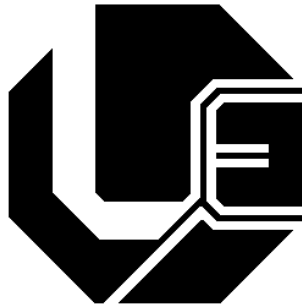


**UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**



TESE DE DOUTORADO

**DESENVOLVIMENTO DE MODELO
COMPUTACIONAL DE SISTEMAS EÓLICOS
UTILIZANDO GERADORES SÍNCRONOS PARA
ESTUDOS DE DESEMPENHO NO CONTEXTO
DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA**

Bismarck Castillo Carvalho

Novembro

2006

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**DESENVOLVIMENTO DE MODELO
COMPUTACIONAL DE SISTEMAS EÓLICOS
UTILIZANDO GERADORES SÍNCRONOS PARA
ESTUDOS DE DESEMPENHO NO CONTEXTO
DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA**

Bismarck Castillo Carvalho

Tese de Doutorado apresentado à
Universidade Federal de Uberlân-
dia, por Bismarck Castillo Carvalho,
como parte dos requisitos necessários
para a obtenção do título de Doutor
em Engenharia Elétrica.

Banca examinadora:

José Carlos de Oliveira, Dr - Orientador (UFU)
Selênio Rocha Silva, Dr (UFMG)
Paulo César Abreu Leão, Dr (UFSJ)
Antônio Carlos Delaiba, Dr (UFU)
Geraldo Caixeta Guimarães, Dr (UFU)
José Wilson Resende, Dr (UFU)

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

- C352d Castillo Carvalho, Bismarck, 1956-
Desenvolvimento de modelo computacional de sistemas eólicos utilizando geradores síncronos para estudos de desempenho no contexto da qualidade da energia elétrica / Bismarck Castillo Carvalho. - 2006.
213 f. : il.
- Orientador: José Carlos de Oliveira.
Tese (doutorado) – Universidade Federal de Uberlândia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.
Inclui bibliografia.
1. Energia elétrica - Qualidade - Teses. I. Oliveira, José Carlos de. II. Universidade Federal de Uberlândia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

CDU: 621.3

Homenagem:

*Dedico este trabalho aos meus queridos
e saudosos pais Eden e Otília Castillo.*

*Pelo amor, dedicação e estímulos
sempre recebidos.*

Agradecimentos

A conclusão desta importante etapa da minha vida pessoal e profissional contou com a inestimável participação de professores da FEELT, técnicos e colegas da Universidade Federal de Uberlândia, decisiva para que o caminho a ser percorrido fosse menos árduo. A eles meu reconhecimento.

Em especial ao professor José Carlos de Oliveira pela amizade, confiança e ensinamentos recebidos. Aos professores Geraldo Caixeta Guimarães e Adélio José de Moraes pelas proveitosas sessões de discussão e aprendizado.

Ao colega e amigo Adeon Cecílio Pinto, por esses anos todos de luta conjunta, pelos momentos de aflição vividos e superados e pelo apoio nunca negado.

Aos amigos Ana Claudia de Azevedo e Fernando Nunes Belchior, pela solidariedade e ajuda prestada, principalmente, para “desvendar” programas computacionais pouco usuais utilizados no trabalho.

Ao colega Élvio Prado da Silva, pelas inúmeras vezes que me auxiliou para superar as dificuldades encontradas para migrar do editor Word para o processador Latex.

À senhora Marli Junqueira, pela presteza no encaminhamento de todos os assuntos vinculados à secretaria de Pós-Graduação.

A minha família, pelo encorajamento e incentivo constantes, fundamentais para vencer as dificuldades encontradas.

Resumo

Castillo, B. C. Desenvolvimento de Modelo Computacional de Sistemas Eólicos Utilizando Geradores Síncronos para Estudos de Desempenho no Contexto da Qualidade da Energia Elétrica FEELT-UFU, Uberlândia, 2006, 213 páginas.

Grande parte dos sistemas de conversão de energia eólica (WECS) atualmente em operação no mundo utiliza geradores assíncronos para a transformação da energia contida no vento em energia elétrica. No Brasil, embora se reconheça que a parcela de centrais eólicas ainda seja bastante reduzida, destaca-se que o princípio da geração empregada é majoritariamente síncrona, o que está em consonância com a tecnologia denominada por conceito alemão. Dentro deste princípio, a turbina opera com velocidade variável e a sincronização da geração com a rede é feita através de conversores estáticos de frequência. Neste particular ressalta-se que os recursos de simulação atualmente disponíveis, e que utilizam a tecnologia aqui destacada, ainda são escassos. Este fato norteou o tema de pesquisa desta tese, o qual encontra-se direcionado para o desenvolvimento de um *software* destinado à modelagem e estudos de desempenho de parques eólicos de velocidade variável e sua correlação com aspectos associados com a qualidade da energia elétrica. A técnica de modelagem empregada fundamenta-se no domínio do tempo e assim procedendo obtém-se uma ferramenta que contempla situações transitórias e permanentes de funcionamento do complexo elétrico considerado. Distintas situações operacionais e representativas de condições ideais e não ideais da rede elétrica de conexão são avaliadas e seus impactos sobre os indicadores de qualidade enfatizam a potencialidade do modelo/programa como ferramenta para estudos de acesso de novas instalações ao sistema elétrico interligado.

Palavras-chave

Gerador síncrono, modelagem, sistemas eólicos, qualidade da energia, *software* de análise.

Abstract

Castillo, B. C. Development of a Computational Modeling of Wind Energy Conversion Systems with Synchronous Generators for Power Quality Studies FEELT-UFU, Uberlândia, 2006, 213 páginas.

The majority of wind energy conversion systems (WECS) currently in operation in the world uses asynchronous generators for the transformation of the energy contained in the wind into electric energy. In Brazil, although small the amount of wind power stations, the existing units are mainly based on synchronous generation principles. This is in accordance with the technology named as German concept. Using this technology, the turbine operates with variable speed since the synchronization of the generation with the main grid is made through static frequency converters. Presently, the schemes using variable speed have not yet been followed by comprehensive computational simulation resources to provide means for assessment procedures and operating studies. This fact guided the subject of this thesis research topic, which directed to the development of a software destined to the modeling and studies of wind parks of variable speed taking into account aspects concerning to power quality. The technique here employed is based upon time domain representation. Therefore, a powerful tool to cope with both transient and steady state conditions is obtained. Within this context, distinct operational and real site situations of the electric utility grid at the point of common coupling are evaluated. The impacts on the power quality indexes emphasize the potentiality of the program as a tool to evaluate the connections of new wind parks to the interconnected power system.

Keywords

Synchronous Generator, modeling, wind energy conversion systems, power quality, analysis software.

Sumário

Sumário	vi
Lista de Figuras	ix
Lista de Tabelas	xiv
Lista de Símbolos	xvi
1 INTRODUÇÃO GERAL	1
1.1 Considerações iniciais	1
1.2 O contexto da presente tese	4
1.3 Estado da arte	5
1.4 As contribuições desta tese	9
1.5 A estrutura da tese	10
2 ENERGIA EÓLICA - PRINCÍPIOS GERAIS	13
2.1 Considerações iniciais	13
2.2 Geração dos ventos	14
2.2.1 Estrutura do vento	15
2.2.2 Classificação dos ventos	18
2.3 Cálculos energéticos	19
2.3.1 Energia disponível no vento	19
2.3.2 Relação da velocidade da pá	21
2.4 Características elétricas do aerogerador	23
2.5 Aplicação dos sistemas eólicos	24
2.5.1 Sistemas isolados	24
2.5.2 Sistemas híbridos	25
2.5.3 Sistemas interligados à rede elétrica	25
2.6 Recursos eólicos no Brasil	26
2.7 Considerações finais	27
3 ARRANJOS TÍPICOS PARA SISTEMAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA	29
3.1 Considerações iniciais	29
3.2 Principais componentes de sistemas eólicos	30

3.2.1	Rotor	31
3.2.2	Cabine ou <i>nacelle</i>	35
3.2.3	Torre	36
3.3	Principais conceitos sobre turbinas eólicas	37
3.4	Sistemas de controle de potência	40
3.4.1	Entrada em perda aerodinâmica - <i>Stall</i>	41
3.4.2	Variação do ângulo de passo - <i>Pitch Control</i>	42
3.4.3	Análise comparativa dos métodos de controle de potência aerodinâmica	44
3.5	Classificação em função da velocidade de operação	45
3.5.1	Sistemas de conversão eólica de velocidade fixa	46
3.5.2	Sistemas de conversão eólica de velocidade variável	47
3.6	Principais topologias para os sistemas eólicos	50
3.6.1	Sistemas de conversão eólica de velocidade fixa dotados de gerador de indução diretamente conectado à rede elétrica	51
3.6.2	Sistemas de conversão eólica de velocidade variável dotados de gerador de indução	52
3.6.3	Sistemas de conversão eólica de velocidade variável dotados de gerador síncrono conectado à rede elétrica através de conversor de frequência	53
3.7	Evolução dos conceitos de turbinas eólicas	55
3.8	Interação de WECS com a rede elétrica	57
3.9	Requisitos técnicos complementares aplicáveis à geração eólica	59
3.10	Considerações finais	62

4 CARACTERIZAÇÃO DO WECS A SER UTILIZADO NOS ESTU-

DOS E MODELAGEM MATEMÁTICA		63
4.1	Considerações iniciais	63
4.2	Sistema de conversão eólica enfocado	64
4.3	Modelagem matemática dos componentes do aerogerador	64
4.3.1	Representação do vento	65
4.3.2	Representação do sombreamento de torre	67
4.3.3	Representação do rotor	69
4.3.4	Representação do gerador síncrono	72
4.3.5	Representação do conversor de frequência	76
4.3.6	Representação do transformador elevador	85
4.3.7	Representação da concessionária de energia	87
4.3.8	Considerações finais	88

5 IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL DO SISTEMA DE CON-

VERSÃO DE ENERGIA EÓLICA NO SIMULADOR <i>SABER</i>		90
5.1	Considerações iniciais	90
5.2	Ferramenta computacional utilizada nos estudos	91
5.2.1	Interfaces do simulador <i>Saber</i>	91
5.2.2	Ambiente gráfico <i>SaberSketch</i>	92
5.2.3	Comandos - <i>Templates/Netlist</i>	93
5.3	Implementação computacional do WECS	94
5.3.1	Implementação do modelo do vento	96

5.3.2	Implementação da dinâmica do rotor eólico	99
5.3.3	Implementação do controle do ângulo de passo (<i>Pitch Control</i>) .	103
5.3.4	Implementação do gerador síncrono	107
5.3.5	Implementação do conversor de frequência	115
5.3.6	Implementação do sistema de controle do inversor	118
5.3.7	Implementação do transformador elevador	119
5.3.8	Implementação computacional do equivalente do sistema elétrico	123
5.4	Considerações finais	126

6 ESTUDOS COMPUTACIONAIS DE DESEMPENHO DO MODELO

IMPLEMENTADO		127
6.1	Considerações iniciais	127
6.2	Considerações sobre itens de qualidade	129
6.2.1	Tensão em regime permanente	130
6.2.2	Desequilíbrio de tensão	131
6.2.3	Distorção harmônica	132
6.2.4	Variação de tensão de curta duração - afundamento de tensão .	134
6.2.5	Flutuação de tensão	135
6.3	Características do sistema modelado	138
6.4	Estudos computacionais	138
6.5	Resultados para o Caso A	142
6.5.1	Resultados obtidos no ponto 1	142
6.5.2	Resultados obtidos no ponto 2	144
6.5.3	Resultados obtidos no ponto 3	147
6.5.4	Resultados obtidos no ponto 4	150
6.6	Resultados para o Caso B	155
6.6.1	Resultados obtidos no ponto 1	155
6.6.2	Resultados obtidos no ponto 2	157
6.6.3	Resultados obtidos no ponto 3	160
6.6.4	Resultados obtidos no ponto 4	162
6.7	Resultados para o Caso C	167
6.7.1	Resultados obtidos no ponto 1	167
6.7.2	Resultados obtidos no ponto 2	169
6.7.3	Resultados obtidos no ponto 3	171
6.7.4	Resultados obtidos no ponto 4	173
6.8	Resultados para o Caso D	176
6.8.1	Resultados obtidos no ponto 4	176
6.9	Resultados para o Caso E	182
6.9.1	Resultados obtidos no ponto 4	183
6.10	Resultados para o Caso F	189
6.10.1	Resultados obtidos no ponto 4	189
6.11	Síntese dos resultados	194
6.12	Considerações finais	199

7 CONCLUSÕES FINAIS 201

7.1	Sugestões para trabalhos futuros	204
-----	--	-----

Referências Bibliográficas 205

Lista de Figuras

2.1	<i>Escoamento na zona envolvente de um obstáculo.</i>	16
2.2	<i>Ilustração do fenômeno de sombreamento de torre.</i>	17
2.3	<i>Efeito esteira.</i>	17
2.4	<i>Fluxo de uma massa de ar com velocidade v_{vento} através da seção transversal A de um tubo (correspondente ao diâmetro do rotor de uma turbina eólica). Fonte: Revista Ciência Hoje, agosto de 2003, vol. 33, nº 196. .</i>	19
2.5	<i>Coefficiente de potência de uma turbina eólica (C_p) em função da razão da velocidade da pá (λ).</i>	22
2.6	<i>Curva típica de potência elétrica em função do vento de uma turbina eólica de 660 kW. Fonte: Wobben</i>	23
2.7	<i>Mapa do potencial eólico brasileiro.</i>	26
3.1	<i>Ilustração de um sistema de aproveitamento eólico típico.</i>	30
3.2	<i>Evolução das potências de turbinas eólicas.</i>	31
3.3	<i>Tipos de turbinas quanto à posição das pás em relação ao vento incidente.</i>	32
3.4	<i>Ilustração de turbinas eólicas com relação à posição do eixo.</i>	33
3.5	<i>Tipos de torres utilizadas em WECS. Fonte: Danish Association</i>	37
3.6	<i>Sistema de forças atuando num elemento de pá de uma turbina eólica.</i>	38
3.7	<i>Ilustração do efeito Stall em volta de uma pá (Fonte: DEWI).</i>	42
3.8	<i>Controle de potência aerodinâmica.</i>	42
3.9	<i>Malha de controle do ângulo de passo de uma turbina eólica de velocidade variável.</i>	43
3.10	<i>Curvas de potência: controle do ângulo de passo (Bônus) e perda aerodinâmica (NEG Micon e Nordex).</i>	44
3.11	<i>Arranjo típico de uma turbina de velocidade fixa, que utiliza o chamado conceito dinamarquês - CSCF (Constant Speed Constant Frequency).</i>	47
3.12	<i>Esquema típico de uma turbina de velocidade variável ilustrando os principais componentes - VSCF (Variable Speed Constant Frequency).</i>	48
3.13	<i>Topologia de um sistema de conversão eólico de velocidade constante acoplado à rede elétrica.</i>	51
3.14	<i>Topologia de um WECS de velocidade variável, dotado de gerador de indução de dupla alimentação conectado à rede elétrica através de um conversor de frequência.</i>	52
3.15	<i>Topologia de um WECS de velocidade variável equipado com um gerador de indução com rotor bobinado conectado à rede elétrica através de um dispositivo para Partida Suave (Soft Starter).</i>	53
3.16	<i>Topologia de um WECS de velocidade variável, dotado de gerador síncrono conectado à rede elétrica através de um conversor de frequência.</i>	54

3.17	<i>Quadro consolidado das diversas topologias utilizadas em sistemas de conversão de energia eólica de velocidade variável.</i>	55
3.18	<i>Curva de suportabilidade para aerogeradores (Transient Fault Ride Through).</i>	61
4.1	<i>Sistema eólico sob foco.</i>	64
4.2	<i>Dimensões utilizadas na modelagem do sombreamento da torre.</i>	69
4.3	<i>Coefficiente de potência de uma turbina eólica (C_p) em função da relação da velocidade da pá (λ), com variação do ângulo de passo (β).</i>	71
4.4	<i>Potência mecânica em função da velocidade rotacional para diferentes velocidades de vento.</i>	72
4.5	<i>Representação esquemática de uma máquina síncrona mostrando os enrolamentos (concentrados) e os eixos correspondentes.</i>	73
4.6	<i>Modelo do conversor de frequência implementado computacionalmente.</i>	76
4.7	<i>Diagrama de blocos do controle do inversor.</i>	79
4.8	<i>Vetores das tensões e correntes resultantes do controle vetorial.</i>	81
4.9	<i>Formas de onda de controle para o inversor PWM senoidal: a) sinais de entrada no comparador b) sinal de saída do comparador, a ser aplicado no gate do semicondutor de potência.</i>	83
4.10	<i>Formas de onda de tensão de saída para o inversor PWM senoidal trifásico: a) tensões de entrada nos comparadores; b), c) e d) tensões de pólo; e) tensão de linha v_{AB} nos terminais de saída do inversor.</i>	84
4.11	<i>Sobremodulação com o inversor PWM senoidal: a) sinais de entrada no comparador; b) sinal de saída no comparador.</i>	85
4.12	<i>Circuito equivalente do transformador.</i>	86
4.13	<i>Circuito equivalente da concessionária.</i>	87
5.1	<i>Ilustração da tela principal do SaberSketch.</i>	93
5.2	<i>Arranjo do Sistema enfocado nos estudos.</i>	95
5.3	<i>Desenho representativo do sinal de vento.</i>	97
5.4	<i>Ilustração da chamada do vento no SaberSketch e atribuição dos dados de entrada.</i>	99
5.5	<i>Ilustração dos pinos de conexão do rotor eólico.</i>	100
5.6	<i>Ilustração da chamada do rotor eólico e atribuição de parâmetros de entrada.</i>	102
5.7	<i>Ilustração da malha de controle do ângulo de passo do aerogerador.</i>	103
5.8	<i>Ilustração dos pinos de conexões da máquina síncrona.</i>	107
5.9	<i>Ilustração da chamada do gerador síncrono e atribuição de dados de entrada.</i>	114
5.10	<i>Arranjo do conversor de frequência implementado computacionalmente.</i>	115
5.11	<i>Ilustração da chamada do conversor de frequência e atribuição de dados de entrada.</i>	117
5.12	<i>Arranjo do transformador de potência e pinos de conexão.</i>	120
5.13	<i>Ilustração da chamada do transformador não linear “delta - estrela” e atribuição de dados de entrada.</i>	122
5.14	<i>Arranjo representativo da concessionária.</i>	124
5.15	<i>Tela ilustrativa do arquivo de saída com destaque para as grandezas disponibilizadas pelo template da concessionária.</i>	125
6.1	<i>Arranjo utilizado nos trabalhos de simulação e pontos monitorados.</i>	141
6.2	<i>Velocidade do vento - Caso A.</i>	142

6.3	<i>Velocidade mecânica do eixo do rotor - Caso A.</i>	143
6.4	<i>Coeficiente de potência - Caso A.</i>	143
6.5	<i>Potência aerodinâmica - Caso A.</i>	144
6.6	<i>Perfil das tensões trifásicas nos terminais de saída do gerador elétrico - Caso A.</i>	144
6.7	<i>Zoom das tensões mostradas na figura 6.6, na saída do gerador elétrico - Caso A.</i>	145
6.8	<i>Espectro harmônico de tensão nos terminais do gerador síncrono - Caso A.</i>	145
6.9	<i>Perfil das correntes nos terminais de saída do gerador elétrico - Caso A.</i>	146
6.10	<i>Zoom das correntes de linha nos terminais de saída do gerador elétrico mostradas na figura 6.9 - Caso A.</i>	146
6.11	<i>Espectro harmônico de corrente nos terminais do gerador síncrono - Caso A.</i>	147
6.12	<i>Tensão no elo CC - Caso A.</i>	147
6.13	<i>Tensão nos terminais de saída do inversor - Caso A.</i>	148
6.14	<i>Zoom das tensões nos terminais de saída do inversor mostradas na figura 6.13 - Caso A.</i>	148
6.15	<i>Espectro harmônico de tensão nos terminais de saída do conversor de frequência - Caso A.</i>	148
6.16	<i>Correntes nos terminais de saída do inversor - Caso A.</i>	149
6.17	<i>Zoom das correntes nos terminais de saída do inversor mostradas na figura 6.16 - Caso A.</i>	149
6.18	<i>Espectro harmônico de corrente nos terminais do conversor de frequência - Caso A.</i>	149
6.19	<i>Tensões no ponto de acoplamento comum (PAC) - Caso A.</i>	150
6.20	<i>Zoom das tensões mostradas na figura 6.19 - Caso A.</i>	151
6.21	<i>Perfil rms das tensões no ponto de acoplamento comum (PAC) - Caso A.</i>	151
6.22	<i>Espectro harmônico da tensão no PAC - Caso A.</i>	151
6.23	<i>Correntes no ponto de acoplamento comum (PAC) - Caso A.</i>	152
6.24	<i>Zoom das correntes mostradas na figura 6.23 - Caso A.</i>	152
6.25	<i>Espectro harmônico da corrente no PAC - Caso A.</i>	153
6.26	<i>Potência ativa gerada pela turbina eólica - Caso A.</i>	153
6.27	<i>Potência reativa fornecida pelo gerador eólico - Caso A.</i>	154
6.28	<i>Velocidade do vento - Caso B.</i>	156
6.29	<i>Velocidade mecânica do eixo do rotor- Caso B.</i>	156
6.30	<i>Coeficiente de potência - Caso B.</i>	157
6.31	<i>Potência aerodinâmica - Caso B.</i>	157
6.32	<i>Perfil das tensões nos terminais de saída do gerador elétrico - Caso B.</i>	158
6.33	<i>Zoom das tensões na saída do gerador elétrico mostradas na figura 6.32 - Caso B.</i>	158
6.34	<i>Perfil das correntes nos terminais de saída do gerador elétrico - Caso B.</i>	159
6.35	<i>Zoom das correntes nos terminais de saída do gerador elétrico mostradas na figura 6.34, em regime - Caso B.</i>	159
6.36	<i>Zoom das correntes nos terminais de saída do gerador elétrico mostradas na figura 6.34, durante o cume da turbulência - Caso B.</i>	159
6.37	<i>Tensão no elo CC - Caso B.</i>	160
6.38	<i>Tensão nos terminais de saída do inversor - Caso B.</i>	160
6.39	<i>Zoom das tensões mostradas na figura 6.38 - Caso B.</i>	161

6.40	<i>Correntes nos terminais de saída do inversor - Caso B.</i>	161
6.41	<i>Zoom das correntes nos terminais de saída do inversor mostrados na figura 6.40, em regime - Caso B.</i>	162
6.42	<i>Zoom das correntes nos terminais de saída do inversor mostrados na figura 6.40, no pico do transitório - Caso B.</i>	162
6.43	<i>Tensões no ponto de acoplamento comum (PAC) - Caso B.</i>	162
6.44	<i>Zoom das tensões no ponto de acoplamento comum (PAC) - Caso B.</i>	163
6.45	<i>Perfil rms das tensões de linha no PAC - Caso B.</i>	163
6.46	<i>Espectro harmônico da tensão no PAC - Caso B.</i>	163
6.47	<i>Correntes no ponto de acoplamento comum (PAC) - Caso B.</i>	164
6.48	<i>Zoom das correntes mostradas na figura 6.47, em regime - Caso B.</i>	164
6.49	<i>Zoom das correntes mostradas na figura 6.47, durante a rajada - Caso B.</i>	165
6.50	<i>Espectro harmônico da corrente no PAC - Caso B.</i>	165
6.51	<i>Potência ativa gerada pela turbina eólica - Caso B.</i>	165
6.52	<i>Potência reativa intercambiada entre o WECS e rede elétrica - Caso B.</i>	166
6.53	<i>Velocidade do vento - Caso C.</i>	168
6.54	<i>Detalhe do vento mostrado na figura 6.53 - Caso C.</i>	168
6.55	<i>Velocidade mecânica do eixo do rotor - Caso C.</i>	168
6.56	<i>Coeficiente de potência - Caso C.</i>	169
6.57	<i>Potência aerodinâmica - Caso C.</i>	169
6.58	<i>Zoom da potência aerodinâmica mostrada na figura 6.57- Caso C.</i>	169
6.59	<i>Perfil das tensões nos terminais de saída do gerador elétrico - Caso C.</i>	170
6.60	<i>Zoom das tensões mostradas na figura 6.59, na saída do gerador elétrico - Caso C.</i>	170
6.61	<i>Perfil das correntes nos terminais de saída do gerador elétrico - Caso C.</i>	170
6.62	<i>Zoom das correntes de linha nos terminais de saída do gerador elétrico mostradas na figura 6.61 - Caso C.</i>	171
6.63	<i>Tensão no elo CC - Caso C.</i>	171
6.64	<i>Tensão nos terminais de saída do inversor - Caso C.</i>	172
6.65	<i>Zoom das tensões nos terminais de saída do inversor mostradas na figura 6.64 - Caso C.</i>	172
6.66	<i>Correntes nos terminais de saída do inversor - Caso C.</i>	172
6.67	<i>Zoom das correntes nos terminais de saída do inversor mostradas na figura 6.66 - Caso C.</i>	173
6.68	<i>Tensões no ponto de acoplamento comum (PAC) - Caso C.</i>	173
6.69	<i>Zoom das tensões mostradas na figura 6.68 - Caso C.</i>	173
6.70	<i>Perfil rms das tensões no ponto de acoplamento comum (PAC) - Caso C.</i>	174
6.71	<i>Correntes no ponto de acoplamento comum (PAC) - Caso C.</i>	174
6.72	<i>Zoom das correntes mostradas na figura 6.71 - Caso C.</i>	174
6.73	<i>Potência ativa gerada pela turbina eólica - Caso C.</i>	175
6.74	<i>Potência reativa fornecida pelo gerador eólico - Caso C.</i>	175
6.75	<i>Tensões no ponto de acoplamento comum (PAC) - Caso D.</i>	177
6.76	<i>Zoom das tensões mostradas na figura 6.75 - Caso D.</i>	177
6.77	<i>Perfil eficaz da tensão fase-fase no PAC - Caso D.</i>	178
6.78	<i>Espectro harmônico da tensão no PAC - Caso D.</i>	178
6.79	<i>Correntes no ponto de acoplamento comum (PAC) - Caso D.</i>	178
6.80	<i>Zoom das correntes mostradas na figura 6.79, em regime - Caso D.</i>	179
6.81	<i>Zoom das correntes mostradas na figura 6.79 durante o transitório da segunda rajada - Caso D.</i>	179

6.82	<i>Espectro harmônico da corrente da fase A, no PAC, em regime - Caso D.</i>	180
6.83	<i>Espectro harmônico da corrente da fase A, no PAC, durante a segunda rajada - Caso D.</i>	180
6.84	<i>Potência ativa gerada pela turbina eólica - Caso D.</i>	181
6.85	<i>Potência reativa fornecida pelo gerador eólico - Caso D.</i>	182
6.86	<i>Tensões no ponto de acoplamento comum (PAC) - Caso E.</i>	183
6.87	<i>Zoom das tensões mostradas na figura 6.86, - Caso E.</i>	184
6.88	<i>Perfil rms das tensões de linha no PAC - Caso E.</i>	184
6.89	<i>Espectro harmônico das tensões de linha no PAC - Caso E.</i>	184
6.90	<i>Correntes no ponto de acoplamento comum (PAC) - Caso E.</i>	185
6.91	<i>Zoom das correntes mostradas na figura 6.90, em regime - Caso E.</i>	186
6.92	<i>Zoom das correntes mostradas na figura 6.90, durante a rajada - Caso E.</i>	186
6.93	<i>Espectro harmônico da corrente no PAC, em regime, fase A - Caso E.</i>	187
6.94	<i>Espectro harmônico da corrente no PAC, durante o transitório, fase A - Caso E.</i>	187
6.95	<i>Potência ativa gerada pela turbina eólica - Caso E.</i>	188
6.96	<i>Potência reativa intercambiada no PAC - Caso E.</i>	188
6.97	<i>Tensões no ponto de acoplamento comum (PAC) - Caso F.</i>	190
6.98	<i>Zoom das tensões mostradas na figura 6.97 - Caso F.</i>	190
6.99	<i>Perfil eficaz da tensão fase-fase no PAC - Caso F.</i>	191
6.100	<i>Espectro harmônico da tensão no PAC - Caso F.</i>	191
6.101	<i>Correntes no ponto de acoplamento comum (PAC) - Caso F.</i>	192
6.102	<i>Zoom das correntes mostradas na figura 6.101 - Caso F.</i>	192
6.103	<i>Espectro harmônico da corrente no PAC - Caso F.</i>	193
6.104	<i>Potência ativa gerada pela turbina eólica - Caso F.</i>	194
6.105	<i>Potência reativa intercambiada no PAC - Caso F.</i>	194
6.106	<i>Histograma das DTT no PAC.</i>	198
6.107	<i>Histograma das DTC no PAC.</i>	198
6.108	<i>Histograma dos indicadores P_{st} encontrados no PAC.</i>	199

Lista de Tabelas

2.1	<i>Classificação dos ventos em função de sua velocidade: escala Beaufort de ventos</i>	18
3.1	<i>Quadro comparativo entre os sistemas de controle de potência por perda aerodinâmica (stall) e por ângulo de passo (pitch)</i>	45
4.1	<i>Valores do ângulo α_{ij}</i>	75
5.1	<i>Terminais para conexão do template do vento</i>	97
5.2	<i>Parâmetros de entrada do template do vento</i>	98
5.3	<i>Variável de saída do template do vento</i>	99
5.4	<i>Terminais para conexão do template do rotor eólico</i>	100
5.5	<i>Parâmetros de entrada do template do rotor eólico</i>	101
5.6	<i>Variáveis de saída do template do rotor eólico</i>	103
5.7	<i>Parâmetros de entrada do template do coeficiente de potência</i>	105
5.8	<i>Variáveis de saída do template do coeficiente de potência</i>	105
5.9	<i>Parâmetros de entrada do template do cálculo do torque</i>	106
5.10	<i>Variáveis de saída do template para o cálculo do torque</i>	107
5.11	<i>Terminais para conexão do template do gerador síncrono</i>	108
5.12	<i>Parâmetros internos da máquina síncrona</i>	109
5.13	<i>Parâmetros externos da máquina síncrona</i>	110
5.14	<i>Características de um gerador típico</i>	112
5.15	<i>Parâmetros de entrada para o template do gerador síncrono</i>	113
5.16	<i>Variáveis de saída para o template do gerador síncrono</i>	114
5.17	<i>Terminais para conexão do template do conversor de frequência</i>	116
5.18	<i>Parâmetros de entrada no template do conversor</i>	117
5.19	<i>Arquivo de saída gerado pelo simulador, com identificação das variáveis referentes ao template do conversor de frequência</i>	118
5.20	<i>Parâmetros de entrada para o template do controle do inversor</i>	119
5.21	<i>Terminais para conexão do template do transformador</i>	120
5.22	<i>Parâmetros de entrada para o template do transformador</i>	121
5.23	<i>Variáveis de saída para o template do transformador</i>	123
5.24	<i>Terminais para conexão do template da concessionária</i>	124
5.25	<i>Parâmetros de entrada para o template da concessionária</i>	125
5.26	<i>Variáveis de saída para o template da concessionária</i>	126
6.1	<i>Pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV</i>	131
6.2	<i>Terminologia aplicável aos desequilíbrios de tensão</i>	131
6.3	<i>Terminologia utilizada sobre distorções harmônicas</i>	132

6.4	<i>Valores de referência globais das distorções harmônicas totais (em porcentagem da tensão fundamental)</i>	133
6.5	<i>Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão</i> .	134
6.6	<i>Classificação das variações de tensão de curta duração</i>	135
6.7	<i>Terminologia aplicável a variações de tensão de curta duração</i>	135
6.8	<i>Terminologia aplicável a flutuação de tensão</i>	136
6.9	<i>Valores de referência para os indicadores de cintilação luminosa</i>	137
6.10	<i>Valores de referência para a função de transferência (FT)</i>	137
6.11	<i>Dados utilizados nos estudos computacionais</i>	138
6.12	<i>Estudos computacionais</i>	139
6.13	<i>Pontos de monitoramento e grandezas monitoradas</i>	141
6.14	<i>Características do WECS e rede elétrica utilizadas no Caso A</i>	142
6.15	<i>Principais harmônicas de corrente (PAC) - Caso A</i>	153
6.16	<i>Características do WECS e rede elétrica utilizadas no caso B</i>	155
6.17	<i>Características do WECS e rede elétrica utilizadas no Caso C</i>	167
6.18	<i>Características do WECS e rede elétrica utilizadas no caso D</i>	176
6.19	<i>Principais componentes harmônicas na corrente do PAC: regime permanente e transitório na fase A - Caso D.</i>	181
6.20	<i>Características do WECS e rede elétrica utilizadas no caso E</i>	183
6.21	<i>Principais componentes harmônicas na tensão do PAC - Caso E</i>	185
6.22	<i>Principais componentes harmônicas na corrente do PAC: regime permanente e transitório na fase A - Caso E</i>	187
6.23	<i>Características do WECS e rede elétrica utilizados no caso F</i>	189
6.24	<i>Principais ordens harmônicas encontradas na tensão do PAC - Caso F</i>	191
6.25	<i>Principais componentes harmônicas na corrente do PAC - Caso F</i>	193
6.26	<i>Síntese dos resultados alcançados no caso A</i>	195
6.27	<i>Síntese dos resultados alcançados no caso B</i>	195
6.28	<i>Síntese dos resultados alcançados no caso C</i>	196
6.29	<i>Síntese dos resultados alcançados no caso D</i>	196
6.30	<i>Síntese dos resultados alcançados no caso E</i>	197
6.31	<i>Síntese dos resultados alcançados no caso F</i>	197

Lista de Símbolos

E - energia cinética
 m - massa
 A - área varrida pelas pás
 ρ_{ar} - densidade do ar
 C_p - coeficiente de potência ou rendimento aerodinâmico da turbina
 P_{mec} - potência mecânica no eixo da turbina
 P_{disp} - potência disponível num dado escoamento de ar
 $cut-in$ - velocidade de entrada em operação da turbina
 $cut-out$ - velocidade de saída de operação da turbina
 v_{ad} - componente tangencial da velocidade relativa do vento
 v_{ap} - velocidade relativa do vento atuante na pá
 α - ângulo de ataque ou de incidência do vento
 β - ângulo de passo das pás do rotor
 ϕ - ângulo de escoamento
 F - vetor força
 D (*Drag*) - força de arrasto
 L (*Lift*) - força de sustentação
 N - componente da força
 T (*Thrust*) - componente da força
 n - número de pás
 c - corda a 0,7 do raio das pás
 D - diâmetro do rotor
 v_{vento} - velocidade do vento
 v_{base} - velocidade do vento média
 v_{rajada} - componente rajada do vento
 v_{rampa} - componente rampa do vento
 $v_{ruído}$ - componente ruído do vento
 K_B - constante
 T_{rajada} - período da rajada
 $t_{irajada}$ - tempo de início da rajada
 R_{MAX} - valor máximo da rajada
 RAM_{MAX} - valor máximo da rampa
 t_{irampa} - tempo de início da rampa
 t_{frampa} - tempo final da rampa
 ϕ_i - variável randômica
 $\Delta\omega$ - variação da velocidade angular
 N - números de termos considerados
 $S_V(\omega i)$ - função de densidade espectral
 K_N - coeficiente de arrasto da superfície

F - escala de turbulência
 μ - velocidade principal do vento na altura de referência
 v_{torre} - parcela do vento devido ao sombreamento da torre
 $v_{sombtor}(x, y)$ - componente do vento devido ao sombreamento da torre
 a - raio da torre de sustentação
 x - distância lateral das pás até o centro da torre
 y - distância longitudinal entre cada pá e o centro da torre
 λ - razão de velocidade na pá
 V_{pa} - velocidade linear na ponta da pá
 ω - velocidade angular da pá
 R - raio da pá
 aa', bb', cc' - enrolamentos de armadura (estator)
 FF' - enrolamentos de campo ou de excitação (estator)
 DD', QQ' - enrolamentos amortecedores (rotor)
 $[v]$ - matriz coluna das tensões
 $[i]$ - matriz coluna das correntes
 $[\lambda]$ - matriz coluna dos fluxos concatenados
 $[R]$ - matriz diagonal das resistências dos enrolamentos "a,b,c,F, D, Q"
 $[L]$ - matriz de indutâncias
 θ - ângulo entre o eixo da fase "a" do estator e o eixo "F" do rotor
 L_S e L_M - parcelas constantes da indutância própria de uma fase do estator
 L_i - parcelas constantes da indutância própria do rotor e dos enrolamentos de eixo direto e em quadratura do enrolamento amortecedor
 l_i - indutância de dispersão do enrolamento i
 M_S - parcela constante da indutância mútua entre fases do estator
 M_j - parcela constante das indutâncias mútuas entre uma fase do estator e os enrolamentos F, D e Q
 T_T - conjugado do acionamento primário (turbina eólica)
 T_e - conjugado eletromagnético
 J - momento de inércia
 i_α, i_β - componentes da corrente nos eixos rotativos α e β
 $|v|$ - módulo do vetor da tensão de referência
 C_1 - matriz de conversão
 v_P - tensão fase-neutro aplicada aos terminais do enrolamento primário
 v_s - tensão fase-neutro nos terminais do enrolamento secundário
 e_p - força contra-eletromotriz induzida no enrolamento primário
 e_s - força eletromotriz induzida no enrolamento secundário
 i_s - corrente de fase no enrolamento secundário
 i'_s - corrente do secundário referida ao primário
 i_0 - corrente de magnetização
 i_{Rm} - parcela da corrente de magnetização associada às perdas no núcleo
 i_{Lm} - parcela da corrente de magnetização associada à produção do fluxo eletromagnético
 i_P - corrente de fase no enrolamento primário
 R_p - resistência ôhmica do enrolamento primário
 R_s - resistência ôhmica do enrolamento secundário
 L_p - indutância de dispersão do enrolamento primário
 L_s - indutância de dispersão do enrolamento secundário
 R_m - resistência do ramo magnetizante, associada às perdas no ferro

L_m - indutância associada à magnetização do núcleo
 K_t - relação de transformação
 ϕ - fluxo magnético no núcleo
 N_p - número de espiras do enrolamento primário
 N_s - número de espiras do enrolamento secundário
 $[v]$ - vetores representativos das tensões terminais instantâneas
 $[e]$ - fontes ideais de tensões instantâneas
 $[i]$ - correntes instantâneas nas linhas de interconexão do sistema eólico com o barramento trifásico CA pré-existente.
 $[R_{cc}]$ - matriz diagonal das resistências
 $[L_{cc}]$ - matriz diagonal das indutâncias
 S_{CC} - potência de curto-circuito do barramento
 ϕ_{CC} - o ângulo potência de curto-circuito
AT - alta tensão
MT - média tensão
BT - baixa tensão
 FD - desequilíbrio de tensão
 DIT_h - distorção harmônica individual
 DTT_h - distorção harmônica total
 P_{st} - indicador da severidade de cintilação luminosa de curta duração
 P_{lt} - indicador da severidade de cintilação luminosa de longa duração correspondente a um valor representativo de doze amostras consecutivas de P_{st}
FT - fator de transferência

Capítulo 1

INTRODUÇÃO GERAL

1.1 Considerações iniciais

A busca por soluções que objetivem resolver de forma harmoniosa questões tais como crescimento populacional, aumento das atividades produtivas, queima de combustíveis fósseis e seu alto preço, desmatamentos, preservação do meio ambiente, dentre outros, torna-se de difícil equacionamento, se não impossível, caso não sejam tomadas medidas de naturezas diversas visando a manutenção das condições de habitabilidade do planeta.

