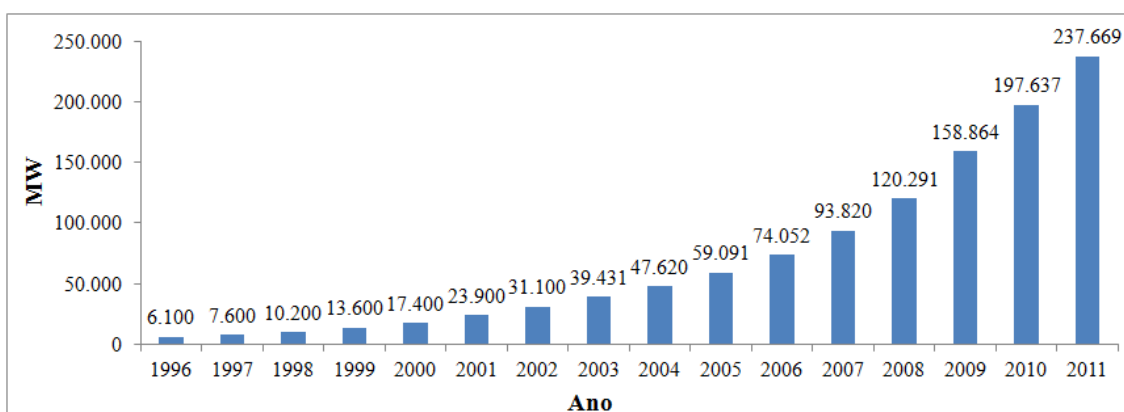


Figura 9.2 – Capacidade mundial de energia eólica acumulada de 1996 a 2011 [2].

A expectativa de crescimento desta fonte de energia é animadora: estima-se que a capacidade mundial de energia eólica continue crescendo a passos largos, chegando a superar os 490 GW em 2016. A Figura 9.3 apresenta a estimativa da capacidade mundial de energia eólica instalada para os próximos anos.

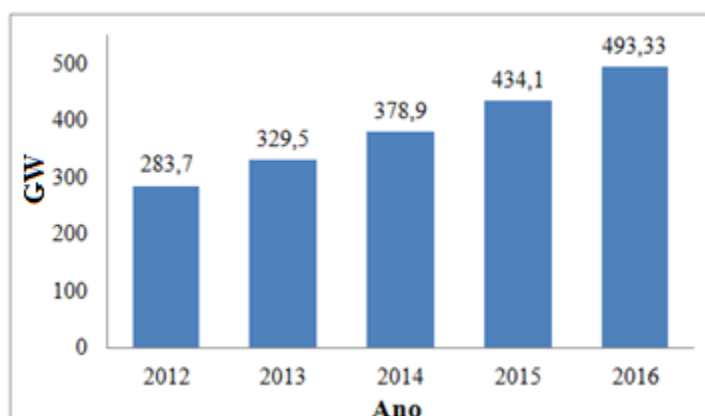


Figura 9.3 – *Capacidade mundial de energia eólica prevista de 2012 a 2016 [2].*

A Tabela 9.1 apresenta a relação dos 10 países com maior potencial eólico instalado até o final de 2011. A China, país que mais vem se destacando no cenário mundial na produção de energia eólica, ocupava, em 2008, a quarta posição no *ranking* dos maiores produtores, com 12.210 MW instalados. Em 2009, contava com 25.805 MW, passando a ser o segundo maior país em capacidade instalada. A partir de 2010, a China tornou-se o país com maior capacidade de energia eólica instalada, chegando ao final de 2011 com 62.364 MW instalados.

Tabela 9.1 – *Os 10 países com maiores capacidades instaladas e suas participações no total de eólicas instaladas no mundo [2].*

País	MW	%
China	62.364	26,2
USA	46.919	19,7
Alemanha	29.060	12,2
Espanha	21.674	9,1
Índia	16.084	6,8
França	6.800	2,9
Itália	6.737	2,8
Reino Unido	6.540	2,7
Canadá	5.265	2,2
Portugal	4.083	1,7
Demais Países	32.143	13,7

Por conta da variabilidade e, em alguns casos, imprevisibilidade do fluxo dos ventos, a energia elétrica realmente produzida por um parque eólico pode ficar muito abaixo da sua capacidade instalada.

9.3. Energia Eólica no Brasil

Atualmente o Brasil possui 2.633 empreendimentos em operação para geração de energia elétrica, totalizando 118.098,22 MW de potência gerada. Desse montante, 66,61% de toda energia gerada no país é provinda das usinas hidrelétricas. As usinas eólicas possuem uma parcela discreta na matriz energética nacional, com aproximadamente 1.543,04 MW de potência gerada, apenas 1,31% de toda energia elétrica gerada no país são provenientes de aerogeradores. Hoje em dia existem 76 usinas eólicas em operação no Brasil [3].

Os Parques Eólicos de Osório formam o maior complexo gerador de energia a partir do vento da América Latina e estão localizados no município de Osório, no Estado do Rio Grande do Sul. O empreendimento tem uma potência instalada de 150 MW. São 75 aerogeradores, de 2 MW cada, instalados no alto de torres de concreto com 100 metros de altura. Tais estruturas estão distribuídas igualmente ao longo dos três parques que integram o projeto: Osório, Sangradouro e Índios [4].

O Brasil possui um potencial expressivo para geração de energia eólica, destacando as regiões do Nordeste e o estado do Rio Grande do Sul. Com base no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, desenvolvido pelo CEPEL em 2001, estima-se que o potencial eólico do Brasil é de aproximadamente 143 GW. Entretanto, hoje em dia, esse dado é considerado defasado, pois este estudo foi realizado por meio de medições de velocidade do vento em alturas relativas a 50 metros. Atualmente, os aerogeradores são instalados em torres com altura

superior, na faixa de 100 a 150 metros, onde a velocidade média do vento é superior, proporcionando um incremento da potência gerada. Novos levantamentos realizados pela EPE, está redimensionando o potencial de geração de energia eólica no país de aproximadamente 143 GW para, pelo menos, 300 GW [5].

Um grande marco para o crescimento da energia eólica no Brasil foi a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Instituído pela Lei nº 10.438/2002, sendo revisado e ajustado pela Lei nº 10.762/2003, teve como objetivo aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebido com base em fonte eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) no Sistema Interligado Nacional (SIN), promovendo assim, uma diversificação da matriz energética brasileira. Esse programa previa a implantação de 144 usinas, totalizando 3.299,40 MW de capacidade instalada, sendo 1.422,92 MW provenientes de 54 usinas eólicas, distribuídas da seguinte forma: 36 (805,58 MW) no nordeste, 2 (163,05 MW) no sudeste e 16 (454,29 MW) no sul do país. Um grande desafio estabelecido pelo PROINFA foi o índice de 60% de nacionalização dos empreendimentos, tendo como objetivo, promover a indústria de base dessas fontes [6].

De acordo com [7], este programa implantou, até 31 de dezembro de 2011, um total de 119 empreendimentos: 41 eólicos, 59 PCHs e 19 térmicas a biomassa. Juntos, esses empreendimentos têm capacidade instalada de 2.649,87 MW, dos quais 953,99 MW são de usinas eólicas. A Eletrobrás é a responsável pela comercialização da energia elétrica gerada pelos empreendimentos contratados no âmbito do PROINFA por um prazo de 20 anos.

A estratégia atual adotada pelo Governo Federal encontra-se centrada na inclusão da geração eólica em leilões de energia. A Lei Nº 10.848/2004 definiu que a contratação de

energia elétrica para cobertura do consumo no ambiente regulado e para formação de lastro de reserva deverá ser feita por meio de leilões públicos específicos.

O primeiro leilão de comercialização de energia elétrica voltado exclusivamente para fonte eólica, realizado em dezembro de 2009 pelo Governo Federal, resultou na contratação de 1.805,7 MW a um preço médio de R\$ 148,39/MWh, 21,49% abaixo do valor inicial de R\$189/MWh. No total, foi viabilizada a construção de 71 empreendimentos de geração eólica em cinco estados das regiões Nordeste e Sul, com início de suprimento a partir de 1º de julho de 2012 [8].

O segundo leilão de Fontes Alternativas de Energia Elétrica (A-3 e Reserva) foi realizado em agosto de 2010, resultando na contratação de 2.892,2 MW de potência instalada, em um total de 89 empreendimentos. Desses, 70 são usinas eólicas, correspondendo a 2.047,8 MW, sendo os demais, 12 termelétricas à biomassa e 7 PCHs, ambos com início para operação em 1º de janeiro de 2013. O preço médio da energia eólica foi de R\$ 130,86/MWh, 12% abaixo do valor verificado no primeiro leilão e inferior às demais fontes alternativas negociadas. O preço médio da energia elétrica para PCH foi de R\$ 141,93/MWh, já as termelétricas tiveram preço médio de R\$ 144,20/MWh [9].

Em 2011, foram realizados os leilões de energia A-3 e Reserva 2011, com grande destaque nos processos licitatórios para energia eólica, cuja negociação somou 1.928,8 MW de potência instalada a um preço médio inferior a R\$ 100,00 o MWh. Neste leilão, foi negociado um total de 78 novos parques eólicos [10].

O último leilão realizado pelo Governo Federal, até a presente data, foi o leilão de energia A-5/2011. Objetivando suprir a demanda projetada pelas empresas distribuidoras para o ano de 2016, esse leilão resultou na contratação de 42 projetos de geração de eletricidade, com capacidade instalada total de 1.211,5 MW. Assim como nos últimos leilões de energia

realizados pelo Governo Federal, a fonte eólica foi o grande destaque desta licitação, com 39 projetos negociados somando 976,5 MW. Este montante corresponde a 81% da potência total negociada no leilão. O preço médio da energia eólica deste leilão foi de R\$105,12/MWh [11]. Os próximos leilões de energia (A-3 2012 e A-5 2012), inicialmente marcados para maio de 2012, tiveram suas datas alteradas para outubro de 2012, nos quais se espera que a energia eólica continue em posição de destaque nas negociações para geração de energia elétrica.

9.4. Estado da Arte

Como descrito anteriormente, a geração de energia elétrica provinda dos ventos está em crescente expansão no Brasil e no mundo. Com isso, surgem grandes interesses e esforços no desenvolvimento e domínio de tecnologias utilizadas para extrair o máximo possível de energia dos ventos.

Um ponto relevante e merecedor de destaque é a conexão dos parques eólicos à rede elétrica. Devido ao aumento dessa geração, torna-se cada vez mais evidente a necessidade de estudos para prever e reduzir os impactos causados pela conexão das centrais eólicas ao sistema. Tais conexões devem atender aos procedimentos estabelecidos por documentos e normas específicas nacionais e internacionais tais como: PRODIST da ANEEL [12], Procedimentos de Rede do ONS [13] e a IEC 61400-21 [14]. Entre outros quesitos, as diretrizes apontadas por tais referências contemplam questões atreladas à frequência da rede, potência ativa injetada, tensão de saída, flutuação de tensão, distorções harmônicas e suportabilidade quanto às faltas na rede [15].

Para estudos e desenvolvimentos de tecnologias de geração de energia eólica, seria de grande valor a construção de um modelo real para a realização de testes e simulações. Porém,

devido aos altos valores envolvidos na aquisição e instalação, juntamente com necessidade de um local com ventos constantes e um grande espaço físico disponível para locação do mesmo, esta opção torna-se inviável.

Diante de tal dificuldade, uma solução seria a utilização do método experimental baseado na utilização de túnel de vento, onde a velocidade do vento pode ser controlada. Em [16], relata-se o desenvolvimento de um túnel de vento usado para realizar testes de turbina eólica com vento de velocidade controlada. O protótipo é concebido para disponibilizar velocidades de vento de até 20 m/s. Utilizando um motor de indução de 5 HP, controlado por um inversor de frequência, o túnel de vento tem condições de reproduzir condições reais de vento para realizar testes experimentais de turbinas eólicas.

Já em [17], relata-se o desenvolvimento de um túnel de vento com velocidade variável de 0,5 a 15 m/s para testes de turbinas eólicas. Um detalhamento dos componentes pertencentes do túnel do vento é apresentado, juntamente com os resultados dos testes realizados com uma turbina eólica de eixo vertical.

Uma metodologia simplificada para dimensionar pás de turbinas eólicas de eixo horizontal foi apresentada em [18]. Adicionalmente, é demonstrada uma aplicação de testes de turbinas eólicas em túnel de vento, tendo como resultado principal a curva característica da turbina. Esta curva quantifica a potência gerada pela turbina em relação à velocidade do vento. A estrutura de testes consiste basicamente em um túnel de vento onde é possível controlar a velocidade do vento. Tal velocidade é medida por meio de sensores denominados anemômetros. Neste experimento, foi utilizada uma turbina eólica de pequeno porte, fabricada no Brasil, com potência nominal de 400 W.

A construção de um túnel de vento para estudos referentes à turbina eólica possui um alto custo de implantação e uma elevada complexidade de montagem. Com intuito de obter

resultados do desempenho de turbinas eólicas com um custo mais viável, surgiram os modelos computacionais e as estruturas laboratoriais utilizando motores elétricos controlados. Estas estratégias mostram-se capazes de reproduzir o comportamento real do vento, ou até mesmo um modelo simplificado, resultando em um modelo fiel para análise dos impactos causados na conexão de unidades eólicas ao sistema elétrico.

Em [19] e [20], foi desenvolvido de um modelo computacional utilizando o simulador SABER, *software* comercial. Estes trabalhos apresentaram a modelagem matemática dos equipamentos que compõe o complexo eólico e o desenvolvimento da ferramenta para realização de estudos de desempenho de parques eólicos de velocidade variável. Já em [21], utilizou-se o ATP (*Alternative Transients Program*), um *software* livre, para implementar um modelo computacional a fim de representar um complexo eólico e realizar estudos no que tange à conexão de aerogeradores ao sistema elétrico. Muitos trabalhos já foram desenvolvidos utilizando métodos computacionais para simular turbinas eólicas, porém alguns carecem de validação, a qual pode ser feita com medições em campo ou protótipos laboratoriais onde se utiliza motor elétrico controlado.

A fim de reduzir custos, alta complexidade e revelar situações reais, vários grupos de pesquisa têm adotado a alternativa de utilização de sistemas emuladores de turbinas eólicas, onde o conjugado mecânico fornecido ao eixo do gerador seria substituído por uma máquina elétrica com intuito de impor uma relação torque x velocidade ao eixo do gerador elétrico.

A configuração mais tradicional é constituída por um motor de corrente contínua para simular a turbina eólica, produzindo um conjugado no eixo do gerador condizente ao produzido pela turbina. Vários trabalhos propõem a utilização de um motor de corrente contínua com excitação independente, podendo-se citar [22], [23] e [24] que utilizaram o motor CC de potência distinta para reproduzir no eixo do gerador características mecânicas

idênticas às da turbina eólica. O controle de conjugado nessa configuração é obtido por meio da variação direta da corrente de armadura. Em [25], é apresentado um modelo experimental utilizando ainda o motor CC com excitação independente com o eixo conectado ao gerador síncrono de ímã permanente. Nesse trabalho são apresentados resultados experimentais do sistema eólico conectado a uma carga isolada. É demonstrada a atuação do controle *Pitch*, ao adotar como fonte primária de energia um vento com velocidade superior à velocidade nominal da turbina.

Nesses trabalhos, optou-se pela utilização do motor CC e os resultados apresentados foram convincentes, no entanto, outra opção para representação das turbinas eólica em estrutura laboratorial, incide na utilização do motor de indução, que, graças ao avanço da eletrônica de potência, teve sua aplicação simplificada no que tange ao controle de velocidade e conjugado, porém com mais sofisticação. A utilização desta estratégia vem sendo adotada por vários grupos de pesquisa com intuito de simular a turbina eólica.

Em [26], é desenvolvida uma estratégia com o uso de um motor de indução microcontrolado para simulação das características estáticas e dinâmicas de uma turbina eólica. Foram implementadas as características dinâmicas do fenômeno de sombreamento de torre, do controle *Pitch* e da caixa de transmissão. Os controles utilizados são descritos juntamente com a modelagem matemática e resultados experimentais são expostos. Contudo, nesse trabalho utilizou-se da estratégia de controle da velocidade, a qual é questionável para tal aplicação, divergindo do controle de conjugado a ser implementado na atual dissertação.

Já em [27], a estratégia para controle do motor de indução incide na utilização do controle vetorial. O motor é controlado por um algoritmo de tempo real, que calcula o conjugado mecânico por meio da leitura de velocidade e corrente do estator do motor e das

características estáticas da turbina. O controle é feito de maneira que seja reproduzido no eixo do gerador elétrico o mesmo conjugado mecânico que é desenvolvido pela turbina eólica.

Vários outros grupos de pesquisas utilizaram o motor de indução controlado para simular as características mecânicas de uma turbina eólica, podendo ser citados aqui [28], [29] e [30].

9.5. Cerne da Dissertação

Motivado pela crescente importância e demanda dos complexos eólicos, são várias as direções que devem ser contempladas para o domínio do tema e avaliações de desempenho deste meio renovável de produção de energia. Assim, caracterizou-se a necessidade de uma estrutura laboratorial representativa das unidades básicas constituintes dos parques eólicos. Diante disto, orientou-se para que a fonte primária de energia pudesse ser representada por um motor elétrico, o qual pode oferecer, desde que devidamente acionado, uma potência mecânica com características similares às aquelas produzidas pela ação do vento sobre as turbinas eólicas por um custo de implantação muito baixo, quando comparado à construção de um túnel de vento.

Nesse contexto, ao se buscar mecanismos para a reprodução da energia mecânica extraída do vento pela turbina, surge a presente dissertação, a qual tem por objetivo central apresentar a opção de representar a fonte primária por meio de um motor de indução trifásico controlado. Com intuito de ratificar esse modelo adotado, é feita uma análise do comportamento de uma unidade de conversão de energia eólica a velocidade variável alimentando uma carga isolada. Adicionalmente, é realizada uma análise comparativa das respostas operacionais obtidas por meio desta estratégia, juntamente com as apresentadas em

[25], [31], [32] e [33], que se utilizaram do motor de corrente contínua para a representação do conjunto vento-turbina.

9.6. Estrutura da Dissertação

Com o intuito de atender às metas estabelecidas, esta dissertação apresenta-se estruturada, além do capítulo introdutório, com os seguintes capítulos:

CAPÍTULO II – Descrição e Modelagem Matemática dos Componentes do Sistema Eólico e Laboratorial

Este capítulo tem como objetivo apresentar uma base teórica sobre os componentes que perfazem uma unidade de conversão eólica. Para tanto, uma descrição matemática do modelo de vento adotado é apresentada, juntamente com a modelagem da turbina eólica e do motor de indução trifásico.

CAPÍTULO III – Estrutura Laboratorial para Representação de Uma Turbina Eólica Via Motor de Indução

O referido capítulo tem por meta apresentar a estratégia adotada para a substituição da turbina eólica, em uma estrutura laboratorial, por um motor de indução controlado. São apresentados os componentes que perfazem a estrutura concebida para a simulação de uma unidade de conversão de energia eólica, com foco no desenvolvimento da técnica adotada para o controle do motor de indução.

CAPÍTULO IV – Estudos Experimentais de Desempenho da Unidade de Conversão de Energia Eólica

A essência deste capítulo é direcionada para a realização de estudos experimentais de desempenho da estrutura laboratorial concebida. Para tanto, são apresentados os resultados em vários pontos distintos de medição para diversas condições operativas de fonte primária de energia. Simultaneamente, é apresentada uma discussão para cada resultado obtido.

CAPÍTULO V - Análise Comparativa das Estratégias Adotadas para Representação de Turbinas Eólicas

Este capítulo visa apresentar, em síntese, a estratégia adotada para representação de uma turbina eólica em uma estrutura laboratorial via motor de corrente contínua controlado. Na sequência, como cerne do capítulo, é apresentado um estudo comparativo entre a estratégia abordada nesta dissertação, a qual utiliza o motor de indução, juntamente com a desenvolvida utilizando o motor de corrente contínua.

CAPÍTULO VI – Conclusões Gerais

O último capítulo sintetiza as principais contribuições do trabalho e conclusões finais associadas à dissertação como um todo. Por fim, são apresentadas algumas sugestões para trabalhos futuros.

CAPÍTULO II

Descrição e Modelagem Matemática dos Componentes do Sistema Eólico e Laboratorial

10.1. Considerações Iniciais

A fim de apresentar uma base teórica referente aos estudos pretendidos de turbinas eólicas, juntamente com o complexo eólico, o presente capítulo visa introduzir aspectos básicos que imperam na operação de um sistema de conversão de energia eólica.

Em consonância ao fato de que a fonte de energia primária, responsável pela conversão de energia concebida pela turbina eólica, comporta-se de forma aleatória e imprevisível, torna-se necessário o uso de um modelo que represente as variações da velocidade do vento. Para tanto, é apresentado aqui um modelo matemático com esse propósito. Diante dessa constatação, tornam-se indispensável tecer alguns comentários e apresentar uma síntese dos principais conceitos, além de equacionamentos, associados à potência mecânica disponibilizada pela turbina eólica ao eixo do gerador. Norteado pelo uso de geradores síncronos à imã permanente, obtém-se uma proposta para concepção de um modelo de conversão de energia eólica à velocidade variável.

Por fim, objetivando a implementação do controle aplicado ao motor de indução trifásico, apresenta-se a modelagem matemática do mesmo.

10.2. Fonte de Energia Primária

O vento possui características aleatórias, pois sua velocidade e direção não são constantes. Por esse motivo, torna-se necessário o uso de um modelo para representação da velocidade do vento utilizado como fonte de energia primária para a turbina eólica. Desta forma, adotou-se nesta dissertação o modelo descrito em [34], o qual possui uma vasta aceitação da comunidade técnico-científica que atua nesta área de geração eólica.

A velocidade do vento será composta pela somatória de quatro componentes: velocidade base, rajada, rampa e ruído, conforme equação 2.1.

$$V_{vento} = v_{base} + v_{rajada} + v_{rampa} + v_{ruído} \quad (2.1)$$

A primeira componente da velocidade do vento, base ou média, é a componente principal que está sempre presente na velocidade do vento. Tal componente é apresentada como um vento de velocidade constante, como exposto na equação 2.2.

$$v_{base} = K_B \quad (2.2)$$

A segunda componente diz respeito à variação resultante da velocidade do vento na forma de rajada, representada pelas equações 2.3 e 2.4.

$$v_{rajada} = \begin{cases} 0 & t < t_{i_rajada} \\ v_{cos} & t_{i_rajada} < t < (t_{i_rajada} + T_{rajada}) \\ 0 & t > t_{i_rajada} + T_{rajada} \end{cases} \quad (2.3)$$

Sendo:

$$v_{cos} = \left(\frac{R_{MAX}}{2} \right) \left\{ 1 - \cos 2\pi \left[\left(\frac{t}{t_{i_rajada}} \right) - \left(\frac{t_{i_rajada}}{T_{rajada}} \right) \right] \right\} \quad (2.4)$$

Em que:

t – tempo [s];

t_{i_rajada} – tempo de início da rajada [s];

T_{rajada} – período da rajada [s];

R_{MAX} – valor máximo da rajada [m/s].

A componente de variação da velocidade do vento em forma de rampa é determinada pelas equações 2.5 e 2.6.

$$v_{rampa} = \begin{cases} 0 & t < t_{i_rampa} \\ v_{ramp} & t_{i_rampa} < t < t_{f_rampa} \\ 0 & t > t_{f_rampa} \end{cases} \quad (2.5)$$

Sendo:

$$v_{ramp} = RAM_{MAX} \left[1 - \frac{(t - t_{f_rampa})}{(t_{i_rampa} - t_{f_rampa})} \right] \quad (2.6)$$

Em que:

t – tempo [s];

t_{i_rampa} – tempo de início da rampa [s];

t_{f_rampa} – tempo final da rampa [s];

RAM_{MAX} – valor máximo da rampa [m/s].

A última componente da somatória da velocidade do vento, denominada ruído, é a parcela que incorpora a aleatoriedade desse sinal, definida pelas equações 2.7 e 2.8. A componente do ruído está sempre presente na velocidade do vento, assim como a componente base.

$$v_{ruído} = 2 \sum_{i=1}^N [S_V(\omega_i) \Delta\omega]^{\frac{1}{2}} \cos(\omega_i t + \phi_i) \quad (2.7)$$

Sendo:

$$\omega_i = \left(i - \frac{1}{2}\right) \Delta\omega \quad (2.8)$$

Em que:

ϕ_i – variável randômica com densidade de probabilidade uniforme no intervalo de 0 a 2π ;

$\Delta\omega$ – variação da velocidade [rad/s];

N – número de termos considerados.

A função $S_V(\omega_i)$ expressa a densidade espectral definida pela equação 2.9.

$$S_V(\omega_i) = \frac{2K_N F^2 |\omega_i|}{\pi^2 \left[1 + \left(\frac{F \omega_i}{\mu \pi} \right)^2 \right]^{\frac{4}{3}}} \quad (2.9)$$

Em que:

K_N – coeficiente de arrasto da superfície;

F – escala de turbulência;

μ – velocidade principal do vento na altura de referência [m/s].

A energia disponível no vento é a energia cinética, E , do ar em movimento. Para uma massa de ar m que se desloca a uma velocidade v_{vento} (m/s), a energia cinética é dada pela equação 2.10 [35].

$$E = \frac{1}{2} m v_{vento}^2 \quad (2.10)$$

Uma vez determinada a energia transmitida, pode-se obter a correspondente potência mecânica (P_{disp}), em Watts, pela equação 2.11 [23], [25] e [29]. Sendo, ρ a densidade do ar com o valor de 1,225 kg/m³ na temperatura de 25 °C e à pressão de 1 atm [20]. O coeficiente A (m²) representa a área varrida pelas pás da turbina.

$$P_{disp} = \frac{1}{2} (\rho A v_{vento}) v_{vento}^2 = \frac{1}{2} \rho A v_{vento}^3 \quad (2.11)$$

A equação 2.11 representa a potência contida no vento, a qual varia linearmente com a densidade e com o cubo da velocidade do ar. Essa potência não é a potência efetivamente disponibilizada no eixo da turbina eólica, uma vez que apenas parte da potência disponibilizada pelo vento é realmente extraída pela turbina eólica.

10.3. Turbina Eólica

A turbina eólica é responsável por converter a energia contida nos ventos em potência mecânica no eixo do gerador elétrico. Dessa forma, surge o desafio de escolher uma maneira mais eficiente de se extrair essa potência devido às grandes variações nos regimes do vento.

Uma forma de classificar as turbinas eólicas é quanto à posição do seu eixo, sendo estas rotuladas como turbinas de eixo horizontal ou eixo vertical. A Figura 10.1 mostra uma turbina eólica de eixo vertical. Esse tipo de turbina possui algumas vantagens como, por exemplo, maior facilidade de instalação e serviços visto que seus equipamentos, gerador elétrico e caixa de engrenagem, encontram-se ao nível do solo. Como desvantagem tem-se que esse tipo de turbina não pode começar a se mover por si mesma, necessitando de um impulso através de um motor elétrico para dar partida.

A segunda forma de classificação remete-se às turbinas de eixo horizontal, mais comuns e com aplicação na maior parte dos parques eólicos. As turbinas de eixo horizontal, se comparadas às de eixo vertical, possuem um melhor rendimento e sua construção é mais simples e estável. Essas turbinas podem ser classificadas pelo seu número de pás, que varia de uma até dezenas de pás. Na Figura 10.2 tem-se uma turbina eólica de eixo horizontal com três pás. Atualmente, as turbinas eólicas de eixo horizontal são construídas com três pás, pois a simetria resultante nesta configuração cancela esforços mecânicos periódicos, presentes na

configuração com duas pás, por exemplo. Geralmente, o custo de uma pá adicional é menor do que o custo da estrutura de sustentação necessária para suportar a fadiga mecânica presente no rotor com duas pás [36].



Figura 10.1 – *Turbina eólica de eixo vertical - Darrieus* [20].



Figura 10.2 – *Turbina eólica de eixo horizontal*.

A Figura 10.3 mostra um exemplo de turbina eólica horizontal de três pás instalada no mar, *off-shore*, tecnologia bastante utilizada principalmente nos países da Europa devido à escassez de terrenos com bom fluxo de vento para instalação de parques eólicos.



Figura 10.3 – Turbina eólica *off-shore*.

10.3.1. Potência Mecânica

Nem toda energia contida no vento é absorvida pela turbina eólica. Apenas uma parte da potência disponível pelo vento é realmente extraída pela turbina eólica e transferida para o eixo do gerador elétrico. Este efeito é denominado de coeficiente de potência C_p , que representa o rendimento da turbina eólica. O coeficiente de potência é calculado segundo a equação 2.12, que relaciona a potência disponível no vento e a potência mecânica disponibilizada no eixo da turbina eólica P_{mec} .

$$C_p = \frac{P_{mec}}{P_{disp}} \quad (2.12)$$

De acordo com o físico alemão Albert Betz, o valor máximo teórico do coeficiente de potência é 0,593 [37]. Na prática, o rendimento das turbinas eólicas dificilmente excede 45%. Introduzindo-se o coeficiente de potência na equação 2.11, de modo a tornar o cálculo mais preciso, obtém-se a fórmula para a potência mecânica útil que é disponibilizada no eixo da turbina eólica, equação 2.13 [27].

$$P_{mec} = \frac{1}{2} C_p \rho A v_{vento}^3 \quad (2.13)$$

A potência mecânica no rotor da turbina eólica é função de suas características construtivas, principalmente pela área varrida pelas pás. Quanto maior o raio das pás, maior é a potência que pode ser extraída do vento.

Tendo em vista que a potência transmitida no eixo do rotor é dada pelo produto do torque mecânico pela velocidade de rotação, a equação 2.13 pode ser reescrita conforme equação 2.14, sendo ω a velocidade angular da turbina eólica.

$$T_{mec} = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho A \frac{v_{vento}^3}{\omega} \quad (2.14)$$

O coeficiente de potência é dependente de duas variáveis, conforme a equação 2.15 e equação 2.16 [19], [20] e [21]. A primeira variável é o coeficiente adimensional denominado “razão de velocidade na pá” (TSR – *Tip Speed Ratio*), representado pelo símbolo λ . Este coeficiente é determinado pela razão entre a velocidade da ponta da pá e a velocidade do vento, equação 2.17. A segunda variável é o ângulo de passo das pás da turbina, representado pelo símbolo β , que está atrelado com a rotação das pás em torno do seu eixo longitudinal.

Essa rotação se dá graças ao controle denominado *Pitch*, que é acionado quando a velocidade do vento é superior à velocidade nominal da turbina, limitando a potência mecânica transferida para o gerador a limites nominais, evitando, assim, danos aos equipamentos da unidade de conversão eólica. Os coeficientes c_1 a c_9 dependem das características aerodinâmicas da turbina.

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \beta^{c_5} - c_6 \right) e^{-\frac{c_7}{\lambda_i}} \quad (2.15)$$

Sendo:

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + c_8 \beta} - \frac{c_9}{\beta^3 + 1}} \quad (2.16)$$

$$\lambda = \frac{\omega_{turbina} R}{v_{vento}} \quad (2.17)$$

Em que:

$\omega_{turbina}$ – velocidade angular da turbina [rad/s];

R – raio da turbina [m].

A Figura 10.4 mostra, para vários ângulos de passo (β), o coeficiente de potência em função da relação λ . Observa-se que o melhor rendimento da turbina eólica é obtido quando $\beta = 0^\circ$ e, à medida que se aumenta o ângulo de passo, há uma diminuição no rendimento da turbina eólica [38].

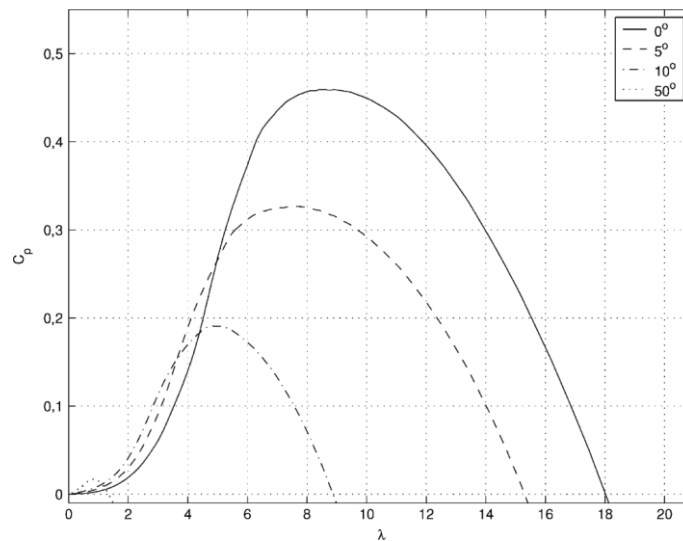


Figura 10.4 – Coeficiente de potência em relação a λ e β [38].

A curva mostrada na Figura 10.5 ilustra a potência de saída de uma turbina eólica em função da velocidade do vento. A turbina começa a operar em uma determinada velocidade de vento, denominada por *cut-in Wind speed*, abaixo da qual não é vantajoso o seu funcionamento visto que não se gera potência suficiente para justificar seu acionamento. Da velocidade de *cut-in* até a velocidade de vento nominal da turbina, caracteriza-se uma região de operação dita sub-nominal. Nessa região, à medida que a velocidade do vento aumenta, mais potência é gerada pela turbina eólica. Quando a velocidade de vento está acima da velocidade nominal, a turbina encontra-se na região nominal onde, mesmo com o crescimento da velocidade do vento, a potência permanece fixa, graças à atuação de mecanismos de controle, por exemplo, controle *Pitch*, para proteção do gerador elétrico. Para elevadas velocidades de vento, a turbina interrompe sua operação, *cut-out Wind speed*, devido aos grandes esforços mecânicos aplicados à turbina eólica, que poderiam causar danos à sua estrutura [39].