Voltando o foco especificamente para o campo da energia necessária para a viabilização das atividades supra mencionadas, constata-se que, muitas nações, têm adotado medidas que visam limitar ou até mesmo eliminar o atual nível de degradação do planeta. Exemplo disso é o protocolo de Kioto, estabelecido em 1997, que tem como meta maior a redução da emissão de gases poluentes na atmosfera terrestre.

Algumas das medidas tomadas, obrigatoriamente devem trilhar o caminho da busca por fontes alternativas de energia, limpas e renováveis. Nesse particular, a energia eólica vem despontando-se como uma das mais promissoras, em função de aspectos diversos, dentre os quais destacam-se:

- Tempo para implantação do projeto muito menor do que para usinas térmicas, nucleares e hidráulicas;
- Custos de implantação e operação reduzidos, comparativamente às tecnologias convencionais utilizadas para esta finalidade;
- É uma fonte de energia segura e renovável;

- Reduzida manutenção dos sistemas;
- Baixo impacto ambiental;
- Compatibilidade com a utilização do solo para outras atividades, tais como a pecuária, agricultura, etc.

Adicionalmente às características/vantagens acima mencionadas, pode-se incluir o fato de a energia do vento ser uma fonte de energia disponível em todo o planeta, embora com variações de intensidade ao longo do ano, dependendo da localização geográfica e também das estações do ano. O Brasil não foge a esta regra. Possui uma localização privilegiada, com milhares de quilômetros de litoral, locais estes que contam com ventos de maior intensidade e durante a maior parte do ano. Dados do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro apontam que o potencial eólico real no Brasil é da ordem de 30 GW, desconsideradas áreas urbanas e de proteção ambiental, sendo que 7.032 MW já foram autorizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL [1].

Sob o aspecto técnico, também se verificam alguns fatores que contribuíram para o crescimento da utilização da energia eólica para a produção de eletricidade, dentre os quais pode-se destacar os seguintes:

- Desenvolvimento de novos materiais, o que possibilitou a construção de pás para rotores eólicos mais leves, resistentes e baratas;
- Desenvolvimento de novos dispositivos de eletrônica de potência, que permitiu a fabricação de sistemas eólicos de maior potência, tornando-os atrativos para a interligação com os sistemas elétricos;
- Desenvolvimento de novas técnicas de controle, no tocante ao controle da potência extraída do vento, da potência ativa injetada ao sistema elétrico e reativa intercambiada com o mesmo;
- Experiência e domínio das diversas tecnologias utilizadas em sistemas eólicos;
- Utilização de sistemas eólicos de velocidade variável, em particular os dotados de geradores síncronos, que além de otimizar a extração de potência, provocam impactos menores às redes elétricas;
- Redução de custos, em parte, devido aos motivos anteriormente mencionados.

O conjunto de aspectos abordados, proporcionou as condições basilares para que se estabelecesse a viabilidade econômica do uso da energia eólica alcançado nas últimas décadas. Aspectos de ordem econômica também tiveram influência no crescimento de outras fontes energéticas. Um exemplo prático disso é o aumento de preços sofrido pelo petróleo, principal combustível fóssil, notadamente a partir da década de 1970, que certamente motivou governos, instituições de pesquisa e setor produtivo a investir em novas fontes energéticas. Resultado de tudo isso é que as fontes alternativas ou renováveis de energia são hoje uma realidade, que, gradativamente, estão sendo incorporadas às matrizes energéticas de países do mundo todo [1], [2], [3] e [4].

É nessa perspectiva que encontra sustentação a presente, ou seja, no sentido de contribuir para o processo da consolidação do uso das fontes alternativas. Dentre uma grande gama de necessidades impostas pelo uso de novas formas de geração de energia elétrica, destaca-se, sobremaneira, a necessidade de ferramentas computacionais. Estas, como em outras áreas da engenharia, permitiriam o conhecimento dos mais distintos aspectos correlacionados com a operação da geração eólica propriamente dita, assim como também da interação com o sistema elétrico de conexão. O modelo e programa desenvolvidos, alicerçados em técnicas no domínio tempo, permitem a realização de investigações de naturezas diversas, seja para a condição de regime permanente, transitória ou dinâmica. Neste particular, as diretrizes desta tese ganham importância ainda maior, se levada em consideração a carência de ferramentas computacionais para a avaliação de desempenho desta emergente fonte de energia, particularmente, a tecnologia de velocidade variável que faz uso de geradores síncronos, ou como é também conhecido “conceito alemão”. De fato, muito embora os reconhecidos avanços e domínios tecnológicos atrelados a esta fonte alternativa, nota-se, na atualidade, grandes lacunas ainda a serem preenchidas. Este é o caso, por exemplo, da vinculação entre a operacionalidade das unidades eólicas e os respectivos sistemas elétricos de conexão, quando o assunto qualidade da energia é focado. Esta sub-área de conhecimentos ainda é embrionária e merecedora de destaque, fato este que norteou a essência desta pesquisa. Esta situação fica notadamente reforçada quando as usinas eólicas são conectadas em pontos das redes elétricas considerados fracos. Isto posto fica evidenciado que o produto desta tese constitui-se numa ferramenta potencial para estudos prospectivos da expansão de sistemas elétricos. Cita-se, a título de exemplo, que estudos computacionais poderão ser conduzidos, ainda na fase de planejamento da expansão do parque

gerador brasileiro, permitindo antever possíveis problemas resultantes da inclusão de novas fontes energéticas. Da mesma forma, sistemas já em operação poderão ser beneficiados, através do estudo das atuais condições operativas, na busca de possíveis formas de mitigar algumas deficiências, seja do ponto de vista da legislação vigente e os limites por ela estabelecidos, ou até mesmo em função de situações de risco para as próprias unidades geradoras ou para a continuidade, com qualidade, do produto fornecido: a energia elétrica, [5], [6], [7] e [8].

1.2 O contexto da presente tese

A tendência de uso da energia dos ventos encontra-se em franco crescimento em muitos países do mundo, seja para o atendimento das demandas emergentes ou como substituto das fontes tradicionais. Atualmente são comuns, em muitos países da Europa e Estados Unidos, paisagens mostrando uma grande quantidade deste tipo de sistemas em operação, e como já mencionado, com peso significativo e crescente em suas matrizes energéticas.

No Brasil, igualmente, a energia elétrica proveniente de aproveitamentos eólicos já faz parte de sua realidade. Os recursos energéticos decorrentes do vento vêm apresentando uma participação cada vez maior na matriz energética nacional. Esta situação consolidou-se nos últimos anos com a criação de um projeto de Estado, no sentido de aumentar a participação das fontes alternativas de energia em geral e da energia eólica em particular, na matriz energética brasileira. São mais de 1.400 MW de energia eólica contratados, a serem instalados em diversas regiões do país, tendo como data prevista para entrar em operação o ano de 2007, como um produto direto do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA, criado em 2002 pelo Governo Federal [1]. Todavia, já como resultado do PROINFA, as centrais eólicas de Rio do Fogo no Estado do Rio Grande do norte e Osório, no Rio Grande do Sul, encontram-se em operação.

Contudo, e apesar da importância crescente desta fonte de energia no cenário elétrico brasileiro, constata-se uma carência muito grande de informações sobre as tecnologias atualmente em operação, sobre as tendências mundiais com respeito à filosofia de projeto utilizada, relação custo - benefício, além de outros. A lacuna a respeito de dados reais sobre sistemas eólicos, também atinge as medições de campo, que pratica-

mente inexistem para algumas topologias existentes. Esta última observação aplica-se tanto a fabricantes como a centros de pesquisa.

É nesse contexto que a presente tese se insere, ou seja, no sentido de suprir a falta de ferramentas de estudo de sistemas eólicos, em particular da tecnologia conhecida como conceito alemão, dotada de geradores síncronos, pois, sobre esta topologia a comunidade científica carece de informações precisas sobre suas características construtivas. Todavia, para outros conceitos de turbinas eólicas, tais como o denominado conceito dinamarquês, o qual utiliza geradores do tipo assíncrono, é possível encontrar-se, com maior facilidade, informações técnicas e até mesmo parâmetros dos dispositivos utilizados.

1.3 O estado da arte sobre sistemas de conversão de energia eólica

Esta seção sintetiza o levantamento bibliográfico sobre o atual nível científico e tecnológico em que se encontram os temas correlacionados com a pesquisa aqui apresentada e estabelece o estado da arte sobre o assunto.

Os fatores abordados na parte introdutória deste capítulo evidenciam a relevância crescente que as fontes alternativas vem assumindo, em particular os aproveitamentos eólicos, o que explica o grande número de documentos produzidos no mundo acadêmico e científico sobre esta área do conhecimento. A título de exemplo, pela sua representatividade e abrangência, podem-se citar algumas origens para as publicações consultadas que, ao longo dos últimos 20 anos, foram responsáveis pela divulgação dos avanços atrelados com o tema aqui contemplado. Dentre elas pode-se citar:

- IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers;
- EWEA - European Wind Energy Association, além de várias outras associações em diversos países da Europa, Estados Unidos, dentre outros;
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica;
- CBEE - Centro Brasileiro de Energia Eólica.

Organismos internacionais têm realizado estudos e definido normas que estabelecem as condições mínimas que devem ser respeitadas para a conexão de turbinas eólicas.

A norma IEC 61400-21 [9] estabelece uma metodologia que assegure consistência e precisão na medida e avaliação das características da qualidade da energia de turbinas eólicas conectadas à rede elétrica. Nesse sentido, o termo qualidade da energia inclui aquelas características das turbinas eólicas que influenciam a qualidade da tensão da rede à qual as turbinas eólicas estão conectadas.

A norma ANSI/IEEE Std. 1021 [10] contribui no sentido de se alcançar uma melhor compreensão das responsabilidades e exigências daqueles envolvidos com a interconexão de pequenos sistemas de conversão de energia elétrica (SWECS - *small wind energy conversion system*) a uma concessionária de energia.

A recomendação prática IEEE/ANSI Std. 1094 [11] contém informações de projeto e procedimentos para a interconexão de múltiplas turbinas eólicas (uma usina de geração de um parque eólico) com uma concessionária de energia. Trata ainda, de assuntos relacionados à interface do sistema elétrico entre a concessionária e as turbinas eólicas individuais. Esta norma também fornece recomendações práticas para sistemas de monitoramento, sistemas de proteção e operações seguras para pessoas e equipamentos.

A norma IEC 61000-4-30 [12] define os métodos para medição e interpretação de resultados dos principais indicadores utilizados para aferir a qualidade da energia elétrica dos sistemas de suprimento elétrico. A norma define os principais termos utilizados em sistemas elétricos de potência e em estudos focados na qualidade da energia elétrica. Valores de referência para afundamentos de tensão, elevações de tensão, flutuações de tensão e distorções harmônicas são estabelecidos no documento.

Adicionalmente, uma série de eventos científicos nacionais e internacionais e investigações feitas em centros de pesquisa do país e do mundo também têm contribuído decisivamente para melhor consubstanciar o tema focado na presente pesquisa.

Tendo em vista que a geração de energia elétrica, a partir da energia cinética existente no ar, resulta da interação deste fluido com o rotor da turbina eólica propriamente dita, a descrição do Estado da Arte é apresentada, para estes dois elementos envolvidos no processo de geração, ou seja, o vento e o aerogerador.

Nessa linha de ação, esta fase dos trabalhos inicia-se pela abordagem da fonte primária de energia, o vento, e a sua correspondente representação matemática e computacional. Vale ressaltar, que as diferentes modelagens citadas na seqüência, cumprem funções em estudos de naturezas diversas, função das faixas de frequências envolvidas, motivo pelo que não é possível estabelecer termos comparativos.

Parcela significativa das fontes pesquisadas adota como modelo matemático aquele proposto por [13]. Nesta referência, o sinal de vento é formado por quatro componentes, que somadas, originam um sinal com características encontrados em ventos reais. A formulação seguida por este modelo, introduz um valor médio ou base, acrescido de turbulências do tipo rampa e rajada, com duração e amplitudes ajustáveis pelos parâmetros de entrada. O modelo contém, ainda, uma componente denominada de ruído, cuja finalidade é justamente a de levar em consideração as aleatoriedades inerentes dos ventos.

A referência [14] apresenta um modelo de vento por meio de duas parcelas. Uma delas de valor médio, considerada como sendo a parte determinística e, a outra, uma turbulência considerada como sendo a parte estocástica do vento. A parte determinística, nesta modelagem, é mantida constante durante um tempo de 10 minutos, enquanto que a parte representativa da turbulência é variável com o tempo.

Uma outra metodologia para representação dos ventos envolve a estimativa de características do vento pela abordagem conhecida como “*measure-correlate-predict*”, ou “medir-correlacionar-prever”, ou simplesmente “MCP” [15]. A abordagem de estimativa do vento por MCP consiste em medir o vento num determinado local “alvo”, em um período chamado “período de dados concomitantes”, relacioná-lo, daí correlacionar, com o vento medido em um local vizinho chamado “referência” nesse mesmo período. E por fim, estimar ou “prever” o vento no local alvo, em um outro período, chamado “período de estimativa”. Isto é feito a partir da aplicação da relação anteriormente obtida ao vento medido na “referência”, no mesmo período, e durante o qual o vento no local alvo não foi medido.

Salienta-se, que muito embora outros modelos permitam representar de forma próxima os ventos, nesta tese optou-se por utilizar primeiro modelo apresentado, pelo fato de possibilitar a obtenção de sinais de vento, computacionais, com características que se assemelham bem a escoamentos reais.

A potência que pode ser extraída de um dado escoamento de ar é abordada em [16], [17] e [18]. A metodologia utilizada faz uso de uma expressão universalmente aceita, que leva em consideração a área varrida pelas pás, a densidade do ar, a velocidade do vento e a eficiência da turbina.

Sistemas de conversão de energia eólica ou WECS (*Wind Energy Conversion System*) existem com tecnologias diferentes e princípios operativos igualmente distintos.

Atualmente, em função de uma série de desvantagens, principalmente do baixo rendimento, elevados esforços a que ficam submetidas em cada revolução e necessidade de dispositivo auxiliar para a partida, as turbinas eólicas de eixo vertical não se encontram em escala comercial. Assim sendo, pesquisas e desenvolvimentos foram interrompidas desde a década de 1980 [5] e [19]. O domínio das unidades eólicas atualmente em operação, portanto, são aquelas de eixo horizontal [4], [5], [20] e [21].

Com respeito a velocidade de operação podem ser encontrados aerogeradores de velocidade constante e de velocidade variável. O primeiro tipo utiliza como gerador elétrico exclusivamente máquinas de indução com rotor em gaiola de esquilo [22] e [23].

Sistemas eólicos de velocidade variável, os quais se enquadram no escopo desta tese, podem operar tanto com máquinas de indução de dupla alimentação (DFIG - *Double Feed Induction Generator*) ou com máquinas síncronas, de rotor bobinado ou de ímã permanente [20] e [24].

Neste ponto é importante destacar que, para turbinas eólicas de velocidade variável que fazem uso de máquinas de indução, as referências [25], [26], [27] e [28] abordam aspectos da modelagem dos dispositivos e apresentam análises operativas do ponto de vista da qualidade da energia gerada por este tipo de sistema. Aspectos referentes à estabilidade do sistema de conexão são tratados em [6], [8] e [29].

Geradores síncronos utilizados em turbinas eólicas podem ser do tipo rotor bobinado ou aqueles de ímã permanente [30]. A referência [31] aborda aspectos da modelagem e de desempenho de aerogeradores dotados de ambos tipos de máquinas síncronas.

A referência [8], apresenta uma análise comparativa detalhada entre máquinas síncronas e assíncronas para aplicações em geração distribuída. Os impactos desses geradores sobre o desempenho dos sistemas de distribuição são determinados e comparados por meio de simulações computacionais.

A referência [5] faz uma abordagem ampla sobre os diversos aspectos relacionados com a energia eólica. O documento apresenta uma classificação dos diversos tipos de aerogeradores atualmente em operação, em função de suas características tecnológicas e operacionais. São apresentados os principais aspectos das normas utilizadas para aferir a qualidade da energia elétrica gerada, os procedimentos para medição da energia elétrica e ainda os procedimentos para conexão de sistemas eólicos às redes elétricas. Esta última questão foca a realidade dos países que atualmente apresentam parques eólicos de grande porte. Em sua parte final, o livro aborda aspectos voltados para a

modelagem de aerogeradores.

Uma necessidade surgida com o aumento da potência individual das turbinas eólicas e conseqüentemente de parques eólicos, diz respeito a suportabilidade que este tipo de geração deve apresentar quando submetidos a afundamentos de tensão no ponto de conexão, devido a faltas ocorridas nos sistemas de potência [5], [7], [32], [33] e [34]. Esta característica tecnológica dos aerogeradores, conhecida como *Transient Fault Ride Through* e também *Low Voltage Ride Through*, começou a ser exigida para novas unidades de geração eólica, a partir de 2002, como forma de evitar a sua desconexão dos sistemas elétricos durante e após a ocorrência de faltas, contribuindo dessa forma com a manutenção das condições operativas e segurança dos sistemas interligados, em termos de estabilidade de tensão e frequência.

Salienta-se que o foco desta tese é a modelagem de turbinas eólicas dotadas de geradores síncronos multipólos [4] e [35]. Após exaustiva pesquisa bibliográfica realizada, constatou-se que existe uma carência muito grande de estudos sobre este tipo de sistema de conversão eólico, aferido pelo inexpressivo resultado de estudos focando sistemas como o proposto nesta tese. Praticamente não foram encontradas referências que foquem este conceito de turbina eólica, que pode ser considerado um tipo especial, principalmente no que se refere aos dados construtivos do aerogerador.

No que tange aos equipamentos a jusante do gerador, estes são tradicionais e por tais motivos não são aqui discutidos em maiores detalhes. Suas constituições físicas e operacionais serão devidamente contemplados quando de sua inserção nos modelos a serem estabelecidos.

Diante desses fatos, este trabalho está direcionado para o desenvolvimento matemático e respectiva implementação computacional de um sistema de conversão de energia eólica, a velocidade variável, dotado de um gerador síncrono multipólos [4], [16], [36], [37], [38] e [39].

1.4 As contribuições desta tese

As principais contribuições do trabalho proposto se resumem em:

- Propor, adaptar e implementar a modelagem matemática dos distintos subsistemas que compõem o sistema de conversão eólico enfocado, com destaque aos seguintes componentes: fonte primária, o vento, rotor eólico e respectivo con-

trole das pás, gerador síncrono, conversor de frequência e controles utilizados, transformador elevador e o equivalente da rede elétrica.

- Desenvolvimento de um programa computacional utilizando técnicas de modelagem no domínio do tempo para a representação de sistemas eólicos de velocidade variável, em consonância com o conceito alemão, dominante no Brasil e com fortes perspectivas de crescimento no cenário mundial. O produto final obtido, preenchendo lacunas existentes de ferramentas computacionais de análise atualmente disponíveis, através dos modelos e plataformas computacionais empregados, viabiliza a realização de estudos transitórios e de regime permanente de parques eólicos e respectivos sistemas de interligação, como requerido pelos procedimentos de acesso de novas instalações de geração (ONS e ANEEL).
- Realização de estudos sobre a correlação Qualidade da Energia Elétrica e Parques Eólicos, preenchendo carências de ferramentas de análise e informações sobre os impactos da operação conjunta de parques eólicos e redes elétricas sob condições ideais e não ideais de funcionamento.

1.5 A estrutura da tese

Para alcançar os objetivos propostos, além deste capítulo introdutório, esta tese está estruturada pelos seguintes capítulos:

CAPÍTULO II: ENERGIA EÓLICA - PRINCÍPIOS GERAIS

Este capítulo aborda os conceitos básicos sobre a fonte primária de energia, o vento, e a energia cinética por ele transportada. Nesse sentido, o capítulo aborda, além dos tópicos mencionados, os cálculos energéticos básicos decorrentes de um escoamento de ar e as diferentes formas de aplicação de sistemas eólicos, destacando-se as principais características de cada uma das topologias existentes, quanto à sua forma de operação frente aos sistemas de potência.

CAPÍTULO III: ARRANJOS TÍPICOS PARA OS SISTEMAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA

Este capítulo tem por objetivo abordar os principais aspectos tecnológicos relacionados com sistemas de conversão de energia eólica atualmente em operação ou WECS (*Wind Energy Conversion System*), como são amplamente conhecidos. É feita uma classificação de sistemas eólicos em função de aspectos construtivos e de operação dos mesmos e apresentadas as formas utilizadas para efetuar o controle da potência aerodinâmica extraível do vento. Na sequência, são descritas as principais topologias existentes de turbinas eólicas, em função de suas características tecnológicas e operativas. Encerra-se o capítulo analisando os principais aspectos envolvidos na interconexão com a rede elétrica.

CAPÍTULO IV: CARACTERIZAÇÃO DO WECS A SER UTILIZADO NOS ESTUDOS E MODELAGEM MATEMÁTICA

O presente capítulo é destinado à caracterização da topologia utilizada na presente tese, bem como à apresentação dos desenvolvimentos matemáticos de cada um dos sub-sistemas que formam o WECS enfocado. Nessa direção, a modelagem matemática do aerogerador é iniciada pelo modelo do vento e concluída no ponto de conexão entre os sistemas eólico e rede elétrica.

CAPÍTULO V: IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL DO SISTEMA DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA NO SIMULADOR *SABER*

Esta etapa dos trabalhos trata da implementação computacional dos modelos matemáticos que compõem o sistema de conversão de energia eólica sob investigação (WECS), desenvolvidos no Capítulo 4. Tendo em vista que a ferramenta desenvolvida permitirá a realização de estudos de naturezas diversas, de regime permanente e transitório, as representações das distintas unidades componentes do arranjo utilizam técnicas no domínio do tempo e são direcionadas para o pacote computacional *Saber*.

CAPÍTULO VI: ESTUDOS COMPUTACIONAIS DO DESEMPENHO DO MODELO IMPLEMENTADO

Este capítulo destina-se à realização de investigações computacionais com o modelo do sistema de conversão de energia eólica implementado. Na parte inicial do capítulo são introduzidas as principais definições e valores de referência estabelecidos no âmbito do PRODIST, referentes à qualidade de energia elétrica no ponto de conexão entre os sistemas eólico e equivalente da rede elétrica. São descritos seis casos estudados computacionalmente, elucidativos do desempenho do complexo elétrico enfocado. Iniciam-se os estudos considerando uma condição de vento calmo, o qual é denominado de caso base, apresentando apenas as componentes base e ruído. Na sequência, de forma isolada, são impostas turbulências do tipo rajada e sombreamento da torre, verificando-se o impacto sobre o desempenho das tensões, correntes e potências ativa e reativa nos distintos pontos observados e, portanto, a sua correlação com os indicadores utilizados para aferir a qualidade da energia elétrica. No segundo conjunto de casos apresentado, o foco dos estudos está voltado para avaliar a influência da operação conjunta da turbina eólica e rede elétrica, quando esta última apresenta comprometimento do padrão de qualidade. Nesse sentido, são simuladas situações para uma rede elétrica apresentando desequilíbrios, distorções harmônicas e afundamentos monofásicos de tensão, extraíndo-se os indicadores correspondentes, de maneira a possibilitar o estabelecimento de termos comparativos com os casos anteriores e também com os valores de referência estabelecidos nos documentos normativos. O capítulo é encerrado com uma síntese dos casos estudados.

CAPÍTULO VII: CONCLUSÕES FINAIS

Constituindo a etapa final, este capítulo apresenta as principais discussões e conclusões da tese como um todo, as contribuições relevantes, bem como sugestões vislumbrando trabalhos futuros a partir dos desenvolvimentos alcançados.

Capítulo 2

ENERGIA EÓLICA - PRINCÍPIOS GERAIS

2.1 Considerações iniciais

O insumo primário em sistemas de conversão de energia eólica é o vento. Aproveitamentos que utilizem deste energético, portanto, exigem o conhecimento de aspectos diversos que venham a assegurar a viabilidade técnica, econômica e ambiental de um determinado empreendimento. Dentre os principais fatores que devem ser observados pode-se citar: o processo envolvido na geração dos ventos; identificação de locais potencialmente aproveitáveis e definição do melhor ponto para se construir uma turbina ou parque eólico; a operação do sistema eólico dar-se-á de forma isolada ou integrado à rede elétrica; entre outros, que exigem conhecimentos técnicos aprofundados em diversos campos do conhecimento humano.

Nesse sentido, e com o intuito de estabelecer uma base conceitual sobre o vento e a energia cinética por ele transportada, este capítulo aborda, além dos tópicos mencionados, os cálculos energéticos básicos decorrentes de um escoamento de ar e as diferentes formas de aplicação de sistemas eólicos, destacando as características principais de cada uma das topologias existentes, quanto a sua forma de operação frente aos sistemas de potência, ou seja, isolados, híbridos ou interligados a rede elétrica.

Encerra-se o capítulo apresentando o potencial da energia eólica no Brasil.

2.2 Geração dos ventos

A energia eólica é uma das formas de energia provenientes do Sol, uma vez que os ventos são gerados pelo aquecimento não uniforme da superfície terrestre. A atmosfera terrestre desempenha um papel fundamental no processo de formação dos ventos, pois é nela que ocorrem as mudanças que influenciam o clima e os ventos, de forma diferenciada no tempo e no espaço, causando também aquecimentos não homogêneos da superfície terrestre [40]. Este processo de aquecimento diferenciado deve-se à orientação dos raios solares e também aos movimentos da Terra, fazendo com que as regiões tropicais sejam mais aquecidas que as regiões polares.

O ar quente que se encontra nas baixas altitudes das regiões tropicais tende a subir, sendo substituído por uma massa de ar mais frio que se desloca das regiões polares. Estes deslocamentos de massas de ar determinam a formação dos ventos. Devido ao mecanismo descrito, existem lugares na terra onde os ventos jamais cessam. Estes são chamados ventos planetários ou constantes.

De outro lado, devido à inclinação do eixo da terra em relação ao plano de sua órbita em torno do sol, surgem as variações sazonais na distribuição de radiação recebida na superfície terrestre, resultando em variações sazonais na intensidade e duração dos ventos, formando assim os ventos continentais ou periódicos que compreendem as monções e as brisas [41].

As monções são ventos periódicos que mudam de direção a cada estação do ano, ou seja, elas atuam em um sentido em uma certa estação e em sentido contrário em outra estação. Enquanto que as brisas surgem devido as diferentes capacidades de refletir, absorver ou emitir o calor recebido do sol, característica intrínseca de cada tipo de superfície como mares e continentes, sendo, portanto, ventos periódicos que sopram do mar para o continente e vice-versa, dependendo da elevação da temperatura ou resfriamento de uma superfície em relação a outra.

Além dos processos anteriormente descritos para a geração dos ventos, existem ainda os originados por outros mecanismos mais específicos, como os observados em vales e montanhas, que são devidos à circulação do ar quente, que ascende durante o dia, sendo substituído pelo ar frio que desce. No período noturno verifica-se o processo inverso [40].

De uma forma geral, os movimentos das massas de ar ocorrem de forma turbu-

lenta, sendo caracterizados, simplificadaamente, por um valor médio acrescido de uma flutuação [19].

Outro parâmetro importante a ser analisado é a direção do vento, pois este está sujeito a mudanças freqüentes, que indicam situações de rajadas. Além disso, a direção dos ventos pode ser orientativa na escolha da melhor localização das turbinas em um parque eólico.

2.2.1 Estrutura do vento

Conforme mencionado, a velocidade e a direção do vento estão constantemente variando no tempo. Para efetuar o aproveitamento energético de um local é necessário realizar estudos durante um longo período de tempo, para analisar o seu comportamento, evitando assim a obtenção de resultados imprecisos.

O vento, assim como outros sinais de uso comum em engenharia, pode ter a sua representação no domínio do tempo e no domínio da freqüência. Para os casos em que a representação é feita da última forma mencionada, a qual é obtida a partir de um número significativo de registros da velocidade do vento (pelo menos um ano), dá-se o nome de densidade espectral de energia [19].

Outro fato merecedor de destaque é a turbulência atmosférica. Esta afeta a conversão de energia, principalmente devido às variações na direção do vento, porém, seu impacto mais significativo se observa nos esforços aos quais a turbina eólica fica submetida, sendo um fator que deve ser considerado no projeto de tal aproveitamento energético [40].

A variabilidade do vento, fonte primária, significa que a potência elétrica resultante da conversão também poderá ser flutuante, porém, numa gama de freqüências mais estreita, pois a turbina atua como um filtro passa-baixa, devido à elevada inércia do rotor eólico. Além disso, existem diversas técnicas de conversão (configurações), que visam o amortecimento das flutuações na potência de saída. O caráter aleatório do comportamento do vento torna obrigatório o uso de técnicas que descrevam estatisticamente essa variação, principalmente quando for necessária a sua modelagem matemática [19]. Esta questão será tratada oportunamente nesta tese.

Outros aspectos que possam influenciar o escoamento do vento devem ser devidamente avaliados quando se pretende instalar um aproveitamento de energia eólica. Dentre os principais destacam-se:

- **Obstáculos** → têm uma influência significativa na diminuição da velocidade do vento, e ainda são fontes de turbulência na sua vizinhança. Normalmente, consideram-se obstáculos: edifícios, árvores, formações rochosas, etc. O escoamento do vento é afetado no espaço que envolve o obstáculo, mas, a zona turbulenta criada, pode atingir até três vezes a altura do mesmo, sendo mais intensa na parte de trás deste, como mostrado na figura 2.1. Sempre que um obstáculo se encontre a uma distância inferior a 10 vezes a altura da torre (aproximadamente 1 km) do Sistema de Conversão de Energia Eólica (WECS - *Wind Energy Conversion System*), medido segundo uma das direções predominantes do vento, eles devem ser considerados no projeto de instalação da turbina [19].

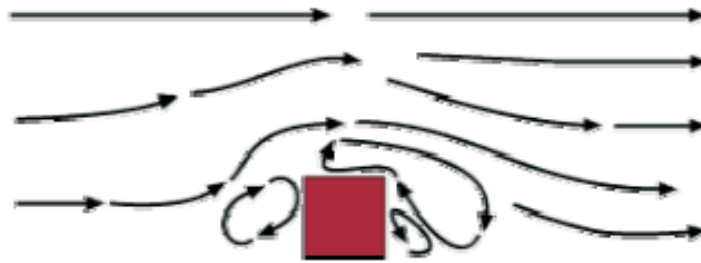


Figura 2.1: *Escoamento na zona envolvente de um obstáculo.*

Fonte: <http://enerp4.ist.utl.pt/ruicastro>, acessado em 04/08/2005.

- **Sombreamento da torre** → Variações da potência ativa ou reativa gerada por turbinas eólicas podem provocar oscilações de tensão [5]. Flutuações da potência ativa podem ter causas diversas. Uma delas é o fenômeno conhecido como sombreamento de torre [42], que nada mais é do que a interferência, ou desvio do vento que incide nas pás, causada pela própria torre, toda vez que estas passam em frente à estrutura de sustentação. Ou seja, para uma turbina eólica de três pás, por exemplo, o fenômeno ocorrerá três vezes por rotação, ocasionando, durante sua passagem, um decréscimo do conjugado mecânico extraído do vento (e conseqüentemente da potência), conforme ilustra a figura 2.2, que pode atingir valores da ordem de 20% [43]. O fenômeno do sombreamento da torre é mais severo em geradores eólicos que possuem hélices na parte posterior da cabine do gerador [38] e [44], sendo também mais crítico em sistemas eólicos de velocidade fixa [5]. Para o caso de aerogeradores de velocidade variável, as variações são amortecidas e não afetam a potência de saída. Esta situação se traduz numa geração de *flicker* menor do que para o caso dos sistemas de velocidade fixa.

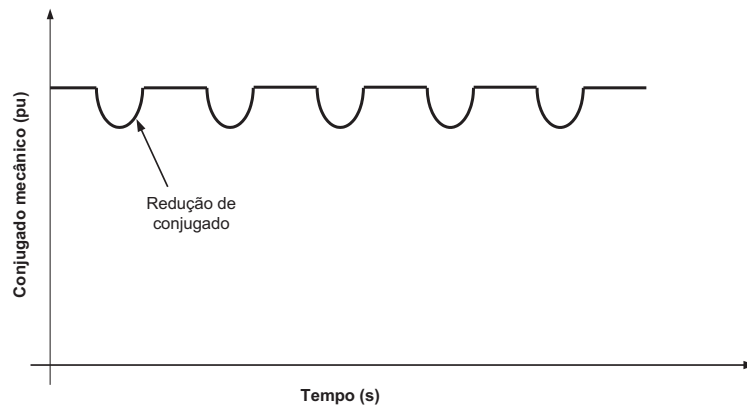


Figura 2.2: Ilustração do fenômeno de sombreamento de torre.

- **Efeito esteira** → uma vez que a turbina eólica produz energia mecânica a partir da energia cinética do vento incidente, o vento que “saí” da turbina tem um conteúdo energético inferior àquele que “entrou”. E ainda, na parte de trás da turbina, forma-se uma esteira de vento turbulento devido à ação das pás, e com velocidade reduzida, como indicado na figura 2.3. É por esta razão, que a colocação das turbinas eólicas em um parque eólico deve ser efetuada de maneira criteriosa. É comum espaçar de uma distância entre 5 a 9 vezes o diâmetro do rotor eólico na direção preferencial do vento e entre 3 a 5 vezes o diâmetro na direção perpendicular [19].



Figura 2.3: *Efeito esteira*.

Fonte: <http://enerp4.ist.utl.pt/ruicastro>, acessado em 04/08/2005.

No mar, a ausência de obstáculos, faz com que a rugosidade superficial (ondulação do terreno) apresente valores muito baixos. Dessa forma, a variação da velocidade do vento com a altura é igualmente pequena, e isto conduz à dispensa de torres elevadas. Além disso, a ausência de turbulências se traduz numa maior vida útil das turbinas.

Essas características do vento marítimo, tornam os aproveitamentos no mar (*offshore*), alternativas bastante atraentes [3].

A camada atmosférica que se estende até uma altura de 100 metros acima do solo é conhecida como camada superficial ou “logarítmica”, sendo esta a região de interesse para as turbinas eólicas. Nesta zona, a topografia do terreno e a rugosidade do solo condicionam fortemente o perfil de velocidades do vento, que pode ser adequadamente representado pela lei logarítmica de Prandtl [19].

2.2.2 Classificação dos ventos

A tabela 2.1 apresenta a escala de Beaufort de vento. Esta escala foi imaginada no século XIX pelo almirante inglês Sir Francis Beaufort (1774-1857) [45]. Originalmente essa classificação tinha a finalidade de qualificar ventos no mar pelos seus efeitos sobre os navios à vela e o aspecto das ondas. Posteriormente, a escala foi adaptada para uso também em terra, estabelecendo relação com os efeitos do vento sobre a fumaça, árvores e edifícios.

Tabela 2.1: *Classificação dos ventos em função de sua velocidade: escala Beaufort de ventos*

Velocidade do vento à altura de 10 metros sobre a superfície do solo		Escala de Beaufort dos ventos	Classificação
[m/s]	[km/h]		
0,0 - 0,4	< 1	0	Calmo
0,4 - 1,8	1 a 5	1	Ar suave
1,8 - 3,6	6 a 11	2	Brisa suave
3,6 - 5,8	12 a 19	3	Brisa
5,8 - 8,5	20 a 28	4	Brisa Moderada
8,5 - 11	29 a 38	5	Brisa fresca
11 - 14	39 a 49	6	Brisa forte
14 - 17	50 a 61	7	Próximo de temporal
17 - 21	62 a 74	8	Temporal
21 - 25	75 a 88	9	Temporal forte
25 - 29	89 a 102	10	Tempestade
29 - 34	103 a 117	11	Tempestade violenta
>34	>117	12	Furacão

Fonte: World Meteorological Organization:
<http://www.crh.noaa.gov/lot/webpage/beaufort/>, acessado em 4/08/2005.

2.3 Cálculos energéticos: energia e potência extraída do vento

A condição necessária para que possa se aproveitar a energia contida no vento é a existência de um fluxo contínuo e razoavelmente forte. Turbinas eólicas em geral operam dentro de uma faixa de velocidade de vento definida, normalmente entre 3 e 12 m/s [4]. Para velocidades do vento acima do limite superior, o sistema manterá a potência de saída num valor máximo ou nominal do WECS [4]. O controle do valor máximo da potência de saída depende do tipo de conversor eólico utilizado, se de velocidade fixa ou variável, e conseqüentemente, do tipo de controle utilizado para tal fim, conforme será mostrado ao longo deste capítulo [46], [47] e [48].

2.3.1 Energia disponível no vento

A energia disponível no vento, como já mencionado, é a energia cinética associada a um escoamento de ar de massa m_{ar} (kg), que se desloca a uma velocidade v_{vento} (m/s), conforme mostra a figura 2.4, e é dada pela expressão 2.1 [49], [50] e [51].

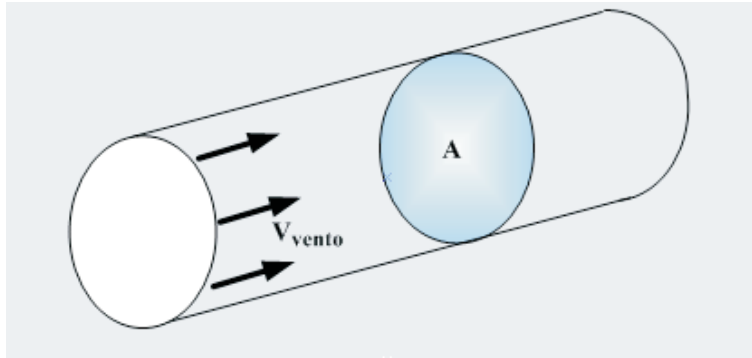


Figura 2.4: Fluxo de uma massa de ar com velocidade v_{vento} através da seção transversal A de um tubo (correspondente ao diâmetro do rotor de uma turbina eólica). Fonte: Revista Ciência Hoje, agosto de 2003, vol. 33, nº 196.

$$E = \frac{1}{2} m_{ar} v_{vento}^2 \quad (2.1)$$

A coluna de ar, ao atravessar a seção plana transversal, A (m^2), varrida pelas pás da turbina, desloca uma massa de ar por unidade de tempo dada por $\rho_{ar} A v_{vento}$ (kg/s), sendo ρ_{ar} a densidade do ar, com valor igual a $1,225 \text{ kg}/m^3$, em condições de pressão e temperatura normais, ou seja, com pressão padrão ao nível do mar e à temperatura de

25°C [5]. No caso das temperaturas de grande parte do território brasileiro, correções para a densidade do ar local são necessárias.

A partir da energia disponível no vento pode-se determinar a correspondente potência, em Watts, sendo esta proporcional ao cubo da velocidade do vento [4] e [52], isto é, uma relação polinomial, como pode ser observado na equação 2.2.

$$P_{disp} = \frac{1}{2}(\rho_{ar}Av_{vento})v_{vento}^2 = \frac{1}{2}\rho_{ar}Av_{vento}^3 \quad (2.2)$$

A expressão anterior evidencia a influência preponderante da velocidade do vento na potência que pode ser obtida de um escoamento. A massa de ar, após passar pelas pás da turbina, apresenta um valor de velocidade menor que a incidente, porém não nulo. Daí, conclui-se que apenas uma parte da energia disponível no escoamento pode ser aproveitada pela turbina eólica. Para levar em consideração esse fato, é introduzido nos cálculos o chamado coeficiente de potência (C_p), que representa a eficiência aerodinâmica da turbina eólica e que pode ser definido como a fração da potência eólica disponível que é efetivamente extraída pelas pás do rotor. Segundo pesquisas do físico alemão Albert Betz na década de 1920, a potência máxima teórica obtida por uma turbina eólica ocorre quando o vento, ao deixar as pás do rotor, tem um terço da velocidade que tinha antes de tocá-las. Nesse caso, o aproveitamento máximo teórico da potência eólica disponível é da ordem de 59%, mais precisamente 16/27, valor este chamado de coeficiente de potência de Betz [19] e [50]. Na prática, para turbinas eólicas modernas, os valores máximos para o coeficiente de potência são da ordem de 40%.

Feitas tais considerações, o rendimento efetivo da conversão numa turbina eólica, denominado de coeficiente de potência - C_p (fator de aproveitamento ou eficiência aerodinâmica), pode ser calculado pela equação 2.3, onde P_{mec} é a potência mecânica no eixo da turbina [47], [19], [4], [14], [49] e [53].

$$C_p = \frac{P_{mec}}{P_{disp}} \quad (2.3)$$

Finalmente, através da combinação das equações 2.2 e 2.3, obtém-se a expressão 2.4, que representa a potência mecânica desenvolvida no eixo da turbina eólica.

$$P_{mec} = \frac{1}{2}C_p\rho_{ar}Av_{vento}^3 \quad (2.4)$$

2.3.2 Relação da velocidade da pá

Turbinas eólicas de eixo vertical utilizam número diferente de pás, dependendo da finalidade que se tem em vista. Turbinas com duas ou três pás geralmente são utilizadas para a geração de energia elétrica enquanto que, número de pás igual ou superior a 20, são utilizadas para efetuar bombeamento mecânico de água.

O número das pás do rotor de uma turbina eólica está associado a um fator adimensional denominado razão da “velocidade da pá” (TSR - *Tip Speed Ratio*), representado pelo símbolo λ . Este fator, muito utilizado na modelagem de turbinas eólicas, é determinado pela relação entre a velocidade da ponta da pá e a velocidade do vento, conforme mostra a expressão 2.5 [4].

$$\lambda = \frac{\omega_{pa} R}{v_{vento}} \quad (2.5)$$

Nesta expressão ω_{pa} representa a velocidade angular da pá, R é o raio do rotor aerodinâmico e v_{vento} é a velocidade do vento.

Turbinas eólicas com um elevado número de pás caracterizam-se por ter uma baixa relação de velocidade, mas um elevado torque de partida. Turbinas dotadas de apenas duas ou três pás possuem uma elevada razão da ponta da pá, porém torque de partida reduzido. Esta situação pode tornar necessário o uso de um dispositivo para a partida da turbina. Por outro lado, um TSR elevado, permite a utilização de caixas de velocidade menores, e portanto mais leves, para compatibilizar as velocidades do rotor eólico com a do gerador elétrico [5].

Substituindo-se a expressão 2.5 em 2.4 a expressão para a potência mecânica no eixo assume a forma seguinte [47] e [54]:

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \rho_{ar} A R^3 \frac{C_p}{\lambda^3} \omega_{pa}^3 = \frac{1}{2} \rho_{ar} \pi R^5 \frac{C_p}{\lambda^3} \omega_{pa}^3 \quad (2.6)$$

O coeficiente de potência C_p , em turbinas eólicas de velocidade fixa, pode ser otimizado com respeito a velocidade de vento mais provável de ocorrência num determinado local. Esta otimização requer que o coeficiente de potência atinja seu valor máximo para essa velocidade. Nesse sentido, na sequência é apresentada uma metodologia para realizar a maximização da potência aerodinâmica.

A potência mecânica extraída do vento pode, portanto, ser maximizada através da determinação de um coeficiente de potência ótimo C_p^{otimo} , alcançado para uma dada

velocidade de vento. Para tanto, a velocidade rotacional da máquina deve ser ajustada também num valor otimizado. Nesta situação, a turbina opera com uma relação de velocidade da pá ótima ω_{pa}^{otimo} , como mostra a equação 2.7, que se constitui num caso particular da equação 2.5.

$$\lambda_{otimo} = \frac{\omega_{pa}^{otimo} R}{v_{vento}} \quad (2.7)$$

A equação da potência mecânica otimizada é dada pela expressão 2.8.

$$P_{mec}^{otima} = \frac{1}{2} \rho_{ar} \pi R^5 \frac{C_p^{otimo}}{\lambda_{otimo}^3} \omega_{pa}^3 = K_{\omega} \omega_{pa}^3 \quad (2.8)$$

Para o caso de turbinas eólicas de velocidade variável é igualmente possível produzir maior quantidade de energia mecânica e para uma faixa de velocidade mais ampla, particularmente abaixo da nominal, ou seja, na condição de operação subsíncrona, quando o ganho, em termos de potência, é mais significativo [47]. Isto é conseguido ajustando-se a velocidade rotacional do rotor, de acordo com o vento incidente, de maneira a manter o valor de λ_{otimo} .

A figura 2.5 ilustra o desempenho do coeficiente de potência (C_p) em função da relação da velocidade da pá (λ) [43], para o modelo representado pela expressão 2.8. Esta figura permite observar que o valor máximo para C_p encontra-se em torno de 45%.

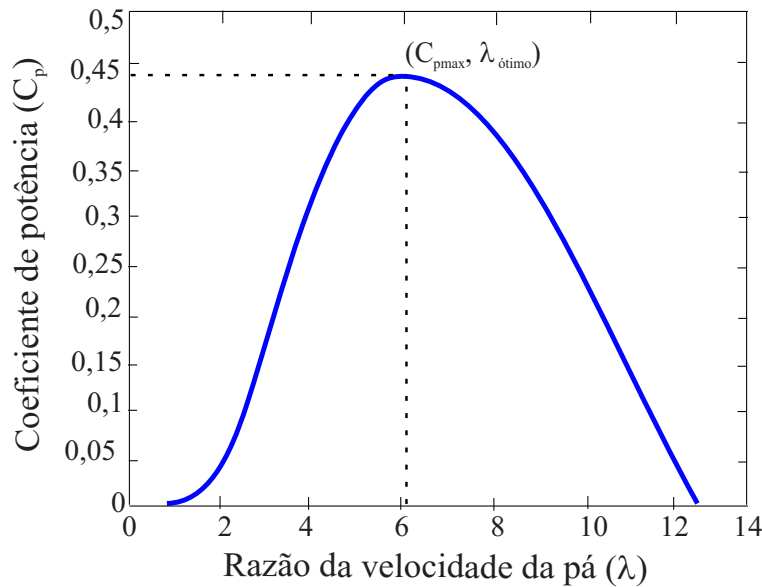


Figura 2.5: Coeficiente de potência de uma turbina eólica (C_p) em função da razão da velocidade da pá (λ).

2.4 Características elétricas do aerogerador

Turbinas eólicas são projetadas para gerar a máxima potência a uma determinada velocidade do vento. Esta potência é conhecida como potência nominal e, a velocidade do vento na qual ela é atingida, é designada velocidade nominal do vento. Esta velocidade é ajustada de acordo com o regime de ventos no local, sendo habitual encontrar valores entre 12 a 15 m/s [4], [17], [38], [48] e [49].

Ainda dentro da filosofia de projeto, turbinas eólicas também apresentam a característica de somente iniciar a operação a partir de uma certa velocidade do vento, conhecida como velocidade de vento de acionamento ou partida (*cut-in wind speed*). Normalmente, esta velocidade encontra-se entre 3 e 4 m/s [55] e [56]. Por outro lado, a turbina é retirada de operação quando a velocidade do vento excede um outro limite, denominado de velocidade de vento de corte ou saída (*cut-out wind speed*) [19] e [43]. Velocidades do vento acima da velocidade de corte (um valor típico é de 25 m/s), podem causar danos físicos ao dispositivo devido às cargas mecânicas excessivas que surgirão, caso o equipamento não seja desativado.

A característica de desempenho de aerogeradores é dada na forma de gráficos que correlacionam o vento com a potência, recebendo, portanto, a designação de curvas “velocidade do vento x potência de saída”. A figura 2.6, a título de exemplo, apresenta uma curva da potência elétrica em função da velocidade do vento para um sistema de conversão eólica de potência nominal igual a 660 kW. É importante ressaltar, no entanto, que a determinação exata da característica do aerogerador, depende do regime de ventos no local da instalação do dispositivo.

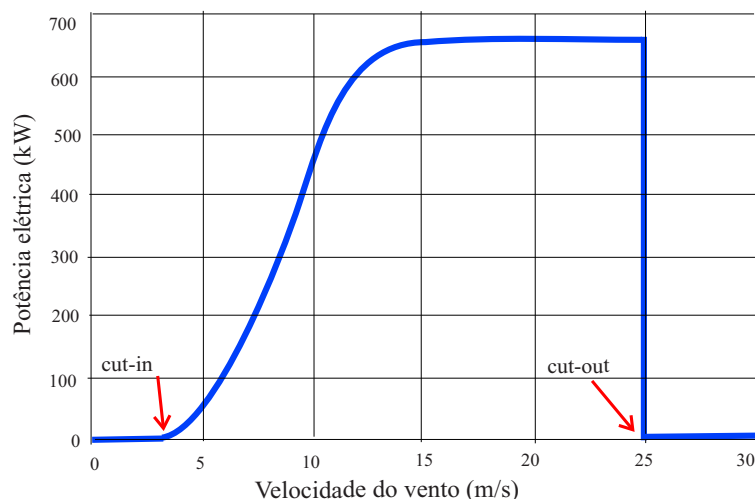


Figura 2.6: Curva típica de potência elétrica em função do vento de uma turbina eólica de 660 kW. Fonte: Wobben

Na figura anterior observa-se que, para velocidades do vento inferiores a 4 m/s, a potência gerada é nula. Isto acontece pelo fato da potência gerada ser proporcional à velocidade do vento ao cubo, dessa forma, não sendo atrativo, ou mesmo impossível, gerar energia para velocidades abaixo de um certo valor, normalmente de 3 m/s.

Pela mesma razão destacada, para valores elevados da velocidade do vento, não é econômico aumentar a potência, pois isto acarretaria incrementos no investimento para aumentar a robustez de todo o sistema e, para um aproveitamento energético que ocorre poucas horas por ano. Observa-se também que, a partir da velocidade nominal, aproximadamente 12 m/s, a turbina é regulada para funcionar com uma potência praticamente constante, obtida por métodos utilizados para provocar uma diminuição do rendimento.

2.5 Aplicação dos sistemas eólicos

Sistemas eólicos podem ser utilizados em três aplicações distintas, a saber [40]:

- → sistemas isolados
- → sistemas híbridos
- → sistemas interligados à rede elétrica

Os arranjos seguem uma configuração básica, e, em geral, necessitam de uma unidade de controle de potência e, em determinados casos, de uma unidade de armazenamento de energia.

2.5.1 Sistemas isolados

Conversores eólicos projetados para operar isoladamente, em geral, utilizam alguma forma de armazenamento de energia. A forma mais comum de armazenamento é através de bancos de baterias, com o objetivo de utilizar na alimentação de aparelhos elétricos ou ainda, na forma de energia gravitacional, com a finalidade de armazenar água em reservatórios através de bombeamento para posterior utilização. Outras aplicações, como sistemas para irrigação, dispensam o armazenamento, pois toda a água bombeada é diretamente consumida [40].

É oportuno comentar que os sistemas que utilizam baterias, necessitam de um dispositivo de controle para limitar a carga e também a descarga. Este controlador tem como principal objetivo não permitir que haja danos à bateria por sobrecarga ou descarga profunda. Este dispositivo é usado em sistemas de pequeno porte nos quais os aparelhos utilizados são de baixa tensão e corrente contínua (CC).

Aplicações em equipamentos que operam com corrente alternada (CA) necessitam a utilização de um inversor para compatibilizar a tensão e frequência com a dos eletrodomésticos. Dessa forma, os conversores que venham a ser empregados, além de servir como interface, utilizam sistemas de controle que propiciam a otimização da máxima potência produzida.

2.5.2 Sistemas híbridos

Sistemas híbridos são aqueles nos quais o aerogerador não é conectado à rede elétrica convencional, mas sim, a outras fontes de geração de energia elétrica, como por exemplo, micro centrais hidroelétricas, geração diesel, painéis fotovoltaicos, etc. A utilização conjunta de duas ou mais formas de geração de eletricidade aumenta a complexidade do sistema e exige a otimização do uso de cada uma dessas fontes. Para tanto, é necessária a realização de um controle eficiente para que haja um aproveitamento máximo de cada forma de exploração energética sem comprometer a disponibilidade da energia entregue ao usuário [40].

Em geral, os sistemas híbridos são empregados em sistema de médio a grande porte, que se destinam ao atendimento de um número maior de usuários. Como aplicações deste tipo normalmente trabalham com cargas alimentadas em corrente alternada, os sistemas também necessitam de um conversor de frequência. Devido à complexidade destas configurações e multiplicidade de opções disponíveis, a forma de otimização deste processo deverá ser objeto de um estudo particular para cada caso [57].

2.5.3 Sistemas interligados à rede elétrica

Sistemas interligados à rede elétrica, geralmente utilizam um grande aerogerador ou um conjunto de aerogeradores, sendo toda a geração entregue diretamente à rede CA local. Estes sistemas constituem-se, portanto, numa fonte complementar do complexo elétrico existente ao qual estão interligados. Os arranjos dos sistemas de conversão,

dependendo da configuração, podem ou não exigir a presença de inversores, de maneira a permitir que a energia gerada seja injetada na rede [40]. Este assunto, contudo, diz respeito ao próprio objeto da tese, e será detalhadamente abordado no capítulo subsequente, dispensando dessa forma, maiores considerações nesta parte dos trabalhos.

2.6 Recursos eólicos no Brasil - Atlas Brasileiro dos Ventos

A figura 2.7 apresenta o mapa do potencial eólico brasileiro. O desenho mostra, utilizando código de cores, o fluxo de potência eólico anual, em W/m^2 , para as distintas regiões do país. Mostra, ainda, a velocidade média do vento, a 50 metros de altura do solo, que se correlacionam com os fluxos de potência. Em suma, o mapa indica as melhores áreas de potencial eólico no território nacional e as principais características do vento [40].

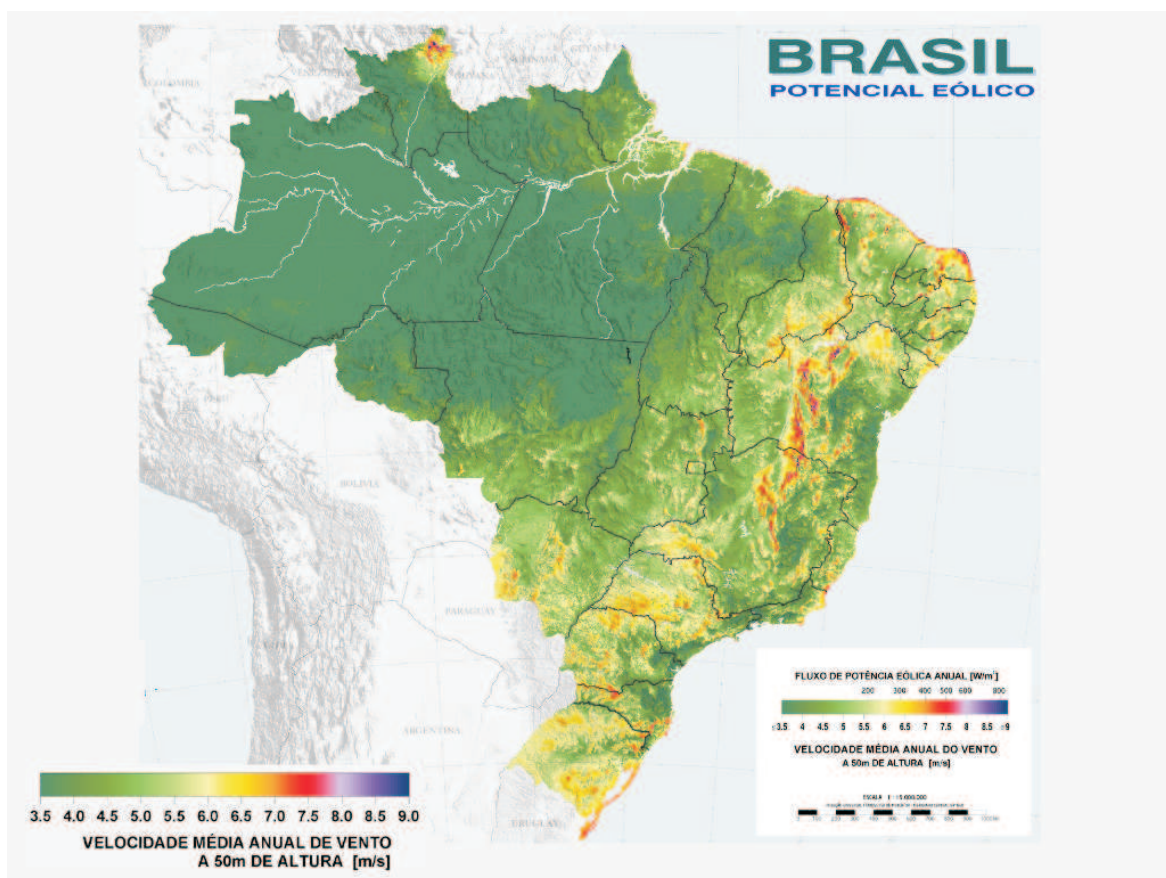


Figura 2.7: *Mapa do potencial eólico brasileiro.*

Fonte: www.cresesb.cepel.br/atlas_eolico_brasil/atlas-web.htm, acessado em 04/08/2005.

A disponibilidade de dados sobre o potencial de um determinado local é fundamental para o sucesso de um aproveitamento. Dessa forma, uma avaliação correta do potencial eólico, com vista à produção de energia elétrica, deve basear-se em medições de vento confiáveis e efetuadas especificamente para esse fim. A obtenção de informações a respeito dos recursos disponíveis num determinado local devem ser tão precisos quanto possível, com vistas a um aproveitamento coerente e bem fundamentado. A caracterização rigorosa do vento num sítio é, portanto, essencial para poder reduzir as incertezas na predição da produção de energia de um determinado projeto. Assim sendo, as metas dos trabalhos de medição de vento são as de proporcionar informações que permitam a melhor estimativa possível quanto à energia que poderá ser produzida no sítio enfocado. Essa questão levanta, dentre outros, questões do tipo: quantos mastros devem ser instalados para fazer os registros do vento?; onde devem ser localizados?; quais os períodos dos registros?; etc.

O valor comercial de um aproveitamento eólico depende, em última análise, do custo da energia produzida, que por sua vez é altamente sensível à velocidade do vento. Uma variação do vento de apenas alguns níveis, faz uma enorme diferença na produção de energia e, conseqüentemente, no retorno financeiro. Assim sendo, não devem ser medidos esforços para maximizar a duração, qualidade e a cobertura geográfica dos dados coletados. A questão da medição do vento, entretanto, foge ao escopo deste trabalho, motivo pelo que não são feitos maiores aprofundamentos sobre a matéria.

2.7 Considerações finais

Este capítulo introdutório voltou seu foco para uma revisão didática e atualizada dos diversos aspectos envolvidos na geração dos ventos. Evidenciou-se a influência da rugosidade no solo, da altitude e a presença de obstáculos na introdução de turbulências nos ventos. Essas constatações permitiram concluir que locais sem obstáculos naturais ou artificiais, tais como mar aberto ou desertos, apresentam ventos mais calmos e, portanto, com melhores condições de aproveitamento energético.

Os cálculos energéticos relativos a um escoamento de ar foram apresentados, em particular, a potência que pode ser efetivamente extraída do vento, comparativamente aos limites teóricos estabelecidos pelos estudos desenvolvidos por Betz.

Por último, através do atlas eólico brasileiro, pode-se constatar, à semelhança de

inúmeros outros países, o enorme e inesgotável potencial deste tipo de energético, o que vem a encorajar e referendar a postura do Estado brasileiro e do setor elétrico, pela massificação de aproveitamentos que utilizem a energia contida nos ventos, em regiões em que se verifique a sua viabilidade, observando-se os diversos quesitos levantados ao longo do capítulo, quais sejam os técnicos, econômicos, sociais e ambientais.

Capítulo 3

ARRANJOS TÍPICOS PARA SISTEMAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA

3.1 Considerações iniciais

O presente capítulo tem por objetivo abordar os aspectos tecnológicos relacionados com sistemas de conversão de energia eólica atualmente em operação, ou WECS (*Wind Energy Conversion System*), como são amplamente conhecidos.

Inicialmente é apresentada a classificação de turbinas eólicas de acordo com alguns aspectos construtivos e de operação de tais dispositivos. Um deles diz respeito ao número de pás utilizadas no rotor da turbina. Outra forma também utilizada é com relação à posição do eixo do rotor, que pode ser do tipo horizontal ou vertical. A velocidade de operação do aerogerador é mais um critério que permite a classificação deste tipo de fonte de geração, que pode ser do tipo velocidade constante ou variável. Na sequência, são identificadas e descritas as principais partes componentes de um WECS, atentando para as particularidades destas, em função das características do sistema que venha a ser utilizado.

Face à variabilidade do vento e às limitações físicas das unidades eólicas, as diferentes formas de controle aerodinâmico das turbinas são abordadas, em particular os controles por perda aerodinâmica (*stall*) e do ângulo de passo das pás (*pitch control*).

Dando prosseguimento aos trabalhos, são descritas as principais topologias utilizadas para sistemas eólicos, em função tanto da velocidade de operação como do tipo de gerador elétrico utilizado, síncrono ou de indução.

Encerra-se o capítulo abordando aspectos referentes à interação dos WECS com a rede elétrica, levando em consideração a aleatoriedade dos ventos e o conseqüente efeito sobre a energia gerada. A influência do tipo de gerador elétrico, com a utilização ou não de conversores de frequência, é também comentada, principalmente quando avaliada a estabilidade da tensão e/ou frequência do sistema de potência.

3.2 Principais componentes de sistemas de conversão de energia eólica

Com o intuito de apresentar e descrever cada um dos componentes físicos que conformam um sistema de conversão de energia eólica ou WECS, apresenta-se, inicialmente, um arranjo do sistema completo, conforme ilustrado na figura 3.1 [14].

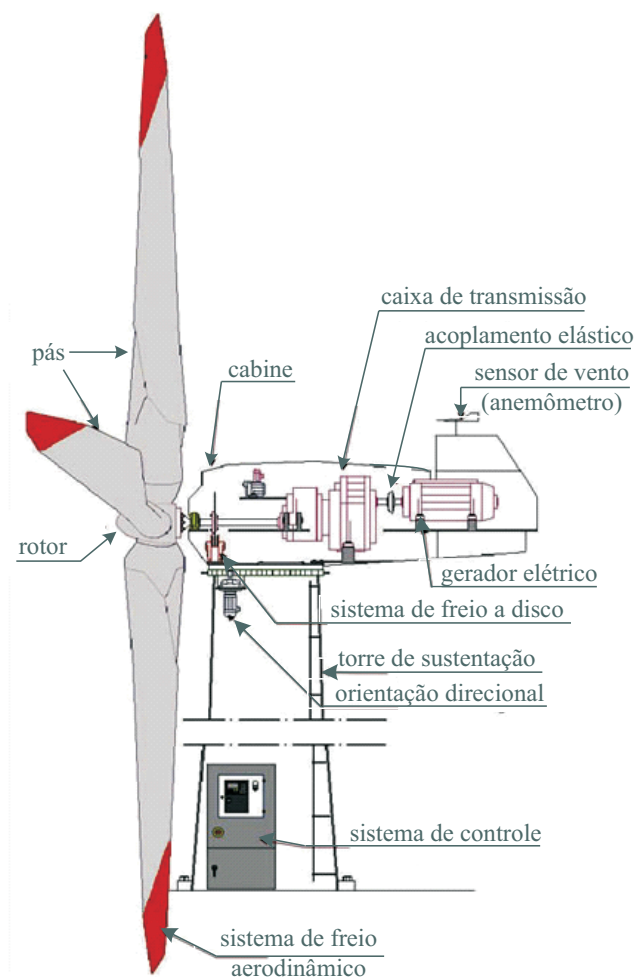


Figura 3.1: Ilustração de um sistema de aproveitamento eólico típico.

A figura anterior permite destacar três componentes principais, a saber: rotor ao qual estão fixadas as pás, a cabine (*ou nacelle*) dentro da qual são instalados a maior parte dos componentes, como gerador, conversor, etc.; e a torre, que se constitui na estrutura de suporte de todo o sistema eólico. As partes mencionadas são devidamente descritas na sequência.

3.2.1 Rotor

O rotor de um aerogerador é a parte responsável pela transmissão da energia cinética capturada do vento, por intermédio das pás a ele presas, para o eixo do gerador elétrico. A transmissão da energia extraída do vento pode ser realizada de forma direta, através do eixo do rotor eólico que é o mesmo da máquina elétrica ou através de uma caixa multiplicadora de velocidades. A definição de uma ou outra técnica depende do tipo de arranjo definido para um determinado WECS.

Um fato que merece referência, e que a literatura sobre o assunto tem dado o devido destaque, é que a potência nominal de turbinas eólicas vem crescendo significativamente desde a década de 1980, quando se verificou uma retomada deste tipo de geração, devido a fatores técnicos e econômicos [2]. O aumento das dimensões do rotor de aerogeradores, obviamente, tem uma correlação direta com a potência que pode ser extraída do vento, como pode ser observado na figura 3.2. No entanto, a potência gerada apresenta sensibilidade maior à variações da velocidade do vento, pois esta é dependente do cubo da velocidade e apenas proporcional à área varrida pelas pás, conforme mostrado no Capítulo 2.

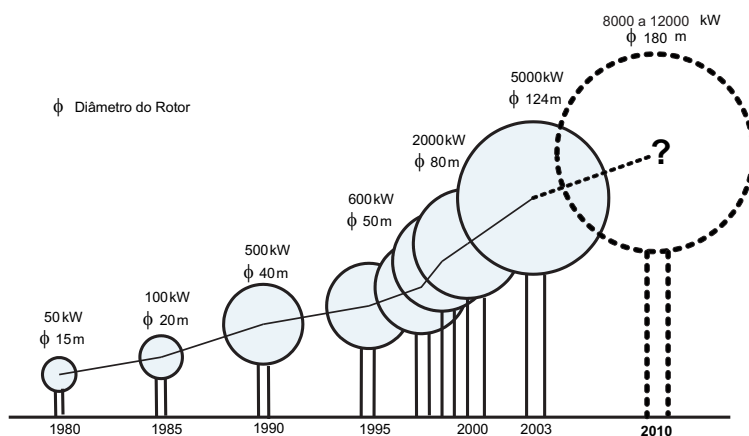


Figura 3.2: *Evolução das potências de turbinas eólicas.*

Fonte: European Commission, site acessado em julho/2006:

http://ec.europa.eu/research/energy/nn/nn_pu/article_1078_en.htm.

De outro lado, aspectos construtivos das pás, tais como sua forma e o ângulo com que o vento incide, chamado de ângulo de ataque, têm uma influência determinante na geração de energia elétrica. O conhecimento da tecnologia das asas dos aviões, que apresentam um funcionamento semelhante aos de turbinas eólicas, contribuiu fortemente para a consolidação da tecnologia de aerogeradores.

Avançando na identificação de unidades eólicas, a seguir, é feita uma descrição das turbinas, as quais são classificadas em função de características específicas de construção:

- **Quanto à localização das pás em relação ao vento de ataque:** As pás podem ser colocadas a montante (*upwind*) ou a jusante (*downwind*) da torre, conforme ilustra a figura 3.3. A opção *upwind*, em que o vento ataca as pás pelo lado da frente da torre, generalizou-se devido ao fato de o vento incidente não ser perturbado pela estrutura. A opção *downwind*, em que o vento ataca as pás após a passagem pela estrutura, permite o auto-alinhamento do rotor na direção do vento. Esta opção tem sido progressivamente abandonada, devido a que o escoamento é perturbado pela própria torre antes de incidir nas pás da turbina [19] e [38].

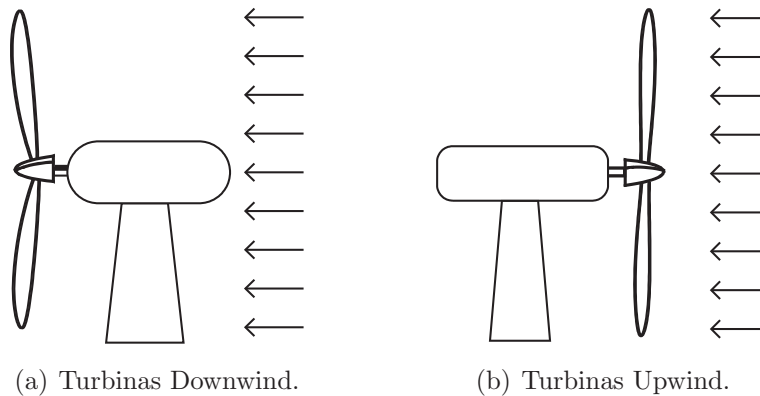


Figura 3.3: Tipos de turbinas quanto à posição das pás em relação ao vento incidente.

- **Quanto à posição do eixo:** As turbinas podem ser de eixo vertical (Darrieus) ou de eixo horizontal, conforme ilustra a figura 3.4. Ambas apresentam, vantagens e desvantagens, uma em relação à outra. As de eixo vertical (figura 3.4(a)), não necessitam ser orientadas conforme a direção do vento, não necessitam de controle do ângulo de ataque das pás e, o sistema de acoplamento com o gerador é localizado no solo, facilitando assim os serviços de manutenção. Existem, porém,

algumas desvantagens que devem ser consideradas. Por exemplo, a turbina deve inicialmente ser acionada por motores, até atingir uma determinada velocidade que impulse as pás [5]; as lâminas das pás são submetidas à forças alternadas, causando fadiga mecânica e; por último, verificam-se velocidades do vento muito baixas junto à base [50]. Pelas razões expostas, a maioria dos aerogeradores atuais empregam turbinas de eixo horizontal (figura 3.4(b)), pois, além do fato de serem de construção mais simples, esta tecnologia apresenta um elevado grau de maturidade, traduzida em maior estabilidade e rendimento. Atualmente, grande parte das turbinas eólicas em operação são de eixo horizontal, com rotor dotado de três pás formando uma hélice [4], [17], [19], [38] e [58].



(a) Turbina de eixo vertical, tipo Darrieus (Fonte: AWEA).



(b) Turbina de eixo horizontal (fonte: ANEEL).

Figura 3.4: Ilustração de turbinas eólicas com relação à posição do eixo.

- **Quanto ao número de pás:** Em turbinas de eixo horizontal, o acréscimo de energia capturada do vento é estimado entre 3 e 5%, quando se passa de um sistema de duas para três pás [4], [5], [19] e [59]. Este percentual, no entanto, vai-se tornando progressivamente menor, à medida que se aumenta o número de pás. Por este motivo, grande parte das turbinas em operação apresenta rotores dotados de três pás, muito embora a opção por duas pás configure benefícios relacionados com a diminuição de peso da estrutura de sustentação e conseqüentemente de custo. Dentre os aspectos negativos das turbinas de duas pás destacam-se o maior ruído produzido, em função da maior velocidade de operação, e os aspectos

visuais (estéticos) [50] e [23]. Rotores de pá única não são encontrados comercialmente, dada a sua natureza inerentemente desequilibrada. Em suma, um menor número de pás é acompanhada de uma velocidade de funcionamento maior, com os conseqüentes inconvenientes decorrentes dessa condição operativa, tais como: redução da energia extraída do vento, produção de maior ruído audível, aspectos visuais, dentre outros.