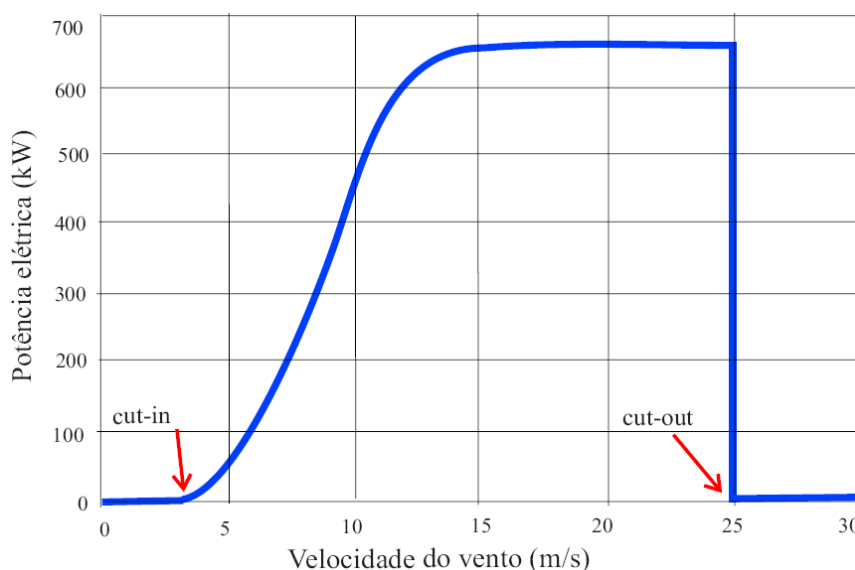


Figura 10.5 – Curva típica de potência elétrica em função do vento de uma turbina eólica de 660 kW com controle *Pitch* [19].

Como já mencionado, o vento possui velocidade e direção variável no tempo. Um estudo detalhado deve ser feito sobre a incidência do vento nas turbinas eólicas quando de sua instalação. Alguns fatores podem influenciar na geração de energia eólica de modo a diminuir a velocidade do vento e causar turbulências, que são considerados obstáculos, como por exemplo: árvores, formações rochosas, construções em geral, entre outros.

10.4. Tecnologias de Aerogeradores

Atualmente, duas tecnologias distintas de aerogeradores para fins de conexão à rede elétrica dominam grande parcela do mercado de energia eólica. São os sistemas eólicos de velocidade fixa com geradores de indução em gaiola de esquilo e os sistemas de velocidade variável, dotados de geradores síncronos (com rotor bobinado ou a imã permanente) ou de indução com rotor bobinado [40].

Os sistemas de geração a velocidade fixa são caracterizados pela conexão direta à rede elétrica. O gerador tem uma velocidade praticamente constante determinada pela frequência da rede independente das variações na velocidade do vento. Tais variações são repassadas para o eixo do gerador na forma de uma maior disponibilidade de potência mecânica, resultando em mais potência elétrica injetada na rede. Esta tecnologia possui a desvantagem de utilização de caixa de velocidade, a qual tem finalidade de adequar a velocidade de rotação da turbina (menor) com a do gerador (maior). Este equipamento é um grande causador de falhas no sistema de conversão eólico e necessita de uma manutenção constante, aumentando muito o custo final desta tecnologia [21].

Atualmente essa tecnologia é uma das mais utilizadas no mundo devido ao menor custo de implantação, robustez e simplicidade, porém vem perdendo mercado para as tecnologias à velocidade variável graças aos avanços da eletrônica de potência.

No Brasil, a tecnologia predominantemente utilizada é a geração a velocidade variável com utilização de geradores síncronos, uma alternativa bastante atrativa para eliminação da caixa de transmissão mecânica. Conectada à rede por meio de conversor de frequência, o gerador pode operar em baixa velocidade rotacional, compatível com a da turbina eólica, graças à grande quantidade de pólos magnéticos.

Variações na velocidade do vento provocam variações na potência mecânica da turbina eólica, que está diretamente conectada ao gerador elétrico, causando variações de velocidade e, com isso, variações na frequência e na tensão gerada. O conversor de frequência é responsável pela conversão desta tensão e frequência variável para valores constantes em níveis compatíveis aos da rede elétrica.

Para a realização deste trabalho, será adotada a tecnologia de geração eólica a velocidade variável com gerador síncrono de rotor a ímã permanente, conforme Figura 10.6.

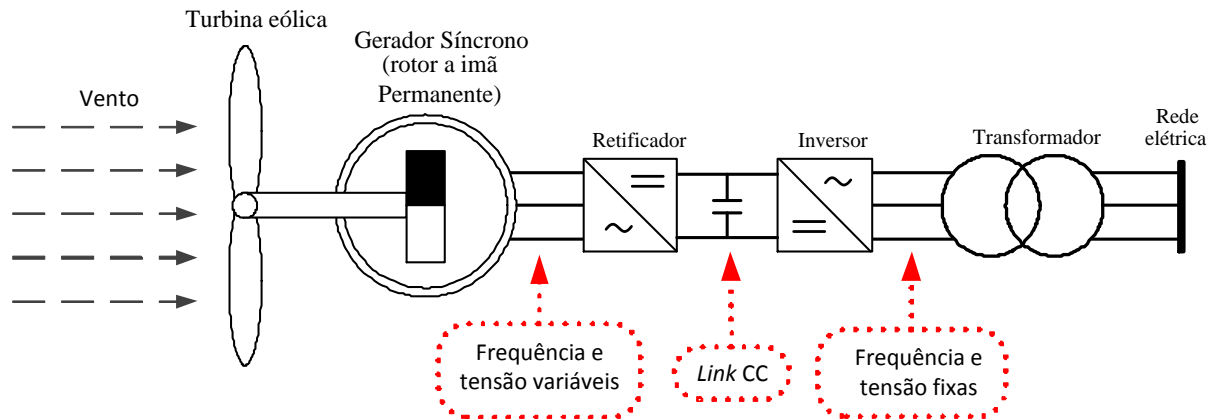


Figura 10.6 – Sistema de conversão de energia eólica a velocidade variável dotada de gerador síncrono com rotor a ímã permanente.

10.5. Motor de Indução Trifásico

Com intuito de utilizar um motor de indução trifásico controlado para representar as características mecânicas da turbina eólica, é de vital importância sua modelagem matemática, a fim de avaliar o comportamento dinâmico que rege o funcionamento da máquina.

Recorrendo a um conjunto de hipóteses de simplificação [41], torna-se possível o desenvolvimento matemático do modelo de uma máquina de indução. Tais simplificações não resultam em imprecisões relevantes e facilitam o desenvolvimento matemático. Tendo isso em mente, chega-se às equações naturais que descrevem o comportamento de um motor de indução no sistema trifásico. As equações 2.18, 2.19 e 2.20 referem-se às tensões no estator do motor, já as equações 2.21, 2.22 e 2.23 correspondem às tensões do rotor. Nas equações seguintes, foi adotado o índice “s” para referenciar as grandezas do estator, enquanto que “r” corresponde às grandezas do rotor da máquina de indução [41].

$$v_{as} = R_s i_{as} + \frac{d\lambda_{as}}{dt} \quad (2.18)$$

$$v_{bs} = R_s i_{bs} + \frac{d\lambda_{bs}}{dt} \quad (2.19)$$

$$v_{cs} = R_s i_{cs} + \frac{d\lambda_{cs}}{dt} \quad (2.20)$$

$$v_{ar} = 0 = R_r i_{ar} + \frac{d\lambda_{ar}}{dt} \quad (2.21)$$

$$v_{br} = 0 = R_r i_{br} + \frac{d\lambda_{br}}{dt} \quad (2.22)$$

$$v_{cr} = 0 = R_r i_{cr} + \frac{d\lambda_{cr}}{dt} \quad (2.23)$$

Em que:

v = tensões por fase a, b, e c do estator e rotor;

R = resistência dos enrolamentos a, b e c do estator e rotor;

i_a = correntes das fases a, b, c do estator e rotor.

λ = fluxo concatenado dos enrolamentos a, b e c do estator e rotor.

As tensões do rotor apresentam valores nulos porque os terminais de seus enrolamentos são curto-circuitados.

Tais equações podem ser resumidas em sua forma matricial de acordo com as equações 2.24 e 2.25.

$$[v_s] = R_s [i_s] + \frac{d[\lambda_s]}{dt} \quad (2.24)$$

$$[v_r] = R_r [i_r] + \frac{d[\lambda_r]}{dt} \quad (2.25)$$

O fluxo concatenado, tanto para o estator quanto para o rotor, pode ser escrito na forma matricial conforme as equações 2.26 e 2.27.

$$[\lambda_s] = [\mathcal{L}_s] \cdot [i_s] + [\mathcal{L}_{sr}] \cdot [i_r] \quad (2.26)$$

$$[\lambda_r] = [\mathcal{L}_r] \cdot [i_r] + [\mathcal{L}_{rs}] \cdot [i_s] \quad (2.27)$$

Em que:

\mathcal{L} = auto-indutâncias do estator, rotor e entre estator – rotor.

E as auto-indutâncias correspondem às equações 2.28, 2.29 e 2.30.

$$\mathcal{L}_s = \begin{bmatrix} L_{ls} & -M_s & -M_s \\ -M_s & L_{ls} & -M_s \\ -M_s & -M_s & L_{ls} \end{bmatrix} \quad (2.28)$$

$$\mathcal{L}_r = \begin{bmatrix} L_{lr} & -M_r & -M_r \\ -M_r & L_{lr} & -M_r \\ -M_r & -M_r & L_{lr} \end{bmatrix} \quad (2.29)$$

$$\mathcal{L}_{sr} = \begin{bmatrix} M_{sr} \cdot \cos \theta_r & M_{sr} \cdot \cos(\theta_r + 120^\circ) & M_{sr} \cdot \cos(\theta_r - 120^\circ) \\ M_{sr} \cdot \cos(\theta_r - 120^\circ) & M_{sr} \cdot \cos \theta_r & M_{sr} \cdot \cos(\theta_r + 120^\circ) \\ M_{sr} \cdot \cos(\theta_r + 120^\circ) & M_{sr} \cdot \cos(\theta_r - 120^\circ) & M_{sr} \cdot \cos \theta_r \end{bmatrix} \quad (2.30)$$

Em que:

$$\mathcal{L}_{sr} = (\mathcal{L}_{rs})^T;$$

L_{ls} e L_{lr} = indutâncias de dispersão do estator e rotor;

M_s , M_r e M_{sr} = indutâncias mútuas entre as bobinas de estator, entre as do rotor e entre as bobinas de estator e rotor;

θ_r = posição angular elétrica do rotor;

Uma vez apresentadas as equações diferenciais de tensão que regem o comportamento dinâmico do motor de indução, pode-se buscar a formulação das equações mecânicas do mesmo.

A velocidade mecânica angular do motor pode ser obtida por meio da derivada do deslocamento angular mecânico em relação ao tempo, conforme equação 2.31.

$$\frac{d}{dt}\theta_m = \omega_m \quad (2.31)$$

Em que:

θ_m = deslocamento angular mecânico (rad);

ω_m = velocidade angular mecânica (rad/s).

A equação de balanço que governa o motor de indução é apresentada na equação 2.32.

$$J \frac{d}{dt}\omega_m = T - T_{mec} \quad (2.32)$$

Em que:

J = momento de inércia (N.m.s²);

T = torque elétrico desenvolvido pelo motor (N.m);

T_{mec} = torque mecânico resistente ao movimento do motor (N.m).

O torque elétrico é dado pela equação 2.33.

$$T = [i_s]^T \frac{\partial}{\partial \theta} (\mathcal{L}_{sr}(\theta_r)) [i_r] = [i_r]^T \frac{\partial}{\partial \theta} (\mathcal{L}_{sr}(\theta_r)) [i_s] \quad (2.33)$$

A potência mecânica no eixo do motor de indução é dada pela equação 2.34.

$$P_{mec} = T_{mec} \omega_m \quad (2.34)$$

As equações apresentadas para o sistema trifásico do motor de indução representam um modelo não-linear de 8ª ordem, o que o torna impraticável para análise. Neste sentido, uma grande simplificação no equacionamento das respostas dinâmicas deste motor é obtida se certas transformações de variáveis forem utilizadas. Para tanto, é utilizada a transformada para a coordenada dq0, onde o eixo d (eixo direto) está deslocado do eixo q (eixo de quadratura) em 90°. Como o motor de indução não gira à velocidade síncrona, o referencial dq0 não pode estar fixo com o rotor, como no caso de máquinas síncronas. Desta forma, escolhe-se um sistema de referência dq0 que gira na velocidade síncrona. As grandezas referidas ao estator no sistema dq0 podem ser obtidas a partir das equações trifásicas por meio da transformada apresentada na equação 2.35.

$$\begin{bmatrix} x_{ds} \\ x_{qs} \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta_s) & \cos(\theta_s - 120^\circ) & \cos(\theta_s + 120^\circ) \\ -\sin(\theta_s) & -\sin(\theta_s - 120^\circ) & -\sin(\theta_s + 120^\circ) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_{as} \\ x_{bs} \\ x_{cs} \end{bmatrix} \quad (2.35)$$

Em que:

θ_s = ângulo entre o eixo da fase a, do estator, e o eixo do sistema de referência dq0 girando em sincronismo.

De modo semelhante, porém para o caso do rotor, a transformada pode ser feita utilizando a equação 2.36.

$$\begin{bmatrix} x_{dr} \\ x_{qr} \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta_R) & \cos(\theta_R - 120^\circ) & \cos(\theta_R + 120^\circ) \\ -\sin(\theta_R) & -\sin(\theta_R - 120^\circ) & -\sin(\theta_R + 120^\circ) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_{ar} \\ x_{br} \\ x_{cr} \end{bmatrix} \quad (2.36)$$

Em que:

θ_R = ângulo entre o eixo da fase a do rotor e o eixo do sistema de referência dq0 girando em sincronismo.

Usando esse conjunto de transformações para as grandezas de estator e rotor, as tensões no referencial dq para estator são apresentadas nas equações 2.37 e 2.38. Por se tratar de um sistema equilibrado, a componente 0 é nula.

$$v_{ds} = R_s i_{ds} + L'_s \frac{d}{dt} i_{ds} - w_r L'_s i_{qs} + \frac{L_m}{L_r} \frac{d}{dt} \lambda_{dr} \quad (2.37)$$

$$v_{qs} = R_s i_{qs} + L'_s \frac{d}{dt} i_{qs} - w_r \left(L'_s i_{ds} + \frac{L_m}{L_r} \lambda_{dr} \right) \quad (2.38)$$

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: $L'_S = L_S - \frac{L_m^2}{L_r}$

L_S e L_r = parâmetro de indutância definido a partir dos parâmetros do circuito equivalente, sendo então $L_S = L_{lS} + L_m$ e $L_r = L_{lr} + L_m$;

L_m = indutância de magnetização;

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

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

De forma semelhante, as equações 2.39 e 2.40 apresentam as tensões do rotor. Como já mencionado, os terminais dos enrolamentos do rotor são curto-circuitados, originando uma tensão nula.

$$0 = R_r i_{qr} + (\omega_r - \omega_m) \lambda_{dr} \quad (2.39)$$

$$0 = R_r i_{dr} + \frac{d}{dt} \lambda_{dr} \quad (2.40)$$

Em que:

i_{dr} e i_{qr} = corrente de eixo direto e em quadratura do rotor;

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

ω_m = velocidade angular mecânica do motor (rad/s).

Os fluxos concatenados do rotor, resultantes da transformação, são apresentados pelas equações 2.41 e 2.42. É conveniente escolher o eixo direto do sistema de referência, que gira

sincronicamente, como sendo alinhado com o fluxo do rotor. Dessa forma, o fluxo concatenado de eixo em quadratura para o rotor é nulo.

$$\lambda_{dr} = L_{lr}i_{dr} + L_m(i_{ds} + i_{dr}) \quad (2.41)$$

$$\lambda_{qr} = L_m i_{qs} + L_r i_{qr} = 0 \quad (2.42)$$

Finalmente, o torque mecânico no eixo do motor de indução é expresso na equação 2.43.

$$T_{mec} = \frac{3}{2} \frac{p}{2} \frac{L_m}{L_r} i_{qs} \lambda_{dr} \quad (2.43)$$

Sendo:

p = número de polos da máquina.

Portanto, o torque mecânico do motor de indução trifásico 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}). A estratégia de controle direto do torque mecânico em um motor de indução, que pode ser implementado de diversas maneiras diferentes, é comumente referida como controle por campo orientado ou controle vetorial.

Por se tratar de um controle bastante complexo, optou-se neste trabalho pelo uso de um inversor de frequência dotado de controle vetorial, capaz de realizar essa imposição de torque mecânico no eixo do motor de indução. Assim sendo, um sinal de referência de torque é enviado para o inversor e o mesmo, por meio do seu controle implementado, disponibiliza em seu eixo o torque mecânico desejado.

10.6. Considerações Finais

Esse capítulo contemplou os aspectos fundamentais sobre o princípio que rege a operação de um complexo eólico típico, sintetizando as principais equações atreladas com a conversão de energia eólica. Muito embora se reconheça que as discussões e equações apresentadas para referenciar a potência mecânica disponibilizada no eixo de uma turbina eólica sejam clássicas na área, sua demonstração é de vital importância para maior clareza dos fenômenos tratados e processo de concepção da estrutura laboratorial em pauta.

Em consonância com os objetivos propostos, apresentou-se em um primeiro momento comentários sobre a fonte primária de energia, o vento, a qual se apresentou com propriedades aleatórias e imprevisíveis. Desta forma, fez-se necessário adotar um modelo matemático para representar em laboratório suas características peculiares. Somado a isto, foram também apresentadas as principais equações atreladas ao vento e à potência mecânica disponibilizada pela turbina eólica.

No que tange às tecnologias de aerogeradores tipicamente utilizados, duas estratégias adotadas atualmente foram apresentadas. Mesmo sendo de conhecimento que a maioria dos aerogeradores instalados no mundo utiliza a topologia de velocidade fixa, este cenário tende a mudar diante das ressaltadas vantagens oferecidas pelos sistemas eólicos de velocidade variável. Portanto, motivada pela sua difusão cada dia maior, a escolha feita para este trabalho recai sobre o uso da tecnologia de velocidade variável utilizando gerador síncrono a ímã permanente.

Por fim, este capítulo apresentou uma síntese da modelagem matemática do motor de indução trifásico utilizado a fim de se ter um embasamento teórico para a concepção do controle necessário para que o motor represente as características mecânicas da turbina eólica.

CAPÍTULO III

Estrutura Laboratorial para Representação de Uma Turbina Eólica Via Motor de Indução

11.1. Considerações Iniciais

Uma vez apresentados os fundamentos e conceitos gerais associados com a geração eólica, procede-se, neste capítulo, à apresentação da estratégia adotada para concepção física de uma estrutura laboratorial em escala reduzida capaz de representar o complexo eólico, com foco no controle desenvolvido para que o motor produza as características mecânicas semelhantes às da turbina eólica.

Visando à montagem de uma estrutura experimental capaz de realizar estudos pertinentes a uma unidade de geração eólica, tornam-se necessárias a definição física e a especificação dos componentes que perfazem tal complexo. Diante deste exposto, é imprescindível estabelecer a montagem e operacionalidade do arranjo laboratorial conforme unidade real usada para conversão de energia por meio do vento.

Para que o motor de indução trifásico convencional possa reproduzir as características mecânicas de uma turbina eólica, torna-se necessário o desenvolvimento de uma estratégia de controle para acionamento do mesmo, verificando por meio de uma relação

de torque x velocidade o comportamento em seu eixo, similar ao produzido por uma turbina eólica.

Dentro deste foco, o presente capítulo norteia a estratégia adotada para representação do complexo eólico, descrevendo as etapas de desenvolvimento da estrutura no que tange à montagem física e ao *software* desenvolvido para controle do motor de indução.

11.2. Arquitetura da Estrutura Laboratorial

Dentre os objetivos desta dissertação, está o desenvolvimento de uma estrutura laboratorial, em escala reduzida, capaz de representar as características mecânicas de uma turbina eólica. Como já mencionado, a estratégia adotada, a fim de reproduzir o conjunto composto pelo vento e turbina eólica, faz uso do motor de indução controlado.

O sistema de conversão de energia eólica alvo de estudo desta dissertação é apresentado na Figura 11.1, onde o mesmo consiste de uma turbina eólica, responsável por capturar a energia cinética dos ventos e transformar em energia mecânica, um gerador síncrono com rotor à imã permanente, retificador e inversor de frequência, transformador e, por fim, uma carga elétrica. Como pode ser observado na figura, o funcionamento do sistema adotado neste trabalho é caracterizado pela operação isolada do mesmo, sem conexão com a rede elétrica.

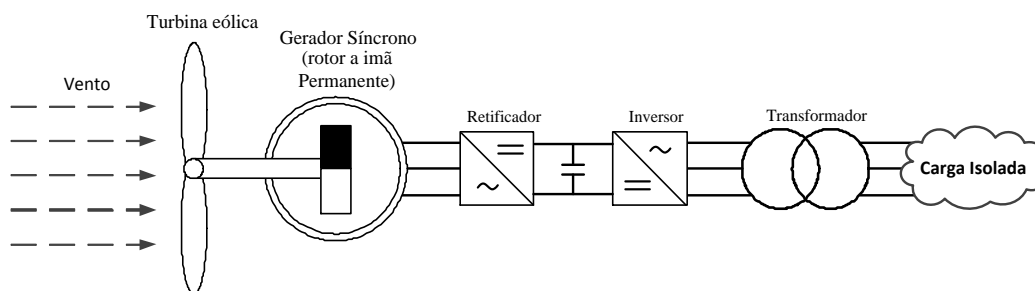


Figura 11.1 – Estrutura de conversão de energia eólica.

Capítulo III – Estrutura Laboratorial para Representação de Uma Turbina Eólica Via de Motor de Indução

A montagem laboratorial parte do princípio da substituição da turbina eólica pelo motor de indução controlado, conforme Figura 11.2. O motor tem como função gerar uma relação de torque e velocidade no eixo do gerador semelhante à imposta pela turbina eólica, conferindo, assim, uma condição real. Para que tal condição seja alcançada, é necessário um método de controle para o motor. A alternativa utilizada na presente dissertação recai na utilização de um inversor de frequência dotado de controle vetorial compacto.

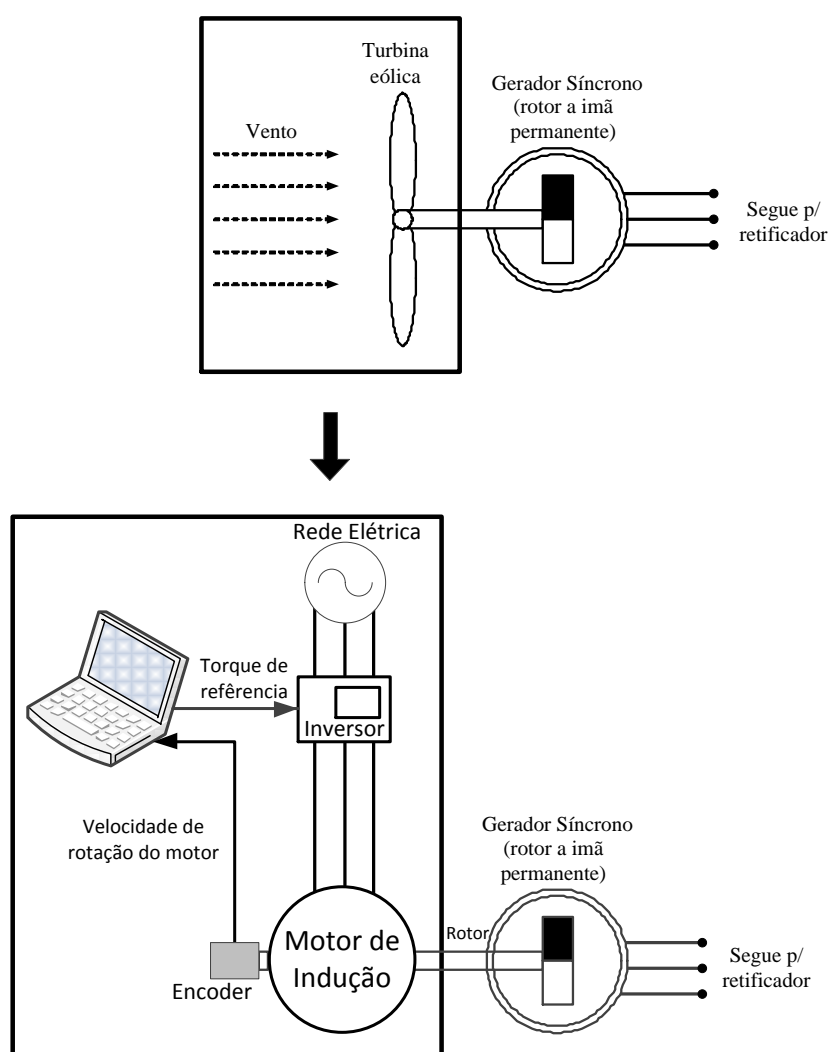


Figura 11.2 – Representação de uma turbina eólica via motor de indução controlado.

11.3. Componentes do Modelo Experimental

A concepção física da estrutura laboratorial em escala reduzida proposta neste trabalho é apresentada na Figura 11.3.

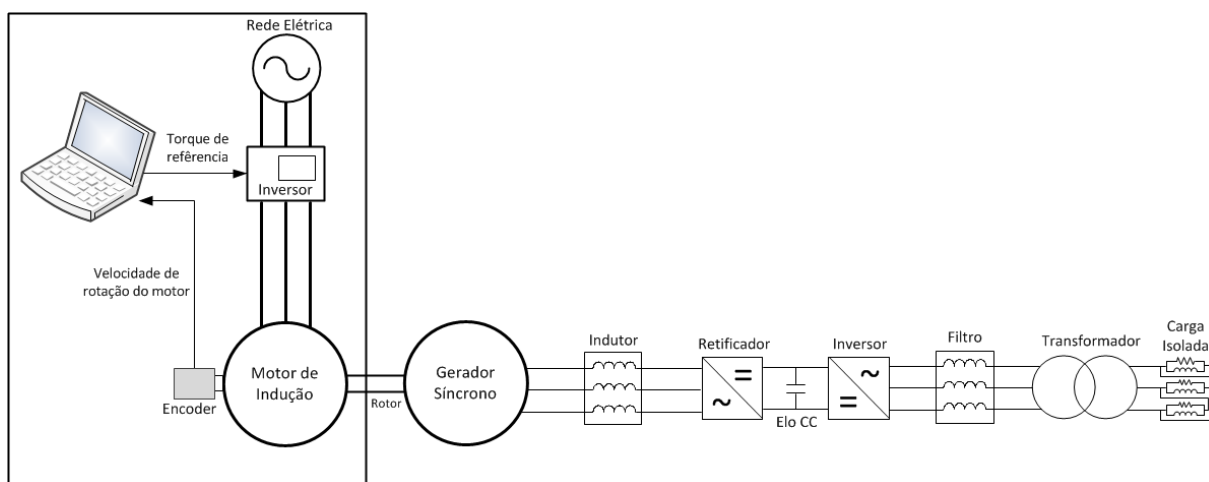


Figura 11.3 – *Partes constituintes de um sistema eólico a ser montado no laboratório.*

Como já mencionado, faz-se presente na estrutura um motor de indução trifásico com o objetivo de reproduzir as características mecânicas da turbina eólica. O mesmo está diretamente conectado ao gerador síncrono de rotor bobinado, que será alimentado por uma fonte CC de amplitude fixa, com intuito um gerador de ímã permanente. A fim de representar a indutância de entrada do retificador, juntamente com a impedância entre a fonte CA e a entrada dos diodos, utilizou-se um módulo de indutâncias conectado na saída do gerador síncrono. A tensão fornecida pelo gerador possui amplitude e frequência variáveis, resultantes da aleatoriedade da fonte primária de energia, o vento. Essa tensão alternada é transformada em tensão contínua pelo retificador trifásico em ponte não controlado, sendo na sequência convertida para uma tensão alternada com amplitude e frequência fixas pelo inversor. A tensão de saída do inversor possui um alto conteúdo harmônico devido ao chaveamento em

Capítulo III – Estrutura Laboratorial para Representação de Uma Turbina Eólica Via de Motor de Indução

alta frequência realizado para transformar a tensão contínua em alternada. Por esse motivo, é utilizado um indutor na saída do inversor, o qual atua no circuito como sendo um filtro para altas frequências, resultando em uma tensão com baixo nível de distorção harmônica. Após o filtro, inseriu-se um transformador com relação de bobinas 1:1 (equipamento disponível em laboratório) e conexão do tipo estrela-triângulo. Assim, a tensão entre fases no secundário corresponderá à tensão do primário dividido por $\sqrt{3}$. Por fim, esta estrutura alimenta uma carga isolada constituída por resistências e indutâncias.

A Figura 11.4 apresenta a estrutura montada em laboratório para a realização de testes e estudos de conversão de energia eólica. A especificação de cada componente que perfaz a estrutura laboratorial em escala reduzida para representação de um sistema eólico é apresentada na sequência conforme numeração.



Figura 11.4 – Estrutura laboratorial concebida para representação de unidades de geração eólica via motor de indução controlado.

Capítulo III – Estrutura Laboratorial para Representação de Uma Turbina Eólica Via de Motor de Indução

1 – Motor de Indução Trifásico com rotor em gaiola, com dados de placa descritos na Tabela 11.1.

Tabela 11.1 – *Dados de placa do motor de indução.*

Fabricante	WEG	Classe de Isolação	B
Potência	1,1 kW – 1,5 cv	IP	54
Velocidade	1.780 rpm	Categoria	N
Ligação	Delta/Estrela	Fator de serviço	1,15
Tensão	220/380 V	Fator de potência	0,8
Corrente	5,00/2,89 A	Rendimento	79%
Ip/In	5,1	Regime de serviço	S1

2 – Gerador Síncrono Trifásico de rotor bobinado, com dados de placa descritos na Tabela 11.2.

Tabela 11.2 – *Dados de placa do gerador síncrono.*

Fabricante	LAVILL	Corrente	2,8 A
Potência	0,9 kW	Frequência	60 Hz
Velocidade	1.800 rpm	Classe de Isolação	F
Ligação	Delta/Estrela	IP	23
Tensão	220/380 V	Regime de serviço	S1

3 – Módulo de indutância variável com cinco estágios, conforme Tabela 11.3.

Tabela 11.3 – *Indutância nominal por posição.*

Posição	Indutância Nominal por fase [mH]
1	102
2	128
3	171
4	256
5	513

4 – Unidade Retificadora: Constituída por uma ponte trifásica formada por diodos não controlados, instalada na bancada de testes.

5 – Inversor de Frequência trifásico fabricado pela *Yaskawa*, linha V1000, modelo CIMR-VU2A0020FAA, classe 200V, utilizado para conversão CC-CA. Potência nominal de

5,5 kW, tensão máxima de alimentação 240 V e corrente máxima de 19,6 A. A parametrização do inversor é feita com o intuito de se obter na sua saída uma tensão eficaz constante de 100 volts, independentemente da sua entrada.

6 – Reator trifásico a seco de 0,35 mH, tensão 230 V e frequência 60 Hz, produzido pela empresa Jotrans.

7 – Transformador trifásico com potência nominal de 1 kVA, relação de transformação 1:1 com conexão das bobinas do primário em estrela e do secundário em delta.

8 - Carga isolada composta por resistências e indutâncias conectadas em paralelo, formando um arranjo trifásico em delta. O módulo de indutâncias possui características semelhantes aos apresentados na Tabela 11.3, já a resistência pode ser variável em cinco posições, conforme Tabela 11.4.

Tabela 11.4 – Resistência nominal por posição.

Posição	Resistência Nominal por fase [Ω]
1	180
2	90
3	60
4	45
5	36

11.4. Estratégia de Controle do Motor de Indução

A Figura 11.5 apresenta a estrutura montada em laboratório para controle do motor de indução a fim de representar uma turbina eólica. Os componentes integrantes desta estratégia adotada são descritos na sequência.

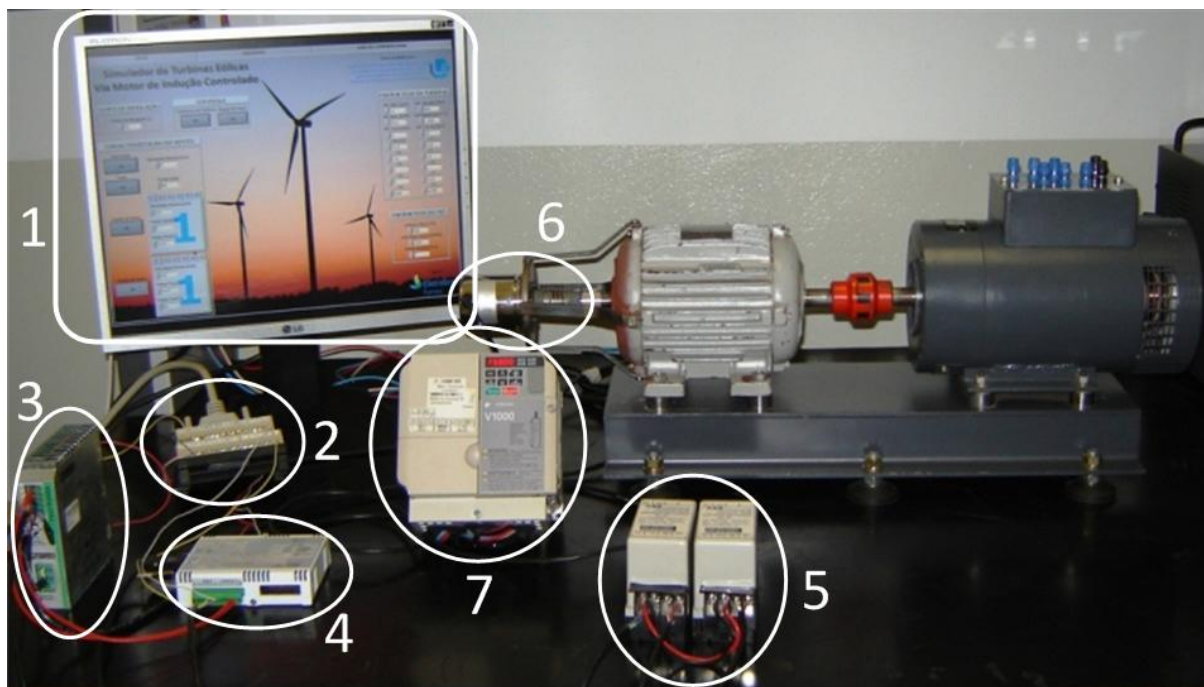


Figura 11.5 – Motor de indução controlado representando uma turbina eólica.