A vida útil do rotor é determinada pelos esforços a que ficará submetido e pelas condições ambientais do local de sua instalação. Assim sendo, a escolha do material a ser utilizado na construção das pás das turbinas é, pois, uma questão que deve merecer muita atenção. Atualmente, os materiais mais utilizados são: madeira, compostos sintéticos e metais.

A madeira é o material usado na fabricação de pás de pequenas dimensões (da ordem de 5 m de comprimento). Mais recentemente, a madeira passou a ser empregada em técnicas avançadas de fabricação de materiais compostos de madeira laminada. Esta técnica permite que, alguns fabricantes, usem estes materiais em turbinas de até 40 m de diâmetro.

No grupo dos metais, o aço tem sido usado, principalmente, nas turbinas de maiores dimensões. Contudo, é um material denso, o que o torna pesado. Alternativamente, alguns fabricantes optaram pela utilização de ligas de alumínio, que apresentam melhores propriedades mecânicas, mas têm como desvantagem uma rápida deterioração de sua resistência à fadiga.

A tendência atual aponta para o desenvolvimento de materiais compostos híbridos, de maneira a melhor aproveitar as características de cada um dos componentes. Estas características podem ser avaliadas sob o ponto de vista do peso, robustez e resistência à fadiga. Nesse sentido, os compostos sintéticos constituem-se como os materiais de maior uso nas pás de turbinas eólicas, notadamente, plásticos reforçados com fibra de vidro (GRP - *Glass Reinforced Plastic*) [19], [23] e [60]. Estes materiais são relativamente baratos, robustos, resistem bem a fadiga, e, principalmente, são facilmente moldáveis, o que é uma característica importante na fase de fabricação. Sob o ponto de vista das propriedades mecânicas, contudo, as fibras de carbono constituem a melhor opção. No entanto, o seu preço elevado é ainda um obstáculo que limita uma maior difusão do seu uso.

3.2.2 Cabine ou *nacelle*

A cabine destina-se a alojar, dentre outros equipamentos, o eixo principal, o sistema de freio a disco, a caixa de velocidades ou de transmissão (quando existente), o gerador elétrico e o mecanismo de orientação direcional (*yaw control mechanism*) [4] e [61]. Objetivando uniformizar os termos técnicos de uso mais comum neste tipo de aproveitamento e também para esclarecer a função de cada um dos componentes mencionados anteriormente, a seguir, é feita uma descrição sucinta dos mesmos.

O eixo principal, de baixa rotação, transfere o conjugado primário do rotor para a caixa de velocidades. Neste eixo estão montadas as tubulações de controle hidráulico das travas aerodinâmicas (*spoilers*), também existentes.

Em situações de emergência, por exemplo, devido à falha no freio aerodinâmico ou para efetuar operações de manutenção, utiliza-se um freio mecânico de disco. Este freio tanto pode estar situado no eixo de baixa rotação como no eixo de alta rotação, após a caixa de velocidades. Na segunda opção, o freio é menor e mais barato, pois o conjugado de frenagem a fornecer é menor. Como desvantagem, contudo, na eventualidade de uma falha na caixa de velocidades, não haveria controle sobre o rotor.

Em sistemas eólicos de velocidade fixa, a caixa de velocidades é necessária para adaptar a frequência do rotor da turbina, tipicamente da ordem de 0,33 Hz (20 rpm) ou 0,5 Hz (30 rpm), à frequência do gerador, isto é, da rede elétrica, que pode ser de 50 ou 60 Hz. Ainda, ao longo deste capítulo, identificar-se-ão as situações em que a referida caixa de velocidades torna-se necessária [4].

O gerador converte a energia mecânica disponível no eixo de alta rotação em energia elétrica. A ligação mais flexível do gerador assíncrono, graças ao escorregamento, em sistemas com velocidade fixa, tem levado grande parte dos fabricantes a adotá-lo como equipamento de conversão mecânico-elétrico. Já a ligação rígida, característica do gerador síncrono, não se adapta bem às variações do vento, fato pelo qual este conversor só é usado em sistemas de velocidade variável, como será mostrado posteriormente.

De modo a extrair a máxima energia possível do vento é necessário que o rotor eólico fique alinhado com a direção preferencial do fluxo de ar. Para ajustar-se a esta situação, os WECS possuem o mecanismo de orientação direcional, constituído essencialmente por um motor elétrico, o qual, em face da informação recebida de um sensor de direção do vento, faz girar a cabine (e o rotor ao qual está acoplado) até que a turbina fique adequadamente posicionada [4] e [50].

Na parte superior externa da cabine é montado um anemômetro e o supracitado sensor de direção. As medidas da velocidade do vento são utilizadas pelo sistema de controle para efetuar o controle do aerogerador. Como exemplo de ações do sistema de controle cita-se o início da operação do WECS, a partir da velocidade de aproximadamente 4 m/s (V_{cut-in}), ou, para ventos superiores a 25 m/s ($V_{cut-out}$), a desconexão da unidade eólica. A informação da direção do vento é usada como entrada do sistema de orientação direcional da cabine. Todavia, para condições de vento muito elevados e em regiões onde exista uma potência instalada elevada de geradores eólicos, a desativação de grande número destas unidades, poderia comprometer a operação segura de todo o sistema. Prevendo essa possível situação, alguns fabricantes estão produzindo aerogeradores projetados para serem desconectados de maneira “suave”, ou seja, ao invés de uma desconexão brusca quando atingida a velocidade de corte, a potência gerada é gradativamente reduzida, até sua completa desconexão. Esse comportamento se verifica para velocidades do vento variando entre 25 e 30 m/s [5].

3.2.3 Torre

A torre é a estrutura de suporte da cabine, a qual possibilita a instalação do rotor em alturas tais que a velocidade do vento é maior e menos sujeita a perturbações, diferentemente do que se verifica próximo ao solo, onde a influência de obstáculos é normalmente elevada [19] e [38].

As torres modernas podem ter alturas superiores a 100 metros, fato este que exige que a estrutura seja dimensionada para suportar cargas mecânicas significativas, além de resistir a uma exposição em condições naturais ao longo da sua vida útil, estimada em cerca de vinte anos. Atualmente podem ser encontrados sistemas utilizando dois tipos de torres: tubulares e treliçadas, conforme mostra a figura 3.5. Em geral, as torres são fabricadas de metal (treliça ou tubular) ou de concreto, podendo ser ou não sustentadas por cabos tensores.



(a) Torre tubular.



(b) Torre treliçada.

Figura 3.5: *Tipos de torres utilizadas em WECS. Fonte: Danish Association*

A fabricação das torres tubulares pode ser feita utilizando aço, sendo as diversas partes da estrutura normalmente montadas no local do aproveitamento, com o auxílio de uma grua. Este tipo de torre é mais seguro para o pessoal de manutenção, que pode utilizar uma escada interior para se deslocar até a cabine.

As torres treliçadas são mais baratas, e com fundações mais simples e menos robustas. Ainda, o efeito de “sombreamento da torre” é menos significativo nestas em comparação às torres tubulares. Um dos maiores inconvenientes deste tipo de estrutura, no entanto, diz respeito não a parte técnica, mas sim estética. O impacto visual, pouco agradável, tem provocado, progressivamente, o seu abandono.

3.3 Principais conceitos sobre turbinas eólicas

O controle de potência em uma turbina eólica baseia-se, principalmente, nas propriedades aerodinâmicas das pás do rotor. A figura 3.6 ilustra um corte transversal de uma pá utilizada em equipamentos como os aqui estudados, que será utilizado para determinar as forças que atuam na pá do rotor, denominadas forças de sustentação (*lift*) e forças de arrasto (*drag*). Ambas as forças dependem do perfil aerodinâmico da pá, da velocidade do vento, v_{vento} , e do ângulo de ataque α (ângulo de incidência do vento), também identificados na figura mencionada [5], [19], [62] e [55].

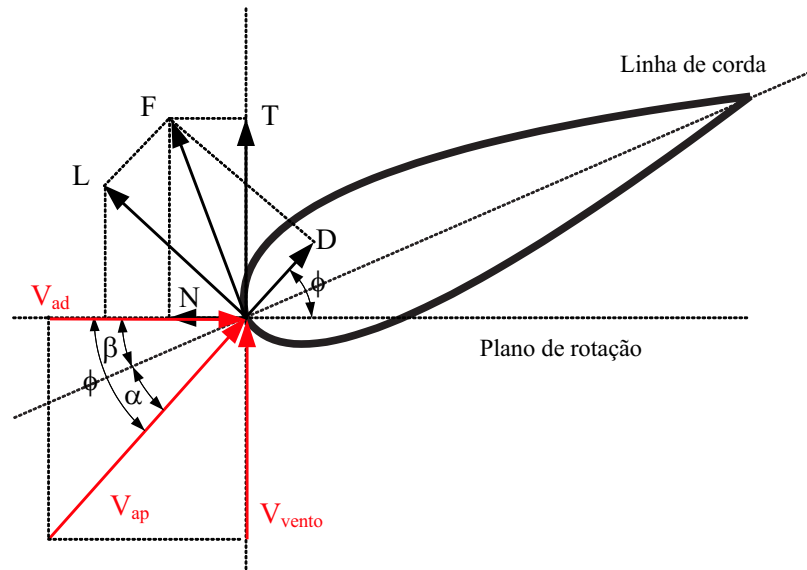


Figura 3.6: Sistema de forças atuando num elemento de pá de uma turbina eólica.

Sendo:

v_{vento} - velocidade do vento atuante no perfil da pá;

V_{ad} - componente adicional da velocidade do vento, vista pela pá em movimento;

V_{ap} - velocidade aparente do vento atuando sobre a pá (soma das componentes V_{vento} e V_{ad});

α - ângulo de ataque ou de incidência do vento, definido como sendo o ângulo entre a linha que une as extremidades de entrada e saída do perfil (linha de corda) e a velocidade do vento aparente ou relativa (V_{ap});

β - ângulo de passo, formado entre o plano de rotação da pá e a linha de corda;

ϕ - ângulo de escoamento, que é dado pela soma $\phi = \alpha + \beta$;

F - vetor força.

O vetor força pode ser decomposto em duas componentes: uma atuante na mesma direção da velocidade relativa do vento, denominada força de arrasto D (*Drag*) e, a outra perpendicular designada por força de sustentação L (*Lift*). O vetor força F pode, ainda, ser decomposto em duas outras componentes. Uma delas na direção do plano de rotação das pás e outra na direção perpendicular, obtendo-se, dessa forma a componente N, que contribui para o movimento da pá e a componente T (*Thrust*), que se traduz em carga mecânica para a estrutura de sustentação [4], [47] e [63]. Estas forças podem ser determinadas pelas equações 3.1 e 3.2, em conformidade com a figura

anterior:

$$N = L \sin(\phi) - D \cos(\phi) \quad (3.1)$$

$$T = L \cos(\phi) + D \sin(\phi) \quad (3.2)$$

O desenvolvimento apresentado, juntamente com a figura anterior, permite concluir que existem diversas possibilidades para se conseguir elevadas forças de sustentação e reduzidas forças de arrasto, ou seja, conseguir velocidades elevadas e altos rendimentos aerodinâmicos. O controle de potência aerodinâmica de uma turbina, para uma dada velocidade do vento, pode ser alcançado de duas maneiras distintas. Uma delas consiste em controlar a velocidade do rotor da turbina enquanto que a outra se consegue através do controle do ângulo de passo das pás.

Outra grandeza de interesse em turbinas eólicas é a sua “solidez”. A solidez de uma turbina pode ser definida como a relação entre a área total das pás do rotor e a área varrida por estas, num perímetro correspondente a 70% do raio das pás, isto é, na região sujeita aos maiores esforços, conforme mostra a expressão 3.3 [49].

$$\sigma = \frac{nc}{0,7\pi D} \quad (3.3)$$

Sendo:

n - número de pás;

c - corda a 0,7 do raio das pás (m);

D - diâmetro do rotor (m).

De acordo com esta definição, verifica-se que as turbinas de elevada solidez são do tipo multipás, como as utilizadas para o bombeamento de água, que podem chegar até 25 pás, enquanto que as de baixa solidez são de uma, duas ou três pás. Assim sendo, turbinas de elevada solidez apresentam elevado conjugado de partida e um desempenho satisfatório também em baixas velocidades. Por outro lado, rotores de baixa solidez operam em velocidades maiores e com rendimentos elevados, porém, apresentam características de partida mais pobres. Atualmente, turbinas com rotores de eixo horizontal com solidez variando entre 5% a 10% são amplamente empregadas para a geração de energia elétrica, com potências nominais que atualmente atingem a faixa de 5 MW [49].

É sabido que a potência no eixo de uma turbina aumenta com a sua velocidade angular. Dispositivos destinados à produção de eletricidade requerem elevadas veloci-

dades de rotação, o que propicia a redução das dimensões da máquina elétrica, o seu peso e, conseqüentemente, seu preço. Dessa forma, a velocidade do vento necessário à operação de uma turbina não poderá estar abaixo de um valor tal que dê origem a um conjugado mínimo para a sua partida. Essa velocidade, conforme já mencionado, varia entre 3 a 5 m/s [19].

3.4 Sistemas de controle de potência

Evitar danos físicos a sistemas de conversão eólicos, em decorrência de ventos superiores ao nominal, constitui-se numa necessidade. Se isto não for feito, juntamente com a potência adicional gerada, serão produzidos esforços mecânicos excessivos, que, na melhor das hipóteses, poderão reduzir a vida útil de componentes do sistema [4], [5] e [47].

Atualmente existem três técnicas utilizadas para limitar a potência de saída de WECS, para a condição de velocidades de vento superiores à nominal, quais sejam:

- **Controle por perda aerodinâmica (*Stall*):** trata-se de uma técnica dita passiva, utilizada em turbinas convencionais que operam com velocidade constante, ou seja, com um ângulo de passo fixo (*stall-regulated*);
- **Controle do ângulo de passo (*Pitch Control*):** esta é uma técnica ativa, utilizada em turbinas de velocidade variável, onde as pás são projetadas para girar, independentemente uma das outras, em torno de seu eixo, de maneira a reduzir a área efetiva no caso de ocorrência de ventos elevados (acima do nominal) numa faixa relativamente grande, de 0 a aproximadamente 30 graus;
- **Controle fixo ativo (*Active-Stall*):** também conhecido como sistema controlado (*combi-stall*), pois utiliza uma combinação dos dois métodos anteriormente descritos. Neste sistema, o grau de liberdade das pás é bastante limitado, podendo variar normalmente de 0 a 4 graus.

As técnicas descritas anteriormente para efetuar-se o controle de potência são abordadas, na seqüência, com maior detalhamento.

É interessante mencionar uma outra possibilidade, teórica, para o controle de potência, que seria obtida variando-se a posição da turbina em relação ao vento por meio do

mecanismo de orientação direcional. Esta operação, entretanto, gera cargas aerodinâmicas muito elevadas e, conseqüentemente, problemas de fadiga, motivo pelo qual tem seu uso bastante restrito [50].

3.4.1 Entrada em perda aerodinâmica - *Stall*

As turbinas eólicas que controlam a potência utilizando o método da entrada em perda aerodinâmica, como já dito, têm as pás fixadas rigidamente ao rotor, ou seja, não permitem o seu movimento em torno de seu eixo longitudinal, de forma tal que o ângulo de passo β permanece constante [4] e [47]. Este tipo de controle é utilizado por aerogeradores de velocidade fixa, dotados de geradores de indução com rotor em gaiola de esquilo.

Esta estratégia de controle de potência é baseada nas características aerodinâmicas das pás do rotor. Trata-se de um sistema passivo que atua nas situações em que a velocidade ultrapassa o valor de projeto, conforme mostra a figura 3.7. Neste tipo de controle, as pás são projetadas para entrar em “perda” a partir de uma certa velocidade do vento, isto é, quando a velocidade do vento alcança valores superiores à velocidade nominal. Nessa situação, diferentemente da situação normal mostrada na figura 3.7(a), o fluxo em torno dos perfis das pás do rotor é, pelo menos, parcialmente “descolado” da superfície conforme ilustra a figura 3.7(b), produzindo, portanto sustentações menores e forças de arrasto muito mais elevadas [40]. Dessa forma, a potência extraída é menor que a disponível no vento, protegendo assim os componentes da turbina e assegurando uma geração praticamente constante [49]. Em outras palavras, uma vez que as pás estão colocadas com um certo ângulo de passo fixo, quando o ângulo de ataque aumenta para além de um dado valor, a componente de sustentação diminui, ao mesmo tempo em que a força de arrasto aumenta. Nestas condições, a componente da força que contribui para o conjugado diminui (ver figura 3.6 e equações 3.1 e 3.2). Nesta situação, pode se dizer, que a pá entra em perda aerodinâmica. É importante observar que o ângulo de ataque aumenta quando a velocidade do vento aumenta, porque o rotor gira a uma velocidade constante (V_{ad} na Figura 3.6 é constante). Para evitar que o efeito estol ocorra em todas as posições radiais das pás ao mesmo tempo, o que reduziria significativamente a potência do rotor, as pás possuem uma pequena torção longitudinal que as levam a um suave desenvolvimento deste efeito.



(a) Fluxo de ar aderente ao perfil da pá.



(b) Fluxo de ar separado em volta do perfil da pá (perda aerodinâmica).

Figura 3.7: Ilustração do efeito Stall em volta de uma pá (Fonte: DEWI).

3.4.2 Variação do ângulo de passo - *Pitch Control*

Esta outra técnica utilizada para limitar a energia extraída do vento, para altas velocidades, consiste em efetuar a rotação das pás em torno do seu eixo longitudinal. Trata-se de um sistema ativo e que necessita de uma informação vinda do sistema de controle [43]. Neste caso, diz-se que o controle é feito por variação do passo das pás, ou seja, sobre o ângulo de passo β .

Até a velocidade nominal (de projeto), para a qual a turbina fornece a potência nominal, o sistema de controle mantém-se inoperante, de modo que a potência de saída varie com a velocidade do vento, contribuindo-se para o aumento da componente da força responsável pelo conjugado (equações 3.1 e 3.2). Para velocidades do vento superiores à nominal, o sistema de controle do passo atua de modo que o conjugado motor produzido corresponda à potência nominal. Isto é conseguido através de uma adequada rotação das pás e conseqüente diminuição do conjugado (equações 3.1 e 3.2). Com a redução do ângulo de ataque reduz-se as forças aerodinâmicas atuantes e, conseqüentemente, a extração de potência.

A figura 3.8 ilustra curvas de desempenho aerodinâmico de turbinas de velocidade fixa e de velocidade variável [55].

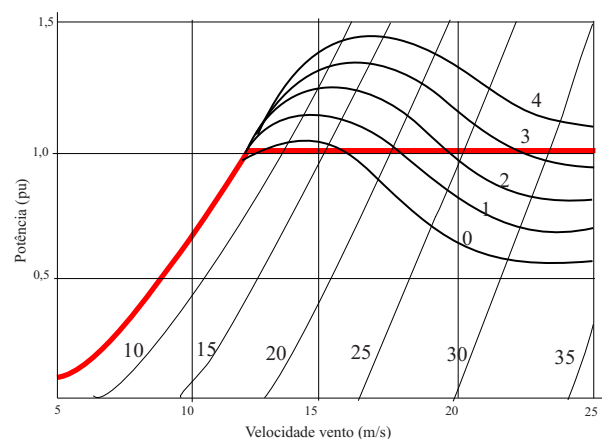


Figura 3.8: Controle de potência aerodinâmica.

Na figura anterior, para o caso de velocidade fixa, são mostradas diversas curvas (linhas finas numeradas de 0 a 4), correspondentes a diferentes ângulos de passo fixo das pás. Nesta mesma figura, a linha grossa representa o desempenho de um sistema de velocidade variável dotado de regulação do ângulo de passo. Vale ressaltar, que as curvas indicadas pelos números 10, 15 até 35 referem-se aos distintos ângulos de passo utilizados para o controle de potência do sistema de velocidade variável, no sentido de mantê-la constante.

Um ponto ainda divergente refere-se à extensão da pá sujeita a este tipo de controle. Enquanto alguns fabricantes aplicam este controle apenas na ponta da pá, permanecendo a parte restante fixa, outros optam por permitir o movimento da pá em toda a sua extensão. A primeira solução permite retirar o movimento da pá na zona crítica de fixação, localizada onde a pá está engastada no cubo do rotor, o que permite uma construção mais robusta. A favor da segunda opção pode argumentar-se que o controle aplicado a uma área maior é mais efetivo.

Na literatura sobre este assunto encontram-se vários métodos de controle do ângulo de passo, todos eles bastante similares e que podem utilizar tanto a potência mecânica extraída, como também, a velocidade mecânica do eixo para efetuar o controle da potência aerodinâmica disponível no eixo do rotor eólico [6], [20] e [64]. Salienta-se, que no presente trabalho utilizou-se a potência aerodinâmica como dado de entrada para efetuar o controle do ângulo de passo das pás, conforme ilustra a figura 3.9, na forma de diagrama de blocos.

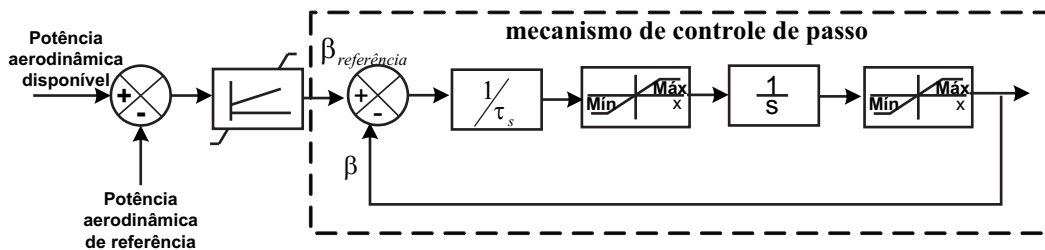


Figura 3.9: Malha de controle do ângulo de passo de uma turbina eólica de velocidade variável.

Nota-se que a variável de controle neste caso é a potência aerodinâmica da turbina, a qual é comparada com um sinal de referência. O sinal de erro proveniente desta comparação entra no controlador proporcional e integral (PI), produzindo um sinal de referência para o ângulo de passo. Este sinal é então comparado com o efetivo ângulo de passo, sendo este novo erro aplicado a um arranjo de atraso de 1ª (primeira) ordem,

com uma constante de tempo τ_s . A taxa de variação normal do ângulo de passo de uma turbina deve permanecer na faixa de 3 a 10 graus/segundo. Taxas mais próximas a 10 graus/segundo, justificam-se, principalmente, em situações de emergência [4]. O valor do ângulo de passo (β) que deve ser fornecido ao sistema, como se observa na figura, é obtido através de um integrador, limitado entre valores mínimo e máximo definidos [43].

De maneira a ilustrar o efeito dos controles sobre o desempenho de aerogeradores, a figura 3.10 mostra as curvas da potência elétrica em função da velocidade do vento, para turbinas com controle *stall* e controle *pitch*. Observa-se que a resposta mais satisfatória ocorre para o caso de controle por ângulo de passo [19].

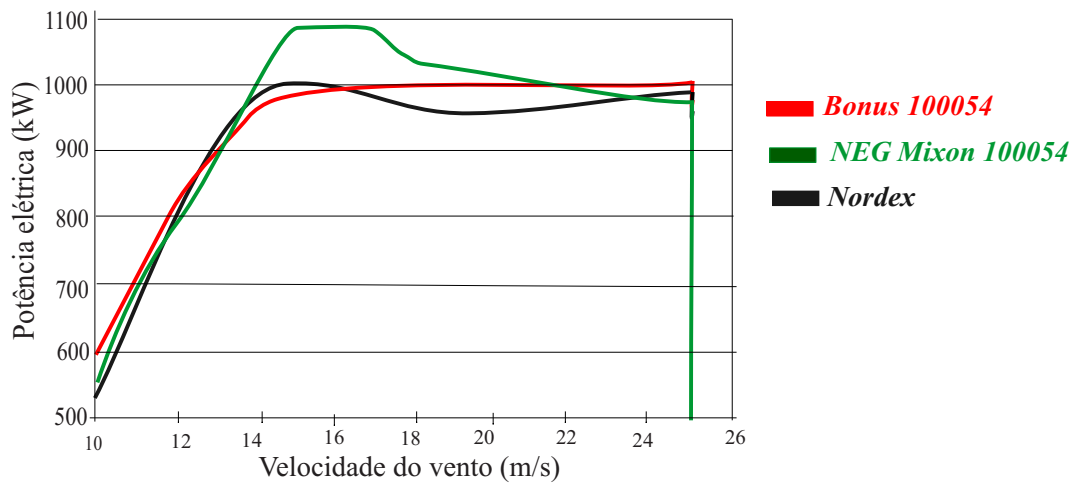


Figura 3.10: Curvas de potência: controle do ângulo de passo (Bônus) e perda aerodinâmica (NEG Micon e Nordex).

3.4.3 Análise comparativa dos métodos de controle de potência aerodinâmica

Neste item é feita uma análise comparativa entre os dois métodos utilizados para efetuar o controle de potência em turbinas eólicas. Com essa finalidade, a tabela 3.1 apresenta, de forma consolidada, as vantagens e desvantagens das estratégias em questão. A controle ativo fixo (*active-stall*) é uma estratégia de controle que combina os métodos anteriores, dessa forma, suas características também estão contempladas na síntese apresentada na tabela referenciada, tornando dispensável a sua inclusão.

Tabela 3.1: Quadro comparativo entre os sistemas de controle de potência por perda aerodinâmica (*stall*) e por ângulo de passo (*pitch*)

Controle de potência da turbina	Características
Controle por perda aerodinâmica	Vantagens
	- Menor custo; - Mais simples devido á ausência de partes rotativas.
	Desvantagens
	- Torque de partida reduzido para ventos fracos, tornando necessário um motor auxiliar para esse fim ou funcionamento da turbina, inicialmente, como motor, para atingir a velocidade adequada; - No processo de frenagem não é possível colocar as pás na posição ideal para esse efeito, a chamada posição de bandeira (<i>feathering position</i>), pelo que é exigido um sistema complementar de travagem por meios aerodinâmicos, por exemplo, deflexão de <i>spoilers</i> ; - Menor aproveitamento da energia disponível no vento.
Controle por ângulo de passo - <i>pitch control</i>	Vantagens
	- Controle satisfatório de potência, para todas as faixas de variação da velocidade do vento; - Redução dos esforços de fadiga com vento muito forte, porque, nessa situação, a pá apresenta uma menor superfície de contato frontal em relação ao vento; - Processo da partida pode ser assistida, porque o ângulo de passo pode ser variado de modo a conseguir uma aceleração do rotor até à velocidade de rotação nominal; - As curvas de potência de turbinas eólicas mostram que este tipo de controle permite um controle mais fino da potência; - O “travamento” também é melhorado, porque se o passo das pás for tal que $\phi = 90^\circ$ (posição de bandeira), o rotor move-se lentamente (Figura 3.6), e o sistema de trava aerodinâmica pode ser dispensado; - Maior eficiência em termos da energia extraída do vento.
	Desvantagens
	- Maior complexidade e conseqüente aumento de custo.

3.5 Classificação de WECS em função da velocidade de operação: fixa ou variável

A conversão da energia mecânica disponível no eixo do rotor da turbina eólica em energia elétrica é feita com o uso de um gerador elétrico, que pode ser síncrono ou de indução (assíncrono), dependendo do tipo de arranjo a ser utilizado. Percorrendo essa direção, a seguir, são discutidos sistemas de conversão eólicos a velocidade constante que utilizam geradores de indução e sistema de velocidade variável que podem utilizar geradores síncronos, ou ainda, dependendo do arranjo, máquinas de indução.

3.5.1 Sistemas de conversão eólica de velocidade fixa

Sistemas de conversão de energia eólica de velocidade fixa caracterizam-se por uma operação a velocidade praticamente constante, resultado de um acoplamento direto e rígido com a rede elétrica. Isto significa que, independentemente da velocidade do vento, a velocidade do rotor do gerador eólico é fixa e determinada pela frequência da rede elétrica ao qual está conectado. Devido a esse tipo de acoplamento, os efeitos nas máquinas eólicas são transferidos também de forma direta para o sistema elétrico e, da mesma forma, perturbações na rede de potência têm reflexo direto no aerogerador [32]. Assim sendo, flutuações no vento se traduzem em flutuações mecânicas e conseqüentemente em variações da potência elétrica injetada na rede de conexão, podendo vir a afetar os padrões de qualidade da energia elétrica [5].

Neste tipo de topologia, o gerador de indução é a opção mais usada pelos fabricantes de aerogeradores, aproveitando-se assim, sua maior simplicidade e robustez e, conseqüentemente, menor preço.

Sistemas de conversão de energia eólica de velocidade fixa, equipados com geradores de indução diretamente ligados a uma rede de frequência constante, correspondem ao chamado conceito dinamarquês (*danish concept*). Estes utilizam turbinas de eixo horizontal, com três pás, rotor montado *upwind*, *stall regulated* e constituem a extensa maioria das aplicações atualmente em operação, correspondendo a aproximadamente 60% dos casos [5].

Em anos recentes, o conceito dinamarquês tem conseguido uma série de melhorias, relativamente à sua formulação original, com o objetivo de maximizar o aproveitamento da energia eólica e também com o objetivo de minimizar as cargas mecânicas adicionais quando da ocorrência de turbulências elevadas. Atualmente, alguns fabricantes dinamarqueses oferecem como equipamento padrão, sistemas equipados com gerador de indução de rotor bobinado com controle do escorregamento ou “*slip control*” [5]. Esta topologia consiste na conexão de um conjunto de resistências elétricas aos terminais do rotor do gerador. Assim, o escorregamento da máquina pode ser alterado pela variação do valor das resistências através de um conversor montado no eixo do gerador [5]. Como uma das desvantagens do gerador de indução aponta-se a necessidade de troca de potência reativa com a rede, necessária a sua excitação e, portanto, a exigência de um equipamento adicional para correção do fator de potência.

Outros fabricantes disponibilizam sistemas com dois geradores de indução, um de

potência menor, otimizado para funcionar à baixas velocidades do vento, e outro mais potente, para velocidades do vento mais elevadas. Ainda objetivando otimizar os aproveitamentos, encontram-se também disponíveis no mercado, montagens com um gerador de indução que pode funcionar, alternativamente, acoplado a rotores com diferentes números de pares de pólos [19].

A figura 3.11 mostra um arranjo típico de um sistema de conversão de energia eólica, que opera com velocidade fixa. No desenho estão mostrados os seus principais componentes, com destaque para o gerador utilizado, do tipo indução. Estruturas deste tipo, em função de suas características operativas, atuam com velocidade e frequência constantes. Por esse motivo, estruturas como a mostrada na figura, são conhecidas como CSCF (*Constant Speed Constant Frequency*) [17] e [20].

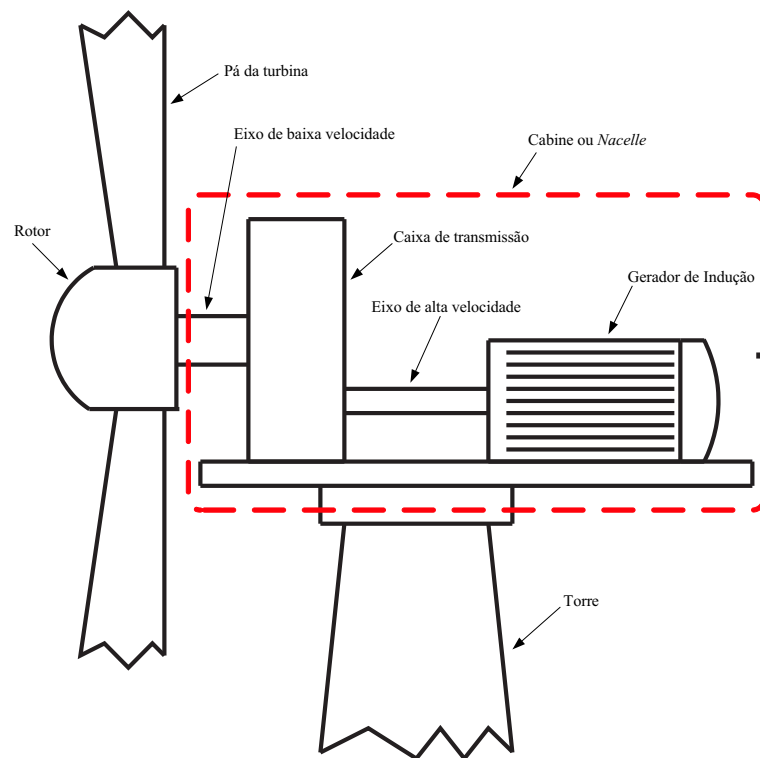


Figura 3.11: Arranjo típico de uma turbina de velocidade fixa, que utiliza o chamado conceito dinamarquês - CSCF (*Constant Speed Constant Frequency*).

3.5.2 Sistemas de conversão eólica de velocidade variável

Nos últimos anos as turbinas de velocidade variável têm-se tornado o tipo de tecnologia dominante na geração eólica.

As turbinas de velocidade variável são projetadas para alcançar máxima eficiência aerodinâmica numa ampla faixa de velocidades. Com a operação em velocidade

variável torna-se possível adaptar a velocidade rotacional da turbina (acelerando ou desacelerando) à velocidade do vento. Dessa maneira, a relação de velocidade λ (ver equação 2.5) é mantida num valor predefinido constante, de maneira a alcançar uma velocidade tal que leve a um ponto de operação de máximo coeficiente de potência [5].

Contrariamente aos sistemas de velocidade fixa, os sistemas de velocidade variável mantêm o conjugado do gerador aproximadamente constante e, as variações de potência causadas por variações do vento, são absorvidas, principalmente, por variações na velocidade do rotor do gerador e, conseqüentemente, da velocidade do rotor da turbina.

A configuração típica dos sistemas de velocidade variável consiste de um gerador síncrono ou de indução com rotor bobinado, conectado à rede elétrica, assincronamente, através de um sistema conversor de frequência. O conversor mencionado é indispensável neste tipo de esquema, pois, como é sabido, os geradores síncronos operam com frequência diretamente proporcional à velocidade de rotação do rotor, dessa forma, a conexão à rede elétrica, de frequência definida, somente pode ser efetuada da forma mencionada.

A figura 3.12 mostra um arranjo típico de um sistema de conversão de energia eólica que opera com velocidade variável.

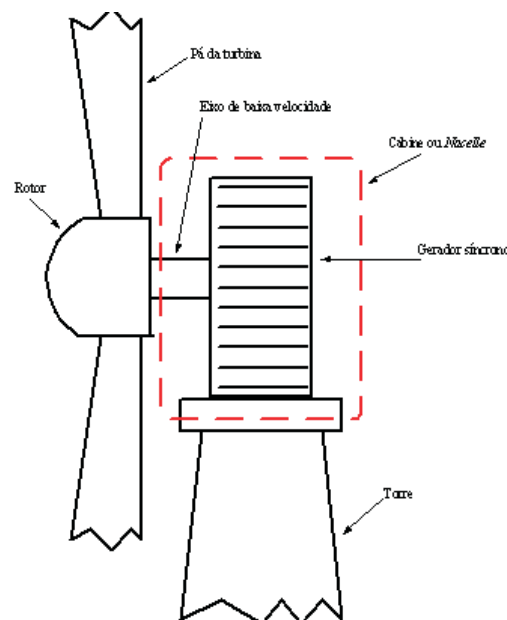


Figura 3.12: Esquema típico de uma turbina de velocidade variável ilustrando os principais componentes - VSCF (Variable Speed Constant Frequency).

No desenho anterior estão mostrados os seus principais componentes, com destaque para o gerador utilizado. Este tipo de configuração opera com velocidade variável e frequência constante, dependente da velocidade do vento e numa faixa delimitada de

freqüências. Por esse motivo, estruturas como a mostrada no desenho, são conhecidas como VSCF (*Variable Speed Constant Frequency*) [49].

A tecnologia utilizada faz uso de dispositivos da eletrônica de potência, mais precisamente um retificador CA-CC e um inversor CC-CA. Este sistema possibilita um total controle da forma de onda de saída.

Dentre as tecnologias que operam a velocidade variável atualmente disponíveis, um conceito tipicamente alemão de aerogeradores, tem-se consolidado como um sistema eficiente e confiável para a produção de energia elétrica. Suas características, em muitos aspectos superiores aos de velocidade constante, estão sendo fundamentais para que se afirmem como uma alternativa muito interessante aos sistemas tradicionais de geração eólica.

É importante registrar, que o uso de conversores de freqüência não é exclusivo de geradores síncronos. Existem também, e são bastante utilizados, sistemas de velocidade variável dotados de geradores de indução. Os WECS que seguem o conceito alemão, ou seja, utilizam conversor de freqüência e gerador síncrono, têm ainda a característica de permitir o controle da tensão e da potência reativa gerada [5].