1 – Software de supervisão desenvolvido na plataforma *LabVIEW* é responsável pelo processamento das informações do vento, turbina e motor de indução, juntamente com dados de entrada (velocidade) e de saída (torque). Seu funcionamento será detalhado a seguir.

2 – Conector DB-37 interligado à placa de aquisição de dados PCI-1602 com 16 canais analógicos diferenciais ou 32 canais analógicos de ponto comum, 16 entradas digitais, 16 saídas digitais e taxa de amostragem contínua A/D de 100k amostra/segundo.

3 – Fonte de alimentação 24 Vcc do fabricante *Phoenix Contact*, modelo Trio Power, corrente máxima 2,5 A.

4 – Controlador lógico programável (CLP) Dexter, modelo $\mu DX200$. Possui dez entradas analógicas (E1 a E10) e seis saídas analógicas (S1 a S6). Tanto as entradas como as saídas podem ser configuradas para sinal de tensão de 0 – 10 volts ou corrente 0 – 20 mA.

5 – Isolador Galvânico modelo ETI 30, fabricante ABB, entrada 4-20 mA e saída 4-20 mA, classe 0,25%.

6 – Encoder, taco gerador analógico, fabricado pela *Hohner*, modelo TH22R4500, sinal de saída de 4 a 20 mA, alimentação 24 Vcc, escala máxima de velocidade 4500 rpm.

7 – Inversor de frequência linha V1000, fabricado pela *Yaskawa*, dotado de controle vetorial, modelo CIMR-VU2A0020FAA, classe 200 V e potência de 5,5 kW. Esse inversor possui a opção de auto-ajuste, determinando de forma automática as características elétricas do motor.

11.4.1. Software de Controle e Monitoramento

Com intuito de realizar os cálculos dos modelos representativos do vento, turbina eólica e motor de indução apresentados no capítulo II, e obter um sinal de referência para o torque mecânico representativo da turbina eólica, desenvolveu-se na plataforma *LabVIEW* uma programação para realização desse propósito.

O *LabVIEW* é um *software* que se baseia em uma linguagem de programação gráfica, empregando ícones em vez de linhas de comandos. A programação é realizada por meio de fluxo de dados, trazendo vantagens em aplicações de aquisição e manipulação de dados. Os programas do *LabVIEW* são chamados de Instrumentos Virtuais, ou VIs, onde cada VI possui funções que manipulam a entrada pela interface do usuário ou de outras fontes, indicam essa informação ou movem para outros arquivos e outros componentes. Os principais componentes de um VI são o painel frontal, que serve como interface do usuário, e o diagrama de blocos, que contém o código fonte gráfico que define o funcionamento do VI.

Capítulo III – Estrutura Laboratorial para Representação de Uma Turbina Eólica Via de Motor de Indução

O *software* de controle e monitoramento é constituído por duas telas principais: a tela denominada GERAL é responsável pela inserção de dados e parâmetros do sistema de simulação; a segunda tela, denominada AQUISIÇÃO, tem como objetivo iniciar a execução da simulação, disponibilizar em forma gráfica os resultados obtidos durante o processo e ainda a opção de salvar os dados da simulação. Uma terceira tela foi criada com o intuito de realizar a comparação dos resultados obtidos em simulações distintas em um gráfico.

A tela inicial pode ser vista na Figura 11.6, onde o usuário pode definir os parâmetros desejados do conjunto a ser simulado.

Simulador de Turbinas Eólicas Via Motor de Indução Controlado

Desenvolvido por:
Universidade Federal de Uberlândia – UFU
Faculdade de Engenharia Elétrica – FEELT
Núcleo de Qualidade da Energia Elétrica
Laboratório de Dinâmica de Sistemas Elétricos

GERAL | AQUISIÇÃO | ANÁLISE COMPARACIONAL

TEMPO DE SIMULAÇÃO

Tempo de Simulação [s]: 30

CONTROLE

Coefficiente de Potência: ON

Ângulo de Passo: ON (Graus/segundo): 10

CARACTERÍSTICAS DO VENTO

Vento Base: ON

Velocidade Máxima [m/s]: 9

Ruído: ON

Escala Ruído: 50

Rajada de Vento: ON

Velocidade Máxima [m/s]: 2,5

Tempo Inicial [s]: 7

Tempo Final [s]: 11,5

Rampa de Vento: ON

Velocidade Máxima [m/s]: 2,5

Tempo Inicial [s]: 16,5

Tempo Final [s]: 21

PARÂMETROS DA TURBINA

Vel. Nom. [m/s]	Pot. Gerador [KW]
12	600

Vel. Nom. [RPM]	Densidade [g/cm ²]
33,6	1,225

Vel. Cut-in [m/s]	Vel. Cut-out [m/s]
3	25

Raio [m]	
21,0	C1
	C2
	C3
	C4
	C5
	C6
	C7
	C8
	C9

0	1
5	12,5
0,08	0,035

PARÂMETROS DO MIT

Potência Motor [W]
1100

Velocidade Nominal [RPM]
1780

Torque Nominal [N.m]
7

Apoio: Eletrobras Furnas

Figura 11.6 – Tela para entrada de dados pelo usuário no software de controle e monitoramento.

Capítulo III – Estrutura Laboratorial para Representação de Uma Turbina Eólica Via de Motor de Indução

Os dados de entrada definidos pelo usuário são:

- Tempo de Simulação: Define o tempo total para execução do simulador;
- Características do Vento: Determina a velocidade e perfil do vento empregado para o cálculo da potência mecânica disponibilizada pela turbina eólica, definindo quais componentes do vento serão utilizados: base, ruído, rajada e rampa;
- Controle: O usuário pode definir se deseja ou não utilizar os controles pertinentes das turbinas eólicas, sendo esses o controle de coeficiente de potência e ângulo de passo, controle *Pitch*. Para o controle do ângulo de passo, o usuário tem a possibilidade de definir a razão de rotação do eixo das pás da turbina, dado em graus/segundos;
- Parâmetros da Turbina: Define os parâmetros intrínsecos da turbina eólica a ser simulada, parâmetros esses utilizados para determinar a potência extraída do vento e disponibilizada para o gerador elétrico;
- Parâmetros do Motor de Indução Trifásico: Insere os dados pertinentes ao motor de indução utilizado na estrutura laboratorial em substituição à turbina eólica.

Capítulo III – Estrutura Laboratorial para Representação de Uma Turbina Eólica Via de Motor de Indução

A segunda tela referente à aquisição, Figura 11.7, possibilita ao usuário a visualização dos dados obtidos durante a simulação.

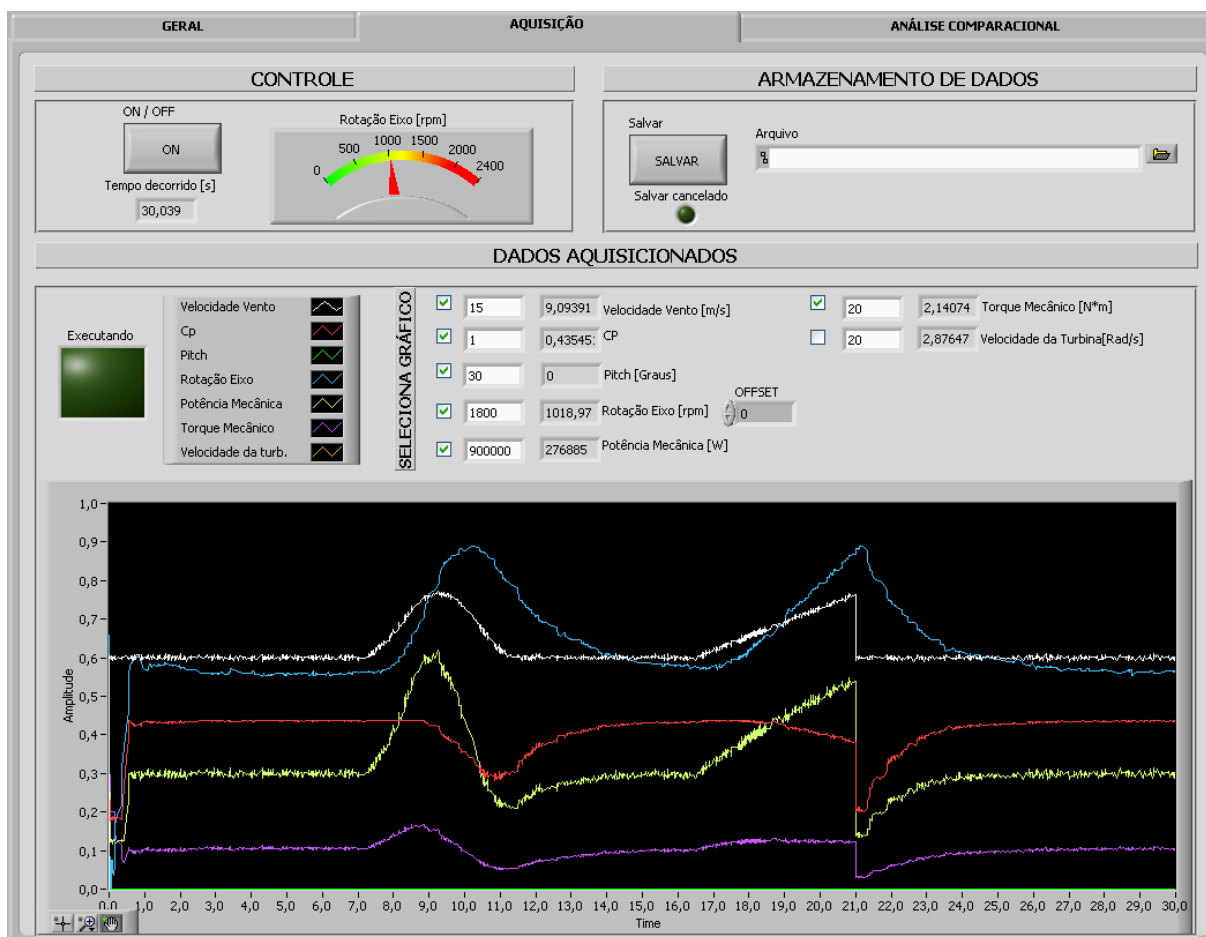


Figura 11.7 – Monitoração e armazenamento de dados.

O usuário pode, assim, iniciar o simulador, acompanhar o tempo decorrido da simulação e o comportamento instantâneo da velocidade do motor em rpm. A área destinada aos dados obtidos é onde se monitora as respostas do simulador, fornecidas em valores por unidade com base definida pelo usuário para cada variável analisada. Todos os dados adquiridos na simulação podem ser armazenados em um arquivo de texto com extensão (.ste).

Capítulo III – Estrutura Laboratorial para Representação de Uma Turbina Eólica Via de Motor de Indução

A Figura 11.8 apresenta um fluxograma com a sequência de ações realizadas para a obtenção do sinal de torque de referência para controle do motor de indução implementado no *LabVIEW*. O primeiro passo é a inserção dos dados de entrada pelo usuário, sendo estes: características do vento, determinando assim a velocidade do mesmo, parâmetros da turbina eólica e do motor de indução.

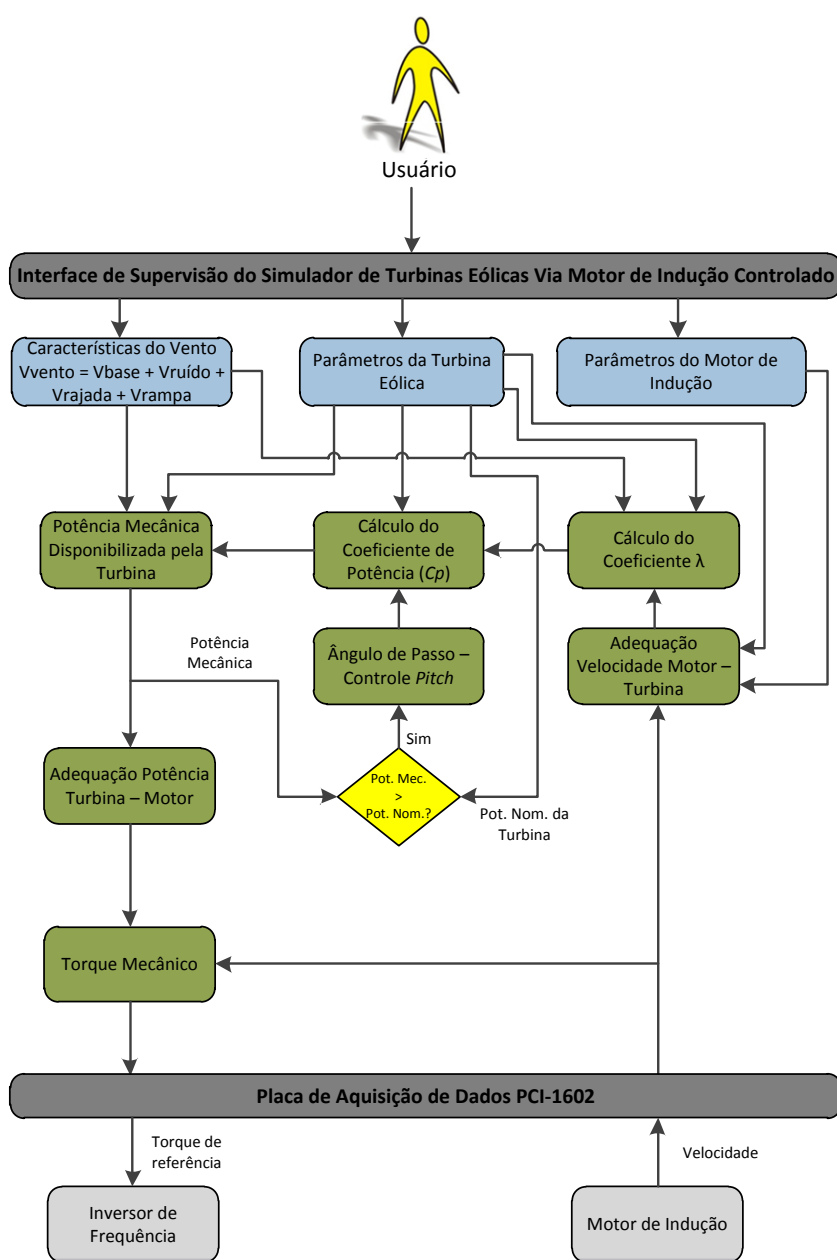


Figura 11.8 – Fluxograma para controle do motor.

Capítulo III – Estrutura Laboratorial para Representação de Uma Turbina Eólica Via de Motor de Indução

A potência mecânica disponibilizada pela turbina eólica no eixo do gerador é dada pela equação 2.13, apresentada no capítulo II, a qual é função do coeficiente de potência que, por sua vez, depende do coeficiente λ e do ângulo de passo da turbina β , os quais são extraídos das equações de 2.15 a 2.17.

Para o cálculo de λ , torna-se necessário o conhecimento da velocidade de rotação da turbina eólica, obtida a partir da medição da velocidade mecânica do eixo do motor de indução. Esta medição é realizada com o uso do *encoder*, que disponibiliza um sinal de corrente referente à velocidade mecânica do motor de indução. Para o cálculo pretendido, é necessário conhecer a velocidade da turbina. Faz-se, assim, necessária uma adequação do sinal de velocidade do motor referenciando para a faixa de operação da turbina eólica.

A fim de controlar a potência disponibilizada pela turbina eólica sem que ocorra superação da potência nominal do gerador, foi implementado o controle *Pitch*. Assim, obtém-se um valor diferente de zero para β quando a potência mecânica disponibilizada pela turbina eólica for maior que a potência nominal do gerador. Este efeito ocasiona a rotação das pás em torno de seu eixo, extraindo do vento uma potência inferior.

Com a obtenção da potência mecânica disponibilizada no eixo da turbina eólica, faz-se necessário referenciá-la ao valor nominal do motor de indução para que o mesmo represente a turbina em escala reduzida.

Com o auxílio da equação 2.34, tem-se o sinal de torque mecânico que o motor de indução desenvolverá em seu eixo. Este, por sua vez, será o sinal do torque de referência enviado para o inversor de frequência.

11.4.2. Princípio de Funcionamento do Controle

A Figura 11.9 apresenta a conexão física da estratégia de controle, juntamente com a identificação dos bornes pertencentes aos componentes da estrutura física, adotada como alternativa para a simulação de uma turbina eólica em bancada laboratorial.

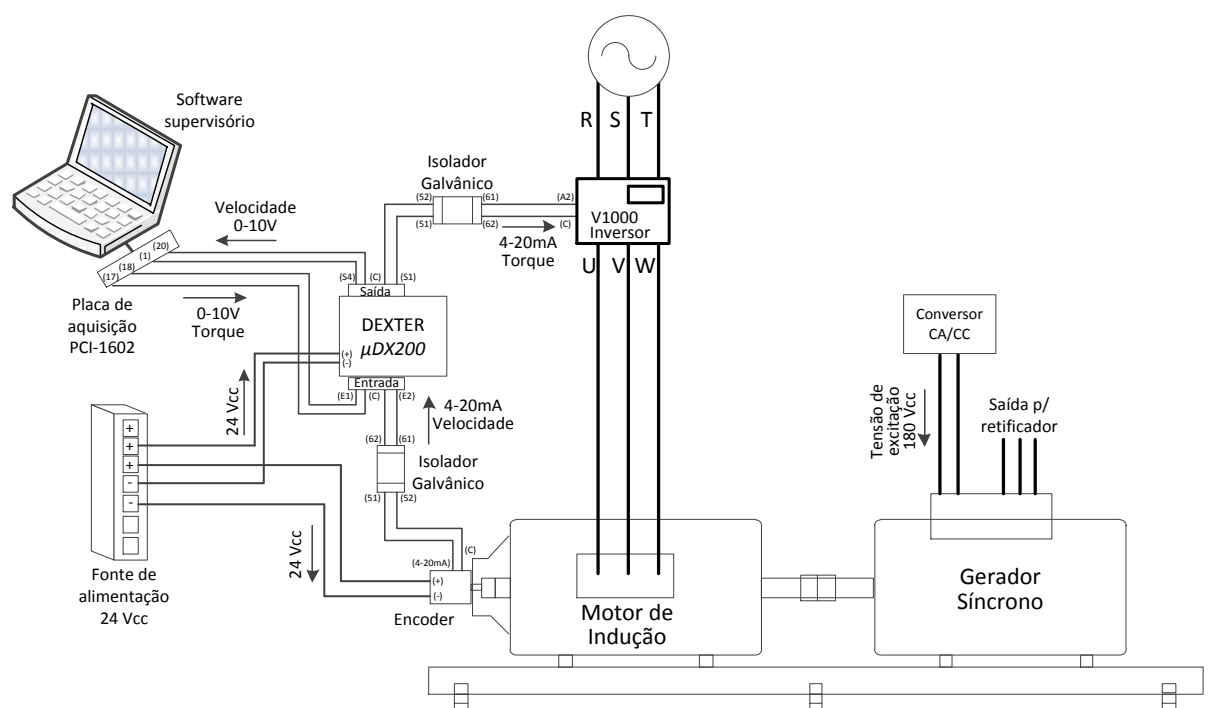


Figura 11.9 – Detalhe da ligação do sistema de controle do motor de indução.

Como já mencionado, o controle é realizado de tal maneira que o motor de indução produza um conjugado mecânico no eixo do gerador semelhante ao produzido pela turbina eólica. O sinal do torque de referência é calculado pelo *software* de supervisão, conforme explanado no item anterior, e disponibilizado pela placa de aquisição na forma de sinal analógico de tensão, variando de 0 – 10 volts. O inversor de frequência recebe esse sinal de referência e, por meio de sua parametrização e de seu controle vetorial, disponibiliza para o

Capítulo III – Estrutura Laboratorial para Representação de Uma Turbina Eólica Via de Motor de Indução

motor de indução uma relação de tensão/frequência para que o mesmo produza o torque mecânico desejado em seu eixo.

O inversor de frequência possui entrada para corrente de 4 – 20 mA. Como a placa de aquisição fornece sinal na forma de tensão, torna-se necessário convertê-lo em sinal de corrente. Tal conversão é realizada com o auxílio do CLP *Dexter μ DX200*, que possui uma linguagem de programação gráfica bastante amigável. Assim, através de uma programação implementada no *Dexter*, obtém-se um sinal de corrente de 4 – 20 mA na sua saída, a partir do sinal de tensão de 0 – 10 volts de entrada.

Com o intuito de desacoplar o sinal de controle do sistema de potência, minimizando a possibilidade de danificar os equipamentos mais sensíveis, utilizou-se o isolador galvânico ETI 30.

Para a obtenção do sinal de torque de referência, o *software* necessita da leitura da velocidade de rotação do conjunto motor-gerador. Para essa finalidade, conectou-se um *encoder* no eixo do motor de indução que disponibiliza um sinal de corrente variável de 0 - 20 mA, correspondente à velocidade mecânica do mesmo. Para que esse sinal possa ser enviado ao *software* por meio da placa de aquisição, é necessária a conversão do mesmo para tensão. Com esse intuito, utilizou-se o mesmo artifício para o sinal de torque, porém de forma inversa.

Tanto o CLP *Dexter μ DX200* quanto o *encoder* operam com tensão de alimentação de 24 Vcc, sendo esta fornecida pela fonte chaveada da *Phoenix Contact*, modelo trio Power.

11.5. Considerações Finais

Este capítulo, como esclarecido em seu escopo, contemplou a concepção física para uma estrutura experimental em escala reduzida de uma unidade à geração síncrona, apresentando as características elétricas de cada componente constituinte do sistema eólico.

O capítulo foi iniciado com considerações acerca do sistema de conversão de energia eólica a ser desenvolvido em laboratório a fim de realizar o estudo de geração eólica. Na sequência, apresentou-se uma descrição dos componentes que configuram a estrutura laboratorial.

Como ponto merecedor de destaque deste trabalho, apresentou-se a estratégia adotada para o controle da relação torque x velocidade do motor de indução, fazendo com que o mesmo seja capaz de reproduzir as características mecânicas de uma turbina eólica. Tal estratégia foi obtida graças ao *software* desenvolvido na plataforma *LabVIEW*, no qual, além dos cálculos atrelados ao conjunto vento e turbina, resultando no sinal de torque de referência para o motor de indução, realiza o monitoramento em tempo real das grandezas referentes ao vento, turbina eólica e motor de indução.

Por fim, este capítulo apresenta um produto na forma de estrutura laboratorial no qual se possam realizar estudos experimentais do comportamento de um complexo eólico utilizando um motor de indução controlado representativo de uma turbina eólica.

CAPÍTULO IV

Estudos Experimentais de Desempenho da Unidade de Conversão de Energia Eólica

12.1. Considerações Iniciais

Os capítulos precedentes apresentaram uma base teórica a respeito da conversão de energia eólica, juntamente com a definição da estratégia adotada para a simulação laboratorial de turbinas eólicas via motor de indução controlado. Além disso, apresentou-se a especificação do arranjo laboratorial para a simulação de um aerogerador suprindo uma carga isolada. O presente capítulo visa à realização de estudos experimentais com o intuito de ratificar a estrutura laboratorial proposta nos moldes aqui apresentados.

Inicialmente, são apresentadas as características mecânicas e elétricas de um aerogerador real. Este será adotado como referência nesta dissertação para a simulação laboratorial através do conjunto motor de indução e gerador síncrono.

Desta forma, o capítulo encontra-se centrado na avaliação da estrutura laboratorial concebida, apresentando os resultados obtidos para as grandezas mecânicas e elétricas em diversos pontos. Possibilita-se, assim, analisar o impacto causado na geração eólica, operando de forma isolada, quando da ocorrência de variações do vento incidente na turbina eólica.

12.2. Características do Sistema Eólico

Utilizando o modelo para conversão de energia eólica proposto nesta dissertação, faz-se necessário adotar como referência os parâmetros de um aerogerador real, o qual será correlacionado para os níveis de potência do arranjo em escala reduzida aqui focado. As características mecânicas e elétricas deste aerogerador, equipamento comercial, são apresentadas na Tabela 12.1.

Tabela 12.1 – *Parâmetros do aerogerador real utilizado como referência.*

Número de pás			Tipo de Eixo			Raio (m)		
3			Horizontal			21		
Controle			Velocidade Nominal (m/s)			Velocidade (m/s)		
						<i>Cut-in</i>	<i>Cut-out</i>	
<i>Pitch</i>			12			3	25	
Coeficientes da Turbina								
C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6	C_7	C_8	C_9
0,22	116	0,4	0	1	5	12,5	0,08	0,035
Gerador Elétrico		Potência Nominal (kW)		Tensão Nominal (V)		Velocidade Nominal (rpm)		
Síncrono com rotor a ímã permanente		600		600		33,6		

Para o desenvolvimento das simulações laboratórios, adotaram-se três casos distintos para a representação da fonte de energia primária, consistindo em fenômenos indicativos das possibilidades reais de vento. Cada caso foi definido como se segue:

- **Caso 1** – Vento composto pelas componentes base e ruído, onde a primeira possui uma velocidade de 9 m/s. O intuito deste caso é comprovar a adequação do modelo proposto através da condição física de vento constante e, assim, possibilitar meios para uma avaliação crítica das respostas obtidas com a

estrutura laboratorial apresentada no que se refere às grandezas elétricas e mecânicas.

- **Caso 2** – A finalidade deste caso é avaliar o impacto de turbulências causadas pelo vento no desempenho do sistema de conversão de energia eólica. Neste caso, o vento é composto pelas componentes: base, ruído, rajada e rampa. A componente base, como no caso anterior, apresenta velocidade média de 9 m/s. As componentes rajada e rampa adicionadas, possuem velocidade de 2,5 m/s cada. É notório que, no instante em que o vento é composto pelas componentes base e rajada ou base e rampa, a velocidade de pico é 11,5 m/s, estando abaixo da velocidade nominal do gerador, que é igual a 12 m/s. Portanto, para esse caso, a potência transmitida pela turbina eólica não supera seus limites nominais.
- **Caso 3** – Neste terceiro caso, será ratificada a atuação do controle *Pitch* para um perfil de vento composto pelas componentes: base, rajada, rampa e ruído; entretanto, com velocidades distintas do caso anterior no que tange às componentes rajada e rampa. Estas terão suas velocidades alteradas para 4 m/s com a componente base permanecendo inalterada, igual a 9 m/s. Em determinados instantes, a velocidade do vento estará superior à velocidade nominal da turbina, que é de 12 m/s, na qual se tenderia a disponibilizar uma potência acima da nominal, fato este que determina a atuação do controle *Pitch* para limitar a potência transferida ao gerador elétrico pela turbina eólica.

Para todos os casos apresentados, o tempo total definido para a realização de cada experimento é de 30 s. Nos casos 2 e 3, a componente rajada tem seu início em 7 s e término em 11,5 s, já a componente rampa inicia-se em 16,5 s e se encerra em 21 s.

Para que o inversor, responsável em manter a tensão e frequência fixas na carga, entre em operação, é necessário certo valor de tensão no elo CC. Por esse motivo, o inversor é iniciado quando a velocidade de rotação do conjunto motor–gerador atinge a velocidade de 850 rpm, instante em que a tensão no elo CC é de aproximadamente 100 V.

Na Figura 12.1, tem-se a representação do arranjo do sistema de conversão eólica utilizado na bancada de testes, o qual se encontra operando de forma isolada. Nesta, estão representados os cinco pontos nos quais foram realizadas as medições para as análises do desempenho da estrutura laboratorial em foco.

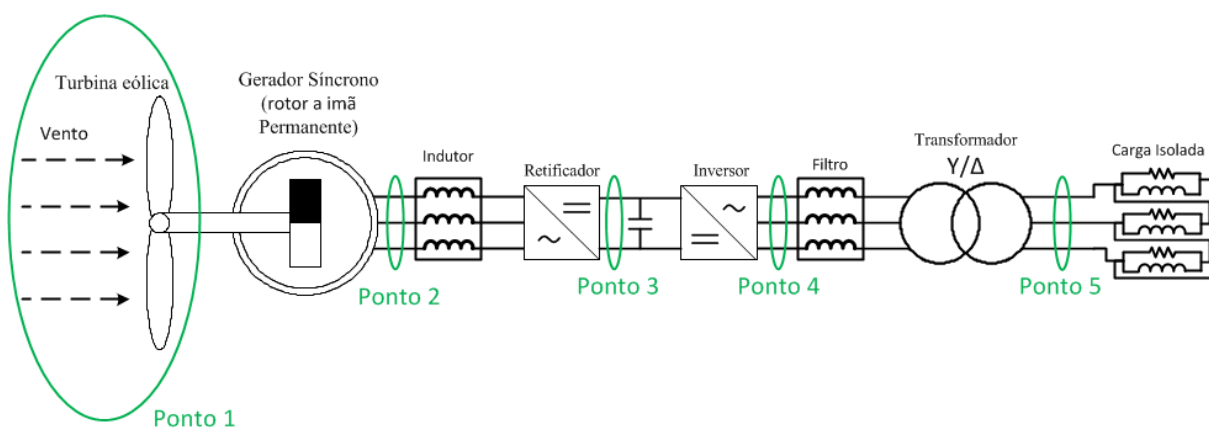


Figura 12.1 – Pontos de medição para estudos do desempenho da estrutura laboratorial.

As grandezas utilizadas para avaliar o desempenho da estrutura laboratorial, em cada ponto de medição discriminada na figura anterior, estão listadas na Tabela 12.2. Ressalta-se que a montagem laboratorial aborda um sistema trifásico, onde os resultados apresentados

para as tensões, oscilogramas e valores eficazes, são correspondentes a valores fase-fase. O mesmo aplica-se às correntes de linha.

Tabela 12.2 – *Grandezas analisadas em cada ponto de medição.*

Ponto	Grandezas analisadas
1	<ul style="list-style-type: none">➤ Velocidade do vento;➤ Velocidade mecânica da turbina de referência;➤ Velocidade mecânica do motor;➤ Coeficiente de potência;➤ Potência extraída pela turbina eólica de referência;➤ Torque mecânico no eixo do motor de indução.
2	<ul style="list-style-type: none">➤ Tensão CA;➤ Corrente CA.
3	<ul style="list-style-type: none">➤ Tensão CC;➤ Corrente CC.
4	<ul style="list-style-type: none">➤ Tensão CA;➤ Corrente CA.
5	<ul style="list-style-type: none">➤ Tensão CA;➤ Corrente CA.

12.3. Resultados do Caso 1

O primeiro caso estudado destina-se a ratificar o desempenho do sistema eólico em discussão para a condição de vento constante. Como citado anteriormente, para este caso, o vento é composto pela componente base, com velocidade média de 9 m/s, e ruído.

12.3.1. Resultados e Análises para o ponto 1

A Figura 12.2 apresenta o perfil da velocidade do vento aplicada à turbina eólica. O mesmo é composto por um vento base de 9 m/s e um ruído, que é responsável pelas características aleatórias dos ventos reais.

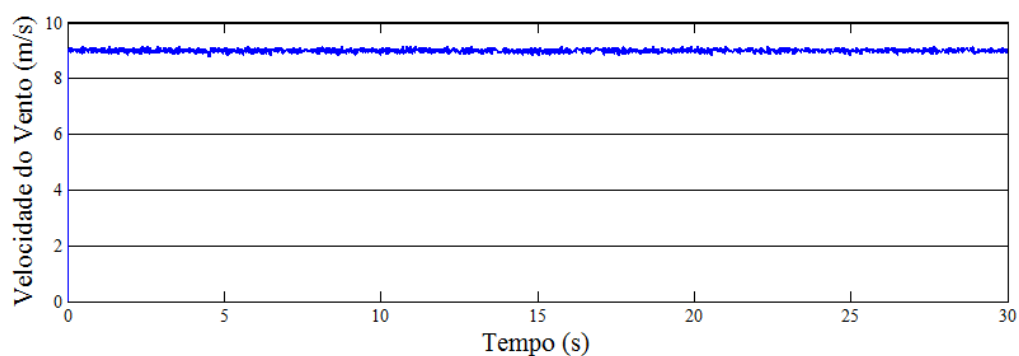


Figura 12.2 – *Velocidade do vento – Caso 1.*

A velocidade mecânica do eixo da turbina eólica adotada como referência é apresentada na Figura 12.3. Constata-se que, para um vento constante, a velocidade da turbina permanece praticamente inalterável, exceto no instante de inicialização. Já na Figura 12.4, é apresentada a velocidade no eixo do motor de indução, representando, nesse trabalho, a turbina eólica. Como o eixo do motor está diretamente conectado ao eixo do gerador síncrono, ambos possuem a mesma velocidade. Para o referido caso, a velocidade do eixo do gerador elétrico permanece constante em aproximadamente 1.000 rpm.