É interessante destacar que na topologia descrita neste item não é utilizada a caixa de transmissão ou multiplicadora de velocidades. Esse componente torna-se dispensável uma vez que se utiliza um tipo especial de gerador síncrono, construtivamente dotado de um número elevado de pólos, denominado de gerador síncrono multipólos, que é justamente, o equipamento utilizado no arranjo desta tese. A não utilização da caixa de velocidades é uma vantagem importante do ponto de vista operativo, de manutenção e de custos, pois, as perdas e o ruído associado com as baixas velocidades do vento são reduzidas. A confiabilidade do sistema também é aumentada, uma vez que a caixa de velocidades é um componente responsável por parcela significativa das falhas do sistema de conversão eólico.

Em capítulos subseqüentes, mostra-se que o desacoplamento provocado pelo conversor, entre as freqüências do gerador elétrico e da rede elétrica, permite a operação do sistema de forma satisfatória em pontos de operação próximos do valor ótimo do fator “razão de velocidade na pá” ou TSR [65]. Além disso, a utilização de conversores eletrônicos modernos, funcionando com IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) permite, ainda, controlar simultaneamente, os fluxos de potências ativa e reativa.

Graças a esses avanços tecnológicos, além das vantagens já mencionadas do controle

pitch, pode-se adicionar os seguintes atrativos:

- → Aumento da energia extraída do vento;
- → Redução do ruído em baixas velocidades do vento;
- → Conexão suave à rede elétrica, de frequência constante;
- → Eventual ausência de caixa de velocidades.

Obviamente, existem outros aspectos não vantajosos associados com os sistemas de velocidade variável - VSCF. Dentre outros, pode-se reconhecer os seguintes aspectos que devem ser criteriosamente observados:

- → A eficiência dos conversores eletrônicos;
- → A produção de harmônicos;
- → Comportamento do sistema elétrico em condições extremas de vento;
- → Compatibilidade eletromagnética;
- → Estabilidade dinâmica e transitória (apesar de ter melhor desempenho do que os sistemas de velocidade constante);
- → Interferência na qualidade da energia do sistema ao qual está conectado.

É importante ressaltar, contudo, que os inconvenientes levantados são originados pelo próprio funcionamento do dispositivo e que podem ser significativamente melhorados com a adoção de estratégias adequadas para esses fins. A título de exemplo, o uso de filtros, minimizaria a injeção de harmônicos no sistema e conseqüentemente os seus efeitos negativos decorrentes.

3.6 Principais topologias para os sistemas eólicos

Basicamente, existem três conceitos atuais de sistemas de conversão eólicos, sendo as outras versões existentes variações destes. Na seqüência é feita a descrição de cada uma das topologias, ressaltando as características mais importantes de cada uma delas.

3.6.1 Sistemas de conversão eólica de velocidade fixa dotados de gerador de indução diretamente conectado à rede elétrica

A turbina eólica de velocidade constante, conforme já mencionado na seção anterior, está associada normalmente a um gerador de indução em gaiola de esquilo acoplado diretamente à rede elétrica. Neste caso, o rotor da turbina está conectado ao gerador elétrico através de uma caixa de transmissão de velocidade (*gearbox*) [4], [17] e [20]. No conceito aqui descrito, a potência extraída do vento é limitada utilizando-se o método de entrada em perda aerodinâmica ou *stall*, descrito anteriormente. Isto significa que o rotor é projetado de forma tal que a sua eficiência diminui à medida que a velocidade do vento aumenta, impedindo dessa forma, que a potência mecânica extraída do vento se torne muito elevada. A figura 3.13 ilustra o arranjo anteriormente descrito, e exhibe os principais componentes deste conceito, até o ponto de conexão com a rede elétrica. Salienta-se que geradores como o descrito nesta seção, normalmente são conectados através de dispositivos de partida suave, *soft Starter*, de maneira a suavizar os transitórios durante a fase de conexão com a rede elétrica. O banco de capacitores identificado na figura destina-se a compensar a demanda de potência reativa do gerador de indução utilizado nesta topologia, aliviando, dessa forma as redes de conexão. Esta prática é necessária sobretudo quando estes recursos de geração são conectados a redes fracas. Dessa forma, consegue-se atingir fatores de potências próximos à unidade.

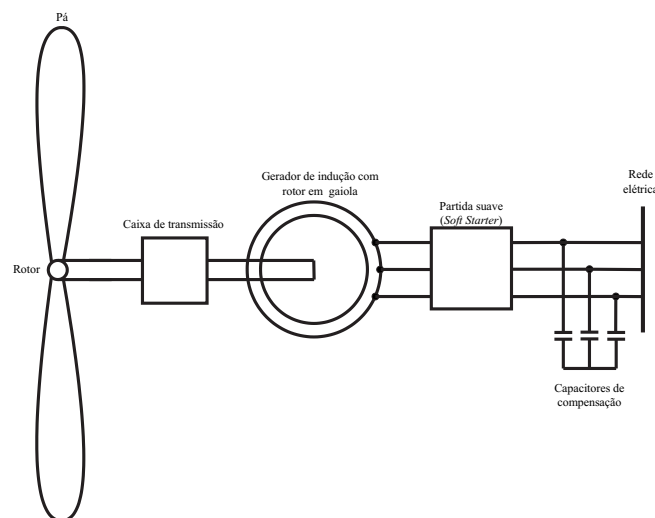


Figura 3.13: Topologia de um sistema de conversão eólico de velocidade constante acoplado à rede elétrica.

3.6.2 Sistemas de conversão eólica de velocidade variável dotados de gerador de indução

O conceito de operação de WECS com velocidade variável é bastante conhecido. Contudo, a maior difusão desta filosofia tem ocorrido mais recentemente, devido, sobretudo, ao desenvolvimento destes dispositivos em escala comercial [66]. Nesse sentido, na sequência, é feita uma abordagem das principais técnicas utilizadas pelos fabricantes de aerogeradores deste tipo de arranjo, para o caso de geradores de indução.

a) Sistemas dotados de gerador de indução de dupla alimentação conectado à rede elétrica através de um conversor de frequência

A figura 3.14 apresenta um WECS de velocidade variável, dotado de gerador de indução de dupla alimentação (*rotor bobinado*) - DFIG (*Doubly-Fed Induction Generator*) [4], [20] e [49].

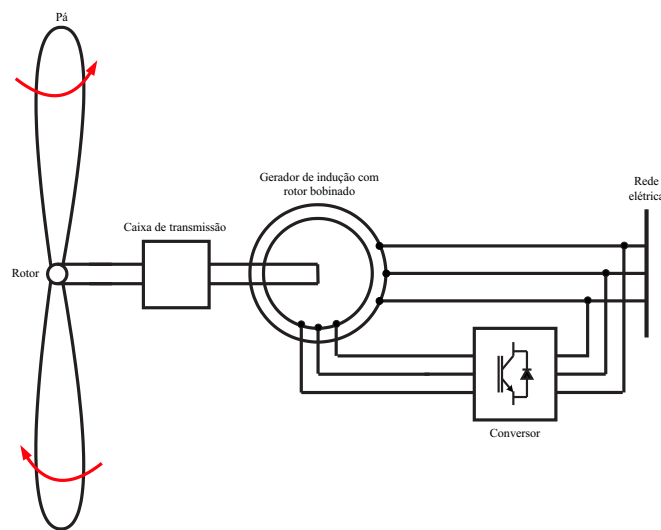


Figura 3.14: Topologia de um WECS de velocidade variável, dotado de gerador de indução de dupla alimentação conectado à rede elétrica através de um conversor de frequência.

Em sistemas deste tipo, o enrolamento do rotor é alimentado usando um conversor VSI (*Voltage Sourced Imposed*) *back-to-back*. Como no caso do conceito anterior, o eixo (rotor) da turbina eólica está conectado ao gerador através de uma caixa de transmissão. Entretanto, nesta topologia, é permitida a variação da velocidade numa faixa estreita. Outro fato que merece ser destacado é o tipo de controle de potência, neste caso, utiliza-se a variação do ângulo de passo das pás para limitar a potência extraída do vento (*pitch control*) para elevadas velocidades do vento.

b) Sistemas dotados de gerador de indução com rotor bobinado conectado à rede elétrica através de um dispositivo para partida Suave (*soft starter*)

Outro arranjo possível, derivado do anterior, é o uso de geradores de indução com rotor bobinado conforme ilustrado na figura 3.15 [5]. Trata-se da proposta de um fabricante dinamarquês, o qual produz turbinas com escorregamentos do gerador variáveis (velocidade do rotor), podendo alcançar variações da ordem de até 10% da velocidade do gerador [17]. O sistema mencionado utiliza um conversor controlado, através do qual a resistência do rotor do gerador pode ser manipulada.

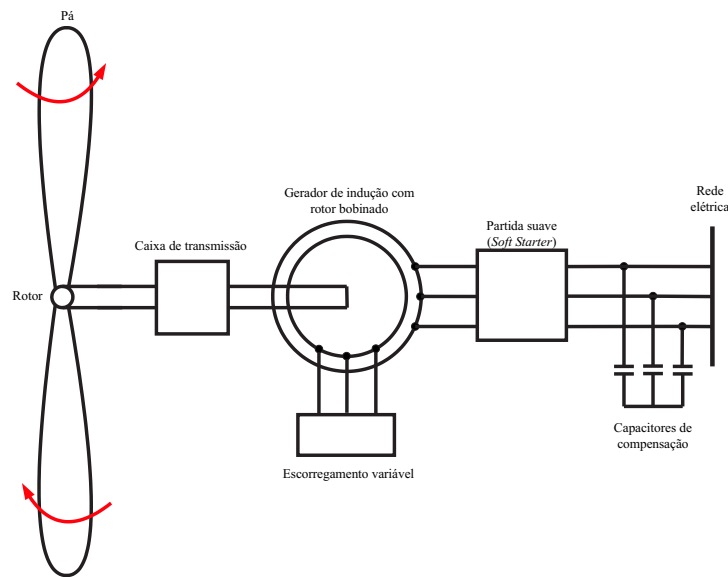


Figura 3.15: Topologia de um WECS de velocidade variável equipado com um gerador de indução com rotor bobinado conectado à rede elétrica através de um dispositivo para Partida Suave (*Soft Starter*).

3.6.3 Sistemas de conversão eólica de velocidade variável dotados de gerador síncrono conectado à rede elétrica através de conversor de frequência

O terceiro conceito consiste de uma turbina eólica de velocidade variável, equipada com um gerador síncrono de acionamento direto. Este gerador pode ter um rotor enrolado ou utilizar ímãs permanentes [4].

O acoplamento deste tipo de WECS com o sistema elétrico pode ser feito através de um conversor VSI *back-to-back* ou um conversor composto de um retificador não controlado (ponte a diodos) e um inversor VSI (*Voltage Sourced Imposed*) [20] e [49].

A definição do gerador elétrico, retificador e inversor de frequência deve ser realizada em duas etapas praticamente independentes. O gerador e o retificador devem ser escolhidos de forma combinada e o inversor pode ser especificado praticamente independente do gerador e retificador usado.

O gerador síncrono utilizado neste tipo de arranjo é uma máquina especial, multipólos de baixa velocidade, com um grande diâmetro, tornando dispensável o uso da caixa de transmissão, sendo esta uma grande vantagem deste conceito [5]. Além disso, neste caso, a faixa de variação da velocidade permitida é ampla, uma vez que ocorre a retificação num primeiro momento e, em seguida, a inversão. O sistema elétrico deve, portanto, consistir de três partes principais: gerador, retificador e inversor. Como no segundo caso, a potência extraída do vento é limitada pelo controle do ângulo de passo das pás, ou seja, pelo *pitching* das pás do rotor em velocidades do vento elevadas.

A figura 3.16 ilustra uma turbina eólica de velocidade variável conectada à rede elétrica, equipado com um gerador síncrono e um conversor de frequência.

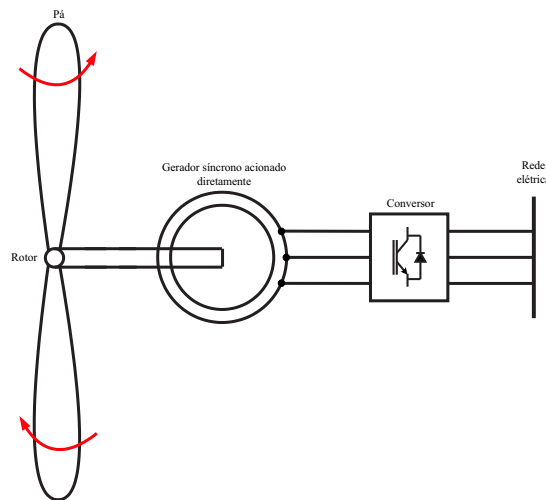


Figura 3.16: Topologia de um WECS de velocidade variável, dotado de gerador síncrono conectado à rede elétrica através de um conversor de frequência.

Feita a descrição das principais topologias de sistemas de conversão de energia eólica que operam com velocidade variável, a figura 3.17, através do diagrama de blocos, consolida praticamente todos os tipos de esquemas de conversão eólica de velocidade variável encontrados na atualidade. Ressalta-se que os sistemas que operam com velocidade constante não têm arranjos alternativos [67].

Nesta figura estão contemplados os conceitos de aerogeradores que utilizam geradores de indução convencionais. Igualmente, a figura engloba os geradores síncronos convencionais e ainda máquinas denominadas de modernas e multipolares. O termo

“máquinas modernas” cobre máquinas do tipo: de relutância, *Windformer*, etc. [67].

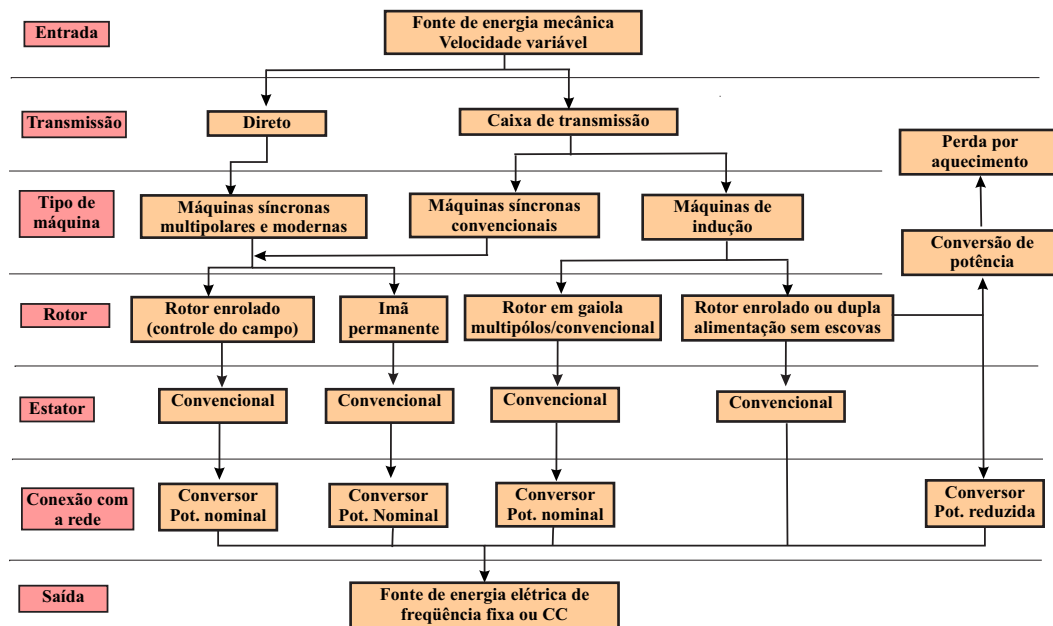


Figura 3.17: Quadro consolidado das diversas topologias utilizadas em sistemas de conversão de energia eólica de velocidade variável.

3.7 Evolução dos conceitos de turbinas eólicas

Dos diferentes conceitos de turbinas eólicas discutidos, verificou-se que as diferenças construtivas e/ou de tecnologia, se refletem também em distinção de desempenho dos aerogeradores. Se a análise se dá entre equipamentos de velocidade constante e os de velocidade variável, constata-se que uns apresentam vantagens e desvantagens em relação aos outros. Todavia, complementarmente à análise comparativa já realizada em ítems anteriores, turbinas eólicas de velocidade constante, por exemplo, embora sejam relativamente de construção mais simples e robusta, por outro lado, acumulam maior número de desvantagens, a saber:

- → Carência de controle de potências ativa e reativa;
- → Cargas mecânicas elevadas, porque flutuações de potência são traduzidas em pulsações do torque, podendo levar a falhas na caixa de transmissão;
- → Devido à impossibilidade de armazenamento de energia (por exemplo, na forma de energia cinética), face a suas características de dependência da tensão

e frequência do sistema de potência, verificam-se variações na potência de saída, que podem manifestar-se na forma flutuações de tensão.

Esses e outros aspectos já descritos têm sido fundamentais para o crescimento de turbinas que operam com velocidade variável. Atualmente, há uma forte tendência por parte de fabricantes destes equipamentos, de voltar suas linhas de produção para esse tipo de acionamento. Esta observação, de certa forma, pode ser explicada pelas seguintes características:

- → O acelerado avanço da eletrônica de potência, indispensável na operação de turbinas eólicas de velocidade variável, acompanhado de uma sensível redução dos custos destes materiais, está tornando-os rapidamente acessíveis e confiáveis. Além disso, o desenvolvimento de novos materiais, mais leves e resistentes, propiciou o desenvolvimento de máquinas de maior potência, o que se constitui num atrativo para a sua introdução como mais uma alternativa para a geração de energia elétrica;
- → Turbinas eólicas a velocidade variável apresentam um desempenho superior em relação à turbinas de velocidade constante, pelo fato da velocidade ótima do rotor poder ser alcançada para cada velocidade do vento;
- → O aumento das dimensões das turbinas eólicas acarreta o acréscimo das cargas mecânicas. Este efeito, no entanto, pode ser amenizado pela operação a velocidade variável, principalmente com a ausência da caixa de transmissão;
- → As turbinas eólicas de velocidade variável oferecem um controle flexível da potência reativa, o que constitui uma grande vantagem, particularmente em aproveitamentos remotos e também nas costas marítimas (*offshore*);
- → Turbinas eólicas a velocidade variável podem ser adequadas com maior facilidade às exigências legais, em termos dos requisitos mínimos da qualidade da energia elétrica gerada. Esta questão é especialmente importante quando relacionada com grandes parques eólicos, em função da vultosa quantidade de energia envolvida;
- → Possibilidade de armazenamento de energia, na forma de energia cinética inercial. Isto é devido à grande inércia do rotor do aerogerador e a característica de

operação com velocidade variável, pelo uso do conversor de frequência e consequente desacoplamento entre ambos sistemas. [24] e [66].

Se a comparação for realizada somente entre turbinas a velocidade variável, uma das características mais atrativas para os dispositivos dotados de geradores de indução de dupla alimentação é que a potência do conversor de frequência pode ser bem inferior ao da potência nominal da turbina, podendo chegar a aproximadamente um terço desta. Esta característica certamente torna o tipo de topologia mencionado, altamente competitivo do ponto de vista econômico [24] e [67].

Por outro lado, a utilização de anéis coletores, advoga negativamente do ponto de vista operacional, haja vista a necessidade mais frequente de manutenção, apesar das significativas melhoras conseguidas nos últimos anos para estes componentes. Uma outra maneira de se reduzir o tamanho do conversor é a realização de chaveamento estrela-delta dos enrolamentos do rotor [24]. Esta prática, no entanto, não dispensa o uso da caixa de transmissão, fato este que pode diminuir a confiabilidade.

Turbinas acopladas diretamente ao gerador, como já visto, dispensam o uso da caixa de transmissão de velocidades, o que se constitui numa vantagem. Contudo, este aspecto positivo tem, em contra posição, a necessidade de um conversor de maior potência e um gerador mais complexo e mais pesado e, portanto, mais caro.

3.8 Interação de WECS com a rede elétrica

Turbinas eólicas em geral compartilham uma importante característica: a potência gerada é fundamentalmente dependente da velocidade do vento. Apesar disso, verificam-se diferenças importantes entre turbinas eólicas de velocidade constante e de velocidade variável, tanto no próprio desempenho dos WECS como também na interação destes com a rede elétrica. Um fator relevante para essa diferença é o conversor de frequência utilizado por turbinas eólicas de velocidade variável, e que inexistem naquelas de velocidade constante. Nesse sentido, antes de discorrer sobre os aspectos voltados para a interação WECS - Rede Elétrica propriamente dita, inicialmente são descritas as influências que variações na velocidade do vento exercem sobre aerogeradores de velocidade constante e os de velocidade variável.

- **Variações na Velocidade do Vento**

Turbinas eólicas a velocidade constante, devido às suas características operativas,

não permitem o armazenamento de energia. Aerogeradores deste tipo utilizam geradores de indução conectados direta e rigidamente à rede elétrica. Dessa forma, estas turbinas eólicas são muito sensíveis a mudanças na velocidade do vento, as quais são refletidas diretamente na potência gerada.

Em turbinas de velocidade variável, o rotor, através de sua inércia, comporta-se como um armazenador de energia. Devido ao desacoplamento entre a turbina eólica e a rede elétrica, promovido pelo conversor de frequência, a potência de saída é controlada por este componente, em função do valor real da velocidade do rotor. Dessa forma, antes que se verifique qualquer alteração na potência de saída, a velocidade do rotor deverá sofrer variações que, devido a sua elevada inércia, ocorrerão de maneira suave. Em outras palavras, devido à inércia elevada do rotor, a energia adicional disponibilizada pelo vento, será “armazenada” no eixo do rotor, na forma de energia cinética. Como a potência de saída está diretamente relacionada como valor real da velocidade do rotor, o mesmo ocorrerá com esta grandeza, ou seja as variações se processarão de forma bastante suave.

- **Influência da conexão de WECS à rede elétrica**

Como já dito, turbinas de velocidade constante utilizam geradores de indução do tipo gaiola de esquilo, com o estator diretamente acoplado à rede elétrica. Assim sendo, perturbações ocorridas no lado da turbina são transferidas para a rede elétrica e, da mesma forma, contingências verificadas nas redes de conexão são transferidas para os aerogeradores. Eventualmente, na ocorrência de uma falta no sistema de potência, a velocidade do gerador pode aumentar devido ao desbalanço entre as potências mecânica e elétrica. Quando a tensão terminal é restabelecida, o gerador deve ser re-conectado, solicitando durante este período, uma quantidade de potência reativa correspondente a uma nova energização, o que pode conduzir a problemas de estabilidade de tensão, principalmente em pontos de acoplamento fracos [24].

Em turbinas de velocidade variável, ao contrário do que acontece com as de velocidade constante, o seu comportamento não é governado pelas propriedades elétricas ou mecânicas do gerador, mas sim, pelos sistemas de controle eletrônicos do(s) conversor(s) de frequência. As características do gerador e do eixo são compensadas pelo(s) conversor(es) e seus controles. Como resultado disso, tais

perturbações não são refletidas na potência de saída.

Por outro lado, quando da ocorrência de uma falta, turbinas eólicas de velocidade variável de tecnologia mais antiga, são desconectadas da rede elétrica, como forma de assegurar a sua integridade física. A re-conexão ao sistema depende do algoritmo de controle, podendo ser feito muito rapidamente após o restabelecimento da tensão. Todavia, durante a falta, os geradores aceleram, sendo necessária a atuação do controle de ângulo de passo das pás para efetuar-se o controle da velocidade do rotor [24]. Para turbinas eólicas de geração mais recente e, fundamentalmente, devido a uma penetração cada vez maior deste tipo de fonte primária, aerogeradores produzidos a partir de 2002, devem possuir a capacidade de manter-se conectados ao sistema durante e após a ocorrência de faltas na rede elétrica, conforme descrito no item subsequente.

3.9 Requisitos técnicos complementares aplicáveis à geração eólica (*Transient fault ride through*)

Como já dito, até um passado recente, a participação da energia eólica nas matrizes energéticas era pouco significativa. Diante desse quadro, os procedimentos de rede vigentes estabeleciam que turbinas eólicas fossem projetadas para desconectar-se da rede elétrica (situação que ainda persiste em muitos países) como resposta à violação de limites operativos de tensão ou frequência do sistema elétrico [5]. O objetivo principal da desconexão das máquinas é a proteção física dos equipamentos. Um exemplo típico de perturbações são afundamentos de tensão momentâneos, decorrentes de curtos circuitos nos sistemas de transmissão.

Com essa filosofia operativa, em situações de falta na rede, a geração eólica não contribuía para o controle da estabilidade dos sistemas de potência [7], portanto, não participava ativamente no controle da tensão e/ou frequência do sistema elétrico. Dito de outra forma, para esses dispositivos, não era exigida a capacidade de suportabilidade às condições operativas decorrentes de situações de falta no sistema ou como também é chamada *Transient Fault Ride Through*. Esta “suportabilidade” pode ser entendida como a capacidade de um gerador elétrico de resistir a afundamentos temporários de tensão, decorrentes de faltas na rede elétrica e continuar conectado à mesma, desde

que o defeito seja eliminado num determinado tempo e se verifique uma recuperação do valor da tensão no ponto de interligação com a rede.

Atualmente, no entanto, a situação é bem diferente. A penetração da geração eólica alcançou percentuais significativos, principalmente em alguns países do continente europeu e dos Estados Unidos, com uma forte tendência de crescimento [2] e [3]. No Brasil, acredita-se, face à atual política de incentivo às fontes alternativas de energia que, num futuro próximo, se desenhará uma situação semelhante à existente nos países citados [1] e [68]. A desconexão de unidades eólicas neste cenário modificado, portanto, poderia levar a indesejada desconexão em cascata de outras unidades geradoras, com sérios riscos para a estabilidade de todo o sistema elétrico [33].

Para ilustrar melhor a importância dessa questão, é interessante fazer o relato de um estudo realizado no sistema elétrico da Alemanha, pela empresa concessionária - *E. on Netz*, que também atua em diversos outros países da Europa. O estudo mencionado evidenciou que, para uma condição de falta muito severa na rede, existia a possibilidade de desconexão de aproximadamente 2800 MW de geração eólica, situação que poderia comprometer a segurança de todo o sistema interligado ao qual os geradores estavam conectados. Salienta-se, que turbinas eólicas instaladas em períodos anteriores a dezembro de 2002, de acordo com o projeto e os procedimentos de rede vigentes naquele país, eram programadas para desconectar-se da rede elétrica, quando da ocorrência de perturbações no sistema elétrico que provocassem afundamentos de tensão para valores inferiores a 80% do valor nominal [5]. Isso motivou que a partir de janeiro de 2003, para serem conectadas aos sistemas de transmissão ou distribuição, as novas unidades de geração eólica na Alemanha, devessem ter suportabilidade para contingências criadas por faltas no sistema de potência.

Nessa mesma linha, e a exemplo da Alemanha, diante dessa nova perspectiva alcançada pela energia eólica, os operadores dos sistemas elétricos de muitos outros países, tais como: Espanha, Irlanda, Dinamarca, Holanda, Estados Unidos, Inglaterra, País de Gales, Escócia e mais recentemente o Brasil, dentre outros, passaram a ter uma postura diferente com relação à energia elétrica produzida a partir da energia cinética dos ventos [7]. Consideram que, com a “substituição” gradativa das fontes tradicionais pela geração eólica, estas devem também assumir as tarefas de controle, que eram realizadas por aquelas, no sentido de manter os sistemas elétricos estáveis [69]. Uma dessas funções de controle é a mencionada suportabilidade ou *Transient fault ride through* dos

parques eólicos a faltas temporárias no sistema, no sentido de manter-se em operação mesmo durante e depois da ocorrência de uma falta temporária. Em outras palavras, significa que não deverá ocorrer a perda de geração devido a excursões temporárias, para além dos limites normais, da tensão ou frequência. Obviamente, essa característica está restrita a uma certa severidade máxima da perturbação, em termos da duração do evento, associado a níveis de tensão estabelecidos em norma. Em particular, o Brasil, por iniciativa do Operador Nacional do Sistema (ONS), muito embora de uma maneira ainda embrionária, tem feito esforços nessa direção, no sentido de revisar os procedimentos de rede vigentes, adequando-os a esta nova realidade.

Como resultado dessa necessidade de adequação dos procedimentos de rede, estão sendo estabelecidas características de suportabilidade mínimas para aerogeradores, cujos formatos, resguardadas algumas particularidades, acompanham os limites apresentados em que são estabelecidas as características mínimas de suportabilidade de turbinas eólicas [34] e [70].

O Brasil, atento a essa questão, encontra-se em fase de definição de uma curva de suportabilidade para este tipo de geração, conforme mostra a figura 3.18, extraída da referência [32]. Dito de outra forma, os aerogeradores deverão manter a geração quando submetidas a perfis de tensão similares ao apresentado na ilustração mencionada.

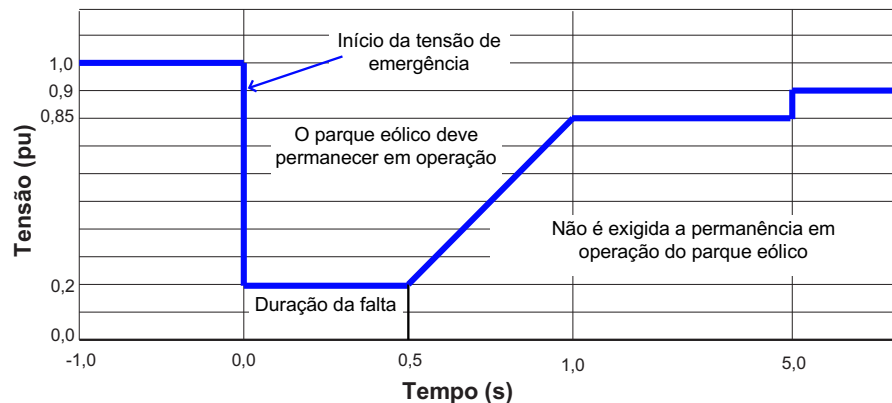


Figura 3.18: Curva de suportabilidade para aerogeradores (*Transient Fault Ride Through*).

Na figura anterior, três pontos principais da curva de suportabilidade apresentada merecem ser destacados:

1. O parque eólico deverá ter capacidade de suportar afundamentos de tensão para até 20% da tensão nominal por 0,5 segundos (*Curva de suportabilidade para aerogeradores*);

2. A central eólica deverá ter capacidade para operar com uma tensão de 85% da tensão nominal, medida no lado de alta tensão do(s) transformador(es) do parque eólico, durante 4 segundos, após o restabelecimento parcial da tensão;
3. O parque eólico deverá ter capacidade para operar continuamente com uma tensão de 90% da tensão de linha nominal, medida no lado de alta tensão do(s) transformador(es) do parque eólico.

3.10 Considerações finais

Este capítulo foi dedicado à descrição dos diversos aspectos relacionados com sistemas de geração acionados pela energia dos ventos. Através da descrição das diversas partes constituintes das turbinas eólicas e das possíveis configurações, em relação tanto aos geradores utilizados quanto à forma de conexão com a rede elétrica, ou seja, se de forma direta ou através de conversores de frequência, pôde-se evidenciar as vantagens e desvantagens apresentadas por cada uma das topologias encontradas na atualidade.

A escolha do esquema mais apropriado para um dado aproveitamento não é tarefa simples, ao contrário, exige a observância de aspectos, de ordem técnica, econômica, ambiental e social, os quais muitas vezes apresentam-se conflitantes.

Dentre os aspectos mais importantes que devem ser observados para a definição de uma determinada topologia, podem citar-se: domínio da tecnologia, custo dos componentes, confiabilidade, manutenção, fator de potência de saída, geração de harmônicos, eficiência, etc. Outro fator que merece destaque diz respeito ao comportamento dinâmico de cada topologia. Ou seja, a forma de conexão à rede elétrica e a utilização ou não de conversores de frequência, que propiciam uma interação mais ou menos amigável entre o WECS e a rede elétrica, do ponto de vista da qualidade da energia elétrica produzida, do maior ou menor grau de participação na manutenção da segurança e estabilidade do sistema e, em última análise, da influência sobre a vida útil dos componentes mecânicos e elétricos da turbina eólica.

Salienta-se que alguns dos aspectos mencionados, tal como aqueles relacionados com os impactos dos WECS para com os sistemas de potência, sob o ponto de vista da qualidade da energia, serão objeto de um aprofundamento maior em etapas posteriores desta tese.

Capítulo 4

CARACTERIZAÇÃO DO WECS A SER UTILIZADO NOS ESTUDOS E MODELAGEM MATEMÁTICA

4.1 Considerações iniciais

Nos capítulos precedentes foram abordados os diversos aspectos relacionados com o processo e sistemas de conversão de energia eólica, inclusive quanto às diversas topologias disponíveis no mercado mundial para este tipo de aproveitamento.

Adentrando mais no tema objeto desta tese, o presente capítulo é destinado à caracterização da topologia utilizada na pesquisa em tela, bem como à apresentação dos desenvolvimentos matemáticos de cada um dos subsistemas que formam o WECS enfocado nos estudos.

Nessa direção, a modelagem matemática do aerogerador é iniciada pelo modelo do vento, o qual é responsável por gerar um sinal de vento, que é aplicado às pás do rotor da turbina, iniciando dessa forma o processo de conversão eólico - elétrico. Prosseguindo com os trabalhos de modelagem, e de forma sequencial, é feita a descrição dos modelos dos outros componentes da turbina, a saber: gerador elétrico utilizado, conversor de frequência, transformador elevador e, finalmente, do equivalente do sistema elétrico ao qual o complexo eólico é conectado. Sistemas de controle, quando existentes, são modelados complementarmente ao módulo de força ou principal.

A implementação computacional das equações apresentadas neste capítulo, e que

descrevem o comportamento dos dispositivos em questão, é feita na etapa subsequente desta tese, o que propiciará a realização de estudos de desempenho do complexo eólico.

4.2 Sistema de conversão eólica enfocado

Dando início a esta etapa dos trabalhos, procede-se com a identificação do sistema de conversão de energia eólica, o qual encontra-se ilustrado na figura 4.1. O diagrama permite visualizar os diversos subsistemas que o compõem.

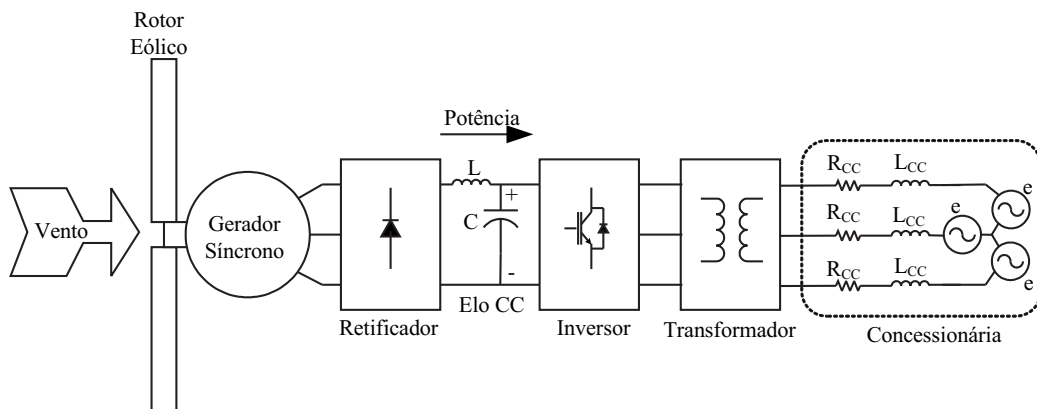


Figura 4.1: *Sistema eólico sob foco.*

É importante salientar que o rotor representado na figura é de eixo horizontal e suporta um conjunto de três pás, dotadas de controle do ângulo de passo. Esta última característica é de fundamental importância para a determinação do desempenho do conversor eólico e conseqüentemente para os trabalhos de modelagem matemática, como é mostrado subsequente.

4.3 Modelagem matemática dos componentes do sistema de conversão eólica investigado

Este item destina-se à descrição e modelagem de cada um dos módulos que conformam o sistema eólico sob foco. A descrição dos subsistemas é realizada seguindo a ordem física mostrada no arranjo da figura 4.1, já referenciada.

4.3.1 Representação do vento

Conforme já visto, a fonte primária de energia em sistemas de conversão eólica é o vento. A representação deste fluido incorpora possíveis turbulências verificadas em escoamentos reais, inclusive os seus aspectos aleatórios, de maneira a representar adequadamente o seu comportamento. A variabilidade do vento significa que a potência elétrica resultante da conversão também é flutuante, embora numa faixa de frequências normalmente mais estreita, pois a turbina comporta-se como um filtro passa-baixa.

A representação do sinal da velocidade do vento é feita utilizando-se a formulação descrita em [13], que desfruta de aceitação ampla da comunidade técnico-científica que atua nesta área de geração. Este sinal é composto pela soma de quatro componentes, a saber: a velocidade média do vento (componente principal), uma rajada, uma rampa de velocidade e um ruído, conforme a equação 4.1. Salienta-se, que os distintos parâmetros utilizados na expressão que representa o vento, são escolhidos em função das características que se deseja para o sinal a ser gerado computacionalmente, em termos da máxima amplitude e duração.

$$v_{vento} = v_{base} + v_{rajada} + v_{rampa} + v_{ruído} \quad (4.1)$$

Sendo:

v_{vento} - velocidade do vento [m/s];

v_{base} - velocidade média do vento (base) [m/s];

v_{rajada} - componente rajada do vento [m/s];

v_{rampa} - componente rampa do vento [m/s];

$v_{ruído}$ - componente ruído do vento [m/s].

A componente velocidade média do vento ou vento base é descrita pela equação 4.2, que como se observa, trata-se de um valor constante, sempre presente nos estudos, quando o aerogerador está em operação.

$$v_{base} = K_B \quad (4.2)$$

A componente rajada do vento é representada pelas equações 4.3 e 4.4.

$$v_{rajada} = \begin{cases} 0 & t < t_{irajada} \\ V_{\cos} & t_{irajada} < t < t_{irajada} + T_{rajada} \\ 0 & t > t_{irajada} + T_{rajada} \end{cases} \quad (4.3)$$

Onde:

$$V_{\cos} = \left(\frac{R_{MAX}}{2} \right) * \left\{ 1 - \cos 2\pi \left[\left(\frac{t}{t_{irajada}} \right) - \left(\frac{t_{irajada}}{T_{rajada}} \right) \right] \right\} \quad (4.4)$$

Sendo:

T_{rajada} - período da rajada [s];

$t_{irajada}$ - tempo de início da rajada [s];

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

A componente da velocidade do vento denominada de rampa pode ser determinada pelas equações 4.5 e 4.6.

$$v_{rampa} = \begin{cases} 0 & t < t_{irampa} \\ V_{ramp} & t_{irampa} < t < t_{frampa} \\ 0 & t > t_{frampa} \end{cases} \quad (4.5)$$

$$V_{ramp} = RAM_{MAX} * \left[1 - \frac{(t - t_{frampa})}{(t_{irampa} - t_{frampa})} \right] \quad (4.6)$$

Sendo:

RAM_{MAX} - valor máximo da rampa [m/s];

t_{irampa} - tempo de início da rampa [s];

t_{frampa} - tempo final da rampa [s].

A última componente da velocidade do vento, denominada de ruído, é a parte randômica desse sinal, a qual é definida pelas equações 4.7 e 4.8. Assim como ocorre

com o valor médio do vento, esta componente também está sempre presente no modelo do fluido. Para introduzir os aspectos estocásticos presentes nos ventos reais, utilizou-se uma rotina computacional que gera de forma aleatória a variável ϕ_i .

$$v_{ruído} = 2 * \sum_{i=1}^N [S_V(\omega_i) \Delta\omega]^{\frac{1}{2}} \cos(\omega_i t + \phi_i) \quad (4.7)$$

Onde:

$$\omega_i = \left(i - \frac{1}{2}\right) \Delta\omega \quad (4.8)$$

Sendo:

ϕ_i - variável randômica com densidade de probabilidade uniforme de 0 a 2π ;

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

N - números de termos considerados.

A função $S_V(\omega_i)$ é uma função de densidade espectral definida pela equação 4.9.

$$S_V(\omega_i) = \frac{2K_N F^2 |\omega_i|}{\pi^2 [1 + (F\omega_i/\mu\pi)^2]^{\frac{4}{3}}} \quad (4.9)$$

Sendo:

K_N - coeficiente de arrasto da superfície;

F - escala de turbulência;

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

4.3.2 Representação do sombreamento de torre

A característica inerentemente aleatória do vento é ainda mais perturbada toda vez que obstáculos são transpostos, dentre eles, as próprias estruturas utilizadas para a sustentação das turbinas eólicas, que alteram a distribuição do fluxo de ar incidente. Este tipo de perturbação do vento, conforme foi visto no capítulo 2, é denominado de sombreamento da torre (*tower shadow*).

O efeito da altitude, ou seja, a menor interferência que os obstáculos provocam sobre o vento a medida que se afasta da superfície terrestre também é causa de variações em sua velocidade. Face a esse comportamento com a altura e ao movimento rotativo das pás, verifica-se uma variação periódica do vento e, em consequência, do torque

e potência produzidos. Assim sendo, uma pá, na posição mais alta da torre, estará submetida a um vento incidente maior do que aquele experimentado na posição mais baixa, atingindo valores intermediários de velocidade do vento quando as pás giram. Em consequência disso, o torque, a potência e a corrente variam de forma oscilatória [71]. Este efeito, porém, tem um impacto muito menos significativo do que aquele produzido pelas torres de suporte de aerogeradores, motivo pelo qual não será objeto de maior aprofundamento nesta tese [42], [72].

O efeito da sombra da torre depende fundamentalmente de duas características construtivas dos aerogeradores: o tipo de torre utilizada (treliçada ou tubular) e a posição das pás em relação à incidência do vento (*upwind* ou *downwind*). As torres treliçadas, em função de suas características construtivas, provocam uma menor perturbação ao vento incidente do que as torres tipo tubular. Apesar disto, devido principalmente a aspectos estéticos sua utilização é muito restrita. De outro lado, rotores do tipo *downwind* provocam uma maior alteração/desaceleração do vento, comparativamente às do tipo *upwind* e, em consequência, as oscilações de torque e potência também são maiores. Estudos avaliam que o sombreamento de torre para rotores *downwind* possa provocar oscilações de torque superiores a 10% [73]. Este efeito é menos significativo em rotores do tipo *upwind*, fato que justifica a sua forte predominância na atualidade.

Pelos motivos descritos, nesta tese aborda-se somente o efeito do sombreamento de torre em turbinas de eixo horizontal, com rotor do tipo *upwind*, dotado de três pás. Assim sendo, o sinal de vento e as grandezas elétricas e mecânicas decorrentes de sua aplicação ao rotor da turbina, deverão ter um comportamento oscilatório, 3 vezes por rotação.

A parcela correspondente ao sombreamento da torre é dada pela expressão 4.10 [42]. O termo $v_{sombtor}(x, y)$ representa, portanto, o distúrbio observado na velocidade do vento devido ao sombreamento da torre. Esta parcela é adicionada ao modelo do vento representado pela expressão 4.1 (item 4.3.1), obtendo-se, dessa forma, o vento efetivamente “enxergado” pelas pás do rotor eólico. Em realidade este tipo de fenômeno comporta-se como uma turbulência, desta vez de natureza oscilatória e permanente. As dimensões necessárias para a utilização desta equação estão identificadas na figura 4.2. Ressalta-se, que a variável y apresenta um valor máximo quando as pás estão alinhadas com a torre e um valor nulo quando perpendiculares a esta. Assim sendo, esta variável pode ser representada por uma função cossenoidal do ângulo azimutal, formado entre

a ponta da pá e o ponto médio da torre.

$$v_{sombtor}(x, y) = K_B a^2 \frac{y^2 - x^2}{(x^2 + y^2)^2} \quad (4.10)$$

Sendo:

$v_{sombtor}(x, y)$ - componente do vento devido ao sombreamento da torre;

K_B - velocidade base do vento;

a - raio da torre;

x - distância lateral das pás até o centro da torre;

y - distância longitudinal entre cada pá e o centro da torre.

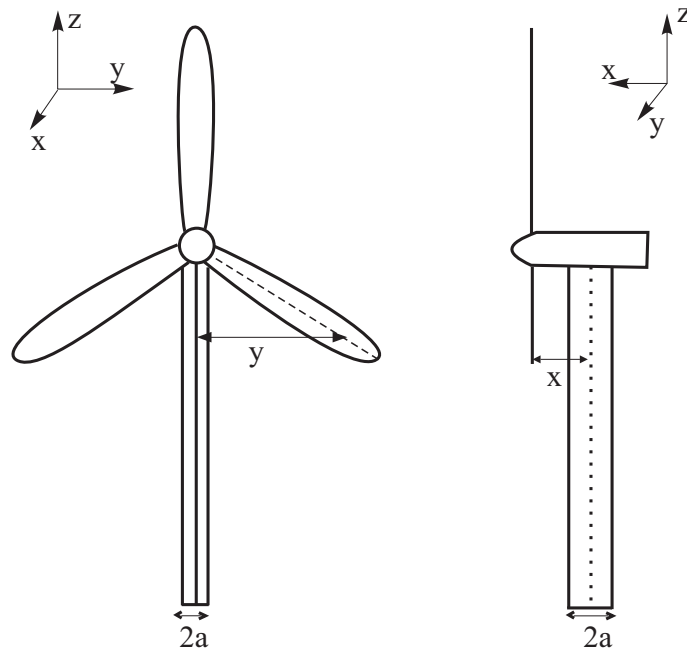


Figura 4.2: Dimensões utilizadas na modelagem do sombreamento da torre.

4.3.3 Representação do rotor

O rotor de uma turbina eólica é responsável pela extração da energia do vento, convertendo-a em energia mecânica rotacional e transferindo-a ao eixo do gerador elétrico, caracterizando-se assim, como um sistema aerodinâmico complexo. A determinação precisa da potência ou torque elétrico é possível de ser realizada, existindo para tal fim métodos de cálculo, como os descritos em [4]. Contudo, os esforços para esse objetivo seriam muito grandes, devido à alta complexidade dos desenvolvimentos. Para resolver este problema, em cálculos práticos, utiliza-se uma forma simplificada do

modelo do rotor eólico que conduz a resultados satisfatórios, principalmente quando o foco dos estudos volta-se para o comportamento elétrico do sistema [74].

A partir da equação 2.4, apresentada no Capítulo 2, a expressão da potência mecânica extraída do vento é reescrita, desta vez, com o coeficiente de potência (C_p) como função da razão da velocidade da pá (λ), em conformidade com o apresentado naquela fase da tese. Todavia, o coeficiente de potência pode ser ajustado através do posicionamento das pás, sendo, portanto, dependente do ângulo de passo “ β ”, situação que também está incorporada à nova expressão da potência mecânica, conforme mostra a equação 4.11.

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \rho_{ar} A C_p(\lambda, \beta) v_{vento}^3 \quad (4.11)$$

Sendo:

ρ - densidade do ar [kg/m^3];

A - área varrida pelas pás [m^2];

C_p - coeficiente de potência ou de desempenho (função de λ e θ);

λ - razão de velocidade da pá;

β - ângulo de passo das pás do rotor [graus].

Sendo que a razão de velocidade na ponta da pá é dada pela equação 4.12.

$$\lambda = \frac{v_{pa}}{v_{vento}} = \frac{\omega_{pa} R}{v_{vento}} \quad (4.12)$$

Sendo:

v_{pa} - velocidade linear na ponta da pá [m/s];

ω_{pa} - velocidade angular da pá [rad/s];

R - raio da pá [m].

Tendo em vista que a potência transmitida no eixo do rotor é dada pelo produto do torque pela velocidade mecânica do rotor, a expressão 4.11 pode ser reescrita conforme mostra a equação 4.13.

$$T_{mec} = \frac{1}{2} \rho_{ar} A C_P(\lambda, \beta) \frac{v_{vento}^3}{\omega_{pa}} \quad (4.13)$$

Como já mencionado, o controle da potência do aerogerador é feito pelo controle do ângulo de passo das pás, o chamado controle *pitch*. Neste tipo de sistema, o coeficiente

de desempenho C_P , ou eficiência aerodinâmica, é uma variável que depende da razão de velocidade na pá (TSR - *Tip Speed Ratio*), λ , e do ângulo de passo β , conforme é evidenciado pelas equações 4.14 e 4.15. Salienta-se que as constantes apresentadas nas expressões mencionadas são de natureza empírica, e, os valores encontrados na literatura podem ser diferenciados [4], [47] e [75].

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,73\left(\frac{151}{\lambda_i} - 0,58\beta - 0,002\beta^{2,14} - 13,2\right)e^{\frac{-18,4}{\lambda_i}} \quad (4.14)$$

Sendo:

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda - 0,02\beta} - \frac{0,003}{\beta^3 + 1}} \quad (4.15)$$

A figura 4.3 ilustra, para diversos ângulos de passo (β), o coeficiente de potência (C_p) em função da relação da velocidade da pá (λ), para o modelo representado pela expressão 4.11 [43].

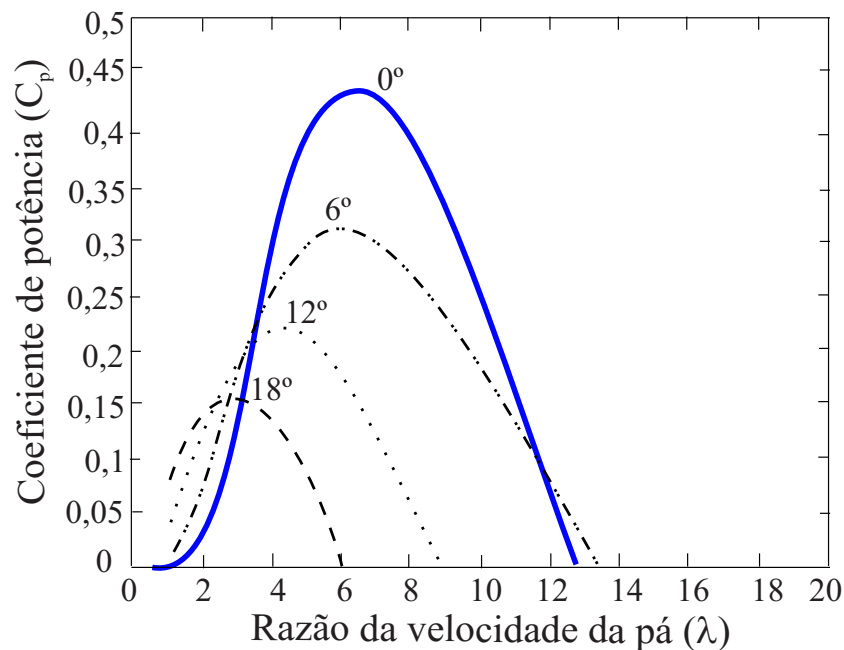


Figura 4.3: Coeficiente de potência de uma turbina eólica (C_p) em função da relação da velocidade da pá (λ), com variação do ângulo de passo (β).

A figura 4.4 mostra, a título de exemplo, o comportamento da potência mecânica em função da velocidade rotacional, para diversas condições de vento, de turbinas de velocidade fixa e de velocidade variável [47]. Esta figura permite identificar o valor da velocidade (ótima) que conduz a uma maior potência mecânica, para uma dada velocidade do vento.

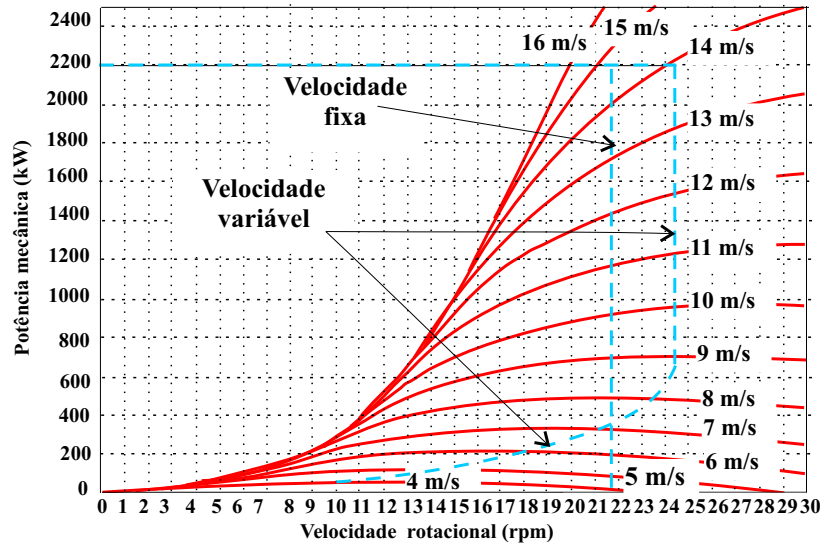


Figura 4.4: Potência mecânica em função da velocidade rotacional para diferentes velocidades de vento.

4.3.4 Representação do gerador síncrono

O gerador elétrico constitui-se no principal componente do processo de conversão de energia, pois sua função é transformar a energia mecânica rotacional fornecida pelo rotor eólico em energia elétrica. Neste estudo em particular, é utilizado um gerador síncrono multipólos, cuja característica principal é a de operar em baixas velocidades e numa faixa relativamente ampla de velocidades. Isto, por sua vez, possibilita a eliminação da caixa multiplicadora de velocidades, que, como já dito, diminui a possibilidade de problemas mecânicos e conseqüentemente de manutenção, sendo mais uma vantagem em relação ao uso dos geradores de indução dotados deste componente.

Para a representação do gerador utilizou-se o modelo geral de fluxos da máquina síncrona [36], empregando técnicas no domínio do tempo. As equações algébricas e diferenciais deste modelo representam a máquina síncrona de forma detalhada, permitindo observar, inclusive, os fenômenos subtransitórios que ocorrem no estator da máquina. Este tipo de modelagem é essencial em simulações que envolvem dispositivos eletrônicos semicondutores, pois os picos de corrente e tensão subtransitórios são fundamentais no dimensionamento de tais dispositivos [76].

A figura 4.5 fornece uma representação esquemática da máquina síncrona, indicando todos os seus enrolamentos e os eixos correspondentes.

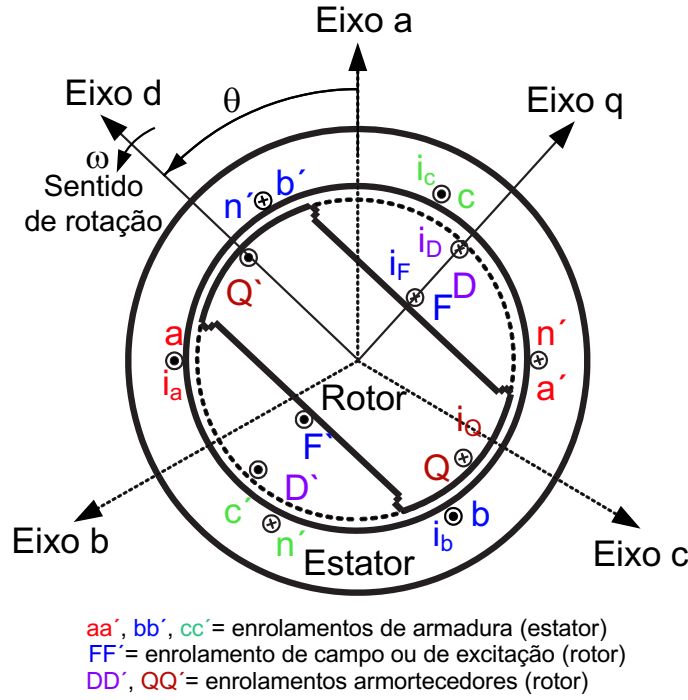


Figura 4.5: Representação esquemática de uma máquina síncrona mostrando os enrolamentos (concentrados) e os eixos correspondentes.

As expressões que relacionam tensões, fluxos e correntes da máquina síncrona são dadas pelas equações 4.16 e 4.17.

$$[v] = -[R] \cdot [i] - \frac{d[\lambda]}{dt} \quad (4.16)$$

$$[\lambda] = [L] \cdot [i] \quad (4.17)$$

Sendo:

$[v], [i], [\lambda]$ - matrizes coluna das tensões, correntes e fluxos concatenados das fases “a, b e c” do estator, da excitação ou campo “F” (*field*) do rotor e das componentes “D e Q” (dos eixos direto e quadratura) do enrolamento amortecedor, respectivamente;

$[R]$ - matriz diagonal das resistências dos enrolamentos “a, b, c, F, D, Q”;

$[L]$ - matriz das indutâncias dos enrolamentos “a, b, c, F, D, Q”, cujos elementos são determinados da seguinte forma:

- $\rightarrow$ Diagonal Principal:

Para $i = a, b, c$ (auto-indutâncias do estator)

$$L_{ii} = L_S + L_M \cos [2(\theta + \alpha_{ii})] + \ell_i \quad (4.18)$$

Para $i = F, D, Q$ (auto-indutâncias do rotor)

$$L_{ii} = L_i + \ell_i \quad (4.19)$$

• → Outros elementos:

Para i ou $j = a, b, c$ e $i \neq j$ (indutâncias mútuas do estator)

$$L_{ij} = L_S + L_M \cos [2(\theta + \alpha_{ij})] + \ell_i \quad (4.20)$$

Para $i = a, b, c$ e $j = F, D$ (indutâncias mútuas entre estator e rotor - eixo direto)

$$L_{ij} = M_j \cos (\theta + \alpha_{ij}) \quad (4.21)$$

Para $i = a, b, c$ e $j = Q$ (indutâncias mútuas entre estator e rotor - eixo quadratura)

$$L_{ij} = M_j \sin (\theta + \alpha_{ij}) \quad (4.22)$$

Para i ou $j = F, D, Q$ e $i \neq j$ (indutâncias mútuas do rotor)

$$L_{ij} = M_{ij} \cos \alpha_{ij} \quad (4.23)$$

Sendo:

θ - ângulo entre o eixo da fase “a” do estator e o eixo “F” do rotor;

L_S e L_M - parcelas constantes da indutância própria de uma fase do estator;

L_i - parcelas constantes da indutância própria do rotor e dos enrolamentos de eixo direto e em quadratura do enrolamento amortecedor: $i = F, D, Q$;

ℓ_i - indutância de dispersão do enrolamento i ;

M_S - parcela constante da indutância mútua entre fases do estator;

M_j - parcela constante das indutâncias mútuas entre uma fase do estator e os enrolamentos F, D e Q : $j = F, D, Q$.

Os valores de α_{ij} , determinados de acordo com as posições relativas entre os enrolamentos de estator e rotor, são dados na tabela 4.1.

Tabela 4.1: Valores do ângulo α_{ij}

α_{ij}		j=					
		a	b	c	F	D	Q
i=	a	0	$\pi/6$	$5\pi/6$	0	0	0
	b	$\pi/6$	$-2\pi/3$	$-\pi/2$	$-2\pi/3$	$-2\pi/3$	$-2\pi/3$
	c	$5\pi/6$	$-\pi/2$	$2\pi/3$	$2\pi/3$	$2\pi/3$	$2\pi/3$
	F	0	$-2\pi/3$	$2\pi/3$	-	0	$\pi/2$
	D	0	$-2\pi/3$	$2\pi/3$	0	-	$\pi/2$
	Q	0	$-2\pi/3$	$2\pi/3$	$\pi/2$	$\pi/2$	-

O conjugado eletromagnético desenvolvido pelo gerador elétrico pode ser obtido pela expressão a seguir:

$$T_e = \frac{p}{2} \sum_i \sum_j i_i i_j \frac{dL_{ij}}{d\theta} \quad (4.24)$$

Sendo i_i e i_j as correntes nos enrolamentos i e j, respectivamente. Os índices i e j assumem: a, b, c, F, D, Q, com $i \neq j$.

Completando o equacionamento do modelo da máquina síncrona, a equação 4.25 fornece a equação do movimento de tal dispositivo.

$$J \frac{d^2\theta}{dt^2} = T_T - T_e \quad (4.25)$$

Sendo:

T_T - conjugado do acionamento primário (turbina eólica) [N.m];

T_e - conjugado eletromagnético [N.m];

J - momento de inércia [$kg.m^2$].

É importante salientar, que variando-se adequadamente os índices i e j constantes nas expressões dos desenvolvimentos anteriores, é possível obter-se o conjunto de parâmetros que será utilizado nos trabalhos posteriores de simulação. Na prática, alguns destes parâmetros não são facilmente acessíveis. Desta forma, o programa de simulação utilizado nas investigações possui uma parte introdutória, onde os referidos parâmetros são calculados a partir de parâmetros facilmente obtidos dos dados de placa, em catálogos, ou através dos fabricantes dos geradores.

4.3.5 Representação do conversor de frequência

Os conversores de frequência são dispositivos eletrônicos que controlam a frequência e a magnitude da tensão de saída. Estes equipamentos são constituídos por uma ponte retificadora trifásica controlada ou não, um barramento de corrente contínua e um inversor de frequência variável. Este conjunto constitui o que se denomina por unidade de potência. Além disso, para o funcionamento, este equipamento requer um processo de controle e disparo das chaves semicondutoras.

Neste ponto dos trabalhos é importante abrir um parêntesis a respeito da estratégia utilizada para efetuar o controle dos gatilhos das chaves do inversor. Na investigação realizada nesta tese, a modulação das tensões de saída é realizada através da técnica PWM senoidal. Deve-se reconhecer, entretanto, que atualmente existem outras estratégias de chaveamento, a exemplo da técnica PWM vetorial, que faz uso do processamento digital de sinais (PDS). Esta técnica, incorporada a aerogeradores de geração mais recente, permite alguns ganhos comparativamente à técnica PWM senoidal. Dentre as principais melhorias alcançadas pode-se destacar um melhor aproveitamento da tensão do elo CC, melhor eficiência, dispensa da necessidade do estabelecimento de tensões de referência, dentre outros [77].

As principais partes físicas constituintes das unidades de potência do equipamento utilizado estão mostradas na figura 4.6.

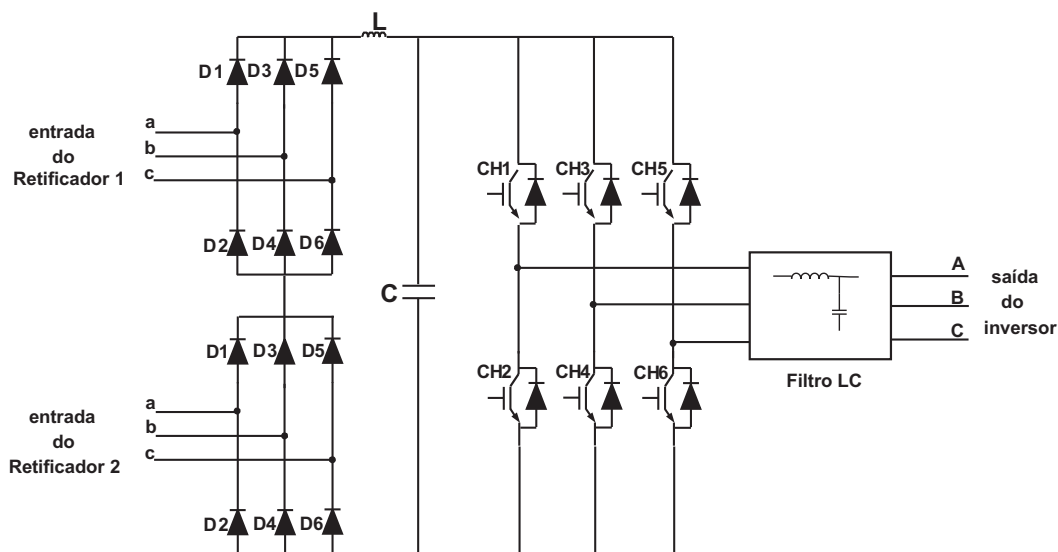


Figura 4.6: *Modelo do conversor de frequência implementado computacionalmente.*

Constata-se na figura anterior, que o conversor de frequência empregado neste estudo consiste de uma ponte retificadora não controlada de 12 pulsos, formada por duas

pontes retificadoras de 6 pulsos em série e um inversor PWM (*Pulse Width Modulation*) senoidal, que se comporta como um *link* assíncrono CA-CC-CA, desacoplando, dessa forma, o sistema de conversão eólica do sistema CA. Esta característica permite a operação destes sistemas em nível de tensão e frequência próprias [65]. Vale lembrar que o suprimento dos retificadores, num sistema real, seria feito através de um gerador hexafásico. Todavia, o modelo anteriormente descrito para esta máquina consiste numa unidade trifásica convencional. Para compatibilizar tal situação optou-se pelo uso de dois transformadores de interligação entre a geração e a conversão, os quais encontram-se defasados de 30° . Tais transformadores foram adotados na forma de dispositivos ideais, isto é, não oferecem qualquer queda de tensão nem exigem correntes de magnetização, possuindo tão somente a propriedade de oferecer as mencionadas defasagens. Assim procedendo, fica evidenciado que, no que tange ao funcionamento do gerador, as formas de onda das correntes, fluxos internos, etc. assumem desempenhos similares àqueles associados com a operação de um gerador hexafásico. Nessa mesma figura, está ilustrado também o barramento CC, que é composto por um filtro LC. O objetivo do filtro é manter a tensão CC constante e com baixo nível de ruídos ou harmônicos (*ripple*). Adicionalmente, o filtro presente no barramento CC tem por função estabilizar a tensão de saída do retificador, mesmo quando da ocorrência de distúrbios do lado CA, que tendem a causar variações da tensão CC. Ressalta-se que a opção pelo uso do retificador a diodos, deve-se, principalmente, a sua simplicidade, baixo custo e perdas reduzidas, comparativamente a outras topologias existentes que utilizam pontes retificadoras controladas.

Nos terminais de saída do inversor está conectado um outro filtro LC, cuja finalidade é filtrar as componentes harmônicas geradas pelo conversor de frequência, dessa forma, suavizando as formas de onda das correntes [78]. A redução da distorção harmônica tem, pois, a finalidade de manter a distorção em conformidade com os valores de referência especificados em norma, em particular, com os procedimentos de distribuição - PRODIST [79], aplicável para o acesso aos sistemas de distribuição. Outras topologias de filtros podem também ser utilizadas, a exemplo da configuração LCL ou mesmo os filtros sintonizados, cada um possuindo especificidades e particularidades em termos de desempenho e complexidade de projeto. Uma questão que deve ser sempre observada diz respeito a possibilidade de ocorrência de ressonâncias, fato que leva a necessidade de se adotar procedimentos criteriosos para sua especificação.

4.3.4.1 Controle do inversor

Sob tal designação compreendem-se as ações decisórias responsáveis pelo controle da operação da unidade inversora através da geração dos sinais de gatilho, provenientes da lógica de disparo dos semicondutores de potência. Neste sentido, as discussões procedentes encontram-se dirigidas para três pontos focais:

- Estabelecimento da lógica de controle;
- Fundamentos sobre o controle vetorial;
- Formação dos pulsos de disparo.

Para tanto, utilizar-se-á do controle vetorial como técnica para o processamento e definição dos requisitos necessários à lógica de disparo [80]. A partir desta informação, empregando-se o controle PWM, também largamente utilizado neste campo de trabalho, são produzidos os pulsos de disparo que determinam as características das tensões trifásicas do conversor, as quais consistem nos pontos físicos de conexão do sistema eólico com a rede trifásica existente. Estas duas unidades são consideradas em maiores detalhes na sequência.

a) Lógica de controle

O controle do inversor, fundamentalmente, destina-se à manutenção da tensão no PAC num valor pré-definido, alcançado pelo ajuste do fluxo de potência reativa absorvida ou fornecida do ou para o sistema de potência [30]. A malha de controle para a finalidade mencionada está apresentada na figura 4.7.

O sistema de controle em questão, possibilita o controle da potência ativa entregue ao sistema e reativa intercambiada com o mesmo [81], propiciando, ainda, a extração da máxima energia disponível no vento. Como um produto resultante do controle de potência reativa, como já dito, é alcançado o controle da tensão do ponto de acoplamento comum (PAC). Para isso, a malha de controle utilizada, atua tanto no ângulo de fase (ϕ) quanto na magnitude (m_p) do vetor de tensão de saída nos terminais trifásicos do inversor, conforme sintetiza a figura referenciada.

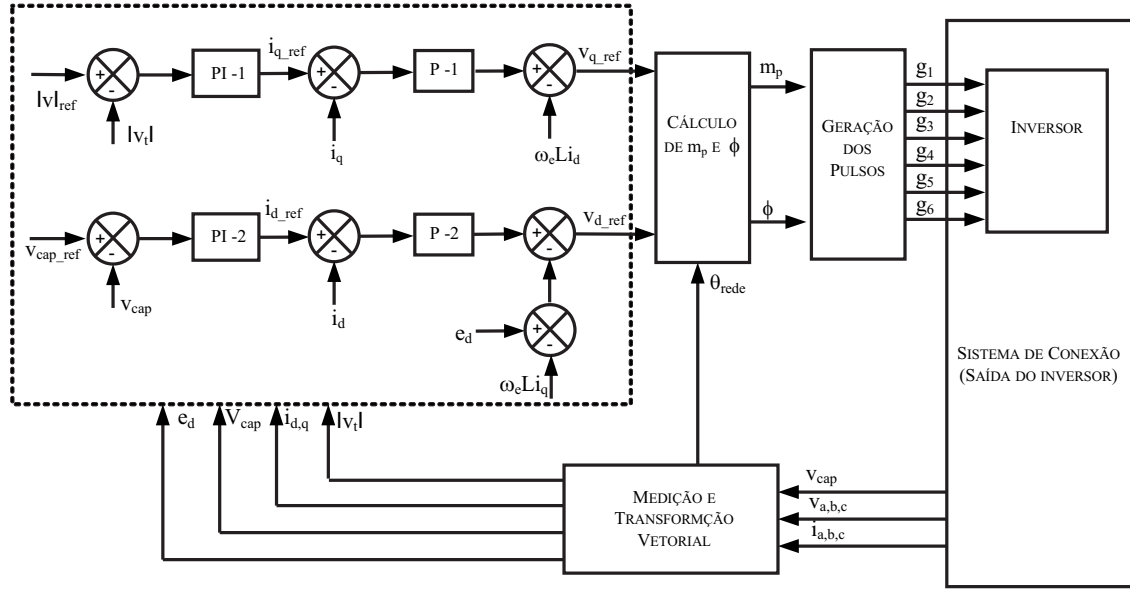


Figura 4.7: Diagrama de blocos do controle do inversor.

O diagrama mostrado na figura anterior ilustra que, uma vez obtidos os valores instantâneos das tensões e correntes no PAC e a tensão no elo CC, estas grandezas são manipuladas utilizando a técnica do controle vetorial [80], de maneira a disponibilizar as grandezas necessárias ao controle propriamente dito. O controle em si é formado por quatro malhas [43] e [78], a saber:

- Malha de controle de corrente de eixo direto;
- Malha de controle de corrente de eixo em quadratura;
- Malha de controle de tensão no capacitor do elo CC;
- Malha de controle da tensão no ponto de acoplamento comum (PAC).

As malhas internas que são de corrente, possuem apenas um controlador do tipo proporcional (P), enquanto que as malhas de controle de tensão do barramento CC e do PAC possuem, cada uma, um controlador proporcional e integral (PI).

Observando-se a malha superior, nota-se que, uma vez obtido o módulo da tensão no ponto de conexão com a rede elétrica, $|v_t|$, este é comparado com um dado valor de referência. O sinal de erro proveniente de tal comparação, alimenta o controlador PI-1, o qual define a corrente em quadratura de referência, i_{q_ref} . Este valor é comparado com a corrente em quadratura obtida da transformação vetorial, cuja diferença serve como dado de entrada do controlador proporcional P-1. A saída deste controlador é

comparada com o sinal gerado para eliminar o acoplamento do eixo direto, gerando, dessa maneira, a tensão de referência em quadratura, v_{q_ref} .

Na segunda malha de controle, é adotada uma metodologia análoga à primeira, desta vez, tomando como dados de entrada a tensão obtida no elo CC e o respectivo valor de referência fornecido. Como dado de saída desta malha obtém-se a tensão de eixo direto de referência v_{d_ref} .

Obtidas as tensões de referência v_{q_ref} e v_{d_ref} , estas são utilizadas para determinar o valor do índice de modulação, m_p , e o ângulo de deslocamento, θ . O índice m_p define a magnitude da tensão de referência do controle PWM, destinado ao controle do fluxo de potência reativa e é determinado pela equação 4.26. Por outro lado, o ângulo θ , define o defasamento entre as tensões geradas na saída do inversor, e_p , e a tensão no PAC, v_t . Esta defasagem é utilizada para ajustar o fluxo de potência ativa injetado ao sistema CA. Ressalta-se, que para a tensão de referência utilizada no controlador PWM, considera-se que esta tensão passa por um valor nulo, no instante $t=0$. Esta situação, no entanto, nem sempre acontece, motivo pelo qual deve ser levada em consideração a defasagem da tensão da rede, a qual é representada pelo ângulo θ_{rede} , obtido no processo de aquisição das tensões do PAC, garantindo dessa forma, o sincronismo entre o sistema eólico e a rede elétrica. Nesse sentido, o ângulo realmente utilizado no controle é dado pela expressão 4.27.

$$m_p = \frac{\sqrt{v_{d_ref}^2 + v_{q_ref}^2}}{V_{CC}} \quad (4.26)$$

$$\phi = \theta_{rede} + \theta \quad (4.27)$$

b) Controle vetorial

Essencialmente, o controle almejado pelas instalações aqui enfocadas consiste na busca de mecanismos que viabilizem o estabelecimento de um fluxo de potência ativo e reativo em sintonia, respectivamente, com a energia primária do vento e o controle de tensão junto ao ponto de conexão. Dentre as técnicas capazes de atender a tal propósito, ressalta-se o controle vetorial. O atrativo maior desta técnica reside no conhecimento de que os vetores são muito úteis para a representação matemática de correntes e tensões, particularmente em aplicações da eletrônica de potência. Assim procedendo, consegue-se uma significativa simplificação no processamento, tendo em

vista o número de equações envolvidas nos algoritmos de controle, e também ao fato de que as grandezas trifásicas são transformadas em duas coordenadas, através de uma matriz de transformação. A partir dessas transformações, informações importantes, como defasamento angular, módulo e potências, podem ser obtidas com facilidade.