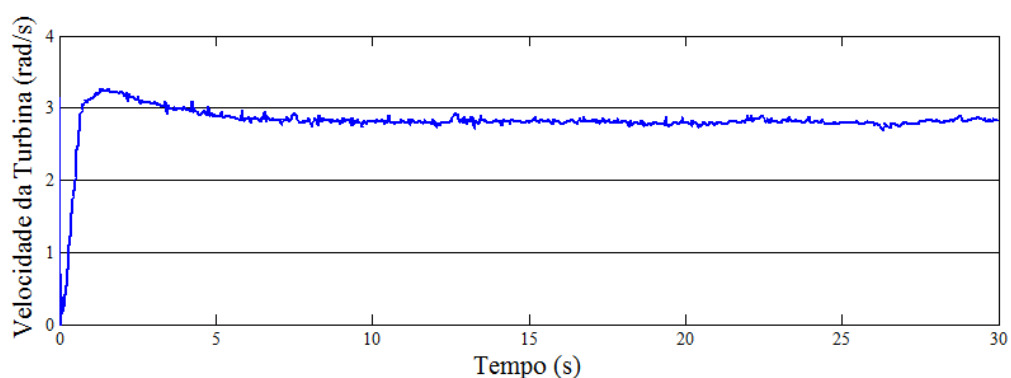


Figura 12.3 – *Velocidade mecânica da turbina eólica de referência – Caso 1.*

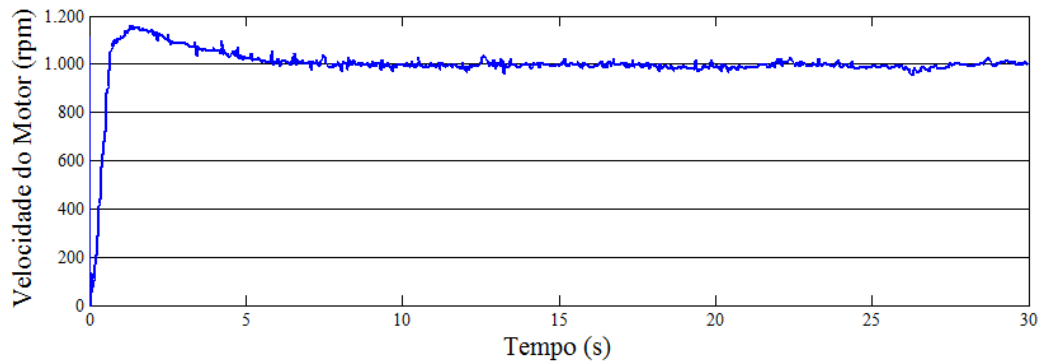


Figura 12.4 – *Velocidade mecânica do motor de indução – Caso 1.*

O desempenho do coeficiente de potência (C_p) ou eficiência da turbina eólica está mostrado na Figura 12.5. Este se mantém num valor aproximado de 0,44, o qual, como discutido no Capítulo II, situa-se dentro da faixa esperada para turbinas eólicas.

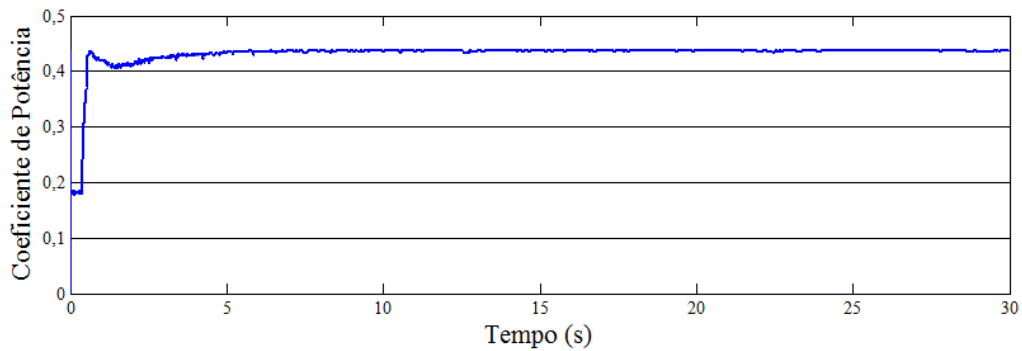


Figura 12.5 – *Coeficiente de potência C_p da turbina eólica – Caso 1.*

Na Figura 12.6 é apresentada a potência extraída do vento pela turbina eólica simulada, utilizada como referência neste trabalho, na qual a mesma permanece constante em aproximadamente 270 kW. O gráfico encontra-se correlacionado com os níveis de potências que seriam disponibilizados em um sistema real, e não no arranjo em escala reduzida aqui

focado. Por tal motivo pode-se constatar que as potências indicadas se apresentam na ordem de kW.

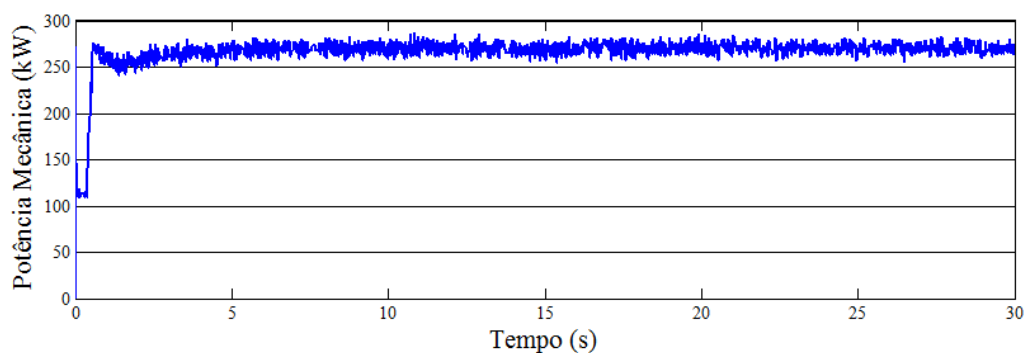


Figura 12.6 – *Potência aerodinâmica extraída pela turbina eólica – Caso 1.*

A Figura 12.7 apresenta o torque mecânico que é aplicado pelo motor de indução no eixo do gerador síncrono. Como a fonte de energia primária permanece constante, o torque tem o mesmo comportamento, permanecendo em aproximadamente 2,15 N.m.

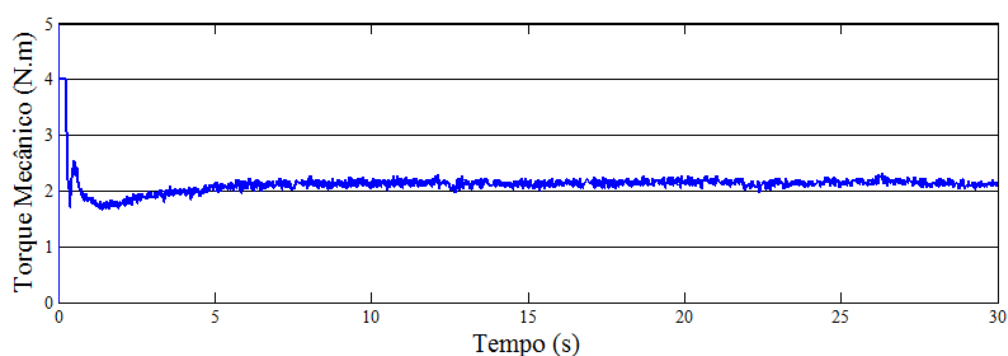


Figura 12.7 – *Torque mecânico fornecido ao eixo do gerador – Caso 1.*

12.3.2. Resultados e análises para o ponto 2

Como consequência da imposição das potências mecânicas anteriormente referidas, as quais são disponibilizadas no eixo do gerador, tem-se, em seus terminais, um conjunto de tensões trifásicas que se apresentam como o indicado na Figura 12.8.

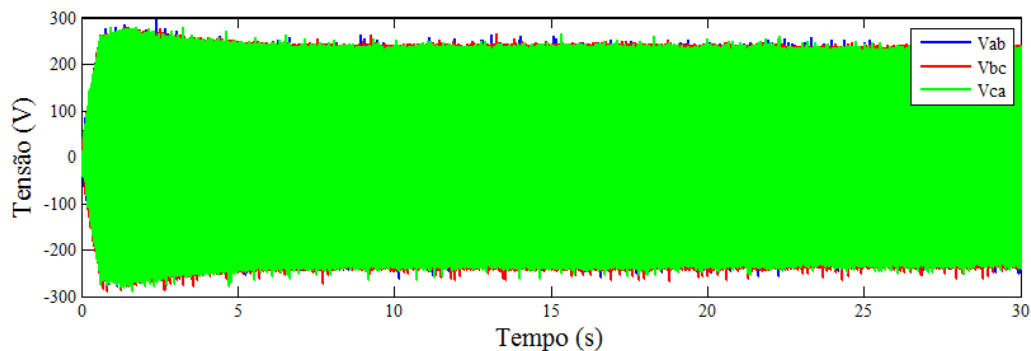


Figura 12.8 – Tensões trifásicas do gerador – Caso 1.

A Figura 12.9 detalha as formas de onda para as tensões trifásicas nos terminais do gerador em um instante particular, estas se apresentam com um discreto nível de distorção. A frequência das tensões na saída do gerador síncrono é de aproximadamente 33 Hz.

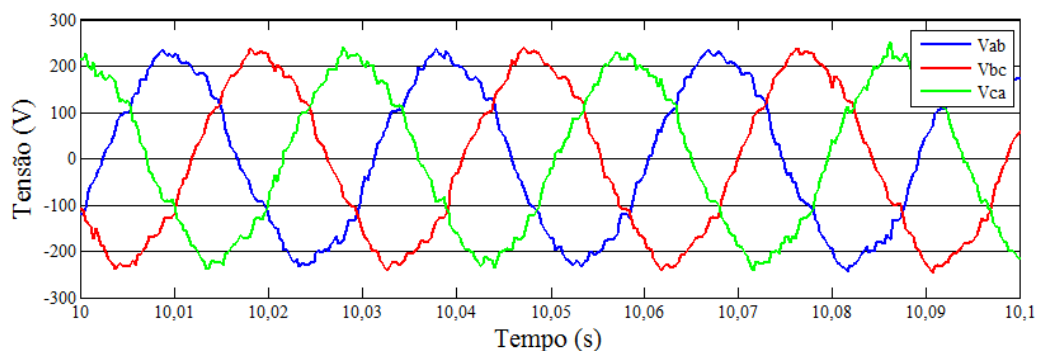


Figura 12.9 – Zoom das tensões trifásicas do gerador – Caso 1.

A tensão gerada apresenta um valor eficaz de aproximadamente 163 V. Este valor refere-se à tensão de linha, que está apresentada na Figura 12.10.

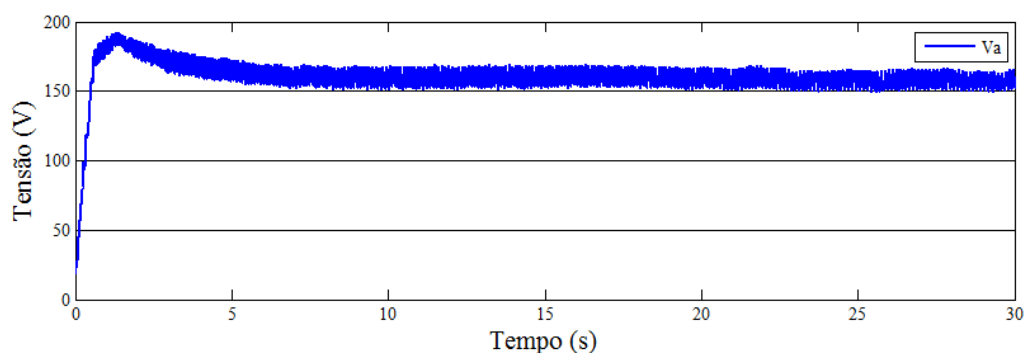


Figura 12.10 – *Tensão eficaz produzida nos terminais do gerador – Caso 1.*

A corrente na saída do gerador síncrono é apresentada na Figura 12.11. Como a tensão gerada e a carga são constantes, a corrente apresenta comportamento similar. O *zoom* para esta corrente está apresentado na Figura 12.12. Nota-se que a mesma apresenta-se bastante distorcida, fato este esperado e atribuído ao suprimento, por parte do gerador, de uma carga constituída por um retificador trifásico de 6 pulsos.

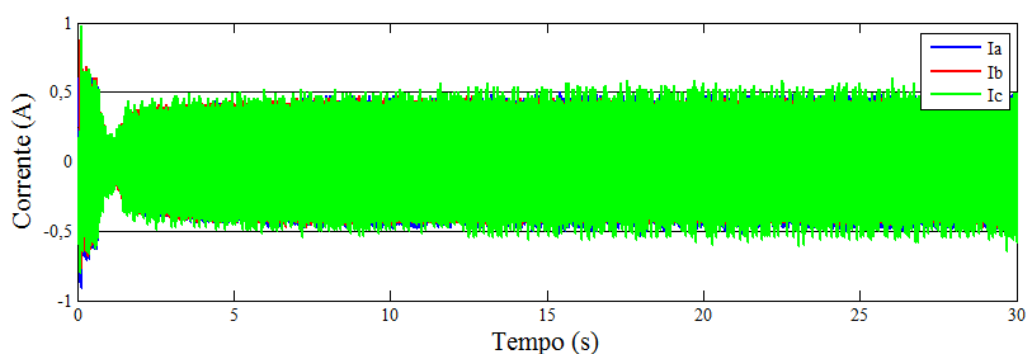


Figura 12.11 – *Correntes trifásicas do gerador – Caso 1.*

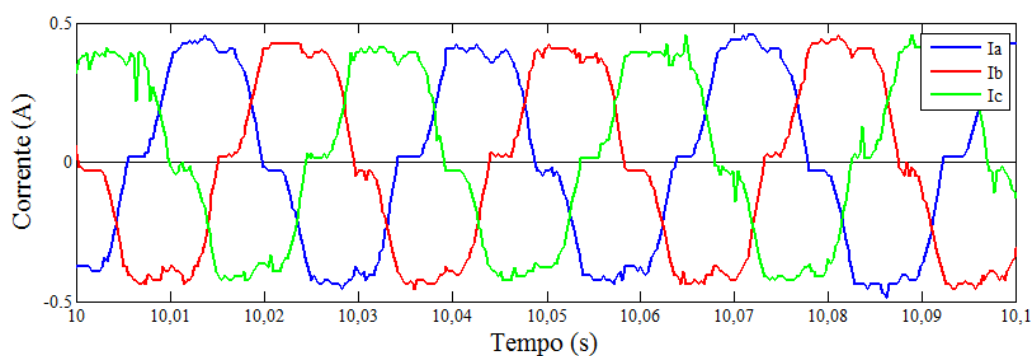


Figura 12.12 – Zoom das correntes trifásicas do gerador – Caso 1.

Na Figura 12.13 é apresentado o valor RMS da corrente de linha, de aproximadamente 0,31 A, após o instante transitório de energização do sistema.

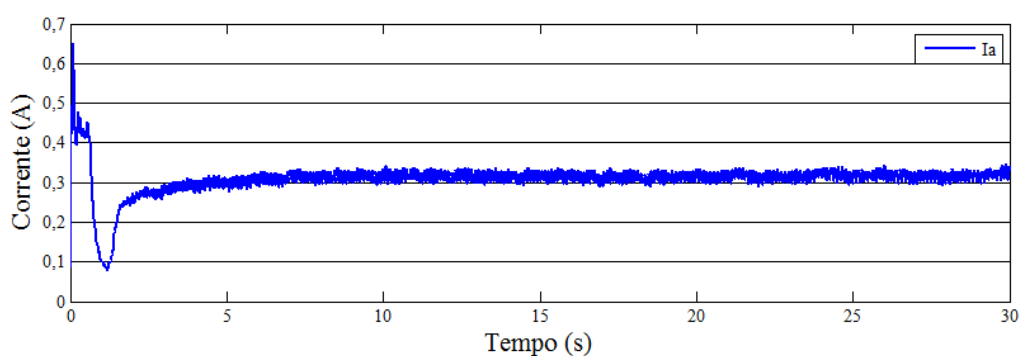


Figura 12.13 – Corrente de linha do gerador – Caso 1.

12.3.3. Resultados e análises para o ponto 3

Os resultados aqui apresentados condizem com o ponto 3, que compreende o elo CC do sistema. A Figura 12.14 expõe o valor da tensão CC, que apresenta um valor de aproximadamente 190 V.

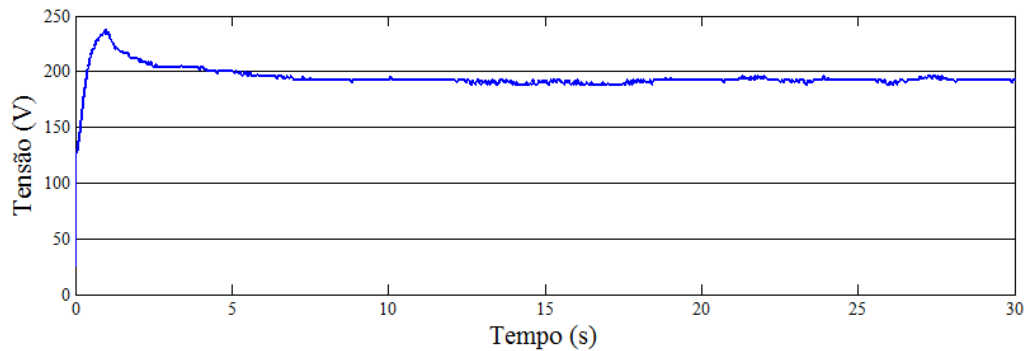


Figura 12.14 – Tensão no elo CC – Caso 1.

A Figura 12.15 mostra o perfil da corrente contínua no elo CC, apresentando um valor de aproximadamente 0,29 A.

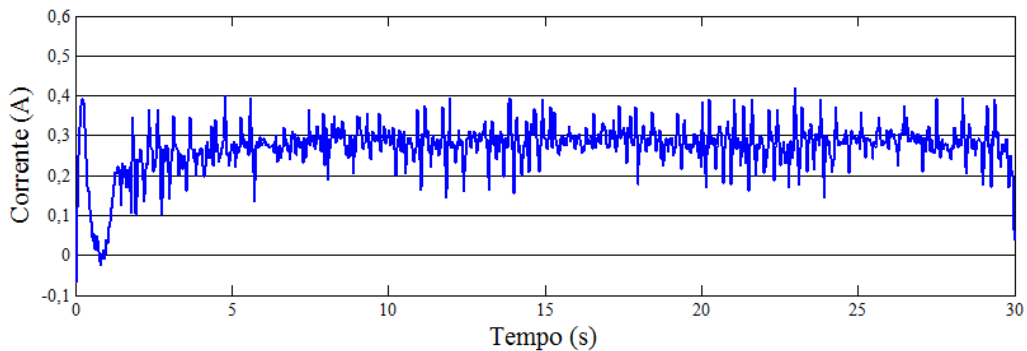


Figura 12.15 – Corrente no elo CC – Caso 1.

12.3.4. Resultados e análises para o ponto 4

O presente tópico ilustra os resultados apresentados na saída do inversor de frequência. A Figura 12.16 apresenta as tensões obtidas nas medições para este ponto. Vale ressaltar que, durante um instante inicial, período em que a tensão no elo CC não é suficiente para acionar o inversor, o mesmo encontra-se fora de operação, resultando em uma tensão nula em seus terminais de saída.

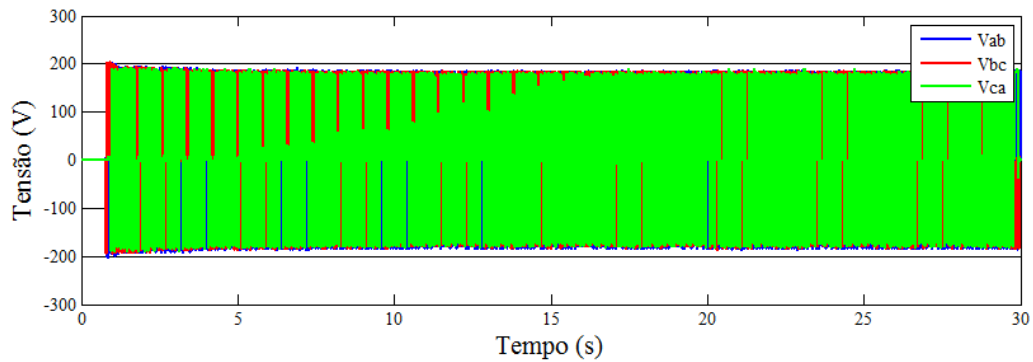


Figura 12.16 – *Tensões trifásicas na saída do inversor – Caso 1.*

Com o intuito de analisar de maneira mais detalhada a forma de onda das tensões anteriormente apresentadas, a Figura 12.17 mostra um *zoom* das mesmas. A tensão na saída do inversor é dependente da frequência de chaveamento do mesmo, sendo esta definida para que se obtenha em sua saída uma tensão eficaz fixa de 100 V, com frequência de 60 Hz.

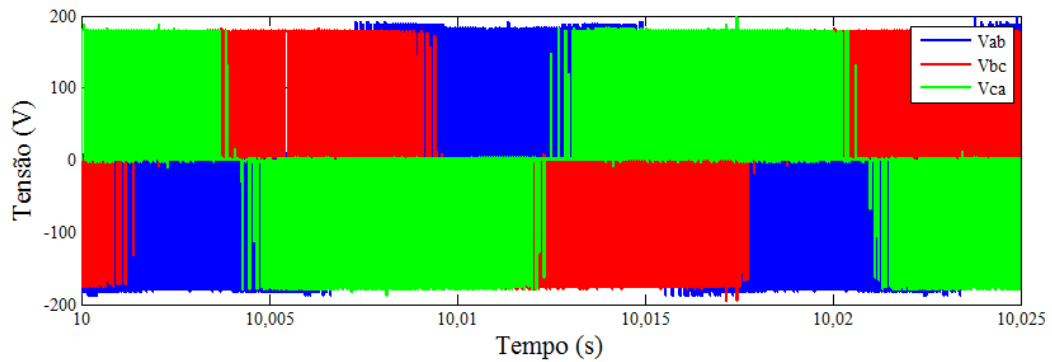


Figura 12.17 – *Zoom das tensões trifásicas na saída do inversor – Caso 1.*

As correntes na saída do inversor de frequência são apresentadas na Figura 12.18, já a Figura 12.19 mostra um *zoom* para maiores detalhes da forma de onda.

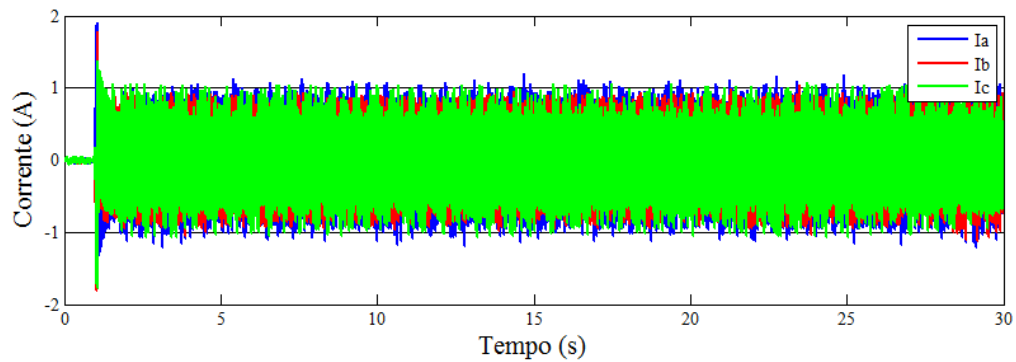


Figura 12.18 – *Correntes na saída do inversor – Caso 1.*

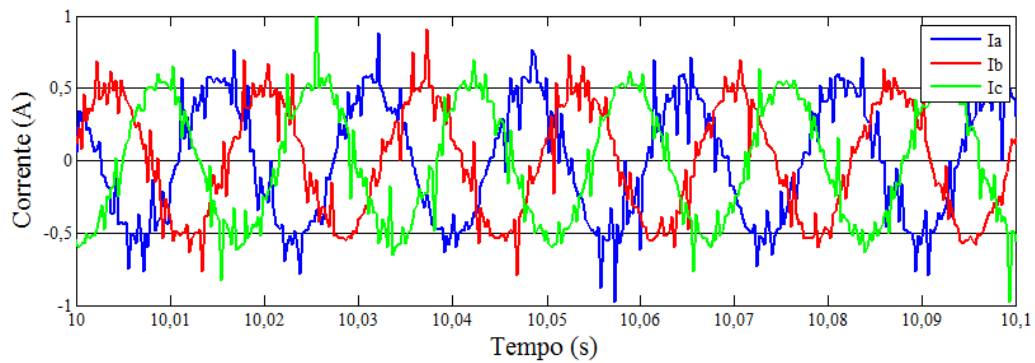


Figura 12.19 – *Zoom das correntes na saída do inversor – Caso 1.*

12.3.5. Resultados e análises para o ponto 5

A fim de se analisar os resultados obtidos nos terminais da carga, designado como ponto 5, este item apresenta as medições realizadas em tal ponto. A Figura 12.20 apresenta o comportamento das tensões trifásicas disponibilizadas na carga.

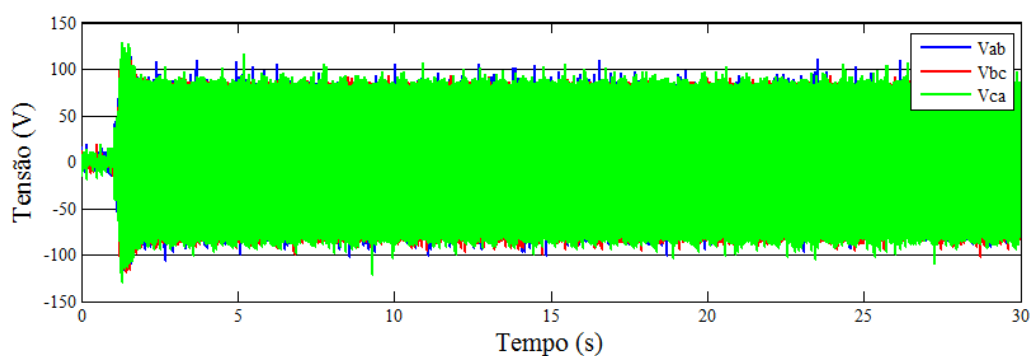


Figura 12.20 – *Tensões trifásicas nos terminais da carga – Caso 1.*

Para melhor visualização das tensões, a Figura 12.21 apresenta o *zoom* das tensões trifásicas. Anteriormente, foram apresentadas as tensões na saída do inversor, estas possuindo um grande conteúdo harmônico. Graças à inserção do indutor em série no circuito, atuando como filtro, obteve-se uma tensão com forma de onda mais senoidal, com a presença de ligeiras deformações.

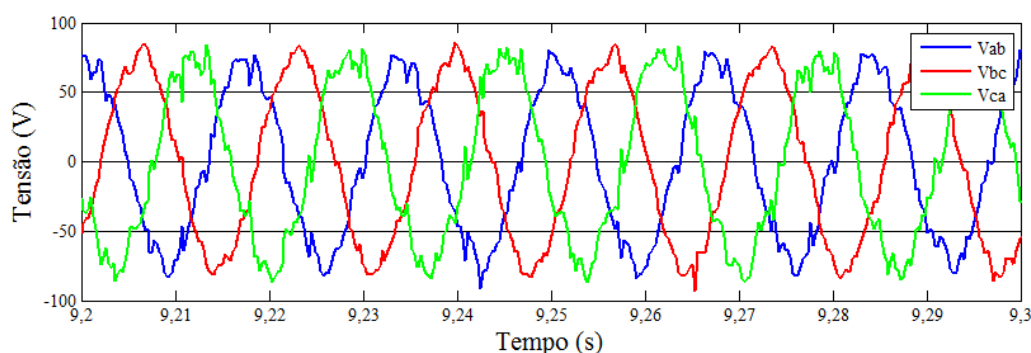


Figura 12.21 – *Zoom das tensões nos terminais da carga – Caso 1.*

A Figura 12.22 apresenta os valores da tensão eficaz nos terminais da carga. Devido à conexão do transformador ser do tipo estrela-delta, a tensão eficaz na carga é de 57,7 V.

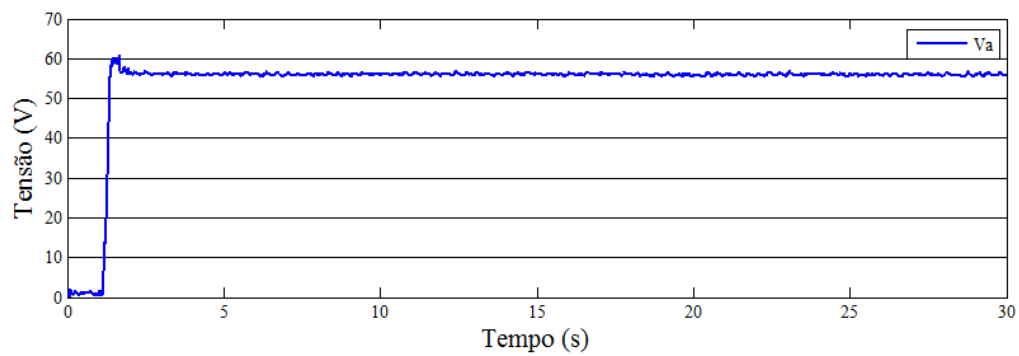


Figura 12.22 – Tensão eficaz nos terminais da carga – Caso 1.

As correntes de linha absorvidas pela carga são apresentadas na Figura 12.23. A fim de se ter maiores detalhes, a Figura 12.24 ilustra um *zoom* das correntes nos terminais da carga para uma determinada região de operação.

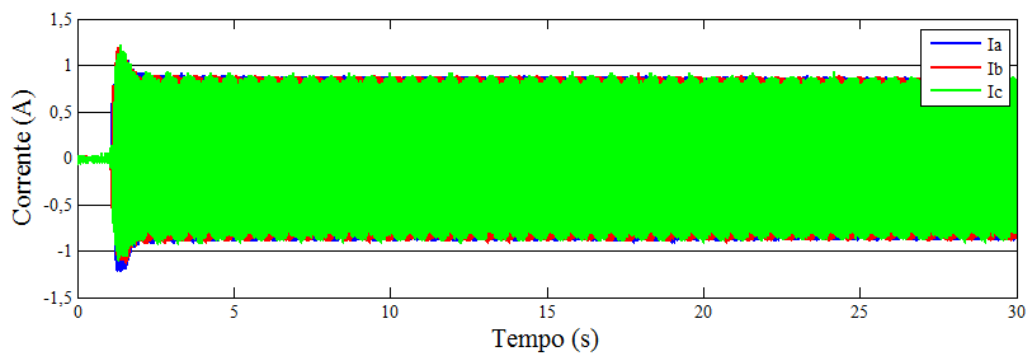


Figura 12.23 – Correntes trifásicas na carga – Caso 1.

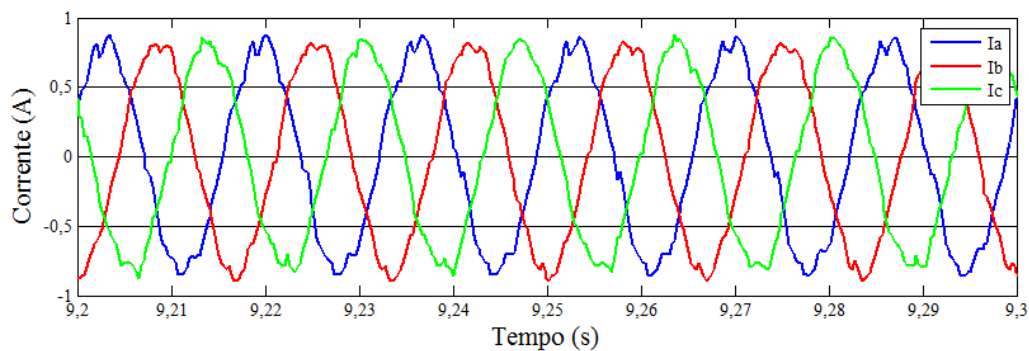


Figura 12.24 – Zoom das correntes trifásicas na carga – Caso 1.

A corrente eficaz injetada na carga é apresentada na Figura 12.25, a qual apresenta valor aproximado de 0,59 A.

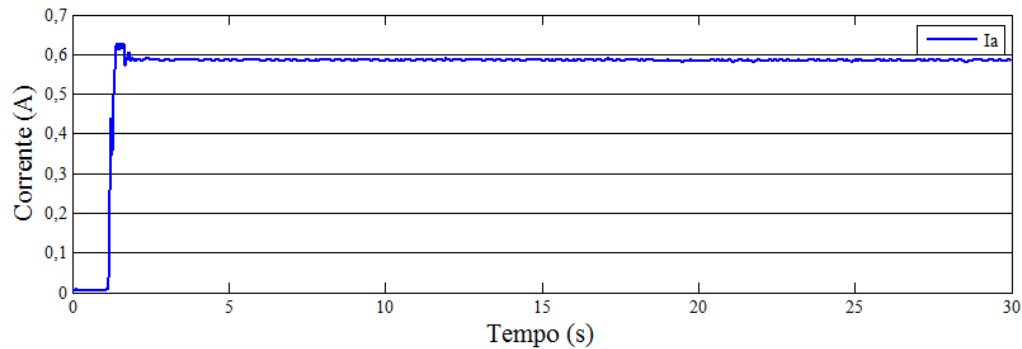


Figura 12.25 – Corrente eficaz na carga – Caso 1.

12.4. Resultados do Caso 2

O objetivo deste caso é avaliar o comportamento do sistema eólico frente às turbulências do vento conforme ocorre em casos reais. Para isso, o vento é composto pelas componentes: base, com 9 m/s, e ruído, acrescidas de rajada e rampa, ambas com 2,5 m/s. O vento, neste caso, chega à velocidade máxima de 11,5 m/s, o que resulta em uma potência abaixo da nominal, fato este que dispensa a atuação do controle *Pitch*.

12.4.1. Resultados e análises para o ponto 1

Na Figura 12.26 é apresentado o perfil do vento utilizado para os estudos que contemplam este caso. Conforme dito anteriormente, a velocidade do vento é composta pelas componentes: base, ruído, rajada e rampa.

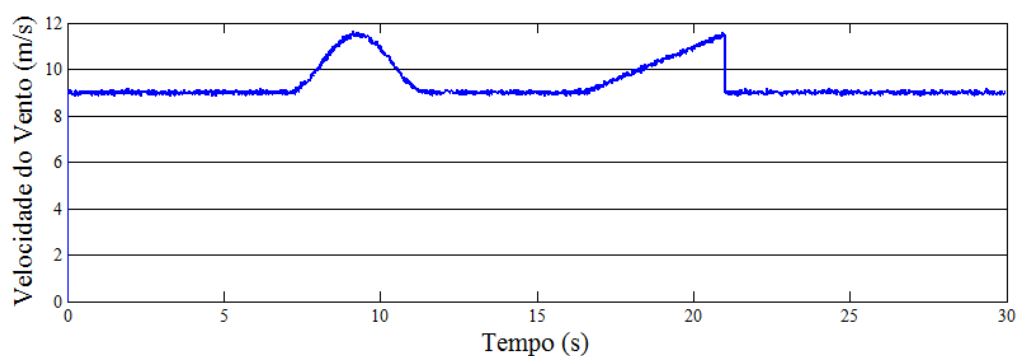


Figura 12.26 – *Velocidade do vento – Caso 2.*

A Figura 12.27 apresenta a velocidade mecânica da turbina eólica adotada como referência para os estudos aqui pretendidos, para o perfil de vento apresentado anteriormente. Já a Figura 12.28 mostra a velocidade mecânica no eixo do motor de indução e do gerador elétrico, como resultado do vento aplicado. Esta evidencia a sensibilidade da velocidade do rotor quando da ocorrência de mudanças no comportamento da fonte primária. Neste caso, constata-se que, de modo semelhante ao sinal de vento utilizado, a velocidade mecânica também apresenta duas regiões com variações significativas e compatíveis com as alterações manifestadas pelo vento. Devido à inércia da turbina, a velocidade mecânica no eixo não responde de forma instantânea como para o caso do vento apresentado. No instante final da rampa, momento em que o vento cessa, a turbina perde velocidade de forma suave.

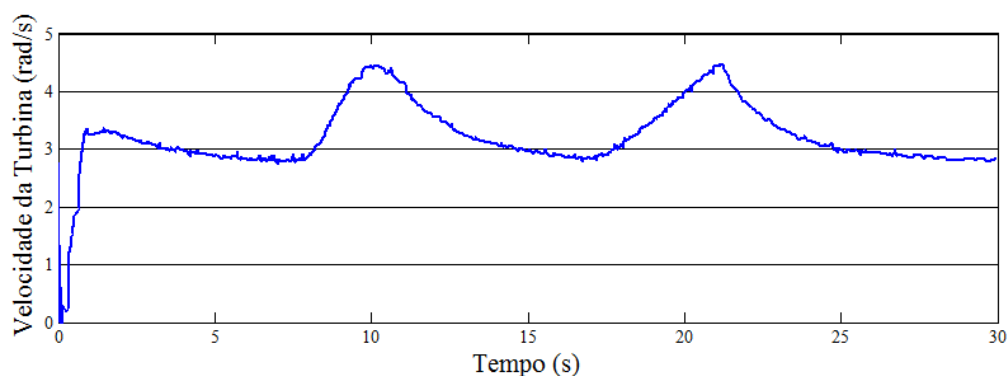


Figura 12.27 – *Velocidade mecânica da turbina eólica – Caso 2.*

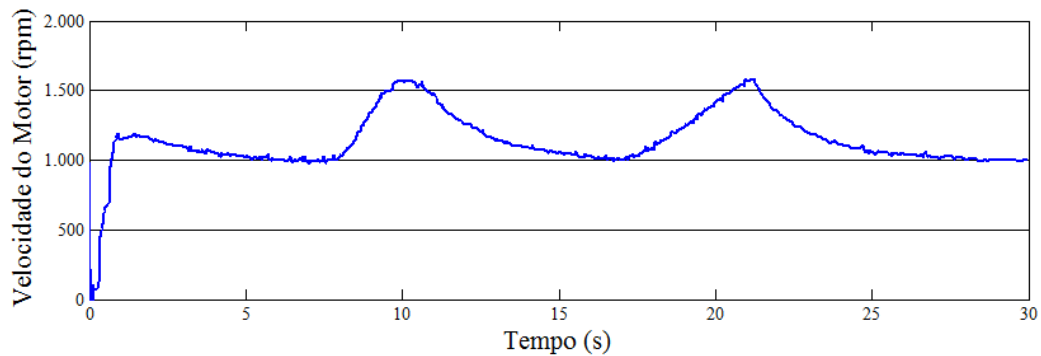


Figura 12.28 – *Velocidade mecânica do motor de indução trifásico – Caso 2.*

O desempenho do coeficiente de potência (C_p) encontra-se ilustrado na Figura 12.29. Este coeficiente sofre variações transitórias durante os períodos da rajada e da rampa. A maior variação ocorre no instante final da rampa, período no qual a velocidade do vento altera bruscamente de valor, decrescendo de 11,5 m/s para 9 m/s. Este fato ocorre devido à inexistência de um controle de otimização da eficiência do conjunto. No entanto, este declive do C_p é existente para um curto intervalo de tempo.

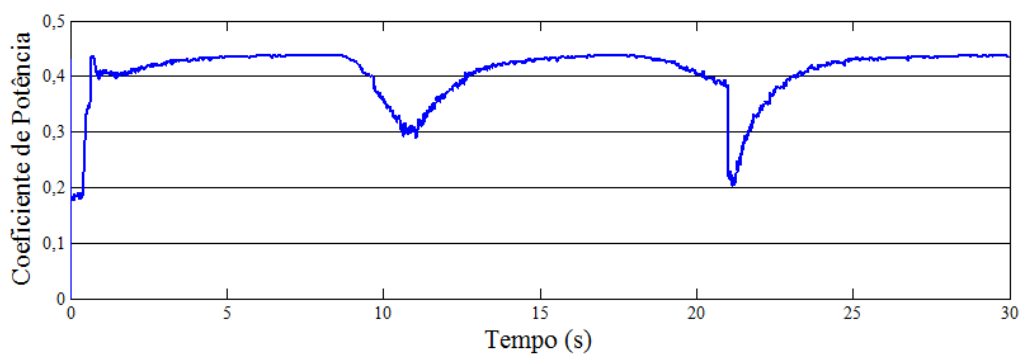


Figura 12.29 – *Coeficiente de potência C_p da turbina eólica – Caso 2.*

A Figura 12.30 apresenta a potência aerodinâmica extraída do vento pela turbina de referência, correspondente a uma turbina real, conforme já informado. Nota-se que, no pico da

rajada, a potência aproxima-se de 550 kW; já no instante do pico da rampa, esta aproxima-se de 490 kW. Esta variação dá-se devido à potência da turbina ser diretamente proporcional ao coeficiente de potência, que neste instante sofre uma alteração mais crítica comparada ao caso da rajada, conforme relatado anteriormente. Salienta-se que o alto valor de potência extraído pela turbina eólica ocorre devido ao fato de a mesma ser diretamente proporcional à velocidade do vento ao cubo. Como já esclarecido, o gráfico encontra-se correlacionado com os níveis que seriam disponibilizados em um sistema real, e não com o arranjo em escala reduzida aqui considerado.

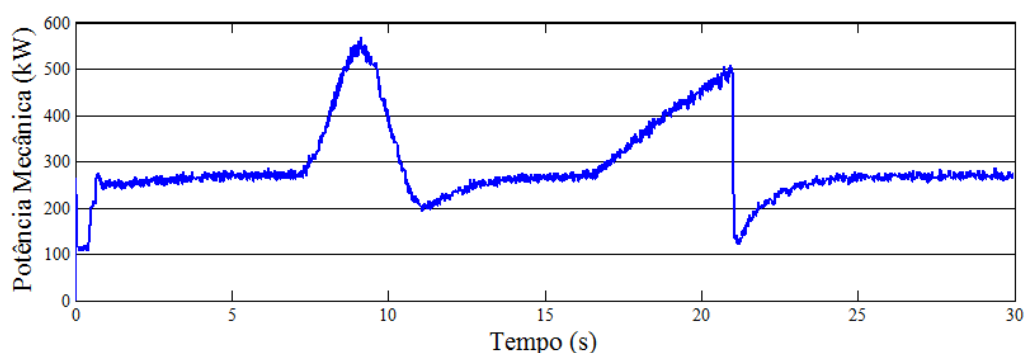


Figura 12.30 – *Potência aerodinâmica extraída pela turbina eólica – Caso 2.*

O torque mecânico disponibilizado no eixo do gerador elétrico pelo motor de indução altera-se para 3,41 N.m e 2,59 N.m nos picos da rampa e rajada, conforme apresentado na Figura 12.31.

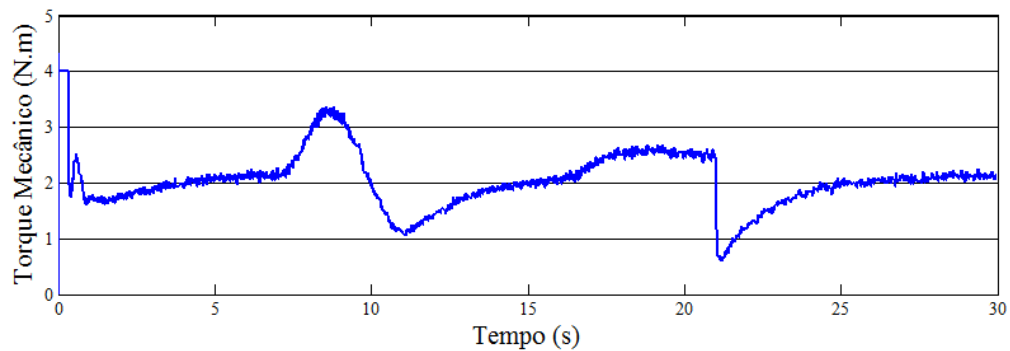


Figura 12.31 – Torque mecânico fornecido ao eixo do gerador – Caso 2.

12.4.2. Resultados e análises para o ponto 2

A tensão na saída do gerador síncrono para o caso 2 está apresentada na Figura 12.32. A amplitude da tensão apresenta um perfil similar ao da velocidade no eixo do gerador, alterando, assim, sua amplitude nos instantes da rajada e rampa.

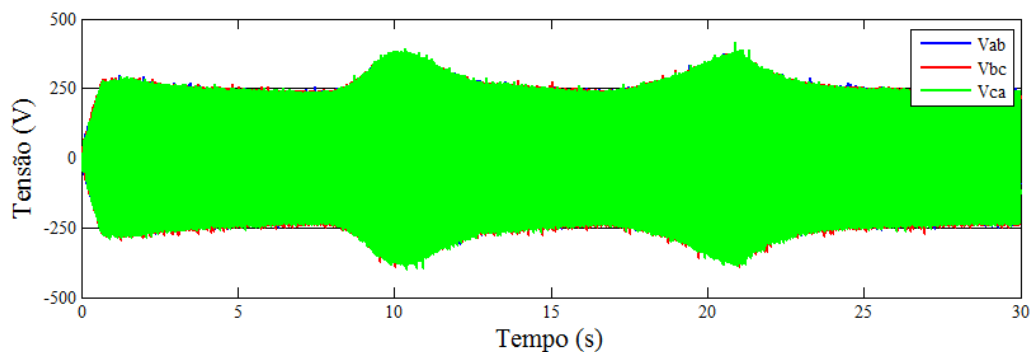


Figura 12.32 – Perfil das tensões do gerador – Caso 2.

O sistema utilizado aqui é do tipo velocidade variável, o que implica que a frequência na saída do gerador é alterada caso ocorra uma variação na velocidade do vento. Desta forma, nos instantes da rajada e rampa, a frequência na saída do gerador torna-se variável.

A Figura 12.33 e a Figura 12.34 apresentam um *zoom* da tensão nos instantes da rampa e da rajada. Durante o vento base, a tensão de pico e a frequência na saída do gerador giram em torno dos 230 V e 33 Hz, respectivamente. Já durante os picos da rajada e rampa, estes valores passaram para aproximadamente 350 V e 58 Hz.

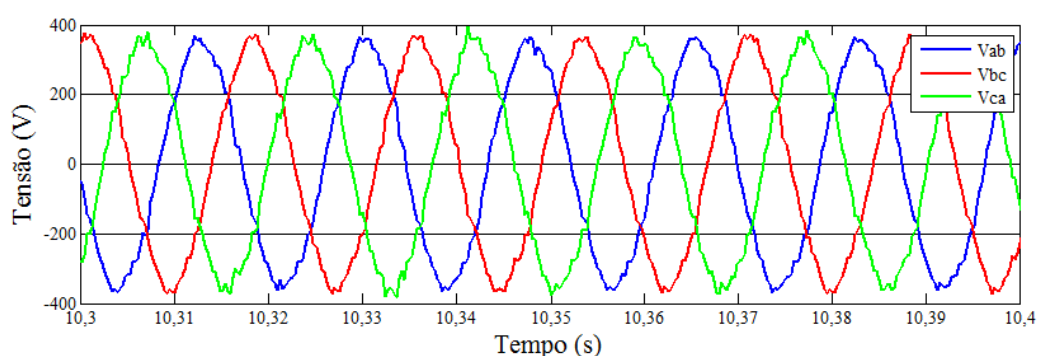


Figura 12.33 – Zoom das tensões do gerador no momento da rajada – Caso 2.

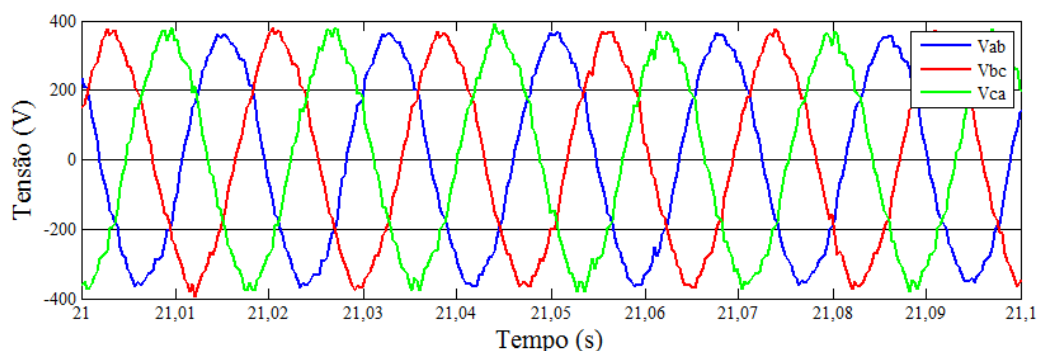


Figura 12.34 – Zoom das tensões do gerador no momento da rampa – Caso 2.

Visando oferecer maiores informações sobre o desempenho do valor eficaz das tensões ao longo do período de estudos, a Figura 12.35 apresenta o resultado obtido e extraído dos oscilogramas anteriormente referidos. Inicialmente, com um valor em torno de 160 V, constata-se por inspeção visual que, no momento em que a rajada atinge o seu máximo, a

tensão atinge aproximadamente 250 V. O mesmo comportamento pode ser observado quando da manifestação da rampa.

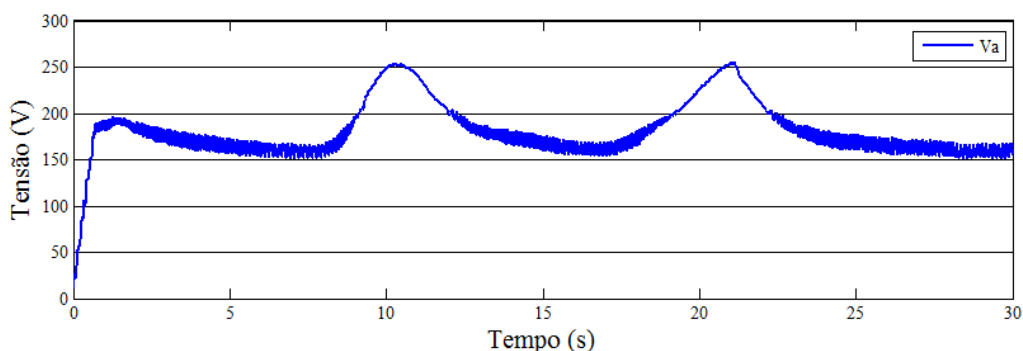


Figura 12.35 – *Tensão eficaz nos terminais do gerador – Caso 2.*

A Figura 12.36 apresenta o perfil da corrente das três fases no terminal do gerador síncrono. Como no caso das tensões, pode-se novamente observar que a corrente também evidencia oscilações em sua magnitude e frequência, ambas vinculadas com os períodos de manifestações das turbulências em foco. Quando a tensão na saída do gerador é reduzida e se torna inferior àquela presente no capacitor do elo CC, este componente passa a contribuir momentaneamente com a alimentação da carga. Diante desta condição, a corrente entre o gerador e o capacitor instalado no inversor diminui gradativamente. À medida que o capacitor se descarrega, sua tensão é reduzida e, sob tais condições operacionais, o gerador passa a transferir energia para o mesmo. Isto ocasiona um correspondente incremento da corrente entregue pela máquina síncrona ao inversor. A figura em questão mostra ainda que a energização do conversor ocorre em aproximadamente 1,3 segundos.

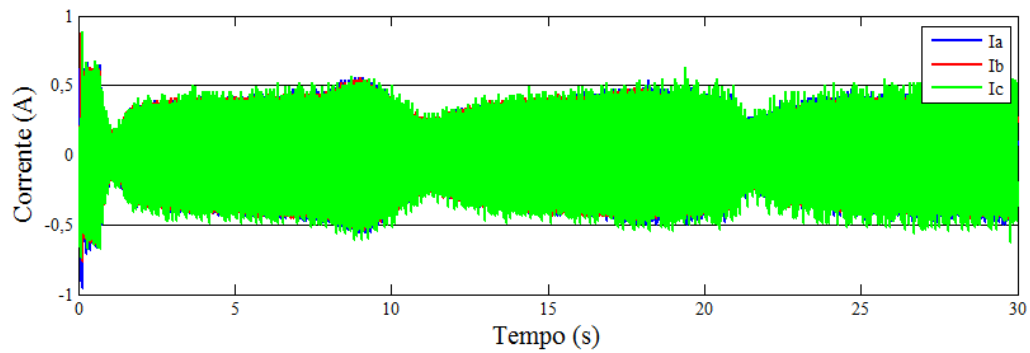


Figura 12.36 – Perfil das correntes na saída do gerador – Caso 2.

Como apresentado para as tensões, a Figura 12.37 e a Figura 12.38 mostram os *zooms* das correntes do gerador, sendo a primeira para o momento da rajada e a subsequente para o da rampa.

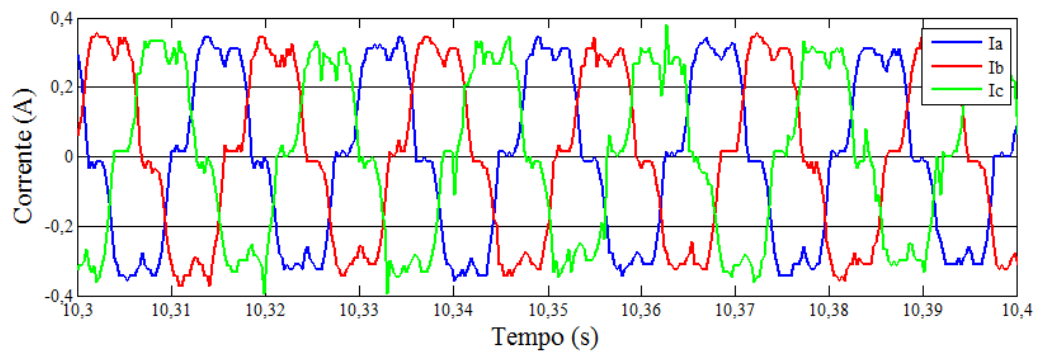


Figura 12.37 – Zoom das correntes do gerador no momento da rajada – Caso 2.

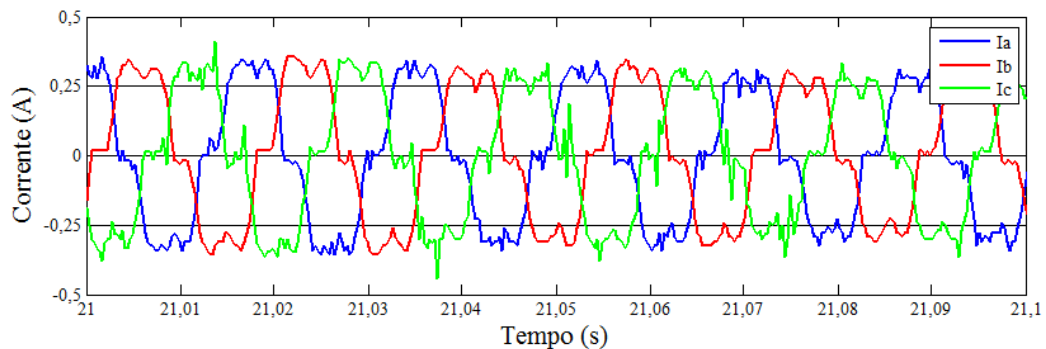


Figura 12.38 – Zoom das correntes do gerador no momento da rampa – Caso 2.

Complementarmente, a Figura 12.39 apresenta o comportamento da corrente eficaz entregue pelo gerador ao retificador. Nota-se que, no instante em que o vento é composto apenas pela componente base, a corrente é de aproximadamente 0,3 A. Além disso, nos picos da rajada e da rampa, esta decresce para aproximadamente 0,16 A e 0,15 A, respectivamente.

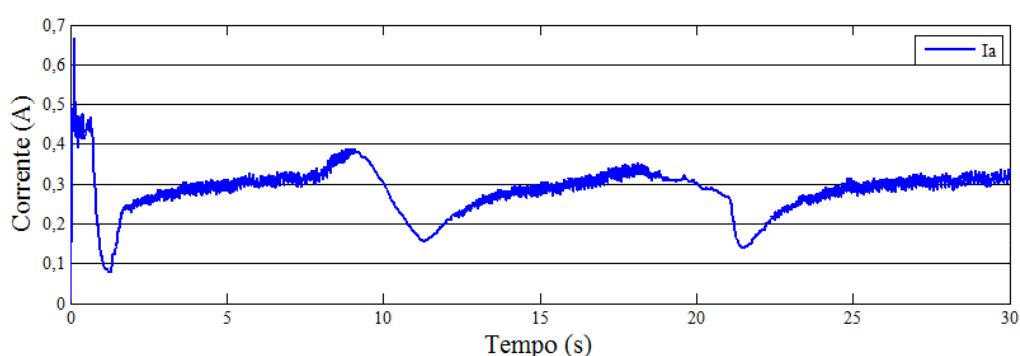


Figura 12.39 –Corrente eficaz na saída do gerador – Caso 2.

12.4.3. Resultados e análises para o ponto 3

A tensão no elo CC está apresentada na Figura 12.40, onde pode ser visto que a mesma acompanha o comportamento da tensão na entrada do retificador, como era de se esperar. A tensão CC, nos instantes de vento com apenas a componente base, é de aproximadamente 200 V e atinge os 310 V nos instantes de pico da rajada e da rampa. Na sequência, encontra-se a Figura 12.41, a qual ilustra o comportamento da corrente do elo CC.

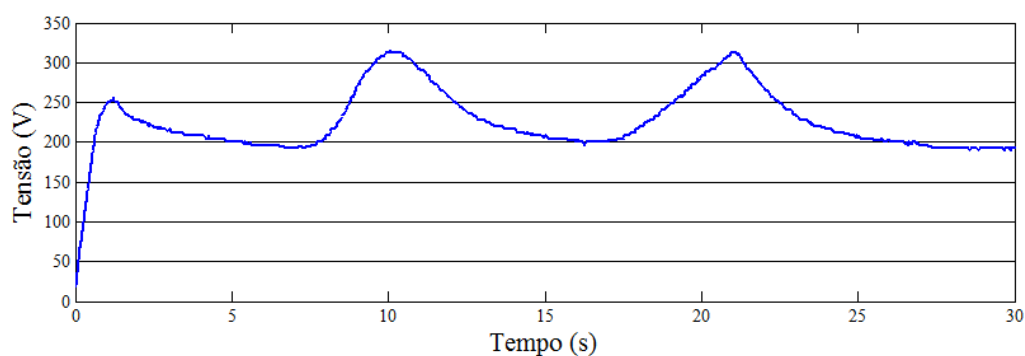


Figura 12.40 – *Tensão no elo CC – Caso 2.*

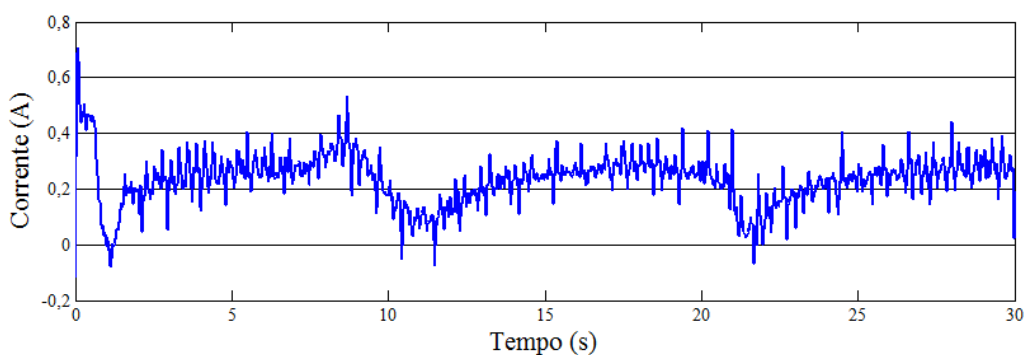


Figura 12.41 – *Corrente no elo CC – Caso 2.*

12.4.4. Resultados e análises para o ponto 4

O oscilograma das tensões trifásicas nos terminais de saída do inversor é apresentado na Figura 12.42. Tendo em vista que o inversor é ligado apenas com certo valor de tensão no elo CC, apenas nos instantes subsequentes a este período constata-se o registro das tensões destinadas ao suprimento do transformador e carga. Apesar das aparentes variações apresentadas nesta figura, vale ressaltar que, no que se refere às amplitudes, estas variações durante o experimento são compensadas pelo inversor na forma de redução das larguras dos pulsos destinados à formação das tensões e, assim, os valores eficazes são mantidos constantes, como poderá ser comprovado no próximo ponto de medição.

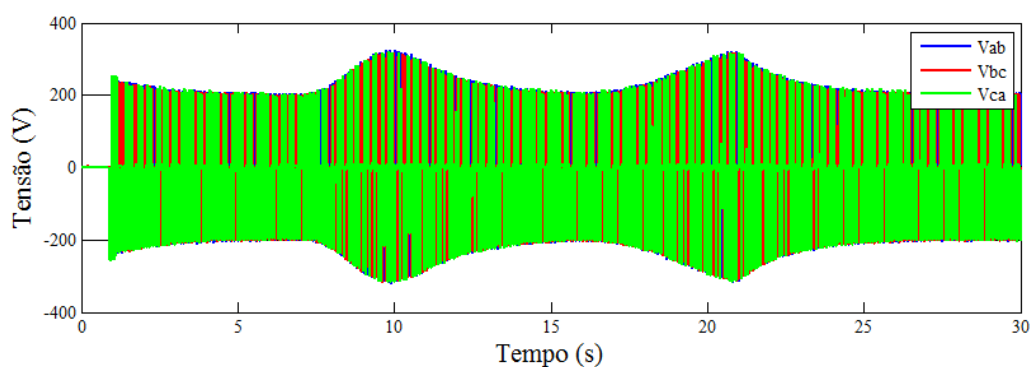


Figura 12.42 – *Tensões trifásicas nos terminais de saída do inversor – Caso 2.*

A Figura 12.43 e a Figura 12.44 oferecem detalhes das tensões trifásicas no momento da rajada e da rampa, revelando com clareza que as formas de onda das tensões trifásicas disponibilizadas pelo inversor estão em concordância com aquelas esperadas pelos equipamentos do tipo PWM. Graças à técnica de chaveamento em alta frequência desenvolvida pelos inversores, alterando a largura dos pulsos, o mesmo impõe uma tensão eficaz constante de frequência fixa em seus terminais de saída, mesmo que a tensão de entrada seja variável.

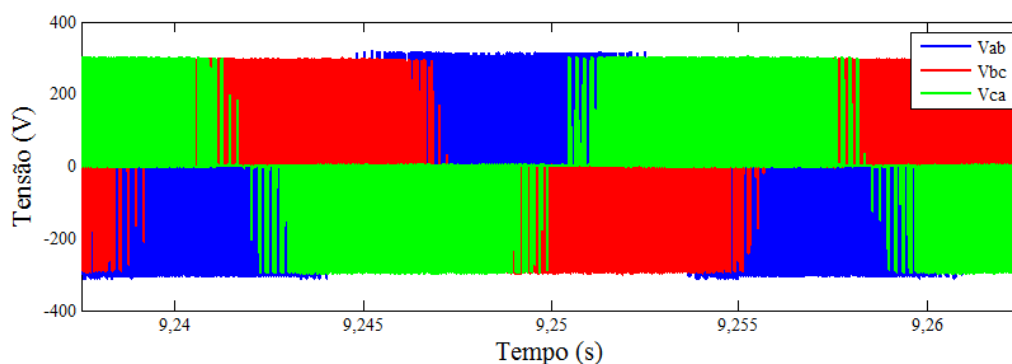


Figura 12.43 – *Zoom das tensões na saída do inversor no instante da rajada – Caso 2.*

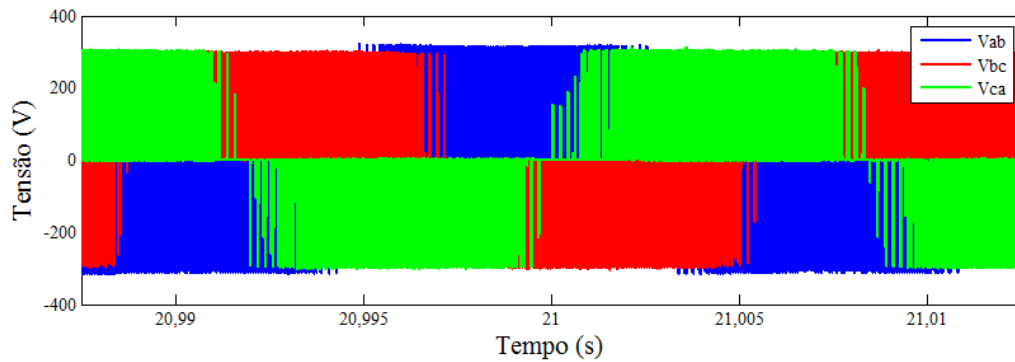


Figura 12.44 – *Zoom das tensões na saída do inversor no instante da rampa – Caso 2.*

No que tange às correntes registradas na saída do inversor, estas são indicadas na Figura 12.45. Pode-se observar que as mesmas são caracterizadas por pequenas variações nos instantes de pico da rajada e da rampa, resultante da tensão fixa imposta na saída do inversor.

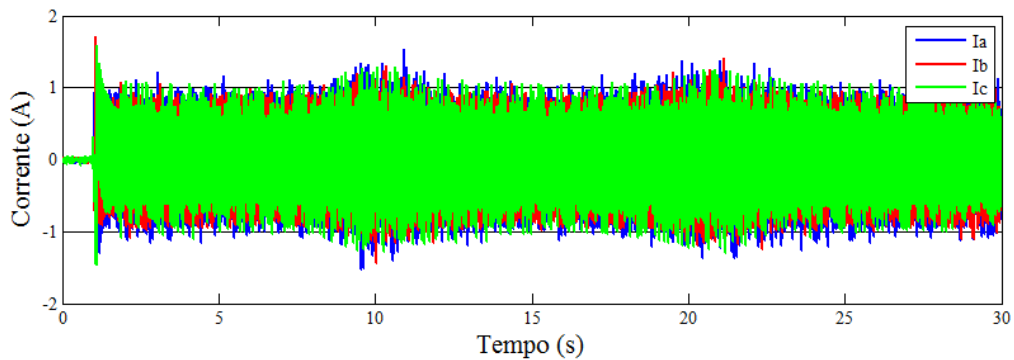


Figura 12.45 – *Corrente trifásica na saída do inversor – Caso 2.*

12.4.5. Resultados e análises para o ponto 5

O oscilograma das tensões trifásicas nos terminais da carga está mostrado na Figura 12.46. Para melhor visualização, é apresentado na sequência, Figura 12.47, o *zoom* das referidas tensões. Como pode ser observada nas figuras, a tensão na carga permanece com amplitude constante, fixada em aproximadamente 81 V de pico, com uma leve oscilação nos

instantes de pico da rajada e da rampa. Graças ao controle do inversor, a mesma permanece com amplitude fixa e frequência de 60 Hz. Devido à inserção do indutor após o inversor, a forma de onda da tensão resultante nos terminais da carga apresenta-se de forma mais senoidal, enquanto o indutor atua como filtro para atenuação das componentes de frequências elevadas.