A título de ilustração, ressalta-se a referência [80], a qual elucida a aplicação do controle vetorial como forma de definição da operação de um inversor de frequência. Fundamentado neste artigo, a figura 4.8 mostra as transformações associadas com o processo, onde podem ser observados os vetores do lado CA (da rede), no sistema ortogonal síncrono (d, q, 0).

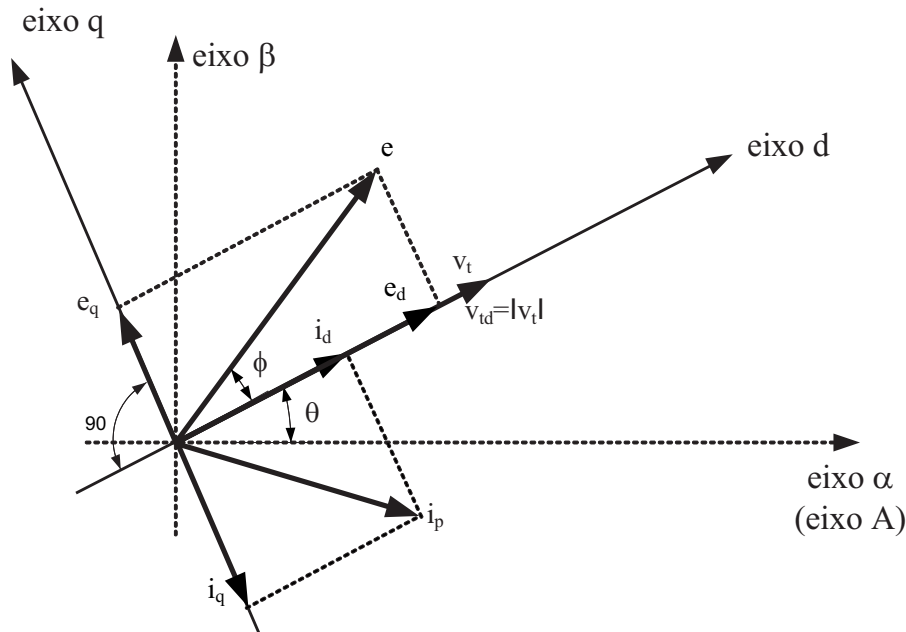


Figura 4.8: Vetores das tensões e correntes resultantes do controle vetorial.

Os eixos d e q não são estacionários, eles seguem a trajetória do vetor da tensão de referência. Assim, as coordenadas d e q, dentro desse sistema de referência rotativo, na velocidade síncrona, são dadas pelas transformações mostradas nas equações 4.28 a 4.32.

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} |v_t| \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = [C_1] \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (4.28)$$

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} |i_d| \\ |i_q| \\ 0 \end{bmatrix} = [C_1] \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (4.29)$$

$$C_1 = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\text{sen}(\theta) & -\text{sen}(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\text{sen}(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (4.30)$$

$$[C_1]^{-1} = \frac{3}{2} [C_1]_t \quad (4.31)$$

$$\theta = \arctan\left(\frac{v_\beta}{v_\alpha}\right) \quad (4.32)$$

Sendo:

$i_{d,q}$ - componentes da corrente nos eixos rotativos d e q;

$|v_t|$ - módulo do vetor da tensão de referência ($v_t = v_\alpha + jv_\beta$);

C_1 - matriz de conversão.

Em que as componentes v_α e v_β são obtidas pela transformação “a, b, c” em “ α , β , 0” conforme referência [80].

Fazendo as devidas substituições, as equações das potências instantâneas ativa e reativa são dadas pelas seguintes relações:

$$p = \frac{3}{2} |v_t| i_d \quad (4.33)$$

$$q = \frac{3}{2} |v_t| i_q \quad (4.34)$$

Das equações acima, observa-se que, no sistema de referência síncrono, apenas a componente i_q de corrente transporta a potência reativa instantânea, já a componente i_d é responsável pela transmissão da potência ativa instantânea [81].

Ressalta-se que, sob condições balanceadas de regime permanente, as coordenadas dos vetores de tensão e corrente no sistema de referência síncrono são grandezas constantes. Isto faz com que a análise vetorial seja uma ferramenta muito útil para o

controle de sistemas trifásicos.

c) Pulsos de disparo do inversor

Fundamentado na lógica de controle ilustrada pela figura 4.9 e empregando-se a técnica do controle vetorial, o passo final para a formação da tensão de saída da unidade eólica, para posterior inserção desta com rede CA pré-existente, consiste na definição da estratégia de disparo dos semicondutores de potência.

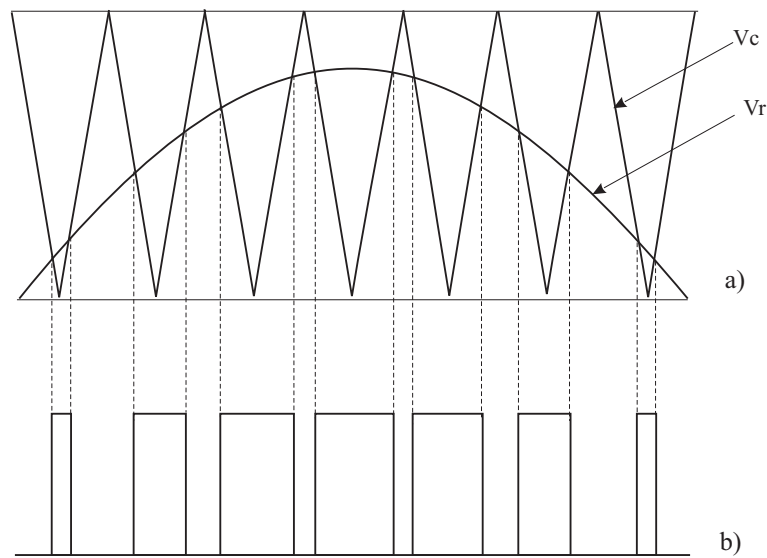


Figura 4.9: Formas de onda de controle para o inversor PWM senoidal: a) sinais de entrada no comparador b) sinal de saída do comparador, a ser aplicado no gate do semicondutor de potência.

A técnica utilizada nesta pesquisa é a de Modulação por Largura de Pulsos, ou como é universalmente conhecida PWM (*Pulse Width Modulation*). Com tal técnica, a definição da seqüência de abertura e fechamento de cada uma das chaves semicondutoras que constituem o inversor é realizada pela comparação de um sinal senoidal com uma onda triangular de elevada freqüência, conforme ilustrado na figura em pauta. Dessa forma, quando V_r (senóide de referência) apresenta um valor maior que V_c (triangular) a saída do comparador demanda que a chave semicondutora correspondente entre em condução, e quando V_r é menor que V_c a chave semicondutora é bloqueada [82].

A figura 4.10 mostra as tensões de saída de um inversor PWM senoidal trifásico. Em 4.10 a) são apresentadas as tensões de referência e a onda triangular. Observa-se que as referências (trifásicas balanceadas) são comparadas com uma onda triangular única. As figuras 4.10 b), 4.10 c) e 4.10 d) correspondem às saídas de cada um dos três

comparadores e também as chamadas tensões de pólos do inversor, que, combinadas, resultam nas tensões de linha de saída, como mostrado na figura 4.10 e).

O número de chaveamentos por meio ciclo da frequência fundamental é definido pela relação entre as frequências das ondas senoidais e a triangular. Esta relação, denominada de índice de modulação, é de suma importância, e deve ser observada na lógica de chaveamento sempre que for utilizada a técnica PWM senoidal. Quando essa relação apresenta um valor elevado, o inversor PWM senoidal entrega uma forma de onda de tensão de saída de boa qualidade, as componentes harmônicas geradas encontrando-se na faixa das altas frequências (frequência de chaveamento do sinal triangular) e, conseqüentemente, de fácil eliminação através de filtros passivos ou ativos.

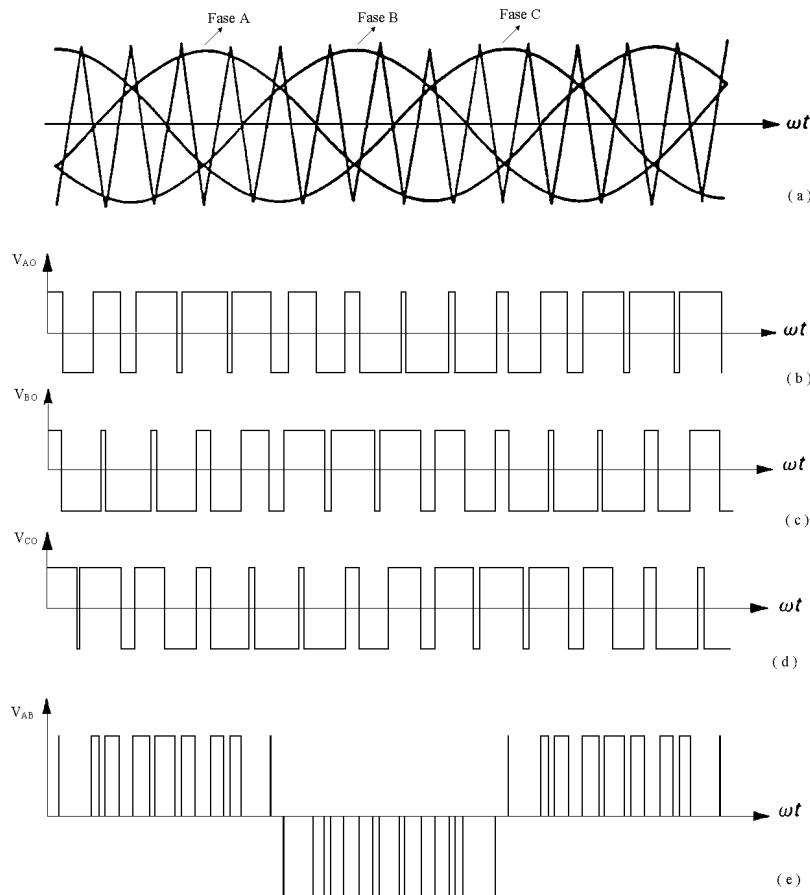


Figura 4.10: Formas de onda de tensão de saída para o inversor PWM senoidal trifásico: a) tensões de entrada nos comparadores; b), c) e d) tensões de pólo; e) tensão de linha v_{AB} nos terminais de saída do inversor.

Observa-se que a amplitude da tensão de linha de saída do inversor na frequência fundamental é diretamente proporcional a esse índice de modulação e alcança um valor máximo igual a 86,3% da tensão do barramento de corrente contínua (Elo CC). Esta situação ocorre quando o índice de modulação é igual a 1 [83], ou seja, quando as

amplitudes das ondas senoidais de referência e triangular são iguais. Isto quer dizer que o maior valor eficaz de tensão de linha possível com índice de modulação unitário é de 61% da tensão do barramento CC. Por esse motivo, inversores ao operar com frequências fundamentais elevadas (da ordem da frequência industrial) utilizam o recurso chamado “sobremodulação” (índice de modulação > 1) como indicado na figura 4.11. Com isso é possível aproveitar melhor a tensão do barramento CC e reduzir o número de chaveamentos por ciclos, mas com a penalidade do reaparecimento de harmônicos de baixa ordem na tensão de saída.

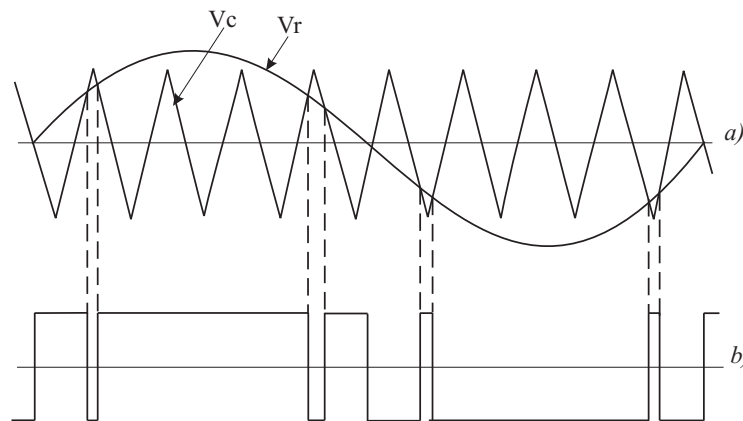


Figura 4.11: Sobremodulação com o inversor PWM senoidal: a) sinais de entrada no comparador; b) sinal de saída no comparador.

4.3.6 Representação do transformador elevador

Uma vez que foi realizada a modelagem do inversor de frequência, responsável pela conversão dos sinais contínuos do elo CC para grandezas alternadas com frequência compatível com a da rede de conexão, este item tem por finalidade apresentar a modelagem matemática para transformadores de potência, responsáveis pela compatibilização do nível de tensão do sistema eólico com o sistema elétrico.

Assim sendo, baseando-se no circuito equivalente tradicional de transformadores e levando-se em consideração a característica não linear do material ferromagnético que compõe o núcleo do dispositivo, este pode ser representado pelo circuito mostrado na figura 4.12 [82] e [83].

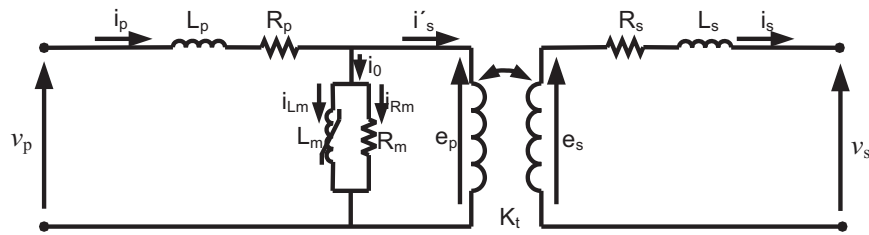


Figura 4.12: Circuito equivalente do transformador.

Sendo:

v_p - tensão fase-neutro aplicada aos terminais do enrolamento primário;

v_s - tensão fase-neutro nos terminais do enrolamento secundário;

e_p - força contra-eletromotriz induzida no enrolamento primário;

e_s - força eletromotriz induzida no enrolamento secundário;

i_s - corrente de fase no enrolamento secundário;

i'_s - corrente do secundário referida ao primário;

i_0 - corrente de magnetização;

i_{Rm} - parcela da corrente de magnetização associada às perdas no núcleo;

i_{Lm} - parcela da corrente de magnetização associada à produção do fluxo eletromagnético;

i_p - corrente de fase no enrolamento primário;

R_p - resistência ôhmica do enrolamento primário;

R_s - resistência ôhmica do enrolamento secundário;

L_p - indutância de dispersão do enrolamento primário;

L_s - indutância de dispersão do enrolamento secundário;

R_m - resistência do ramo magnetizante, associada às perdas no ferro;

L_m - Indutância associada à magnetização do núcleo;

K_t - relação de transformação.

Fundamentando no circuito equivalente da figura 4.12 e na característica de saturação do material magnético utilizado na construção do transformador, determinam-se as relações das interdependências entre as tensões primária e secundária, fluxo magnético e indutância de magnetização, através das equações 4.35 a 4.39.

$$v_p = R_p i_p + L_p \frac{di_p}{dt} + e_p \quad (4.35)$$

$$e_S = R_S i_S + L_S \frac{di_S}{dt} + v_S \quad (4.36)$$

$$e_P = N_P \frac{d\phi}{dt} \quad (4.37)$$

$$e_S = N_S \frac{d\phi}{dt} \quad (4.38)$$

$$L_m = \frac{\phi}{i_O} \quad (4.39)$$

Sendo:

ϕ - fluxo magnético no núcleo;

N_p - número de espiras do enrolamento primário;

N_s - número de espiras do enrolamento secundário.

4.3.7 Representação da concessionária de energia

Objetivando modelar o sistema trifásico CA pré-existente ao qual o sistema eólico será inserido, apresenta-se, na seqüência, uma proposta simplificada para a referida rede elétrica de conexão. A estratégia de representação encontra-se alicerçada na clássica utilização do nível de curto-circuito com respectiva possibilidade de inserção dos efeitos indutivo e resistivo da impedância equivalente da rede junto ao ponto de inserção. Nestes termos, o modelo consiste num gerador equivalente formado por uma fonte ideal de tensão (barramento infinito - E), a resistência (R_{cc}) e a indutância (L_{cc}) de curto-circuito, conforme ilustra a figura 4.13.

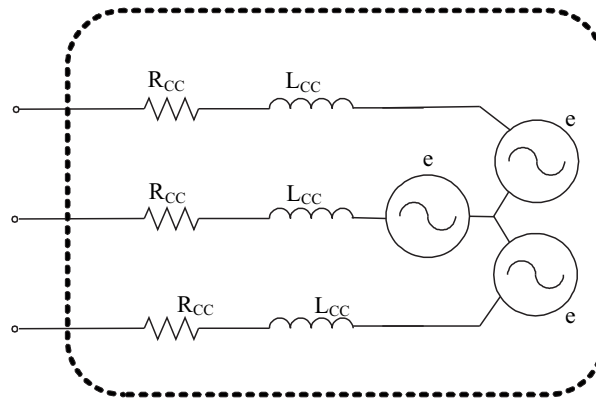


Figura 4.13: *Circuito equivalente da concessionária.*

A equação matricial 4.40 representa o modelo para as 3 fases.

$$[v] = [e] - [R_{CC}] [i] - [L_{CC}] \frac{d[i]}{dt} \quad (4.40)$$

Sendo:

$[v], [e], [i]$ - vetores representativos das tensões terminais instantâneas, fontes ideais de tensões instantâneas e correntes instantâneas nas linhas de interconexão do sistema eólico com o barramento trifásico CA pré-existente;

$[R_{cc}], [L_{cc}]$ - matrizes diagonais das resistências e indutâncias representativas da rede de conexão, cujos parâmetros são derivados da potência de curto-circuito trifásico do barramento (S_{CC}) e do ângulo desta (ϕ_{CC}).

4.3.8 Considerações finais

Este capítulo foi dedicado à realização da modelagem matemática dos diferentes subsistemas que compõem a unidade eólica objeto da presente tese.

Com esse foco, o primeiro passo concretizado foi a definição da topologia a ser utilizada nas investigações aqui definidas, dessa forma, sendo possível a identificação e caracterização dos diversos módulos componentes e, quando for o caso, dos respectivos sistemas de controle.

O modelo do vento utilizado como fonte primária de energia, responsável pela geração do sinal de vento a ser aplicado ao rotor eólico, é largamente utilizado para o tipo de estudo aqui proposto. A representação possibilita a geração de sinais de vento com características semelhantes à dos ventos reais, fato que garante resultados igualmente satisfatórios, do ponto de vista de desempenho do sistema de conversão eólico como um todo. De maneira a considerar o fenômeno do sombreamento da torre, ao modelo de vento clássico utilizado, foi acrescentada mais uma parcela representativa de tal perturbação, que considera a alteração na distribuição do ar devidas à torre de sustentação.

O gerador elétrico implementado corresponde a uma máquina síncrona hexafásica, modelo este que segue o padrão de turbinas eólicas conhecido como conceito alemão. Este tipo de arranjo exigiu a utilização de um retificador não controlado de 12 pulsos.

A representação dos componentes restantes, todos de natureza elétrica e/ou eletromecânica, seguem os modelos clássicos comumente utilizados em estudos de sistemas

elétricos. Destaque especial merece a lógica utilizada no controle dos pulsos do conversor, que utiliza a técnica do controle vetorial, proporcionando um ganho de eficiência nos trabalhos de simulação digital, além de uma maior facilidade no controle dos fluxos de potências ativa e reativa envolvidos no processo.

O modelo da rede elétrica de conexão apresentado possibilita a adoção de “equivalentes de rede” com características diversas, o que se constitui num atrativo, pois WECS, muitas das vezes, são conectados em pontos da rede com baixo nível de curto-circuito, ou como comumente são definidas “redes fracas”. Esta situação é justamente a utilizada nos trabalhos investigativos desta tese.

Capítulo 5

IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL DO SISTEMA DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA NO SIMULADOR *SABER*

5.1 Considerações iniciais

Esta fase dos estudos destina-se à descrição dos trabalhos de implementação computacional dos modelos matemáticos que compõem o sistema de conversão de energia eólica sob investigação (WECS). A representação das distintas unidades que compõem o arranjo está direcionada para o pacote computacional *Saber*, que está em sintonia com as exigências impostas pelos estudos sob consideração, contemplando, portanto, estudos investigativos de regime transitório e permanente de operação. Estes objetivos, dentre outros, determinaram a necessidade de uma base computacional que empregasse técnicas de modelagem no domínio do tempo.

Assim sendo, aqui são apresentados os modelos ou *templates* desenvolvidos, com os seus respectivos parâmetros de entrada, assim como as variáveis de saída dos diversos módulos que compõem o WECS. Salienta-se também, que neste documento estão evidenciadas as inter-relações existentes entre os diversos subsistemas que foram implementados computacionalmente.

5.2 Ferramenta computacional utilizada nos estudos: O simulador *Saber*

Antes de se proceder à implementação computacional propriamente dita do WECS, é interessante apresentar o simulador utilizado como ferramenta para a realização dos trabalhos investigativos. Nessa óptica, neste item é feita uma síntese das principais características do *Saber*, evidenciando suas potencialidades e facilidades no manuseio das grandezas de entrada/saída, assim como também, sua poderosa interface gráfica.

O simulador *Saber* é uma ferramenta para simulação de sistemas analógicos, digitais, analógicos operados por eventos, ou a combinação destes três tipos. O simulador foi desenvolvido para microcomputadores, permitindo a simulação de sistemas complexos e com elevados níveis de detalhe. Embora o *software* ofereça um grande número de modelos de componentes, existe também a possibilidade de serem criados novos modelos, pelo próprio usuário [84], [85], [86] e [87]. Isto pode ser feito utilizando-se tanto a linguagem MAST ou outras linguagens compatíveis de alto nível.

O sistema integrado do *Saber* oferece uma interface gráfica dotada de numerosos recursos, muito úteis tanto para montagens do sistema a ser simulado, como para a análise dos resultados obtidos na simulação. Através da interface gráfica de entrada, os componentes são introduzidos por meio de blocos predefinidos, que podem ser interconectados diretamente utilizando-se o *mouse* ou outro recurso qualquer de desenho. Desta forma, todo o equacionamento do sistema é facilmente introduzido, pois cada bloco traz consigo o modelo matemático do elemento que representa. A observação e análise dos resultados obtidos também são realizadas através deste recurso, diretamente, de forma gráfica. Há várias facilidades de visualização e análise dos resultados, tais como o uso de *zoom*, medição das grandezas, operações matemáticas com as formas de onda, análise espectral, dentre outras. Todas as facilidades oferecidas pelo *software* encontram-se descritas e exemplificadas nos manuais do fabricante. A seguir são apresentadas as principais interfaces para acessar os comandos do simulador.

5.2.1 Interfaces do simulador *Saber*

Basicamente, o *Saber* apresenta duas formas de entrada de comandos, ou seja:

- → Através de ambiente gráfico (*SaberSketch*);

- → Através de comandos (*Templates* e *Netlist*).

As duas formas podem ser utilizadas indistintamente. A escolha, contudo, é feita pelo próprio usuário, em função da maior ou menor familiaridade com um ou outro sistema. Também devem ser levados em conta a complexidade e o tamanho do sistema a ser implementado, que, em determinados casos, podem chegar a dificultar/inviabilizar a opção gráfica, devido a limitações do *display*. Os detalhes de utilização de ambos os sistemas podem ser obtidos no *Help* do *Saber*.

5.2.2 Ambiente gráfico *SaberSketch*

O *SaberSketch* é a interface gráfica do simulador *Saber*. Este recurso pode ser utilizado para a construção de modelos e/ou de entrada de dados do simulador. Com esta ferramenta é possível, portanto, a criação de modelos completos de sistemas físicos. Para tal, pode-se utilizar a biblioteca de símbolos que acompanha o simulador - *MAST Parts Library*, ou então, como já mencionado, componentes desenvolvidos pelo próprio usuário. A cada um destes componentes corresponde um ou mais *templates*, que são as rotinas que contêm o equacionamento matemático que os descreve, conforme apresentado na próxima seção. Dentre as principais características da interface gráfica, pode-se mencionar:

- → Extensa biblioteca de modelos;
- → Suporte para projeto incluindo facilidades de desenho;
- → Vários recursos de modelagens tais como, o equacionamento pela transformada Z, transformada de Laplace, domínio do tempo e elementos não-lineares.

A figura 5.1 mostra a tela principal do *SaberSketch*, evidenciando um dado arranjo elétrico. O sistema é construído através da conexão de “blocos” representativos de componentes de sistemas de potência, tais como: geradores, medidores, transformadores, etc. Na figura observa-se, ainda, duas réguas de comandos, nas partes inferior e superior da tela, utilizadas para montar o sistema e comandar a simulação.

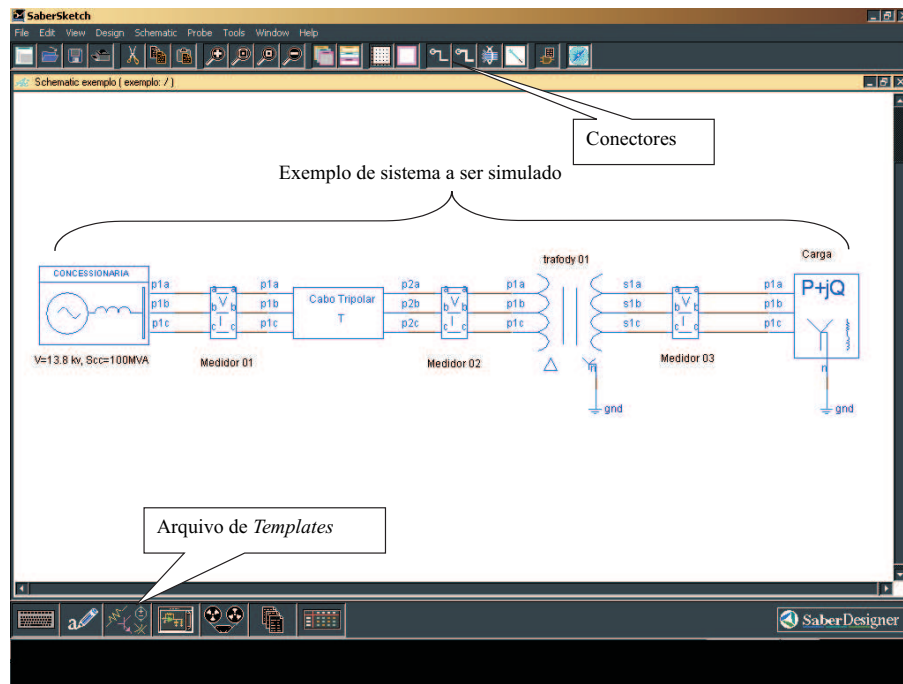


Figura 5.1: Ilustração da tela principal do SaberSketch.

5.2.3 Comandos - *Templates/Netlist*

Adicionalmente ao aplicativo gráfico *SaberSketch*, descrito no item anterior, o simulador *Saber* oferece uma outra forma de elaborar modelos de componentes, circuitos ou sistemas, que é através da escrita de *templates* (ou modelos), utilizando a linguagem *MAST*, própria do simulador. Nesse sentido, nos itens seguintes é feita uma descrição dos principais recursos desta outra opção de elaborar *templates*, bem como das regras que norteiam esse procedimento.

A modelagem dos diversos componentes simulados é feita através de rotinas denominadas *templates*. Estes *templates* são desenvolvidos utilizando-se a linguagem mencionada, que possui facilidades específicas para a simulação de sistemas. Esta linguagem acessa automaticamente a rotina de resolução de sistemas dinâmicos do *Saber*. No caso de desenvolvimento de funções complexas, envolvendo, por exemplo, componentes não-lineares, pode ser conveniente a utilização da linguagem C ou FORTRAN, efetuando-se o “link” com a linguagem *MAST*. Os detalhes dessa conexão e as diretivas para a elaboração de *templates* são fornecidos no manual *Guide to Writing Templates* [85].

Os *templates* são compostos de várias seções, podendo-se utilizar uma ou mais delas, dependendo das necessidades do modelo que está sendo desenvolvido.

Dentro de um *template* pode-se, em qualquer ponto do mesmo, chamar outros arquivos, cujos conteúdos são anexados ao *template* ativo. Os arquivos incluídos desta forma denominam-se “*include files*”. Um *template* pode ser único ou pode conter alguns “*include files*”.

Finalizando esta seção de apresentação da ferramenta computacional, a seguir, é mostrado um conjunto de comandos, que evidencia as seções possíveis que podem fazer parte de um *template*.

Definições de Unidade

Definições de Pinos de Conexão

Cabeçalho do *Template*

Declarações do Cabeçalho

{

Declarações Locais

Seção de Parâmetros

Seção da *Netlist*

Declarações *When*

Seção de Valores

Seção de Controle

Seção de Equações

}

Uma vez que feita a apresentação do simulador utilizado e mostradas as possíveis formas de interagir com o mesmo, o restante deste capítulo é utilizado para mostrar a implementação computacional do sistema eólico propriamente dito.

5.3 Implementação computacional do sistema de conversão de energia eólica no simulador *Saber*

Dentre as diversas opções de WECS disponíveis no mercado, a escolha para o presente estudo, como já evidenciado, recaiu naquela que estivesse mais identificada com a realidade brasileira e, ainda, que incorporasse as tendências tecnológicas de ponta, objetivando ganhos em termos de rendimento, confiabilidade, controlabilidade e custo, dentre outros. Nesse sentido, e conforme estabelecido no capítulo precedente, a opção

recai por um sistema de velocidade variável, de eixo horizontal e com o rotor dotado de três pás. O gerador elétrico utilizado por esse tipo de arranjo é um gerador síncrono multipólos, acoplado a um conversor de frequência, de maneira a compatibilizar a tensão e frequência com as características da rede.

A figura 5.2, já ilustrada no capítulo 4, mostra o arranjo eletromecânico do sistema focado e implementado computacionalmente no simulador selecionado. A figura evidencia, mais uma vez, as diversas etapas do processo de conversão de energia, quais sejam: cinético-mecânico e mecânico-elétrico.

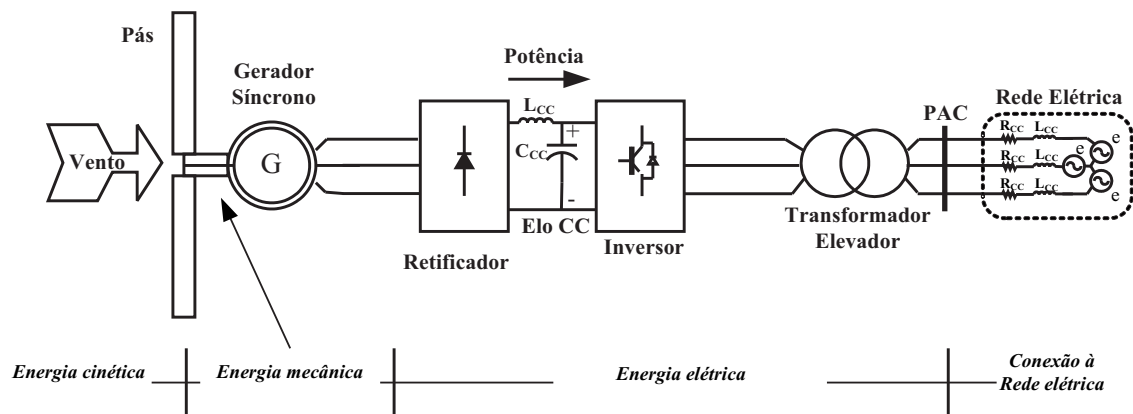


Figura 5.2: Arranjo do Sistema enfocado nos estudos.

Na figura podem identificar-se os diferentes subsistemas que compõem o WECS, sendo:

- O energético primário, o vento;
- O modelo que permite determinar a energia extraível do vento, o rotor eólico;
- O gerador elétrico, neste caso, do tipo: síncrono, trifásico, multipólos;
- As chaves e componentes que integram os três sub-módulos do conversor de frequência: retificador, elo CC e inversor PWM e respectivo controle;
- O transformador elevador;
- O equivalente do sistema CA, representado por um barramento com um dado nível de curto circuito.

Todos os subsistemas elétricos constituintes do WECS são modelados e implementados computacionalmente, de forma trifásica, sendo as três fases independentemente

representadas. Isso conduz a importantes flexibilidades e versatilidades nos estudos de desempenho e controle de tal sistema e de suas interações com o sistema da concessionária. Outros elementos passivos adicionais (resistores e indutores), quando presentes, podem representar algum tipo de cabeamento ou apenas para possibilitar o acesso a uma determinada grandeza de interesse, como tensão ou corrente.

O simulador *Saber*, como já dito, dispõe de duas maneiras para se implementar modelos de circuitos ou sistemas: o *Saber* e o *SaberSketch*. Da mesma forma, a introdução dos parâmetros e argumentos em determinado modelo (*template*) ou *netlist*, também pode ocorrer de duas maneiras, as quais serão consideradas na sequência.

Nesse contexto, os itens que se seguem destinam-se à descrição dos trabalhos de implementação computacional realizados, para cada um dos subsistemas que compõem o WECS. Todo modelo implementado tem claramente definidas as suas características, o papel que desempenham no sistema completo e o inter-relacionamento com os subsistemas a montante e jusante do mesmo.

5.3.1 Implementação do modelo do vento

O início do processo de conversão da energia cinética do vento, em energia mecânica, ocorre com a extração de parte da energia cinética contida num dado escoamento de ar. A implementação computacional do sistema completo de conversão eólica, deve, dessa maneira, ser iniciada pela definição computacional do modelo do vento, por se tratar da energia primária que aciona todo o complexo.

5.3.1.1 Estrutura e características do sinal de vento

As equações matemáticas que representam o sinal de fluxo de ar, e que se constituem no modelo desta fonte primária de energia, foram detalhadamente descritas no Capítulo 4 desta tese. É, portanto, a partir daquele equacionamento matemático, que se torna possível a implementação computacional do modelo do vento, o qual permitiu a realização de estudos do comportamento dinâmico de um WECS de acordo com o interesse ou necessidades do usuário.

Em sintonia com a representação já discutida, o sinal de vento é incorporado utilizando-se uma formulação que utiliza a soma de quatro componentes, a saber: a velocidade média do vento (componente principal), uma rajada, uma rampa de veloci-

dade e um ruído, em conformidade com os desenvolvimentos matemáticos apresentados no item 4.3.1.

Adicionalmente às 4 parcelas que formam o modelo do vento [13], considerou-se, ainda, o efeito de sombreamento da torre. Para tanto, foi acrescentada mais uma parcela ao modelo mencionado, de maneira a introduzir o referido fenômeno, em conformidade com o que se verifica em aproveitamentos reais. De maneira a avaliar a influência no desempenho do sistema implementado, este fenômeno foi considerado somente em um dos casos estudados, em particular sobre a flutuação da tensão e seu conhecido efeito: o fenômeno “*flicker*”.

A figura 5.3 apresenta um desenho simbólico do modelo ou *template* do vento. Observa-se, nessa ilustração, que há apenas uma variável de saída deste bloco, que é o sinal do vento gerado, em m/s. Os dados de entrada do *template*, por se tratar apenas de parâmetros, não são representados como entrada do mesmo. Pode-se observar ainda na figura, a existência de apenas um pino de conexão (vento1), na saída, o qual é acoplado ao rotor eólico.

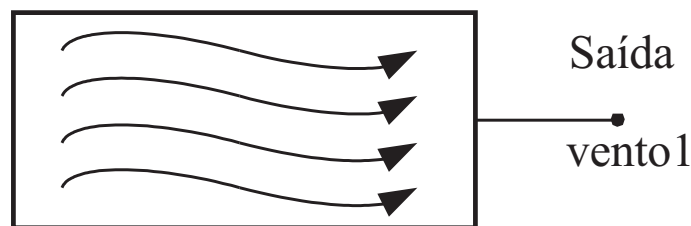


Figura 5.3: Desenho representativo do sinal de vento.

A tabela 5.1 apresenta o pino de conexão, tipo e respectiva descrição para o modelo, em conformidade com a figura anteriormente ilustrada.

Tabela 5.1: Terminais para conexão do template do vento

Nome	Tipo	Descrição
vento1	<i>var</i>	Velocidade do vento

5.3.1.2 Detalhamento do *template* do vento

Neste item são apresentados os aspectos mais relevantes do modelo de vento desenvolvido, denominado **vento**, bem como as diferentes declarações que o compõem.

a) Descrição do *template*

O *template* vento destina-se a simular um sinal de vento genérico, através de equações algébricas implementadas computacionalmente. Ressalta-se que esta rotina não apresenta pinos de entrada, mas somente parâmetros, cujo fornecimento é feito na própria chamada do “*template*”, do lado direito do sinal de igualdade (=).

b) Parâmetros de entrada

Os parâmetros de entrada são necessários para a formação do sinal do vento, incluindo um ou mais transitórios tais como rajada ou rampa e se for o caso o sombreamento da torre. A tabela 5.2 mostra os diferentes dados de entrada utilizados pelo modelo.