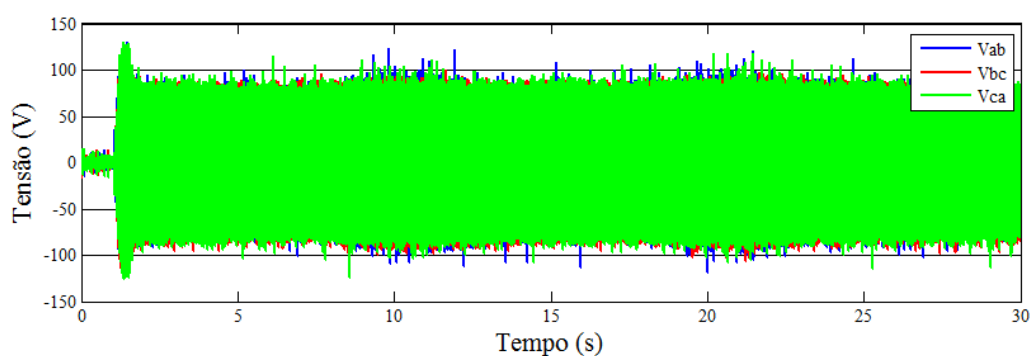


Figura 12.46 – Tensões trifásicas nos terminais da carga – Caso 2.

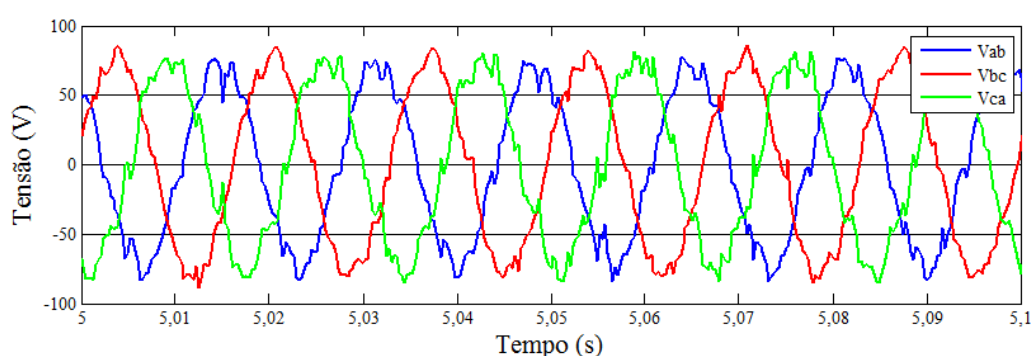


Figura 12.47 – Zoom das tensões nos terminais da carga – Caso 2.

Como esperado, a tensão eficaz aplicada na carga permanece constante ao longo de todo o experimento, como pode ser apreciado na Figura 12.48. Mesmo durante os períodos de turbulências do vento, rajada e rampa, a tensão eficaz na carga não varia, permanecendo em aproximadamente 58 V.

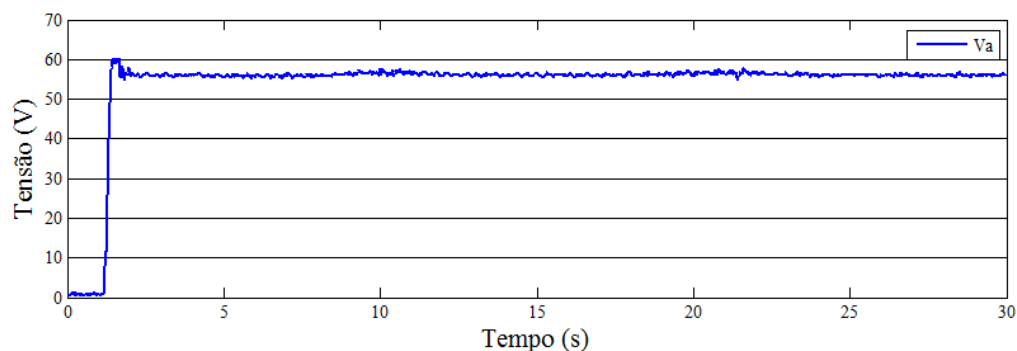


Figura 12.48 – *Tensão eficaz nos terminais da carga – Caso 2.*

A Figura 12.49 apresenta o oscilograma das correntes entregues à carga. Devido ao fato da tensão aplicada na carga ser constante e, ainda, esta possuir características de impedância constante, a corrente absorvida pela mesma apresenta comportamento similar. Mesmo nos instantes de variação da velocidade do vento, as correntes permanecem constantes, como melhor pode ser contemplado pelo *zoom* na Figura 12.50.

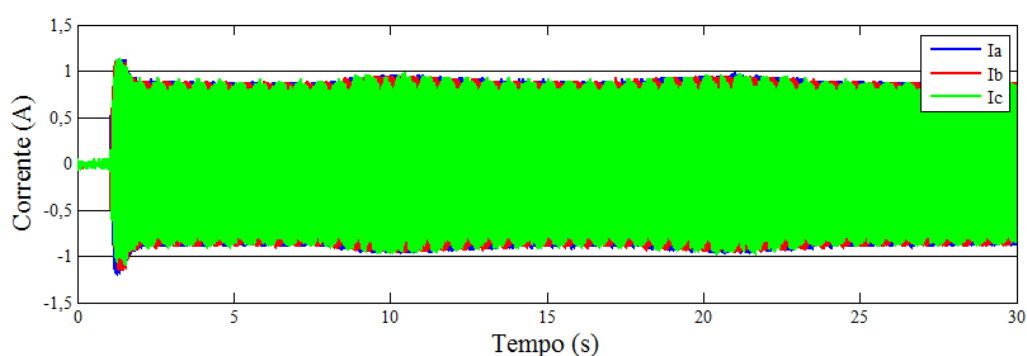


Figura 12.49 – *Correntes trifásicas na carga – Caso 2.*

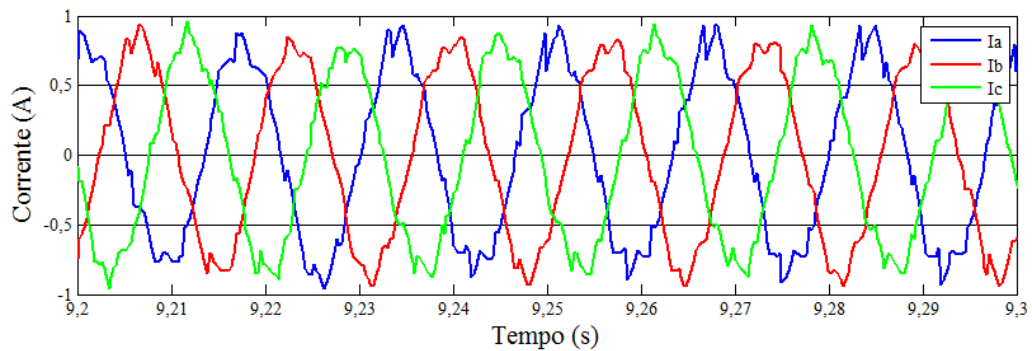


Figura 12.50 – Zoom das correntes na carga – Caso 2.

A corrente eficaz absorvida pela carga é apresentada na Figura 12.51, onde se observa que a mesma mantém seu valor constante em aproximadamente 0,59 A.

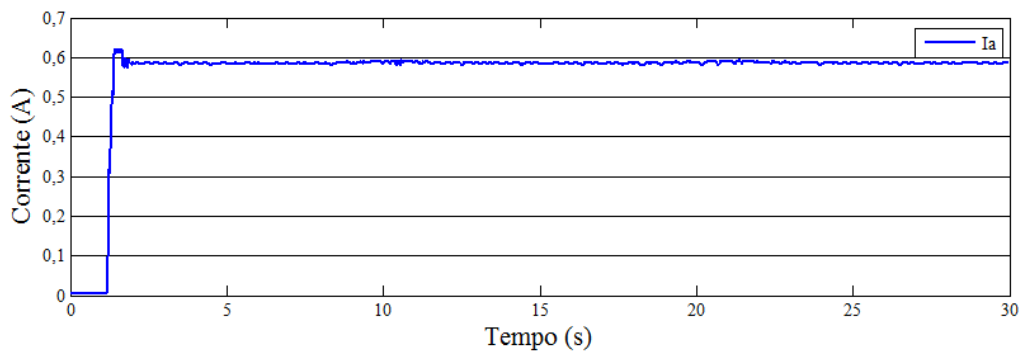


Figura 12.51 – Corrente eficaz absorvida pela carga – Caso 2.

12.5. Resultados do Caso 3

Este último caso destina-se fundamentalmente a apresentar a influência da atuação do controle *Pitch*. Tal controle, como já destacado, tem por propósito o ajuste do ângulo de passo das pás da turbina eólica, proporcionando, assim, que estas entrem numa região operativa com perda aerodinâmica. Este processo resultará em uma limitação da potência transmitida para o eixo do gerador de forma que não supere os seus limites nominais.

Para que este caso seja estudado, as características do vento são definidas para uma condição de velocidade superior à nominal da turbina, igual a 12 m/s. Por esse motivo, o vento utilizado é composto pela componente base com 9 m/s e ruído, acrescida de uma rajada e uma rampa, ambas com amplitude de 4 m/s, totalizando 13 m/s em seu pico.

12.5.1. Resultados e análises para o ponto 1

A Figura 12.52 apresenta o perfil de vento aplicado à turbina eólica para o desenvolvimento do caso 3. Ressalta-se que, durante as turbulências, o vento apresenta um pico de velocidade de 13 m/s.

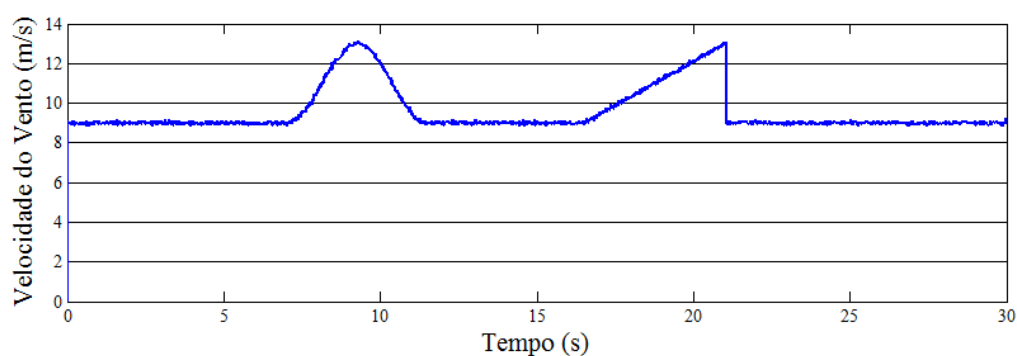


Figura 12.52 – *Velocidade do vento – Caso 3.*

A velocidade mecânica da turbina eólica, dita como referência, em decorrência do vento aplicado, está ilustrada na Figura 12.53. Já a velocidade desenvolvida no eixo do motor de indução e, conseqüentemente, a velocidade do gerador, está apresentada na Figura 12.54. Além das influências causadas pelas turbulências do vento neste caso, houve a atuação do controle *Pitch*, que tem a função de delimitar a transferência de energia. Na velocidade da turbina, a interferência do controle *Pitch* não está tão acentuada neste caso devido ao fato de

que o tempo da atuação do controle nos instantes das turbulências serem pequenos. Outras questões relacionadas são as características mecânicas da turbina, como pode ser citada a inércia.

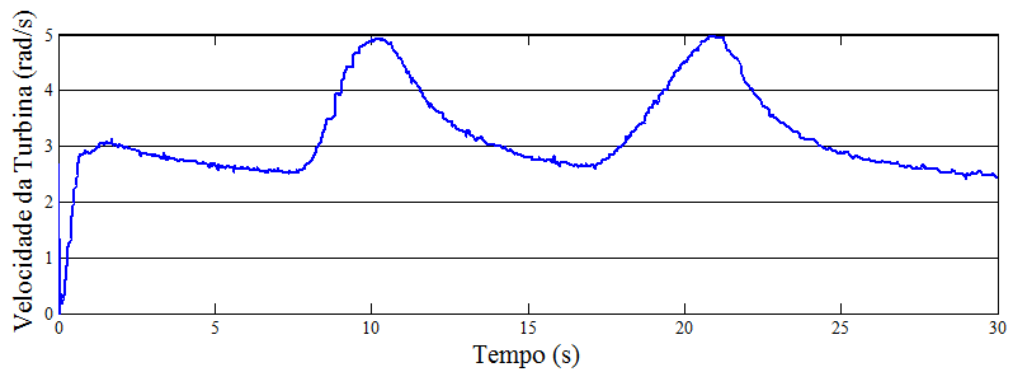


Figura 12.53 – *Velocidade mecânica da turbina eólica – Caso 3.*

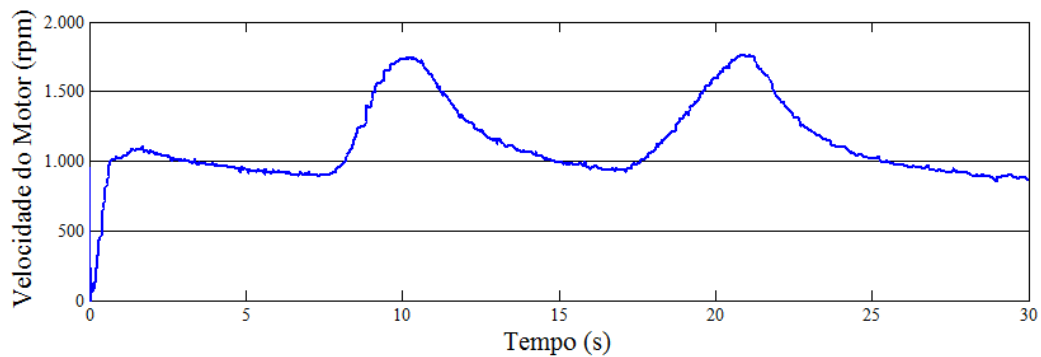


Figura 12.54 – *Velocidade mecânica do eixo do motor de indução trifásico – Caso 3.*

O coeficiente de potência, ou eficiência da turbina, sofre maior alteração neste caso, conforme pode ser observado na Figura 12.55. Nos instantes em que a velocidade do vento ultrapassa os valores nominais, o coeficiente cai consideravelmente, fato este atribuído à alteração do ângulo de passo.

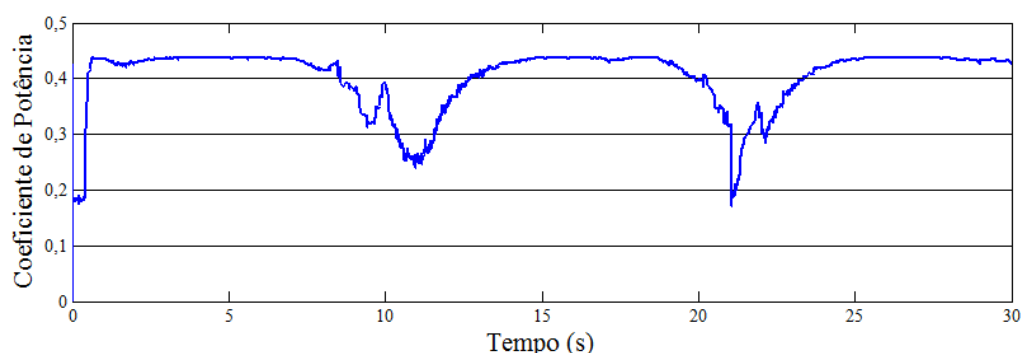


Figura 12.55 - Coeficiente de potência C_p da turbina eólica – Caso 3.

A potência aerodinâmica extraída do vento pela turbina eólica, adotada como parâmetro real para simulação, é apresentada na Figura 12.56. Como já mencionado, esta potência refere-se à disponibilizada por um equipamento comercial. Com a atuação do controle *Pitch*, nota-se a tendência da potência ser limitada ao valor nominal da turbina, neste caso igual a 600 kW. No entanto, em certos momentos, a potência extraída supera levemente a potência nominal da turbina, motivo pelo qual o controle demanda certa constante de tempo para atuação, por ser tratarem de grandezas mecânicas. Nesse caso em especial, a atuação pode ser considerada lenta em relação à variação da velocidade do vento. Por este motivo, a potência não se atém instantaneamente ao valor estabelecido. A velocidade de atuação do controle *Pitch* para esse simulador foi adotada como sendo 10°/s, fazendo com que, em alguns segundos, a potência ultrapasse o valor desejado e, no término da rampa, este controle demanda certo tempo para retornar à posição de 0°, quando o C_p ótimo é restaurado. A Figura 12.57 apresenta os instantes em que ocorreu a atuação do controle *Pitch*.

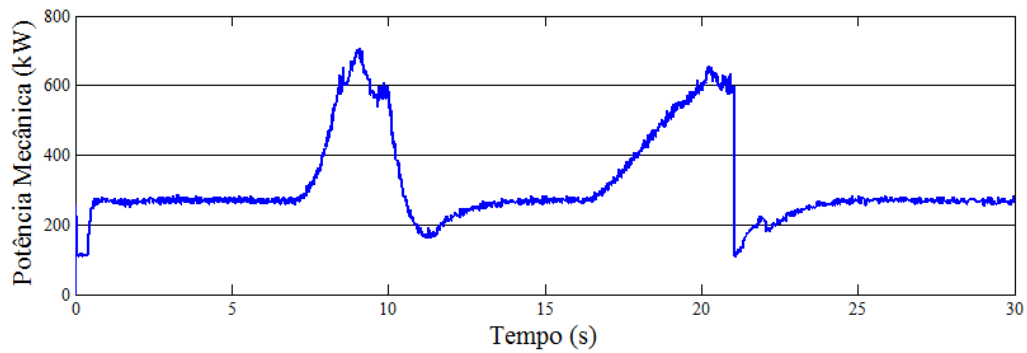


Figura 12.56 – Potência aerodinâmica extraída pela turbina eólica – Caso 3.

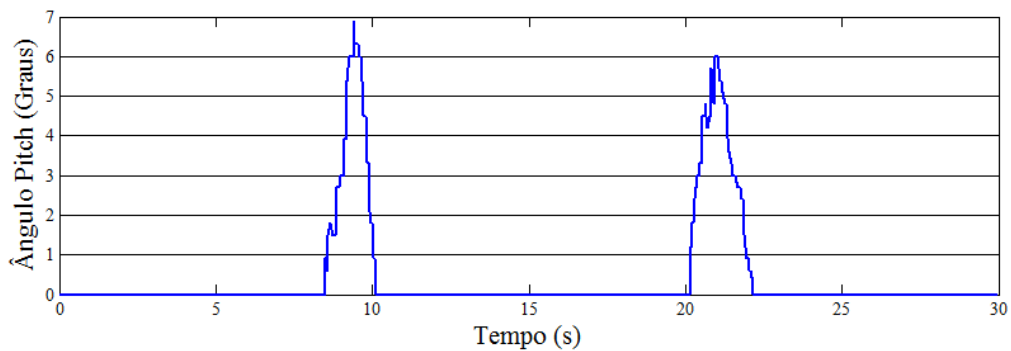


Figura 12.57 – Período de atuação do Ângulo Pitch – Caso 3.

A Figura 12.58 apresenta o torque mecânico aplicado no eixo do gerador elétrico pelo motor de indução. Verifica-se a variação do torque nos instantes de turbulências. Se, para o caso base, o torque mecânico aplicado pelo motor de indução se mostrou na faixa de 2 N.m, este varia para aproximadamente 4 N.m no pico da rajada.

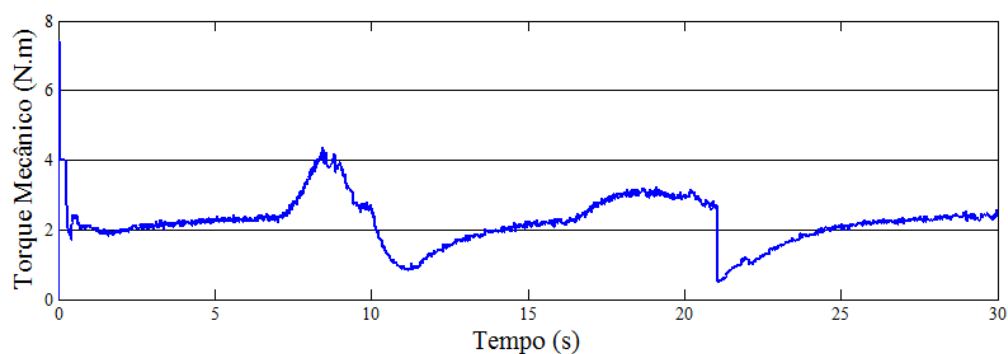


Figura 12.58 – Torque mecânico fornecido ao eixo do gerador – Caso 3.

12.5.2. Resultados e análises para o ponto 2

O perfil da tensão trifásica disponibilizada nos terminais de saída do gerador síncrono está apresentado na Figura 12.59.

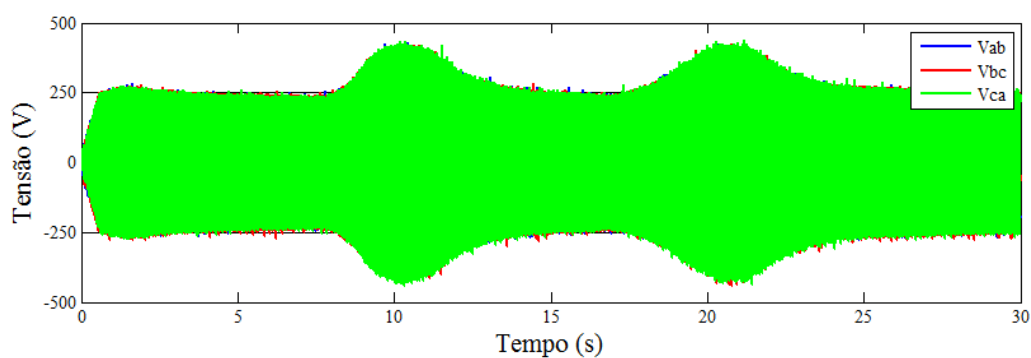


Figura 12.59 – Tensões trifásicas na saída do gerador – Caso 3.

A Figura 12.60 apresenta o *zoom* no instante de pico da rajada, enquanto que a Figura 12.61 mostra o *zoom* no instante de pico da rampa. A tensão gerada nesses instantes atingiu valores de pico de aproximadamente 400 V, com frequência girando em torno de 59 Hz.

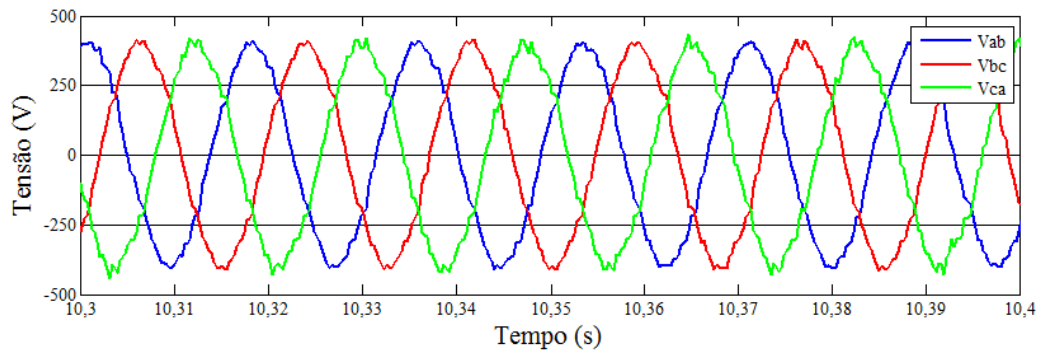


Figura 12.60 – Zoom das tensões trifásicas do gerador no momento da rajada – Caso 3.

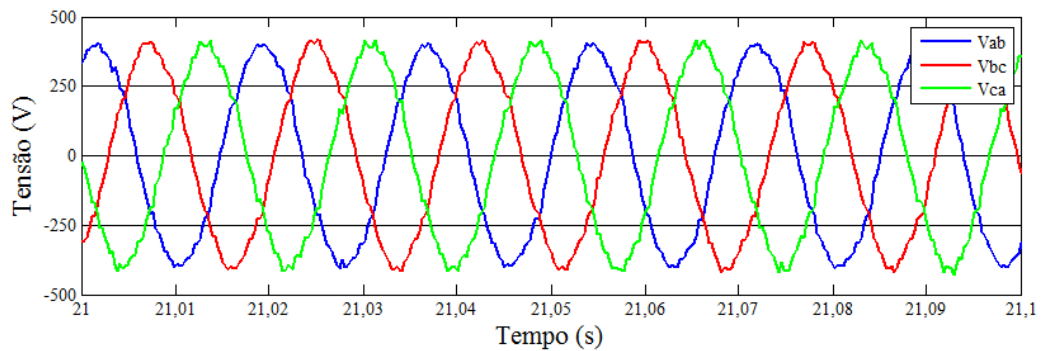


Figura 12.61 – Zoom das tensões trifásicas do gerador no momento da rampa – Caso 3.

O comportamento da tensão eficaz nos terminais do gerador elétrico é apresentado na Figura 12.62. Nos instantes de pico da rajada e da rampa, a tensão eficaz é de aproximadamente 280 V. Observa-se o impacto na tensão gerada oriunda da atuação do controle *Pitch*, motivada pela variação na velocidade da turbina.

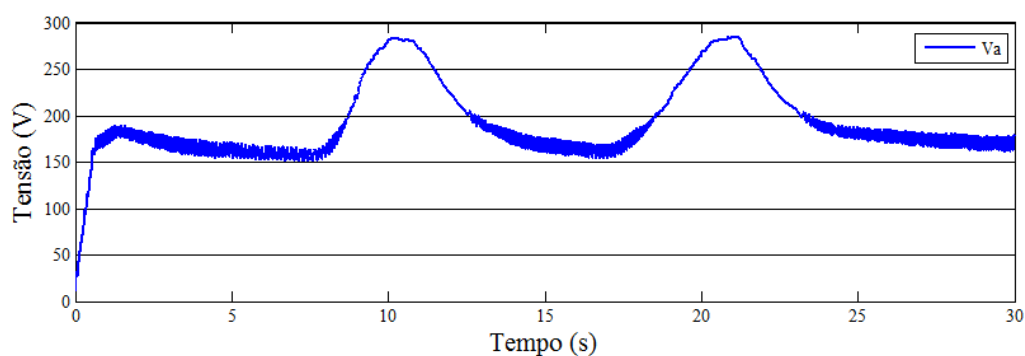


Figura 12.62 – *Tensão eficaz nos terminais de saída do gerador elétrico – Caso 3.*

As correntes na saída do gerador síncrono são apresentadas na Figura 12.63. Durante os instantes de turbulência, ocorre um acréscimo na amplitude da tensão, como ilustrado anteriormente. De forma contrária, a corrente lida com um decréscimo na sua amplitude. Conforme já abordado no caso anterior, esse fato ocorre devido à influência do capacitor presente no elo CC, contribuindo em certos períodos com o suprimento de energia à carga.

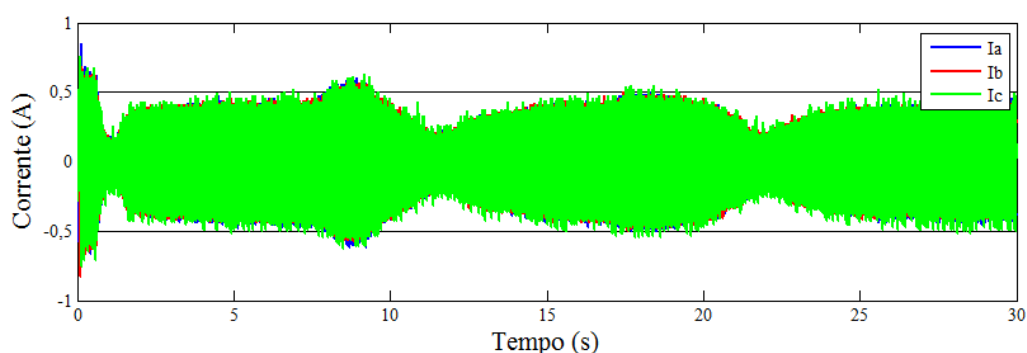


Figura 12.63 – *Correntes trifásicas de saída do gerador – Caso 3.*

O *zoom* das correntes fornecidas pelo gerador nos instantes de pico da rajada e da rampa é apresentado na Figura 12.64 e na Figura 12.65, respectivamente. Como pode ser observado, a forma de onda apresenta-se com um expressivo conteúdo harmônico, clássico das correntes de suprimento de unidade retificador de 6 pulsos.

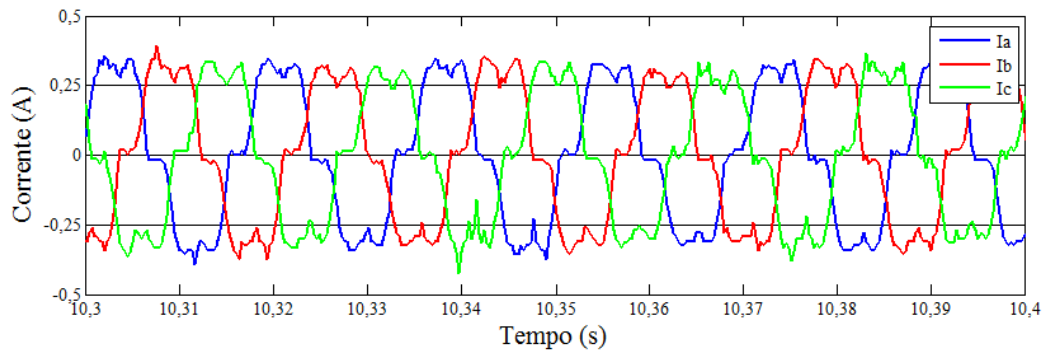


Figura 12.64 – Zoom das correntes trifásicas do gerador no momento da rajada – Caso 3.

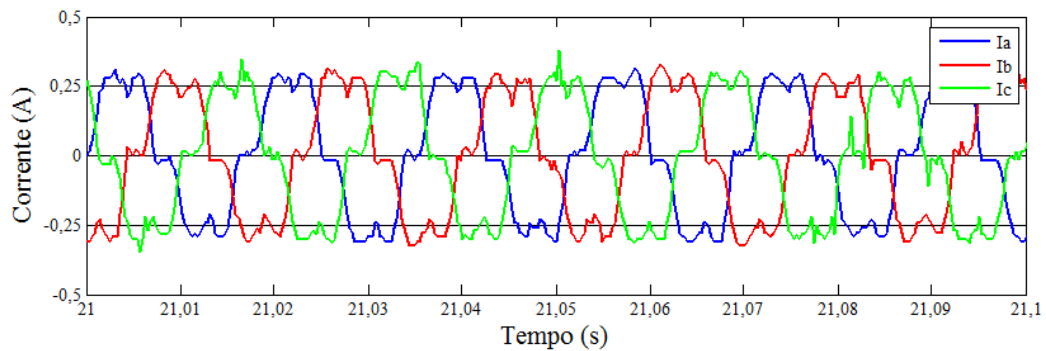


Figura 12.65 – Zoom das correntes trifásicas do gerador no momento da rampa – Caso 3.

Na Figura 12.66 é apresentado o perfil da corrente eficaz nos terminais do gerador elétrico. Como pode ser visto, o valor originário de aproximadamente 0,3 A, quando da manifestação da rajada e rampa, são alterados para aproximadamente 0,12, instante em que tais fenômenos atingem seus picos.

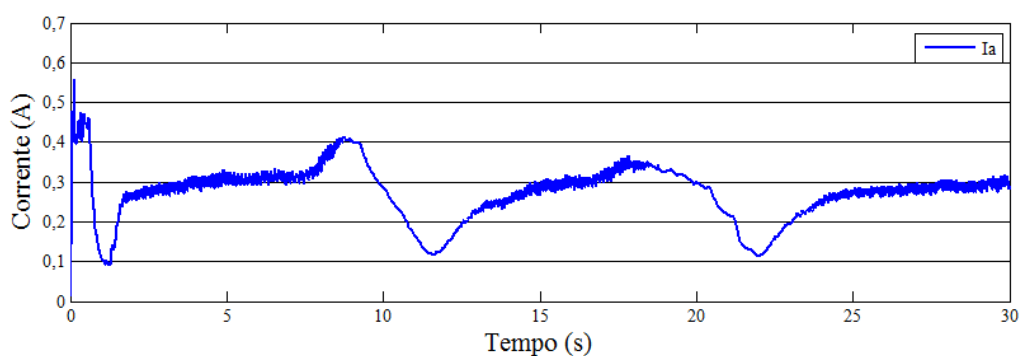


Figura 12.66 – *Corrente eficaz fornecida pelo gerador elétrico – Caso 3.*

12.5.3. Resultados e análises para o ponto 3

Na Figura 12.67, é apresentado o perfil da tensão no elo CC, onde se observa que a mesma apresenta resultados em concordância com os fenômenos aqui contemplados.

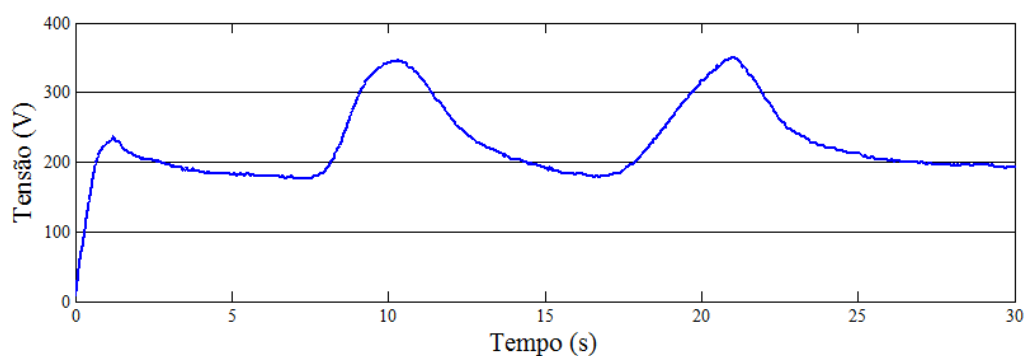


Figura 12.67 – *Tensão do elo CC – Caso 3.*

De forma complementar, a Figura 12.68 ilustra a corrente no mesmo ponto, apresentando similaridade na forma de onda da corrente na saída do gerador.

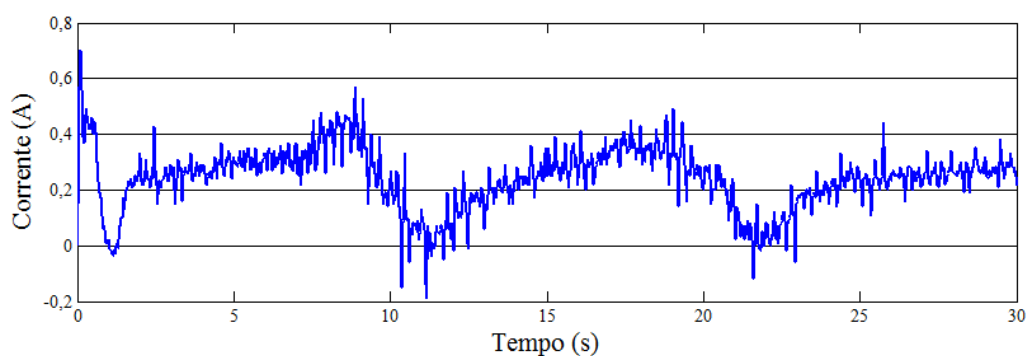


Figura 12.68 – Corrente injetada no elo CC – Caso 3.

12.5.4. Resultados e análises para o ponto 4

O oscilograma das tensões trifásicas nos terminais de saída do inversor de frequência é mostrado na Figura 12.69.

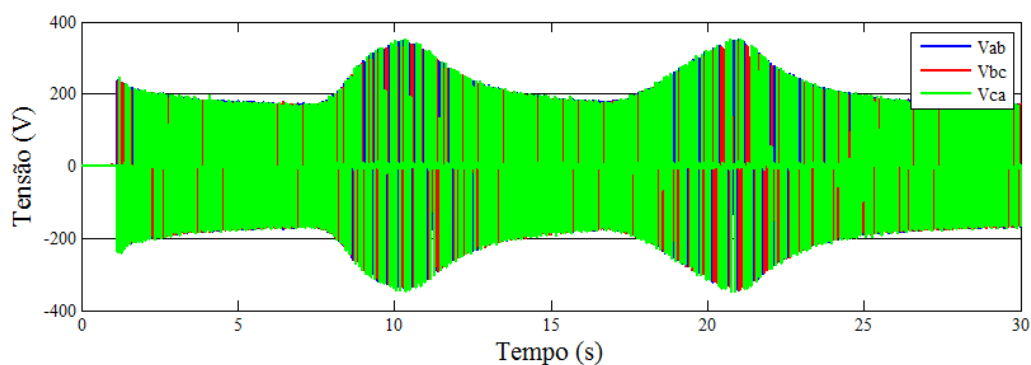


Figura 12.69 – Tensões trifásicas na saída do inversor – Caso 3.

Detalhes da forma de onda da figura anterior podem ser visualizados na Figura 12.70 e Figura 12.71, correspondentes respectivamente aos instantes da ocorrência da rajada e da rampa. Como já mencionado, tal tensão é dada na forma de pulsos, onde sua largura determina o seu valor eficaz. Para essa dissertação adotou-se 100 V na saída do inversor.

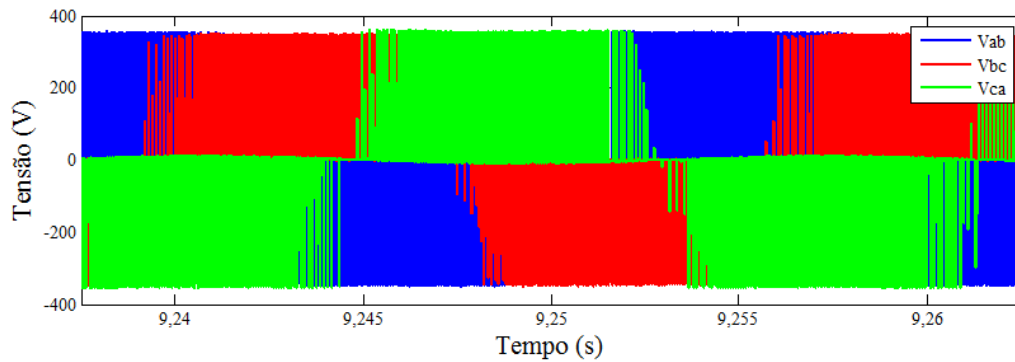


Figura 12.70 – Zoom das tensões na saída do inversor no instante da rajada – Caso 3.

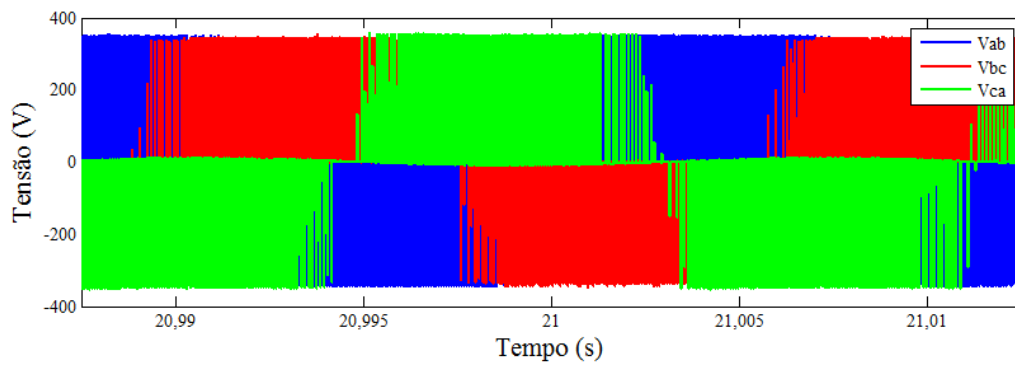


Figura 12.71 – Zoom das tensões na saída do inversor no instante da rampa – Caso 3.

A Figura 12.72 apresenta o perfil das correntes na saída do inversor, onde as mesmas permanecem constantes, salvo leves oscilações nos instantes da ocorrência da rajada e rampa.

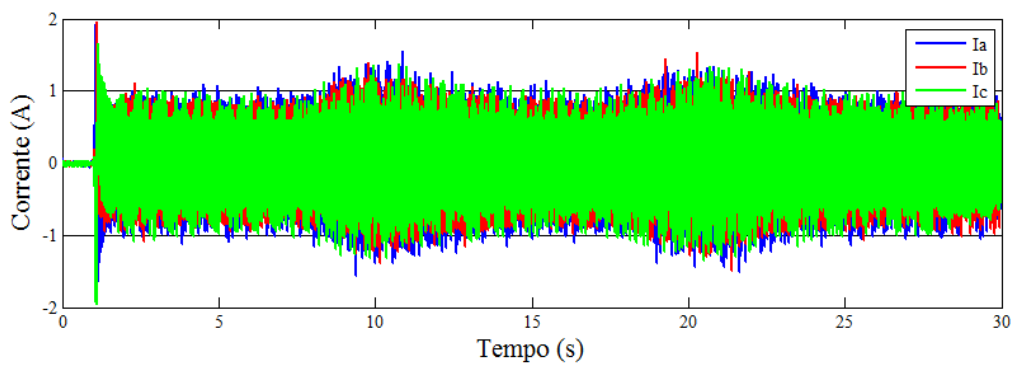


Figura 12.72 – Corrente trifásica na saída do inversor – Caso 3.

12.5.5. Resultados e análises para o ponto 5

Por fim, o oscilograma das tensões nos terminais da carga é apresentado na Figura 12.73. Nota-se que as mesmas permanecem praticamente constantes mesmo quando da manifestação da rajada e rampa.

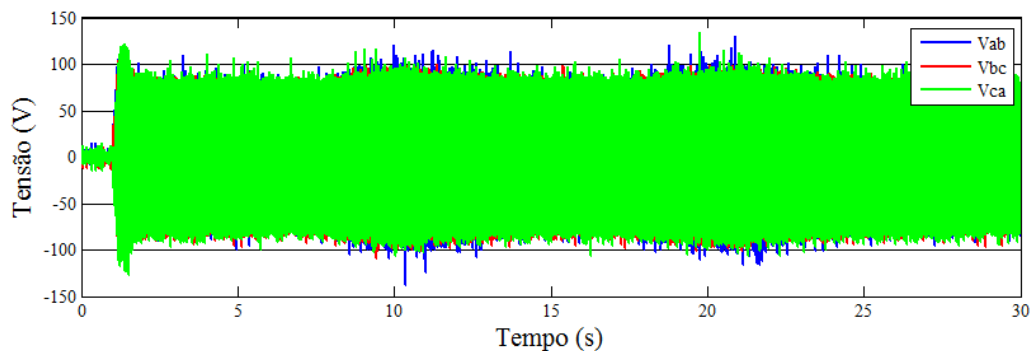


Figura 12.73 – Tensões trifásicas nos terminais da carga – Caso 3.

A fim de evidenciar o fato apresentado anteriormente e se ter uma melhor visualização das tensões nos terminais da carga, um *zoom* para o instante da ocorrência da rajada e da rampa é apresentado, respectivamente, na Figura 12.74 e na Figura 12.75.

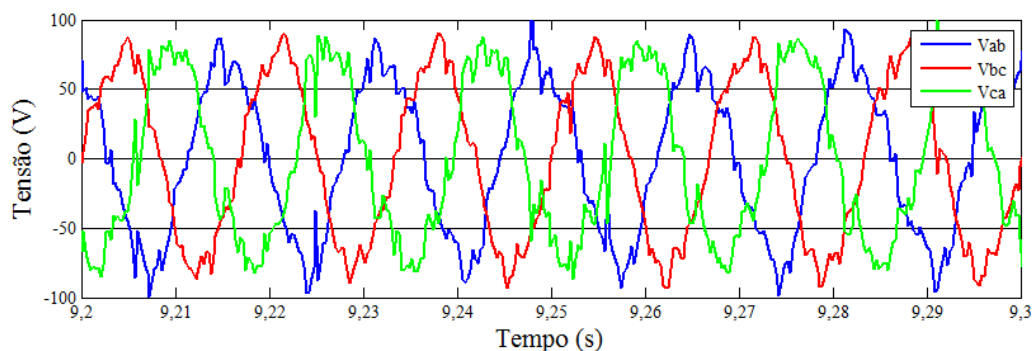


Figura 12.74 – Zoom das tensões nos terminais da carga no instante da rajada – Caso 3.

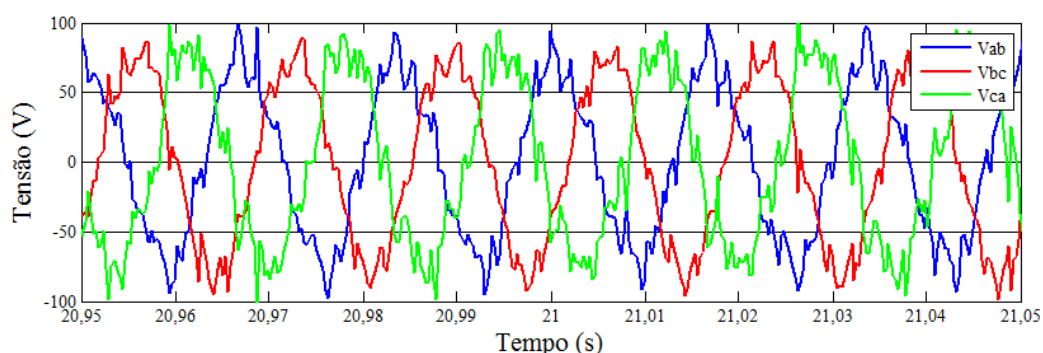


Figura 12.75 – Zoom das tensões nos terminais da carga no instante da rampa – Caso 3.

Conforme citado anteriormente, a tensão após o inversor é mantida constante em 100 V. A Figura 12.76 ratifica o exposto, apresentando a tensão eficaz nos terminais da carga. Devido ao tipo de conexão adotada pelo transformador, a tensão eficaz na carga é de aproximadamente 57 V.

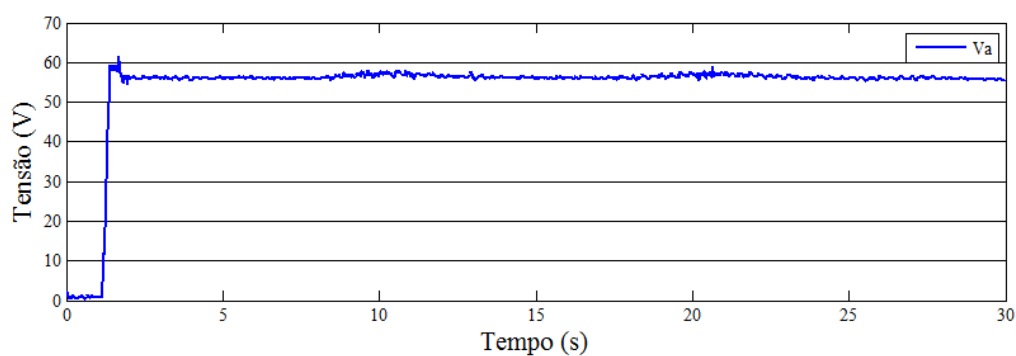


Figura 12.76 – Tensão eficaz nos terminais da carga – Caso 3.

No que tange às correntes de linha, estas se apresentam como indicado na Figura 12.77. De forma semelhante à tensão, as correntes permanecem praticamente constantes durante todo o período de simulação.

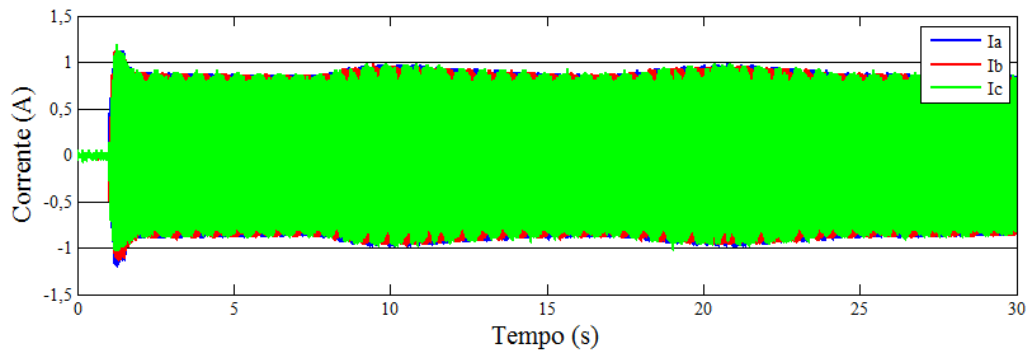


Figura 12.77 – Corrente trifásica absorvida pela carga – Caso 3.

Para melhor detalhamento dos resultados obtidos no instante da ocorrência das turbulências, o *zoom* das correntes é apresentado para o momento da rajada e da rampa, respectivamente, na Figura 12.78 e Figura 12.79.

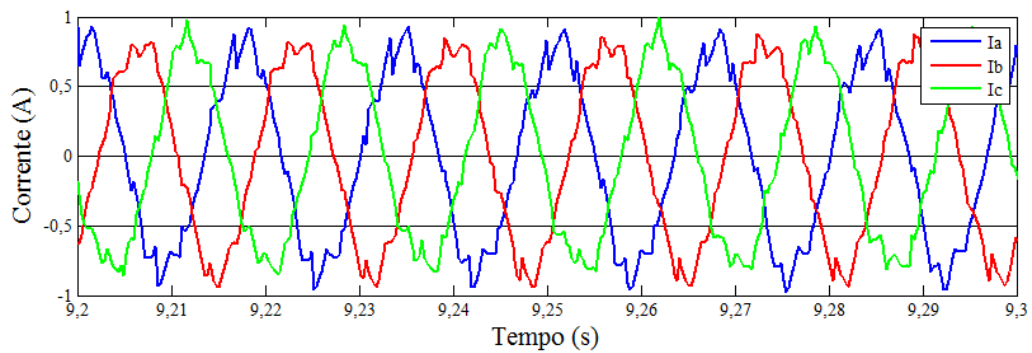


Figura 12.78 – Zoom das correntes na carga no instante da rajada – Caso 3.

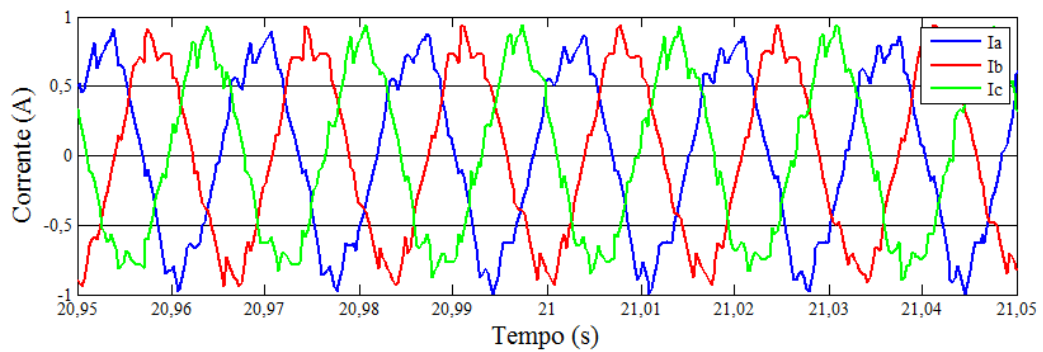


Figura 12.79 – Zoom das correntes na carga no instante da rampa – Caso 3.

De forma complementar, a Figura 12.80 apresenta o perfil da corrente eficaz absorvida pela carga. A mesma se apresentou constante em 0,59 A durante todo o período de simulação.

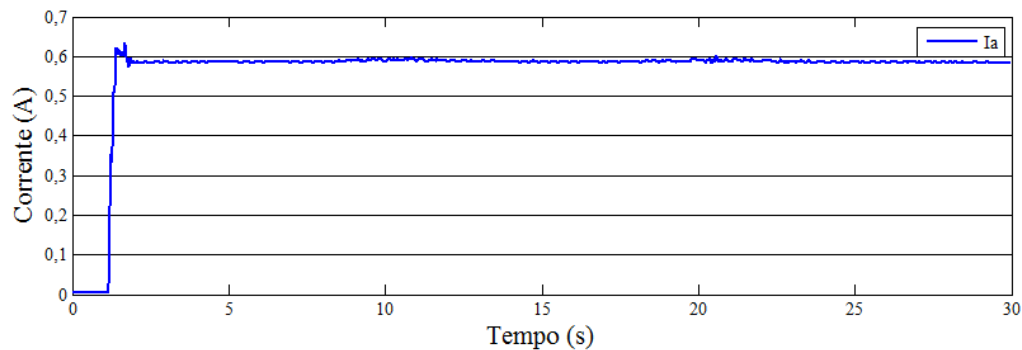


Figura 12.80 – *Corrente eficaz nos terminais da carga – Caso 3.*

12.6. Considerações finais

De forma bem detalhada, o presente capítulo apresentou resultados e discussões a respeito de um sistema de conversão de energia eólica típico à velocidade variável. Contudo, o mesmo encontra-se suprimindo uma carga isolada e não, como de costume, conectado a uma rede elétrica.

Objetivando o estabelecimento de valores de referência para características mecânicas e elétricas de um aerogerador, apresentaram-se os parâmetros de um equipamento real. Tais parâmetros são requeridos pelo *software* desenvolvido, apresentado no capítulo anterior, para controle do motor de indução, simulando, assim, as características mecânicas da turbina eólica.

Na sequência do trabalho, foram apresentados os resultados oriundos da simulação da estrutura laboratorial proposta nesta dissertação. De uma extensa diversidade de situações passíveis de estudos, as atividades realizadas concentraram-se em três casos, os quais são

Capítulo IV – Estudos Experimentais de Desempenho da Unidade de Conversão de Energia Eólica

representativos de distintas condições associadas com a velocidade do vento incidente na turbina eólica.

O primeiro caso estudado apresentou uma condição de vento constante, o qual foi composto por duas componentes, base e ruído. O intuito da realização do mesmo encontra-se centrado na ratificação e adequação do modelo proposto para simulação em escala reduzida de um complexo de conversão de energia eólica em bancada laboratorial.

Com o intuito de verificar a resposta da estrutura laboratorial frente a turbulências de elevadas amplitudes, dentro dos limites nominais estabelecidos para turbina eólica, o segundo caso apresentado introduziu na velocidade do vento, além das inseridas no caso anterior, as componentes rajada e rampa. Com estas características apresentadas para a fonte de energia primária, tornou-se possível avaliar o desempenho da estrutura sob condições especiais e que conduzem a expressivas variações das grandezas envolvidas no processo.

O último caso apresentado pleiteou um vento com as mesmas componentes do caso anteriormente mencionado, diferenciando-se apenas no que tange à amplitude das turbulências, as quais foram associadas com um vento cuja velocidade atinge proporções suficientes para ativar o controle do ângulo de passo das pás, *Pitch*. Conforme averiguado, a atuação do controle *Pitch* foi determinante para o processo de delimitação da potência extraída do vento pela turbina eólica e transmitida ao eixo do gerador elétrico. Este fato é de grande relevância para evitar sobrecargas nos componentes que perfazem o complexo eólico.

De um modo geral, a estrutura proposta para a representação de um complexo de conversão de energia eólica apresentou resultados condizentes com o esperado. No que tange à unidade de geração, esta se apresentou com formas de ondas, tanto para tensão quanto para a corrente, com expressivos níveis de distorção, fato esse explicado ao suprimento de uma unidade retificadora de 6 pulsos.

Capítulo IV – Estudos Experimentais de Desempenho da Unidade de Conversão de Energia Eólica

Por se tratar de um sistema de conversão de energia eólica a velocidade variável, a tensão produzida pelo gerador elétrico tem suas características dependentes da velocidade de rotação de seu eixo, a qual é determinada, sobretudo, pela velocidade do vento incidente na turbina eólica. De acordo com a topologia adotada, faz-se necessária uma tensão de amplitude constante e frequência condizente com a unidade supridora. Para satisfazer tal necessidade, fez-se presente na estrutura um retificador a diodos formando uma ponte de seis pulsos conectada a um inversor de frequência convencional. Com a utilização desse artifício, obteve-se, nos terminais de saída do inversor, uma tensão fixa em 100 V eficaz com frequência de 60 Hz, mesmo quando da variação da tensão nos seus terminais de entrada. Entretanto, essa tensão, apresentada na sua maneira clássica, é representada na forma de pulsos em alta frequência, sendo que, por meio da variação da largura de pulsos, obtém-se a tensão desejada.

Com o intuito de mitigar as altas frequências harmônicas introduzidas na tensão gerada pelo inversor, utilizou-se um indutor em série na saída do inversor. Esse filtro mostrou-se eficiente, resultando em uma tensão senoidal com leves distorções harmônicas.

Buscando obter uma representação fiel de um complexo de geração de energia eólica, inseriu-se, após o filtro, um transformador com conexão do tipo estrela-delta. Resultante dessa conexão, o secundário apresenta uma tensão eficaz entre fases da ordem de $100/\sqrt{3}$ V.

Diante da falta, no laboratório, de um inversor de frequência capaz de controlar a injeção de potência e realizar o sincronismo, dentre outros fatores determinantes para conexão em paralelo com a rede elétrica, a estrutura aqui proposta apresentou-se incapaz de realizar tal procedimento, sendo, pois, norteadada ao suprimento de uma carga isolada.

Diante dos argumentos expostos e dos resultados apresentados, no que tange ao processo de conversão de energia eólica, a estrutura laboratorial proposta, salvo as limitações

Capítulo IV – Estudos Experimentais de Desempenho da Unidade de Conversão de Energia Eólica

existentes, apresentou um desempenho apropriado para sua utilização. Essa afirmativa é fundamentada no funcionamento do conjunto sob o ponto de vista da dinâmica operacional, das correlações entre as características do vento incidente e a transferência de potência à carga, das formas de onda das grandezas elétricas envolvidas e de outros aspectos explorados.

CAPÍTULO V

Análise Comparativa das Estratégias Adotadas para Representação de Turbinas Eólicas

13.1. Considerações Iniciais

Ao se buscar em mecanismos capazes de representar turbinas eólicas dentro de um ambiente laboratorial, em escala reduzida, a opção de se utilizarem motores elétricos mostra-se bem atrativa, tendo em vista que a implantação de um túnel de vento para simulação laboratorial de turbinas eólicas pressupõe elevados investimentos financeiros. Nesse contexto, surgem duas vertentes: uma primeira, considerando a utilização de um motor de indução, e uma segunda, por meio do uso de um motor de corrente contínua, sendo que cada estratégia possui seu respectivo sistema de acionamento e controle.

O uso do motor de indução controlado foi proposto nesta dissertação. Com abordagem detalhada, apresentou-se o sistema de controle adotado para que o mesmo reproduza em seu eixo características mecânicas similares às turbinas eólicas.

A outra estratégia mencionada para a representação de turbinas eólicas via motor elétrico seria a utilização de um motor de corrente contínua, sendo esta alternativa já desenvolvida por este grupo de pesquisa e apresentada em [25], [31] e [32].

Dentro desse contexto, este capítulo direciona-se no sentido de realizar uma análise comparativa entre as respostas operacionais relativas à utilização do motor de indução aqui proposto e do motor de corrente contínua como mecanismo para representar o conjunto vento-turbina. Para tanto, apresenta-se, inicialmente, uma síntese da arquitetura do sistema de acionamento do motor de corrente contínua. Na sequência, expõem-se os resultados de estudos experimentais utilizando ambas as estratégias.

13.2. Estratégia Utilizando Motor de Corrente Contínua

Este item tem o intuito de sintetizar a estratégia utilizada para a representação do comportamento mecânico de uma turbina eólica via motor de corrente contínua.

Utilizando a mesma topologia para a conversão de energia eólica apresentada nesta dissertação, esta estratégia utiliza o motor de corrente contínua com vistas a simular o conjugado mecânico disponibilizado pela turbina eólica e aplicado ao gerador elétrico.

Como para a estratégia apresentada aqui, foi desenvolvido um *software* de controle e monitoramento na plataforma *LabVIEW* o qual permite ao usuário interagir com o sistema de acionamento do motor de corrente contínua. Este software comunica-se com uma placa de aquisição de dados a qual envia os sinais de controle aos conversores eletrônicos destinados ao acionamento do motor. Por outro lado, para calcular o conjugado mecânico disponibilizado no eixo do gerador em função da potência extraída do vento pela turbina, a placa de aquisição

de dados realiza a leitura das informações provenientes do sensor de velocidade acoplado ao eixo do motor.

No que concerne à utilização do motor de corrente contínua, a Figura 13.1 apresenta o fluxograma do *software* de controle. Dessa maneira, observa-se que a placa de aquisição de dados comunica-se com um conversor do tipo CA/CC o qual alimenta o circuito de armadura da respectiva máquina. Para este caso, o *software* de controle, em função das condições de vento impostas, calcula a tensão que o conversor deve aplicar no enrolamento de armadura visando simular o comportamento da turbina eólica.

A Tabela 13.1 apresenta as principais características do motor de corrente contínua utilizado.

Tabela 13.1 – *Dados de placa do motor de corrente contínua.*

Potência Nominal	1,25 kW
Velocidade Nominal	1.800 rpm
Tensão Nominal de Armadura	180 V
Tensão Nominal de Campo	180 V

O conversor CA/CC utilizado para controle do motor possui uma saída com tensão fixa em 180 V responsável por suprir tensão ao enrolamento de campo do motor e uma saída variável de 0 – 180 V a qual fornece tensão para o enrolamento de armadura.

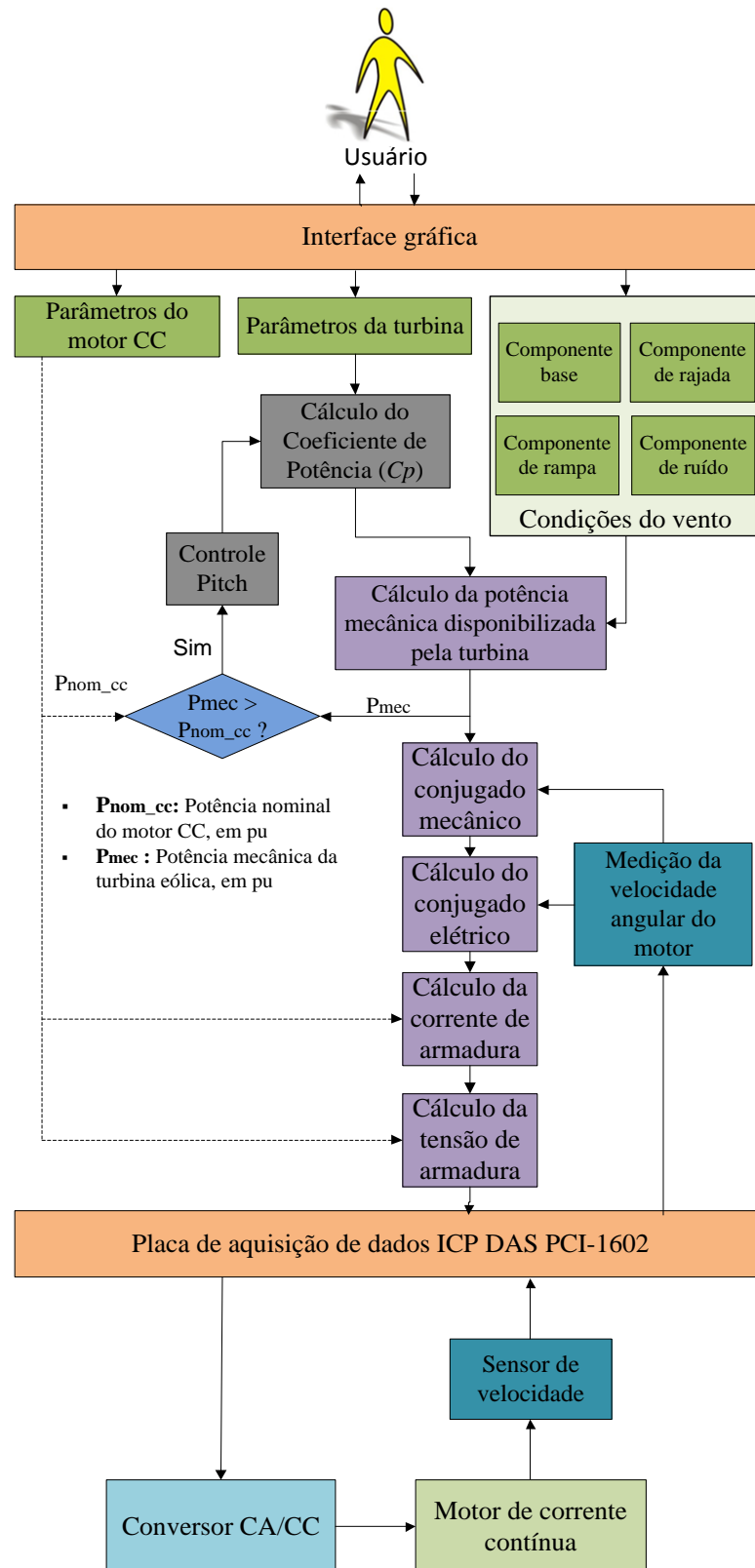


Figura 13.1 – Fluxograma para controle do motor de corrente contínua.

13.3. Estudos Experimentais

A Figura 13.2 apresenta o perfil da velocidade do vento utilizado como fonte primária de energia, comum tanto para a estrutura composta pelo motor de indução, quanto pelo motor de corrente contínua, visto que, assim, é factível o estabelecimento de termos comparativos entre as duas estratégias.

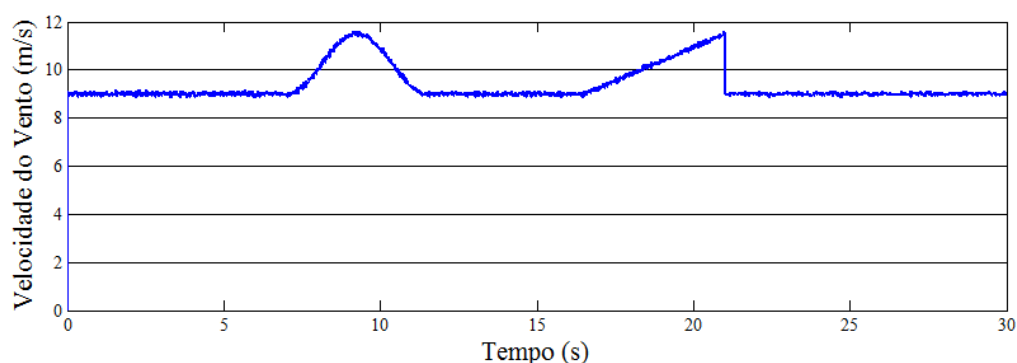


Figura 13.2 – *Velocidade do vento adotado para ambas estratégias.*

A Figura 13.3 apresenta a velocidade mecânica no eixo do motor elétrico e, consequentemente, a velocidade do gerador elétrico. Fica evidenciada a sensibilidade da velocidade do rotor em ambas as situações quando da ocorrência de mudanças de comportamento do vento. Neste caso, constata-se que a simulação de turbinas eólicas via motores controlados responde de modo semelhante ao sinal de vento utilizado. Pode-se notar uma leve disparidade nos valores de velocidades entre as duas estratégias, fato esse atribuído às diferenças intrínsecas entre os motores, podendo ser citados a potência e a inércia.

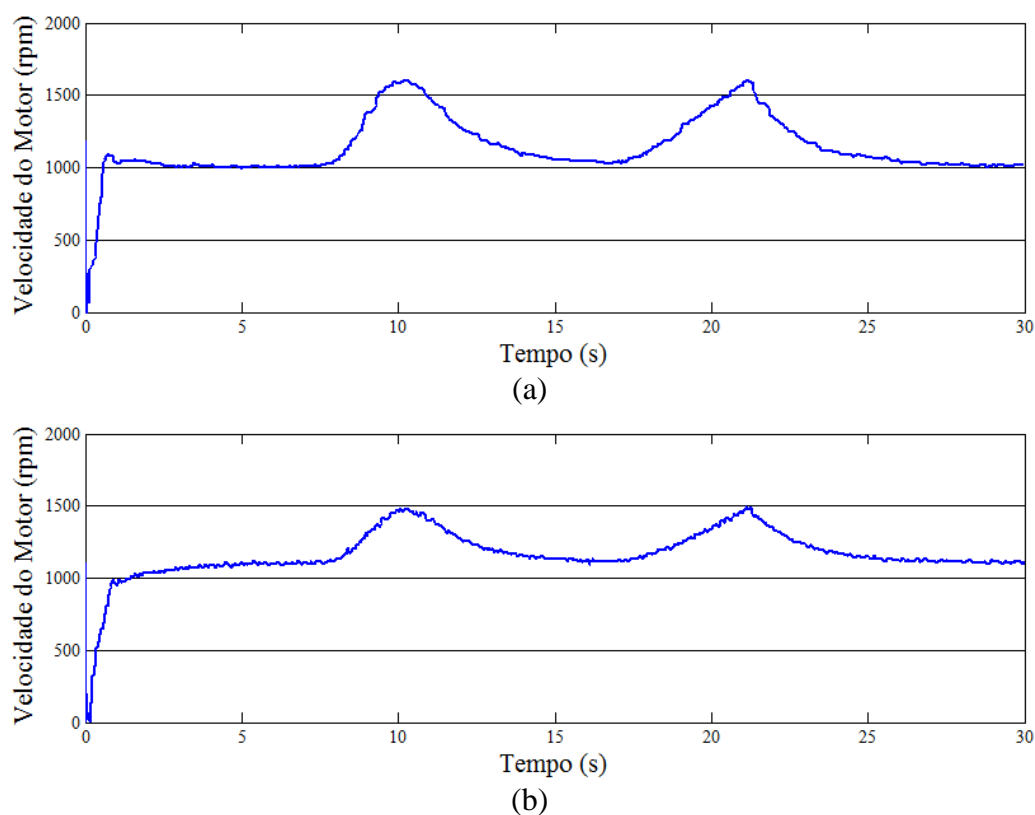


Figura 13.3 – Velocidade mecânica do motor elétrico – (a) MIT (b) MCC.

O desempenho do coeficiente de potência (C_p), grandeza que está atrelada com a eficiência da turbina, é apresentado na Figura 13.4. Como é de se esperar, variações transitórias no valor deste coeficiente dão-se nos instantes de variações do vento incidente na turbina eólica. Considerando o fato de que motor de indução apresenta uma resposta dinâmica mais rápida quando comparado ao motor de corrente contínua, observa-se que esta grandeza apresenta variações mais acentuadas nos momentos de turbulência do vento.

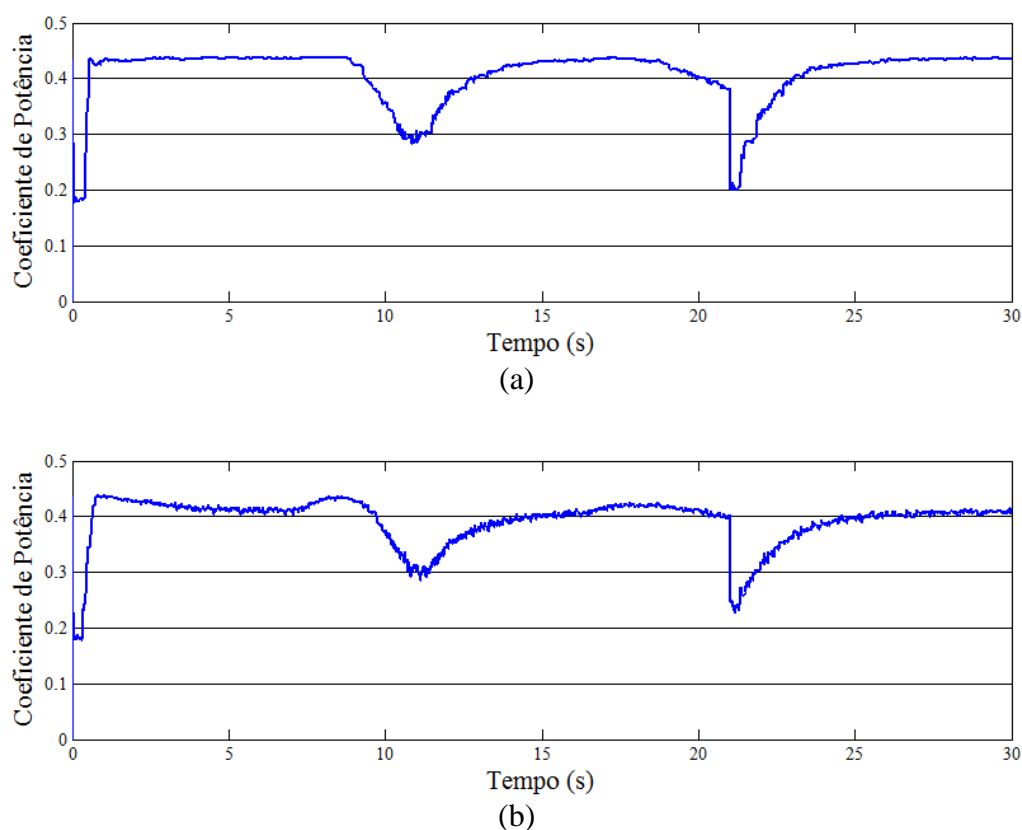


Figura 13.4 – Coeficiente de potência da turbina eólica – (a) MIT (b) MCC.

A potência aerodinâmica extraída do vento e disponibilizada pela turbina eólica encontra-se ilustrada na Figura 13.5. Como já explanado, essa potência encontra-se correlacionada aos níveis que seriam disponibilizados em um sistema real pela turbina eólica adotada como referência para as simulações, e não com o arranjo em escala reduzida aqui considerado. O perfil gráfico desta grandeza, antes da imposição da rajada e da rampa, apresenta-se em torno de 270 kW, valor este que, nos instantes de pico da rajada e da rampa, atingiram níveis próximos a 550 kW. Salienta-se que o forte incremento desta potência deve-se ao fato da mesma ser proporcional ao cubo da velocidade do vento. Os gráficos encontram-se correlacionados com os níveis que seriam disponibilizados em um sistema real, e não com o arranjo em escala reduzida aqui considerado. Isto conduziu a potências que se apresentam

Capítulo V – Análise Comparativa das Estratégias Adotadas para Representação de Turbinas Eólicas

em centenas de kW, enquanto que, no modelo laboratorial, como será constatado, as unidades ficam restritas a W.

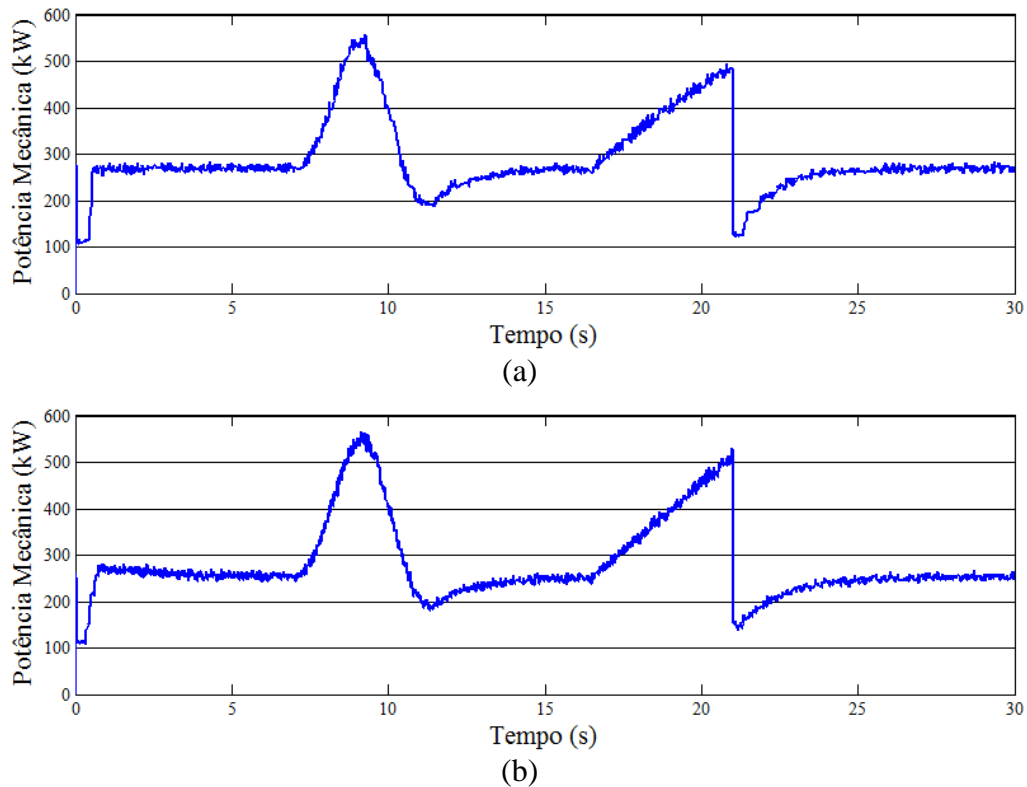


Figura 13.5 – *Potência extraída do vento pela Turbina Eólica – (a) MIT (b) MCC.*

Referindo-se os valores de potência anteriormente apresentados aos valores nominais das estratégias utilizadas para simular turbinas eólicas, obtém-se a Figura 13.6, a qual mostra a potência mecânica disponibilizada no eixo do motor utilizado.

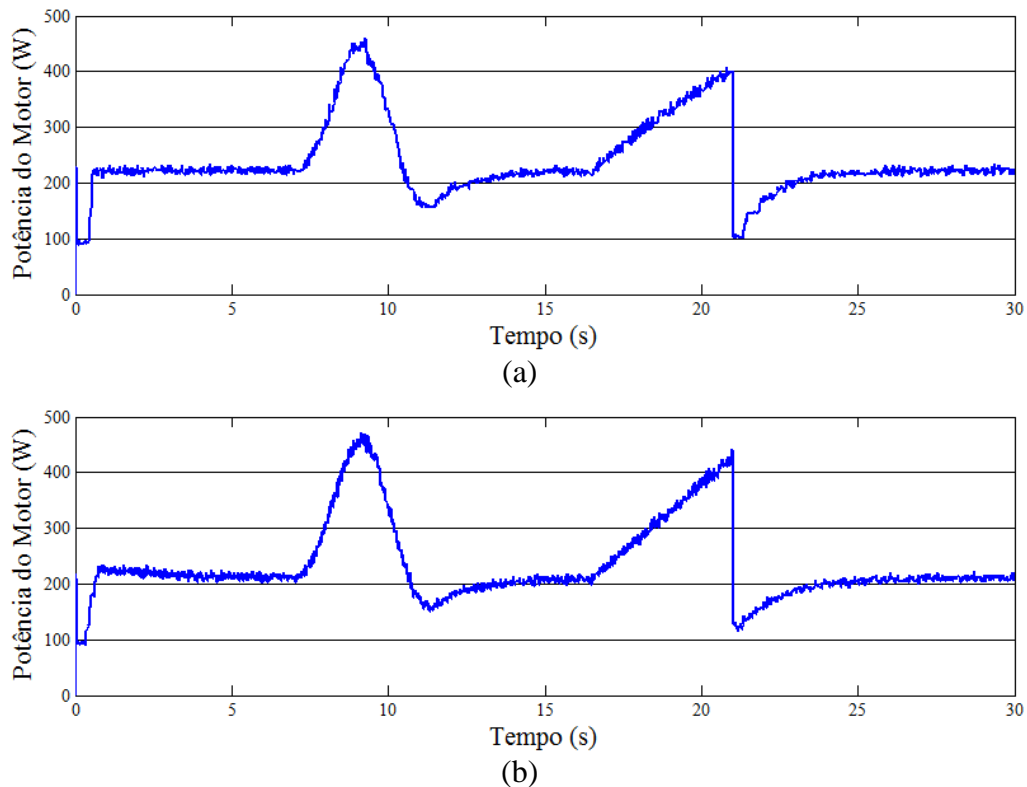


Figura 13.6 – *Potência disponibilizada pelo motor elétrico – (a) MIT (b) MCC.*

Por fim, é apresentado o perfil do torque mecânico que é disponibilizado no eixo do gerador elétrico para as duas condições analisadas. Devido ao fato de o inversor de frequência manter fixa a tensão em seus terminais, a carga comporta-se como uma impedância do tipo potência constante conectada ao gerador elétrico. No instante em que ocorre um aumento da fonte de energia primária, o vento, o conjunto tende a disponibilizar mais potência para o sistema. No entanto, como não ocorrem variações de potência na carga conectada ao gerador, o torque disponibilizado pelo motor não acompanha o perfil de potência mecânica do vento. Caso a estrutura estivesse conectada a uma rede elétrica, esse excedente de potência seria injetado na mesma.

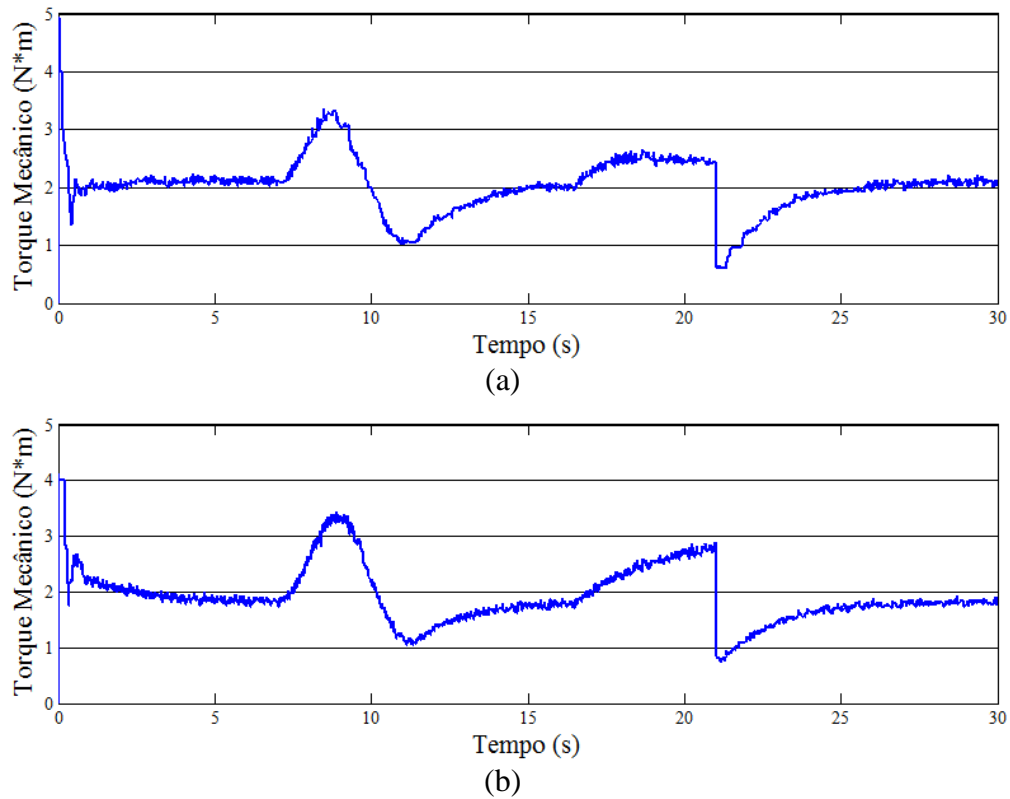


Figura 13.7 – Torque mecânico fornecido ao eixo do gerador elétrico – (a) MIT (b) MCC.

13.4. Considerações finais

Este capítulo apresentou uma análise comparativa entre os resultados obtidos por duas estratégias adotadas para a representação laboratorial do comportamento do conjunto vento-turbina via motores elétricos.

Objetivando apresentar o método utilizado para o controle do motor de corrente contínua, uma síntese de sua implementação foi apresentada. Conectado de forma que os enrolamentos de armadura e campo possuam excitações independentes, o motor de corrente contínua, por meio de seu controle, é capaz de representar de forma laboratorial uma turbina eólica. Dessa maneira, por meio do sistema de acionamento e controle, calcula-se a tensão que um conversor do tipo CA/CC deverá aplicar ao circuito de armadura de tal máquina para que

Capítulo V – Análise Comparativa das Estratégias Adotadas para Representação de Turbinas Eólicas

a mesma simule, em escala reduzida, o respectivo conjugado mecânico disponibilizado pela turbina ao eixo do gerador elétrico.

No que tange aos resultados experimentais, estes se apresentaram, sob o ponto de vista qualitativo, com boa aderência ao desempenho físico esperado. No entanto, deve-se ressaltar que, muito embora os sistemas que incluam motores de indução apresentem menores custos de implantação/manutenção e elevada robustez, o emprego de motores de corrente contínua torna-se uma opção atraente devido às facilidades de desenvolvimento do sistema de controle desta máquina.

Por fim, as estratégias discutidas apresentam-se como alternativas encorajadoras e de custos reduzidos quando comparadas à implantação de um túnel de vento para a simulação laboratorial dos impactos da conexão de unidades de geração eólica, sob o ponto de vista da dinâmica do sistema elétrico e da qualidade da energia.

CAPÍTULO VI

Conclusões Gerais

Não obstante as considerações, análises e comentários feitos ao longo de cada capítulo a respeito das contribuições alcançadas, considera-se essencial, neste momento, sintetizar os principais aspectos, contribuições e avanços obtidos ao longo da pesquisa.

No primeiro capítulo, apresentou-se uma contextualização do tema, com dados que evidenciam o crescimento da geração eólica dentro do cenário nacional e internacional, servindo de fator motivador para a realização da presente pesquisa. Neste sentido, são então apresentadas as filosofias que norteiam o desenvolvimento da arte, juntamente com o objetivo central desta dissertação. Por fim, é mostrada a estrutura geral concebida para a elaboração e apresentação do trabalho desenvolvido ao longo da pesquisa.

O Capítulo II, ainda com caráter introdutório, objetiva dar um embasamento teórico para que o leitor possa conhecer os princípios de funcionamento de um aerogerador. Dentro deste contexto, é apresentada a modelagem compreendida desde o vento até a potência mecânica no eixo da turbina eólica. Foram sintetizadas ainda as tecnologias tipicamente usadas para aerogeradores, sendo que se adotou no presente trabalho, motivada pela difusão de tal tecnologia, uma estratégia fundamentada na velocidade variável com o uso do gerador síncrono. Finalizando este capítulo, apresentou-se a modelagem matemática do motor de

indução trifásico, utilizado neste trabalho com intuito de simular as características mecânicas de uma turbina eólica.

No capítulo III, apresentou-se a estratégia adotada para o controle do motor de indução de forma que o mesmo desenvolvesse em seu eixo características similares às aquelas produzidas pela turbina eólica, podendo, assim, ser utilizado para os fins aqui almejados. Uma vez apresentada a técnica de controle do motor, deu-se sequência à definição da estrutura física, especificação dos componentes e montagem de um modelo experimental em escala reduzida de um complexo eólico de geração à velocidade variável, no qual se emprega o gerador síncrono. Dentro deste cenário, abordou-se ainda o *software* desenvolvido na plataforma *LabVIEW*, que realiza todo artefato matemático necessário para obter o sinal de torque enviado para o inversor, via placa de aquisição, necessário para realizar o controle do motor de indução. Por fim, é evidenciado o princípio de funcionamento do controle desenvolvido.

Uma vez concebida a estrutura laboratorial representativa de uma unidade de geração eólica, a qual utiliza o motor de indução para simular turbinas eólicas, surge o Capítulo IV, centrado na análise de situações diversas de desempenho do modelo desenvolvido. Para tanto, foram utilizados três casos distintos. O primeiro usufrui de um vento dito como constante, o qual se configurou por meio de uma componente base e um ruído sobreposto. O referido caso alcançou seu objetivo de ratificar e adequar-se à estrutura laboratorial. Na sequência, o segundo caso, por sua vez, introduziu turbulências da forma de rajada e rampa na velocidade do vento. Assim, tornou-se possível avaliar o desempenho do modelo frente às variações na fonte primária de energia, o vento. No último caso, foi considerado um vento similar ao anterior, no entanto com turbulências de amplitudes maiores, superando nestes instantes a velocidade nominal da turbina eólica. Com isso, evidenciou-se a atuação do controle *Pitch*,

determinante para o processo de delimitação da transmissão de potência mecânica ao eixo do gerador elétrico, fato este de grande relevância para se evitarem sobrecargas nos componentes que perfazem o complexo.

Quanto ao desempenho dos equipamentos adotados, o motor de indução demonstrou total eficácia aos seus objetivos, disponibilizando no eixo do gerador elétrico características mecânicas similares às que apresentam a turbina eólica. Em relação ao gerador síncrono, este também se apresentou, qualitativamente e quantitativamente, com total concordância no que se refere às tensões e correntes geradas. Evidenciou-se que as distorções apresentadas na forma de onda, tanto para tensão como para corrente, são vinculadas ao suprimento de unidade retificadora de 6 pulsos.

O inversor de frequência cumpriu seu devido papel no complexo adquirido, fornecendo tensão com amplitude e frequência constantes mesmo quando da variação de tensão apresentada em sua entrada. Por se tratar de uma configuração clássica de inversores com chaveamento a alta frequência, a tensão na saída do inversor apresentou-se com um elevado conteúdo harmônico. Desta forma, com intuito de amenizar a distorção da forma de onda da tensão, inseriu-se, em série com o circuito, um indutor, o qual desempenha a função de filtro para altas frequências. Uma particularidade ressaltada pelo inversor, disponível no laboratório, é a inviabilização da conexão da estrutura concebida em paralelo com a rede CA trifásica comercial. Tal fato implica o suprimento por parte do modelo desenvolvido a uma carga operando de forma isolada.

Após apresentar a filosofia adotada para montagem da estrutura e concretizados os testes e análises de desempenho da mesma, deu-se sequência ao Capítulo V, tendo como escopo apresentar um estudo de análise comparativa entre a estratégia para simulação de turbinas eólicas aqui desenvolvida, juntamente com o modelo o qual se utiliza de um motor de

corrente contínua. Para tanto, apresentou-se, em síntese, a estratégia adotada para controle do motor de corrente contínua com o intuito de se obter os mesmos objetivos alcançados com o uso do motor de indução. Dando continuidade, apresentaram-se os resultados experimentais do desempenho dinâmico das duas estratégias, que, sob o ponto de vista qualitativo, mostraram-se eficientes para a representação de turbinas eólicas. A disparidade encontrada nos resultados está atrelada ao fato de que os motores utilizados apresentam características mecânicas diferentes, por exemplo, a inércia, determinante no desempenho da velocidade rotacional dos motores. O controle do motor de corrente contínua apresenta ainda algumas particularidades que devem ser averiguadas, como no caso do conversor CA/CC. O controle de torque, para esse tipo de motor, é função da corrente de armadura fornecida pelo conversor, a qual não se apresenta na forma física, análoga aquela imposta pelo *software* de controle. Assim, de posse de todas as informações apresentadas, fica a sugestão da continuidade da pesquisa utilizando o motor de indução controlado em vez do motor de corrente contínua, por apresentar, graças ao uso do inversor de frequência, uma resposta mais fidedigna no controle de torque mecânico.

Por fim, ao se analisarem os resultados obtidos do desempenho da estrutura laboratorial concebida, a qual utiliza o motor de indução controlado, esta se mostrou com um comportamento satisfatório, salvo as limitações impostas e apontadas ao longo da dissertação.

Finalmente, diante de todas as constatações e reconhecendo a relevância do tema abordado no âmbito mundial, podem ser detectados os seguintes pontos para o prosseguimento das investigações:

- Inserção de um medidor de torque no eixo do motor de indução, evidenciando, assim, a eficiência do controle e possibilitando a realimentação do sinal de torque, o que torna o controle mais eficaz;
- Adicionar o efeito do sombreamento de torres na modelagem aqui proposta, propiciando assim uma maior fidelidade nos resultados;
- Substituir o modelo utilizado para a representação do vento por medições realizadas em campo, para fins comparativos àqueles aqui apresentados;
- Substituir a unidade inversora por uma que possibilite a operação da estrutura em paralelo com uma rede comercial, onde a potência sobressalente seja injetada na rede.

REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-Energia_Eolica\(3\).pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-Energia_Eolica(3).pdf)>. Acessado em 28/05/2012.
- [2] GLOBAL WIND REPORT 2011. **Global Wind Energy Concil.** Disponível em <http://www.gwec.net/fileadmin/documents/NewsDocuments/Annual_report_2011_lo_wres.pdf>. Acessado em 29/05/2012.
- [3] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Capacidade de Geração do Brasil.** Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>>. Acessado em 29/05/2012.
- [4] Ventos do Sul Energia. **O Projeto.** Disponível em <<http://www.ventosdosulenergia.com.br/highres.php>>. Acessado em 29/05/2012.
- [5] EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Potencial eólico do país supera o hidrelétrico.** Disponível em <http://www.epe.gov.br/imprensa/Clipping/20110724_a.pdf>. Acessado em 29/05/2012.
- [6] MME. Ministério de Minas e Energia. **PROINFA.** Disponível em <<http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>>. Acessado em 29/05/2012.
- [7] Eletrobrás. Centrais Elétricas Brasileiras S.A. **Programa PROINFA.** Disponível em <<http://www.eletrobras.com/elb/Proinfa/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm>>. Acessado em 29/05/2012.
- [8] EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Leilão de Energia de Reserva - Eólica.** Disponível em <http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20091214_1.pdf>. Acessado em 30/05/2012.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [9] EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Leilões de Fontes Alternativas 2010**. Disponível em <http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20100826_1.pdf>. Acessado em 30/05/2012.
- [10] EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Leilão de Energia A-3/2011**. Disponível em <http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20110817_1.pdf>. Acessado em 30/05/2012.
- [11] EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Leilão de Energia A-5/2011**. Disponível em <http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20111220_1.pdf>. Acessado em 30/05/2012.
- [12] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL – **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – 2010**.
- [13] Operador Nacional do Sistema (ONS), “**Procedimentos de Rede - Submódulo 3.6 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão**”, 2010.
- [14] International standard IEC 61400-21 “**Wind turbines – Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines**”, 2008.
- [15] F. L. C. Pires, M. R. B. Neto, F. C. M. da Silva, J. B. Xavier, F. L. L. Serpa, R. P. S. Leão, “**Análise das Regulamentações para Conexão de Parques Eólicos à Rede Elétrica**”, Induscon – VIII International Conference on Industry Applications, August, 2008.
- [16] DOLAN, D. S., ZEPEDA, D., TAUFIK T. **Developmet of Wind Tunnel for Laboratory Wind Turbine Testing**. North American Power Symposium (NAPS), 2011. Electrical Engineering Department California Polytechinc State University San Luis Obispo, California, USA.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [17] DENG, R., SONG, L., YANG, Z. YANG, H., WANG, L. **Research and Development of a Simple Straight-flow Wind Tunnel Test Equipment for Vertical Axis Wind Turbines**. International Conference on Advanced Mechatronic Systems, Zhengzhou, China, Agosto de 2011.
- [18] WENZEL, G. M., **Projeto aerodinâmico de pás de turbinas eólicas de eixo horizontal**. 74 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2007.
- [19] CARVALHO, Bismarck Castillo. **“Desenvolvimento de Modelo Computacional de Sistemas Eólicos Utilizando Geradores Síncronos para Estudos de Desempenho no Contexto da Qualidade da Energia Elétrica”**. 2006. 213 f. Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2006.
- [20] PINTO, A. C. **“Modelagem e Análise de Desempenho Dinâmico de Complexos Elétricos Contendo Centrais Eólicas Dotadas de Geradores Síncronos”**. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Uberlândia, 2007.
- [21] BONELLI, A. F., **“Modelagem e simulação de unidade eólica para estudos de indicadores de qualidade da energia elétrica”**. 2010. 176 f. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Uberlândia, 2010.
- [22] SILVA, S. R., CARDOSO FILHO, B. J., MENEZES, B. R. **Design and analysis of a mechanical apparatus simulator**. The fifth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition. p. 827-833, Los Angeles, 1990.
- [23] FARRET, F. A., GULES, R., MARIAN, J. **Micro-Turbine simulator based on speed and torque of dc motor to drive actually loaded generators**. First IEEE International Caracas Conference. Dezembro, 1995.
- [24] LI, W., XU, D., ZHANG, W., MA, H. **Research on Wind turbine emulation based on dc motor**. Industrial Electronics and Applications, 2007. ICIEA 2007. 2nd IEEE Conference on, On page(s): 2589-2593, Setembro, 2007.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [25] COSTA, F. H., REIS, A., XAVIER, G. L., ALVARENGA, E. B., OLIVEIRA, J. C., GUIMARÃES, G. C., BONELLI, A. F., VITÓRIO, Z. S. **A laboratory structure for dynamic and power quality studies of Wind farms.** COBEP, Natal, Abril, 2011.
- [26] MARTINS, M., AZZOLIN, R. Z., PINHEIRO, H. **Wind turbine emulator for energy quality studies.** In: Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência – COBEP. Blumenau, 2007.
- [27] OLIVEIRA, R. G.; PARMA, G. G.; SILVA, S. R., **Development of a Wind turbine Simulator for Wind energy conversion systems – Experimental Results.** In: Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência – COBEP, v.1, p. 1-6, Blumenau, 2007.
- [28] KOJABADI, H. M., CHANG, L., BOUTOT, T. **Development of a Novel Wind Turbine Simulator for Wind Energy Conversion Systems Using an Inverter-Controlled Induction Motor.** IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 19, Nº 3, Setembro, 2004.
- [29] MOHOD, S. W., AWARE, M. V. **Wind Energy Conversion System Simulator using Variable Speed Induction Motor.** Aurangabad, India, 2010.
- [30] CHANG, L., DORAISWAMI, R., BOUTOT, T., KOJABADI, H. **Development of a Wind Turbine Simulator for Wind Energy Conversion Systems.** Conference on Electrical and Computer Engineering, Canada, 2000.
- [31] ALVARENGA, E. B.; BONELLI, A. F.; XAVIER, G. L.; COSTA, F.H.; OLIVEIRA, J.C.; GUIMARÃES, G.C.; VITÓRIO, Z.S. **Validação da Estratégia de Modelagem Laboratorial de Turbinas Eólicas por Motores de Corrente Continua.** Universidade Federal de Uberlândia, 9ª IEEE/IAS International Conference on Industry Applications, Novembro, 2010.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [32] COSTA, F.H.; REIS, A.; XAVIER, G. L.; ALVARENGA, E. B.; BONELLI, A. F.; OLIVEIRA, J.C.; GUIMARÃES, G.C.; VITÓRIO, Z.S. **Uma Estrutura Laboratorial para Estudos de Qualidade de Energia e Dinâmica de Parques Eólicos**. IX Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, CBQEE, Cuiabá, 2011.
- [33] ALVARENGA, E. B. **Uma proposta laboratorial para estudos de desempenho de unidades eólicas no contexto da qualidade de energia**. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Uberlândia, 2012.
- [34] ANDERSON, P. M., BOSE, A., *Stability Simulation of Wind Turbine Systems*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS 102, N° 12, December, 1983, PP. 3791 – 36795.
- [35] PATEL, M. R. **Wind and Solar Power Systems**. 1ª ed., New York, USA, CRC Press LLC, 1999.
- [36] MARTINS, M.. **Avaliação da qualidade de energia e performance de potência de turbinas eólicas conectadas à rede elétrica**. 174 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Maria, Florianópolis, Brasil, 2010.
- [37] DALMAZ, A. **Estudo do Potencial Eólico e Previsão de Ventos Para geração de Eletricidade em Santa Catarina**. 175 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil, 2007.
- [38] EISENHUT, C., KRUG, F., SCHRAM, C., KLÖCKL, B. **Wind-Turbine Model for System Simulations Near Cut-In Wind Speed**. IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 22, No. 2, June 2007, pp. 414-420.
- [39] ZHANG Wenjing, XU Hongze. **Active Disturbance Rejection Based Pitch Control of Variable Speed Wind Turbine**. Proceeding of the 30th Chinese Control Conference, July 22-24, 2011, Yantai, China.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [40] RAMOS, M. C. L., MENDES, V. C., SILVA, S. R. **Comportamento de Aerogeradores a Velocidade Variável frente a afundamentos de tensão.** VIII Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, CBQEE, 2009.
- [41] FITZGERALD, A. E., KINGSLEY JR, C., UMANS, S.D. **Máquinas Elétricas.** 6ª Edição. Bookman, 2006.