Tabela 5.2: *Parâmetros de entrada do template do vento*

Parâmetro	Descrição	Unidade
KB	Componente básica (média) da velocidade do vento	m/s
tg	Período da rajada	s
t1g	Tempo de início da rajada	s
maxg	Valor de pico da rajada	m/s
t1r	Tempo de início da rampa	s
t2r	Tempo final da rampa	s
maxr	Valor Máximo da rampa	m/s
a	Raio da torre	m
x	distância da origem das pás até o centro da torre	m
y	distância lateral entre a pá e o centro da torre	m

c) Ilustração da tela de entrada de dados no simulador

Para o caso em que a simulação esteja sendo realizada via *SaberSketch*, a conexão dos diversos subsistemas é feita através dos pinos de conexão dos blocos individuais. A figura 5.4 ilustra o bloco representativo do modelo do vento implementado e o ponto de conexão acessível. Os parâmetros de entrada para o modelo do vento são definidos em função das características desejadas para as turbulências, ou seja máxima amplitude e duração.

A atribuição de valores no *SaberSketch* se dá através de uma janela específica mostrada na figura anterior, a qual é aberta ao clicar duas vezes sobre a figura do *template*, e que permite a entrada dos valores dos parâmetros.

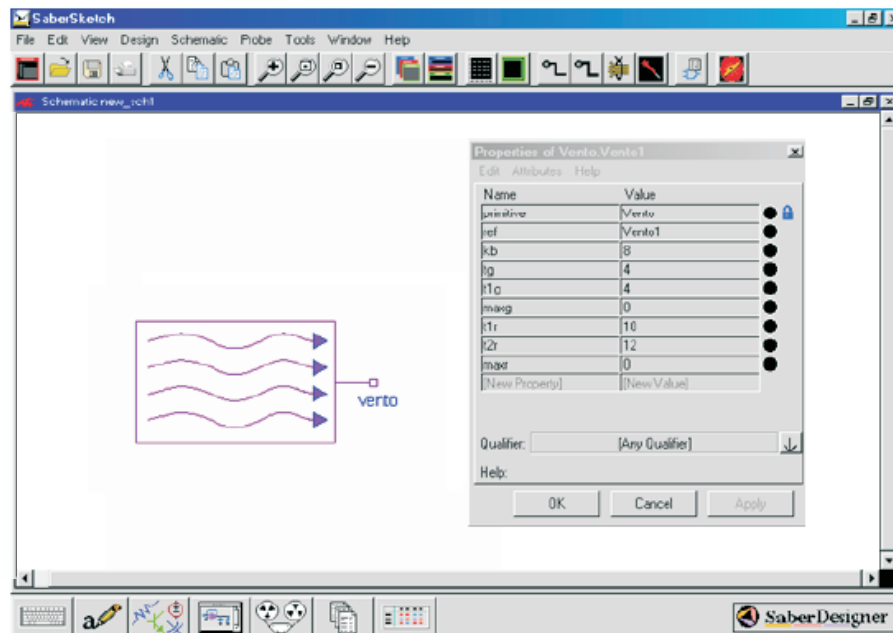


Figura 5.4: Ilustração da chamada do vento no SaberSketch e atribuição dos dados de entrada.

d) Variáveis de saída

Como já mencionado, a rotina **vento** gera uma única variável de saída, a qual está descrita na tabela 5.3. Uma vez concluído o processamento, a grandeza de saída está disponível para visualização e/ou manipulação.

Tabela 5.3: Variável de saída do template do vento

Nome	Tipo	Unidade	Descrição
vento	<i>var</i>	m/s	Sinal do vento obtido da simulação

5.3.2 Implementação da dinâmica do rotor eólico

De maneira análoga ao modelo do vento, neste item é apresentada a implementação computacional do rotor eólico. Para tanto, mais uma vez lançou-se mão da modelagem matemática desenvolvida no capítulo precedente (item 4.3.3), isto é, das equações algébricas características relacionadas com a unidade acima referenciada.

5.3.2.1 Estrutura e características do rotor eólico

Tendo em vista que o tema já foi devidamente considerado anteriormente, na sequência apresenta-se, tão somente, a sua implementação computacional, dispensando-se

uma representação da formulação desenvolvida naquela parte dos trabalhos.

Todavia, é oportuno reforçar, complementarmente ao apresentado no Capítulo 4, que o controle da potência de saída do aerogerador é feito pelo ajuste do ângulo de passo das pás ou *pitch control*. O ajuste é realizado através da variável coeficiente de desempenho $C_P(\lambda, \beta)$, a qual, como explicitado na expressão da potência extraível, é função de λ e β , ou seja, da razão de velocidades na pá e do ângulo de passo das pás do rotor, respectivamente. Dessa forma, variações do vento de entrada refletem-se diretamente na potência extraída do vento e conseqüentemente na potência fornecida à carga/sistema. O equacionamento completo desta parte do sistema de conversão eólica encontra-se detalhado no Capítulo 4.

A figura 5.5 mostra o bloco representativo do modelo do rotor eólico implementado. Esta ilustração mostra os pinos de conexão com os subsistemas a montante e jusante deste componente, ou seja, tem-se como entrada do *template* o sinal de vento gerado e como saída o pino **eixo**, através do qual são disponibilizadas a velocidade do eixo e o torque mecânico resultante da potência extraída do vento. Salienta-se que a equação da dinâmica mecânica do eixo do rotor é resolvida dentro deste próprio *template*. Assim sendo, através do ponto de conexão rotacional “**eixo**” são disponibilizados a velocidade rotacional ω e o conjugado mecânico extraído do vento.

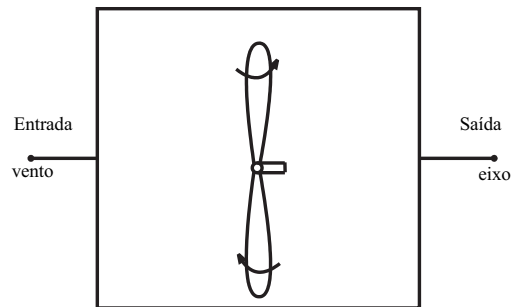


Figura 5.5: Ilustração dos pinos de conexão do rotor eólico.

A tabela 5.4 apresenta os pinos de conexão, tipos e respectiva descrição para o modelo, em conformidade com a figura anteriormente ilustrada.

Tabela 5.4: Terminais para conexão do *template* do rotor eólico

Nome	Tipo	Descrição
vento	<i>var</i>	Sinal do vento
eixo	<i>rotational</i>	Eixo mecânico de conexão ao gerador elétrico

5.3.2.2 Detalhamento do *template* do rotor eólico

Neste item é feita a descrição do *template* representativo do rotor eólico, denominado **rotor_eolico**.

a) Descrição do *template*

Este *template* simula o comportamento dinâmico do rotor eólico. Como mostrado na figura anterior, a entrada do *template* é constituída pelo sinal da força primária derivada do *template* **vento**, e a saída se dá através do pino “eixo”. As variáveis de saída representam, respectivamente, o torque e a velocidade do eixo do rotor. O eixo é rigidamente acoplado ao gerador elétrico, dessa forma, fornecendo o torque mecânico a este último. O pino de saída, em consequência, é do tipo “velocidade rotacional”, recebendo a designação de **eixo**. O *template* possui, além dos pontos de conexão, diversos parâmetros os quais são devidamente descritos.

b) Parâmetros de entrada

A tabela 5.5 apresenta os parâmetros de entrada necessários para a solução do módulo que determina a potência aerodinâmica, cujos resultados, em consequência, expressam as grandezas de entrada para o gerador elétrico.

Tabela 5.5: *Parâmetros de entrada do template do rotor eólico*

Parâmetro	Descrição	Unidade
vento_in	Velocidade de entrada em operação do WECS	m/s
vento_cut	Velocidade de saída de operação do WECS	m/s
Pnom	Potência nominal do WECS	W
Pref_pu	Potência elétrica de referência	pu
R	Raio das pás do rotor eólico	m
c1	Constante	-
c2	Constante	-
c3	Constante	-
c4	Constante	-
c5	Constante	-
c6	Constante	-
c7	Constante	-
c8	Constante	-
c9	Constante	-
ro	Peso específico do ar	Kg/m ³

A tabela anterior apresenta os dados referentes às constantes utilizadas na formulação matemática e também, às dimensões e potência do sistema de conversão eólico focado. Os parâmetros de entrada do modelo do rotor foram obtidos da ficha técnica

do dispositivo, fornecida pelo fabricante do aerogerador e encontra-se disponível no site da internet da empresa. Adicionalmente, a característica do vento traduzida pelo seu peso específico, também deve ser fornecida, assim como as velocidades máxima e mínima de operação do dispositivo.

c) Ilustração da tela de entrada de dados no simulador

A figura 5.6 ilustra a forma de chamada e entrada de dados quando a simulação é feita através do *SaberSketch*.

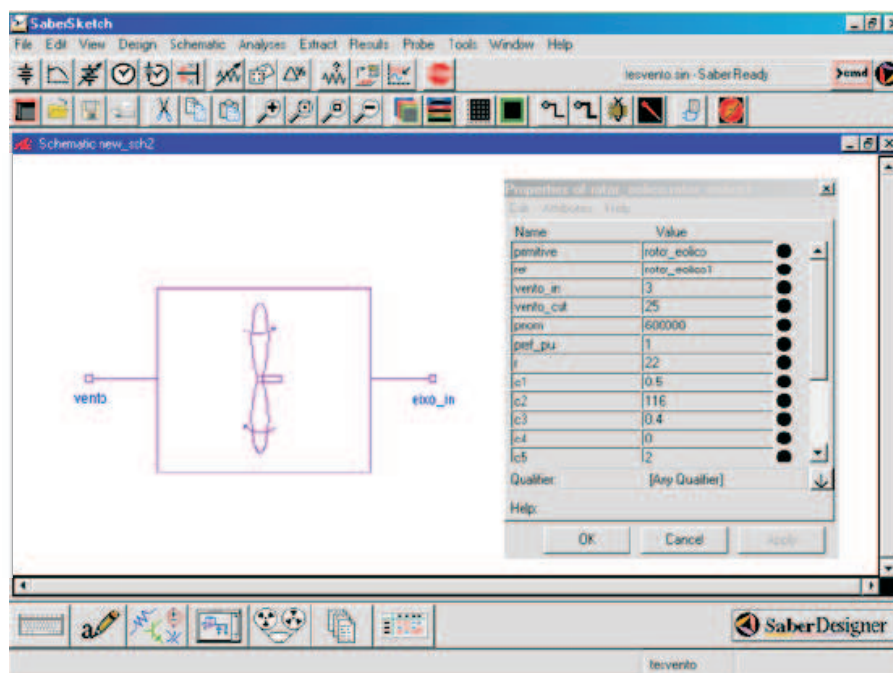


Figura 5.6: Ilustração da chamada do rotor eólico e atribuição de parâmetros de entrada.

Na figura anterior estão mostrados o bloco representativo do modelo do rotor eólico e os correspondentes pontos de conexão. A atribuição de valores é feita de forma semelhante à anterior, ou seja, clicando-se duas vezes no desenho representativo do modelo e digitando os valores de cada parâmetro no quadro de entrada respectivo, também mostrado na figura mencionada.

d) Variáveis de saída

As grandezas decorrentes do processo de simulação deste modelo, juntamente com todas as outras obtidas nos demais *templates* que conformam o WECS, são armazenadas num arquivo criado especificamente para essa finalidade, pelo próprio simulador. As

facilidades de manuseio das grandezas obtidas já foram destacadas quando da descrição do vento, mesmo assim, salienta-se aqui, que estas estão disponíveis para visualização e/ou manipulação via outros aplicativos do próprio simulador. A tabela 5.6 apresenta as variáveis de saída disponibilizadas pelo modelo do rotor eólico.

Tabela 5.6: Variáveis de saída do template do rotor eólico

Nome	Tipo	Unidade	Descrição
Torque	<i>var</i>	N.m	Conjugado no eixo fornecido pela máquina primária
Velocidade	<i>var</i>	rad/s	Velocidade do eixo do rotor

5.3.3 Implementação do controle do ângulo de passo (*Pitch Control*)

Na modelagem matemática dos subsistemas que compõem o WECS mostrou-se que o controle da potência de saída do rotor eólico é feito através do ajuste do ângulo das pás (*pitch control*), para os casos em que a velocidade do vento atinja valores superiores à nominal. Assim sendo, neste item é feita a descrição da implementação da malha de controle utilizada para essa finalidade.

5.3.3.1 Estrutura e características do controle do ângulo de passo

A malha do controle utilizada para efetuar o controle do ângulo de passo do rotor eólico, já mostrada no capítulo 3, está reapresentada na figura 5.7. Como parâmetros de entrada para o modelo utilizaram-se os dados construtivos da turbina e valores típicos encontrados nas referências bibliográficas pesquisadas, para o caso de turbinas eólicas a velocidade variável. Ressalta-se que muito embora nesta tese tenha-se optado pelo uso da potência aerodinâmica, alternativamente, poder-se-ia utilizar a velocidade rotacional da máquina.

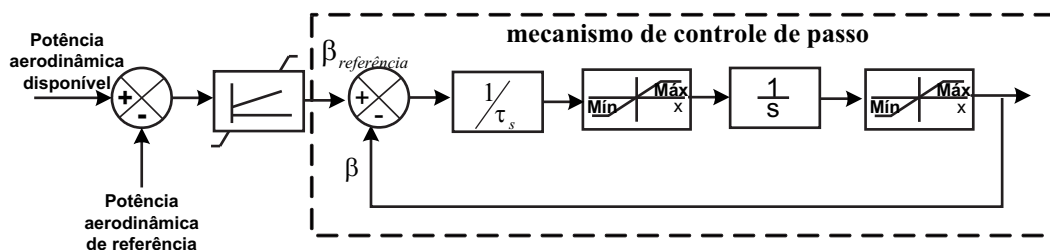


Figura 5.7: Ilustração da malha de controle do ângulo de passo do aerogerador.

Em função de particularidades do controle das pás do WECS e correspondente implementação computacional, faz-se necessário tecer algumas considerações preliminares, as quais são feitas a seguir.

Para a implementação da malha de controle foram desenvolvidos os *templates* **coeficiente_potencia** e **calculo_torque**, os quais são agrupados e chamados pelo *template* **rotor_eolico**, anteriormente descrito. O *template* **calculo_torque**, como o próprio nome indica, destina-se ao cálculo do torque no eixo do rotor eólico a partir da potência aerodinâmica extraível do vento, de acordo com a expressão da potência aerodinâmica (4.11) e da velocidade de rotação (ω). Por outro lado, o *template* **coeficiente_potencia** é utilizado para determinar o coeficiente de potência, de acordo com a equação 4.14.

É interessante recordar que para o cálculo do coeficiente de potência, adicionalmente, são utilizadas as expressões 4.12 a 4.15. Dessa forma, os dois *templates* interagem entre si, trocando informações necessárias para os cálculos do torque e também do coeficiente de potência. Contudo, deve-se ressaltar que, como a chamada é feita internamente pelo *template* **rotor_eolico**, os parâmetros são atribuídos via este modelo.

5.3.3.2 Implementação do modelo do coeficiente de potência

Avançando na descrição do modelo do controle de ângulo de passo, num primeiro momento é feita a descrição do *template* que realiza o cálculo do coeficiente de potência e, a seguir, do modelo que determina o torque mecânico.

5.3.3.3 Detalhamento do *template* coeficiente_potência

Esta seção é destinada à descrição detalhada dos diferentes aspectos envolvidos na implementação do *template* em referência.

a) Descrição do *template*

Este modelo determina o coeficiente de potência ou coeficiente de rendimento e a grandeza denominada de “coeficiente de torque”, cujas saídas são utilizados pela rotina **rotor_eolico**.

b) Parâmetros de entrada

A tabela 5.7 apresenta os parâmetros de entrada necessários para a determinação do coeficiente de potência e do coeficiente de torque. Observa-se que, de fato, os dados de entrada deste modelo, são fornecidos via *template* **rotor_eolico**, entretanto, para uma melhor compreensão, os mesmos também estão descritos na tabela a seguir.

Tabela 5.7: *Parâmetros de entrada do template do coeficiente de potência*

Parâmetro	Descrição	Unidade
vento_in	Velocidade de entrada em operação do WECS	m/s
vento_cut	Velocidade de saída de operação do WECS	m/s
Pnom	Potência nominal do WECS	W
Pref_pu	Potência elétrica de referência	pu
R	Raio das pás do rotor eólico	m
c1	Constante	-
c2	Constante	-
c3	Constante	-
c4	Constante	-
c5	Constante	-
c6	Constante	-
c7	Constante	-
c8	Constante	-
c9	Constante	-

c) Variáveis de saída

As grandezas resultantes deste *template* são repassadas para a rotina denominada **calculo_torque**, a qual é chamada internamente pelo **rotor_eolico**. Apesar desta característica, as variáveis de saída podem ser manuseadas livremente, como ocorre com qualquer outra rotina no *software* desenvolvido. A tabela 5.8 apresenta as variáveis de saída disponibilizadas pelo modelo. Salienta-se, que por tratar-se de uma variável intermediária para o *template* descrito neste item, não foi criado o bloco representativo do módulo utilizado para determinar o coeficiente de potência.

Tabela 5.8: *Variáveis de saída do template do coeficiente de potência*

Nome	Tipo	Unidade	Descrição
C_p	<i>var</i>	-	Coeficiente de potência
C_T	<i>var</i>	-	Coeficiente de torque

5.3.3.4 Implementação do modelo utilizado para o cálculo do torque

Prosseguindo com a descrição do controle do ângulo das pás, este item destina-se à descrição do segundo *template* utilizado para tal finalidade.

5.3.3.5 Estrutura e características do torque

A potência transmitida no eixo do rotor, conforme mencionado no capítulo precedente, é dada pelo produto do torque pela velocidade mecânica do rotor. Os desenvolvimentos próximos, portanto, estão dirigidos para a descrição do modelo computacional do módulo que determina o torque desenvolvido pelo complexo eólico.

5.3.3.6 Detalhamento do *template* do cálculo do torque

Dando seqüência aos trabalhos, os itens que seguem apresentam aspectos diversos realizados nos trabalhos de implementação computacional do modelo matemático do torque mecânico.

a) Descrição do *template*

Este *template* determina a potência aerodinâmica e o torque mecânico produzidos pelo rotor do WECS, os quais são fornecidos ao gerador elétrico. Conforme já explicitado, parte das informações necessárias ao seu processamento são obtidas do programa **coeficiente_potencia**, descrito anteriormente.

b) Parâmetros de entrada

A tabela 5.9 apresenta os parâmetros de entrada necessários para a determinação do torque mecânico e da potência aerodinâmica. Os mesmos comentários feitos para a rotina anterior (**coeficiente_potencia**) aplicam-se aqui, ou seja, a chamada é feita internamente e os parâmetros de entrada são introduzidos via *template* **rotor_eolico**.

Tabela 5.9: *Parâmetros de entrada do template do cálculo do torque*

Parâmetro	Descrição	Unidade
vento_in	Velocidade de entrada em operação do WECS	m/s
vento_cut	Velocidade de saída de operação do WECS	m/s
R	Raio das pás do rotor eólico	m

c) Variáveis de saída

A tabela 5.10 apresenta as variáveis de saída disponibilizadas por este *template*. Salienta-se que através do pino de conexão **eixo**, do tipo rotacional, são geradas as duas variáveis de saída - velocidade rotacional do eixo e o torque mecânico, que são disponibilizadas pelo *template* **rotor_eolico**. O torque mencionado é aquele fornecido ao gerador elétrico, utilizando-se, para tanto, do pino de acoplamento entre ambos sistemas. A entrada de parâmetros, como já dito, é feita pelo *template* **rotor_eolico**, motivo pelo qual dispensa o seu lançamento nesta fase dos trabalhos.

Tabela 5.10: Variáveis de saída do *template* para o cálculo do torque

Nome	Tipo	Unidade	Descrição
torque_wt	<i>var</i>	N.m	Torque mecânico do rotor eólico
potencia_wt	<i>var</i>	W	Potência aerodinâmica do rotor eólico

5.3.4 Implementação do gerador síncrono

Dando seqüência aos trabalhos, neste item é feita a caracterização do gerador elétrico utilizado, que como já definido, trata-se do tipo: síncrono, trifásico, multi-pólos, de pólos salientes, tendo como máquina primária o rotor eólico acionado pelo vento incidente nas pás.

5.3.4.1 Estrutura e características do gerador

Avançando na direção da implementação computacional do modelo, a figura 5.8 mostra uma representação simplificada do gerador síncrono, na qual estão identificados os pinos de conexão mecânico (eixo) e elétricos (excitação, estator e neutro).

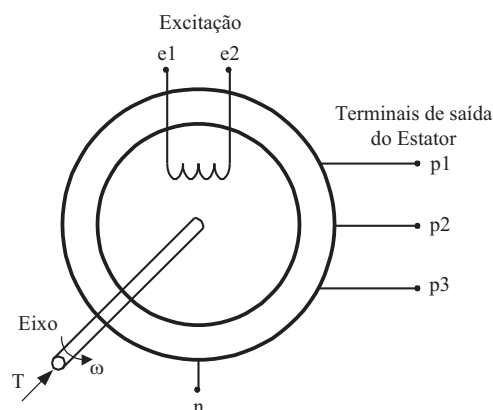


Figura 5.8: Ilustração dos pinos de conexões da máquina síncrona.

As expressões que relacionam tensões, fluxos e correntes da máquina síncrona do sistema de conversão de energia eólica e aquela que rege o movimento de tal equipamento, foram objeto de um desenvolvimento detalhado no capítulo precedente. Assim sendo, para a implementação computacional deste dispositivo lançou-se mão de tal equacionamento e que resultou nas expressões 4.16, 4.17, 4.24 e 4.25.

A tabela 5.11 apresenta os pontos de conexão, tipo e respectiva descrição, para o modelo, em conformidade com a figura ilustrada anteriormente.

Tabela 5.11: *Terminais para conexão do template do gerador síncrono*

Nome	Tipo	Descrição
ω	<i>var</i>	Velocidade do eixo
Tt	<i>Ref</i>	Torque mecânico no eixo do gerador
e1	<i>Electrical</i>	Terminal 1 da excitatriz
e2	<i>Electrical</i>	Terminal 2 da excitatriz
n	<i>Electrical</i>	Neutro do gerador
p1	<i>Electrical</i>	Terminal da fase 1 do estator
p2	<i>Electrical</i>	Terminal da fase 2 do estator
p3	<i>Electrical</i>	Terminal da fase 3 do estator

• Parâmetros

O capítulo 4 foi dirigido para à apresentação do desenvolvimento matemático de todos os componentes do WECS. Com relação especificamente à máquina síncrona, naquela parte do documento, foi feito um destaque no tocante aos parâmetros que são utilizados internamente pelo *software* utilizado nas investigações, comparativamente aos rotineiramente encontrados no meio técnico. Nessa óptica, na sequência, aborda-se essa questão com mais detalhe, com o intuito de esclarecer devidamente o assunto.

A tabela 5.12 apresenta um conjunto de parâmetros da máquina síncrona, denominados de “parâmetros internos”, necessários à solução das equações que a representam no simulador *Saber*.

Tabela 5.12: *Parâmetros internos da máquina síncrona*

Parâmetros Internos	
Parâmetros	Descrição
L_S, L_M	Valor máximo das parcelas constantes da indutância própria de uma fase do estator, não incluindo a dispersão
L_F	Valor máximo da parcela constante da indutância própria do enrolamento de campo, não incluindo a dispersão
L_D, L_Q	Valores máximos das parcelas “d e q” da parcela constante da indutância própria do enrolamento amortecedor, não incluindo a dispersão
M_S	Valor da parcela constante da indutância mútua entre duas fases do estator
M_F	Valor máximo da indutância mútua entre uma fase do estator e o enrolamento de campo
M_D	Valor máximo da indutância mútua entre uma fase do estator e a componente de eixo “d” do enrolamento amortecedor
M_Q	Valor máximo da indutância mútua entre uma fase do estator e a componente de eixo “q” do enrolamento amortecedor
M_{FD}	Valor máximo da indutância mútua entre o campo e a componente de eixo “d” do enrolamento amortecedor
M_{FQ}	Valor máximo da indutância mútua entre o campo e a componente de eixo “q” do enrolamento amortecedor
M_{DQ}	Valor máximo da indutância mútua entre as componentes de eixos “d” e “q” do enrolamento amortecedor
$R_a=R_b=R_c$	Valor da resistência por fase do estator
R_F	Valor da resistência do campo
R_D, R_Q	Valores das resistências das parcelas de eixos “d” e “q” do enrolamento amortecedor
$l_a=l_b=l_c$	Valor da indutância de dispersão por fase do estator
l_F	Valor da indutância de dispersão do campo
l_D, l_Q	Valores das indutâncias de dispersão das componentes de eixos “d” e “q” do enrolamento amortecedor
J	Momento de inércia das partes girantes (turbina eólica e gerador)

Na prática, contudo, uma boa parte dos elementos constantes na tabela anterior não são disponibilizados diretamente pelos fabricantes, catálogos ou nos dados de placa dos geradores. Dessa forma, torna-se necessária a sua determinação, utilizando para tanto, as informações comumente encontradas nas folhas de teste desses equipamentos. Estas informações, denominadas por “parâmetros externos”, estão mostrados na tabela 5.13. Dessa forma, na parte introdutória do *template* do gerador, é realizada uma série de cálculos, mostrados subsequenteemente, de maneira que, a partir dos parâmetros externos, são determinados aqueles ditos internos.

É importante salientar que as informações constantes na tabela 5.13, também podem ser obtidas dos próprios fabricantes de geradores. Todavia, é importante observar-se que, em livros e catálogos de máquinas elétricas, podem ser encontrados valores típicos dos parâmetros de geradores síncronos, com uma dada faixa de variação, o que possibilita a realização de ajustes na simulação, de maneira a se obter uma resposta

mais próxima possível do comportamento real.

Tabela 5.13: *Parâmetros externos da máquina síncrona*

Parâmetros Externos		
Parâmetros	Descrição	Unidade
X_d	Reatância síncrona de eixo direto	pu
X_q	Reatância síncrona de eixo em quadratura	pu
X_l	Reatância de dispersão de uma fase do estator	pu
X'_d	Reatância transitória de eixo direto	pu
X''_d	Reatância sub-transitória de eixo direto	pu
X''_q	Reatância sub-transitória de eixo em quadratura	pu
T'_{d0}	Constante de tempo transitória de eixo direto em circuito aberto	s
T''_{d0}	Constante de tempo sub-transitória de eixo direto em circuito aberto	s
T''_{q0}	Constante de tempo sub-transitória de eixo em quadratura em circuito aberto	s
R_S	Resistência por fase do estator	pu
J ou H	Momento ou constante de inércia das partes girantes (gerador e turbina eólica)	kg.m ² ou s

• Relação entre os parâmetros externos e parâmetros internos

Conforme mencionado anteriormente, neste item, são apresentadas as expressões utilizadas para realizar a adequação dos parâmetros comumente encontrados para a máquina síncrona, “parâmetros externos”, para aqueles utilizados pelo programa computacional, “parâmetros internos”. Ressalta-se que os valores devem ser expressos em pu.

$$L_{aa1} = \frac{1}{3} (X_d + X_q - 2X_l) \quad (5.1)$$

$$L_{aa2} = \frac{1}{3} (X_d - X_q) = L_m \quad (5.2)$$

$$L_{ab1} = \frac{1}{6} (X_d + X_q - 2X_l) = M_S \quad (5.3)$$

$$L_{ab2} = \frac{1}{3} (X_d - X_q) \quad (5.4)$$

$$X_{lR} = \frac{(X'_d - X_l) (X_d - X_l)}{X_d - X'_d} \quad (5.5)$$

$$L_{RR1} = X_d - X_l \quad (5.6)$$

$$X_{lD} = \frac{X_{lR} (X_d'' - X_l) (X_d - X_l)}{X_{lR} (X_d - X_l) + L_{RR1} (X_d'' - X_l)} \quad (5.7)$$

$$L_{DD1} = X_d - X_l \quad (5.8)$$

$$X_{lQ} = \frac{(X_q'' - X_l) (X_q - X_l)}{X_q - X_q''} \quad (5.9)$$

$$L_{QQ1} = X_q - X_l \quad (5.10)$$

$$L_{aR1} = \sqrt{(2M_S + L_m) (L_{RR1})} \quad (5.11)$$

$$L_{aD1} = \sqrt{(2M_S + L_m) (L_{DD1})} \quad (5.12)$$

$$L_{aQ1} = \sqrt{(2M_S - L_m) (L_{QQ1})} \quad (5.13)$$

$$L_{DR1} = \sqrt{(L_{DD1} - X_{lD}) (L_{RR} - X_{lR})} \quad (5.14)$$

$$L_{DQ1} = L_{RQ1} = 0 \quad (5.15)$$

$$L_a = X_l \quad (5.16)$$

$$R_R = \frac{L_{RR1}}{2\pi f T_{dO}''} \quad (5.17)$$

$$R_D = \frac{1}{2\pi f T_{dO}''} \left[x_{lD} + \frac{(L_{DD1} - X_{lD}) X_{LR}}{L_{DD1} - X_{lD} + X_{lR}} \right] \quad (5.18)$$

$$R_Q = \frac{L_{QQ1}}{2\pi f T_{qO}''} \quad (5.19)$$

A título de ilustração, a tabela 5.14 apresenta parâmetros típicos associados com uma máquina síncrona utilizado como gerador elétrico. As informações numéricas correspondem ao que se denominou por “parâmetros externos”. Os parâmetros de tal gerador são empregados para algumas exemplificações subseqüentes. Ressalta-se, que devido à carência de dados do gerador elétrico utilizado no sistema eólico em questão, optou-se por utilizar dados de um gerador típico, de potência nominal compatível com a do sistema tratado nesta tese.

Tabela 5.14: *Características de um gerador típico*

Descrição	Valores
Potência [kW]	600
Tensão [V]	600
Frequência [Hz]	17
Número de pólos	60
Fator de Potência	-
Relação de Curto Circuito	-
Velocidade Nominal [rpm]	34 rpm
Excitação [V]	120
Constante de Tempo da Armadura-Ta [s]	1,6060
Constante de Tempo Transitória Eixo Direto - T'd [s]	-
Constante de Tempo Subtransitória de Eixo Direto -T''d [s]	0,044
Constante de Tempo Transitória Eixo Direto Circuito Aberto-T'do [s]	0,0108
Constante de Tempo Subtransitória Eixo Direto Circuito Aberto-T''do [s]	0,0017
Constante de Tempo Transitória Eixo em Quadratura T'q [s]	-
Constante de Tempo Subtransitória Eixo em Quadratura T''q [s]	-
Constante de Tempo Transitória Eixo em Quadratura Circuito Aberto T'qo [s]	-
Constante de Tempo Subtransitória Eixo em Quadratura Circuito Aberto T''qo [s]	-
Reatância de Eixo Direto - Xd [pu]	1,225
Reatância Transitória Eixo Direto-X'd pu]	0,248
Reatância Subtransitória Eixo Direto-X''d [pu]	0,184
Reatância Eixo em Quadratura-Xq [pu]	1,133
Reatância de Sequência Negativa X2 [pu]	-
Reatância de Sequência Zero X0 [pu]	-
Resistência do Estator- Re [pu]	0,013
Resistência do Rotor-Rr [pu]	-
Tipo de Ligação [estrela/delta]	Estrela
Inércia do Rotor ou Momento de Inércia - [kgm ²]	500
Constante de Inércia-H [kW.s / kVA]	-
Coefficiente do Torque Amortecedor - D	-

5.3.4.2 Detalhamento do *template* do gerador síncrono

Os diferentes aspectos relacionados com o *template* do gerador síncrono são mostrados na seqüência.

a) Descrição do *template*

Este *template* simula um gerador síncrono genérico através da modelagem a, b, c. O modelo apresenta um conjunto de pinos de conexão, mecânicos e elétricos, que propiciam o interfaceamento com dispositivos de entrada e de saída do gerador. Como estabelecido ao longo do trabalho, a força motriz de acionamento do gerador é proveniente da energia extraída do vento, através do rotor eólico e, os sinais gerados pelo gerador elétrico alimentam um conversor de frequência.

b) Parâmetros de entrada

A tabela 5.15 apresenta os parâmetros de entrada de uma máquina síncrona, neste estudo denominados de parâmetros externos.

Tabela 5.15: *Parâmetros de entrada para o template do gerador síncrono*

Nome	Default	Unidade	Descrição
Xd	<i>undef</i>	pu ou Ohm	Reatância síncrona de eixo direto
Xq	<i>undef</i>	pu ou Ohm	Reatância síncrona de eixo em quadratura
Xl	<i>undef</i>	pu ou Ohm	Reatância de dispersão de uma fase do estator
Xtd	<i>undef</i>	pu	Reatância transitória de eixo direto
Xsd	<i>undef</i>	pu	Reatância subtransitória de eixo direto
Xsq	<i>undef</i>	pu	Reatância subtransitória de eixo em quadratura
Ttdo	<i>undef</i>	s	Constante de tempo transitória de eixo direto e circuito aberto
Tsdo	<i>undef</i>	s	Constante de tempo subtransitória de eixo direto e circuito aberto
Tsqo	<i>undef</i>	s	Constante de tempo subtransitória de eixo em quadratura e circuito aberto
Rs	<i>undef</i>	pu	Resistência por fase do estator
J	<i>undef</i>	kg.m ² ou kW.s	Momento ou constante de inércia das partes girantes
p	<i>undef</i>	-	Número de pólos
f	<i>undef</i>	Hz	Frequência
ic1[8]	[0,0,0,0,0,0,0,0]	pu	Vetor de condições iniciais ic=[ia1,ib1,ic1,w,id,iq,ir,teta]
snom	<i>undef</i>	MVA	Potência nominal
Vnom	<i>undef</i>	kV	Tensão nominal
Lrotor	<i>undef</i>	A	Valor da corrente de campo para gerar tensão nominal com a máquina a vazio

c) Ilustração da tela de entrada de dados no simulador

A atribuição de valores no *SaberSketch*, de maneira semelhante aos itens anteriores, é feita no próprio modelo do dispositivo, em tela específica para esta finalidade, como mostra a figura 5.9. No caso em particular do gerador síncrono, além dos parâmetros de entrada, ainda devem ser estabelecidas as condições iniciais das variáveis de estado.

Na tela mostrada na figura atribuiu-se o valor zero, como condição inicial, para todas as variáveis.

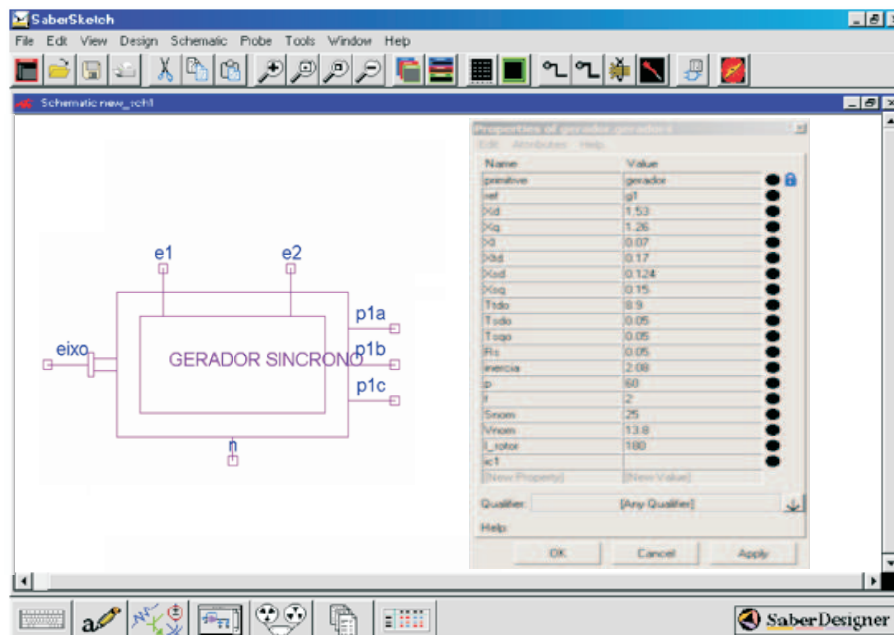


Figura 5.9: Ilustração da chamada do gerador síncrono e atribuição de dados de entrada.

d) Variáveis de saída

As variáveis de saída geradas pelo módulo do gerador síncrono estão descritas na tabela 5.16.

Tabela 5.16: Variáveis de saída para o template do gerador síncrono

Nome	Tipo	Unidade	Descrição
Va	var	V	Tensão fase-neutro da fase <i>a</i> do estator
Vb	var	V	Tensão fase-neutro da fase <i>b</i> do estator
Vc	var	V	Tensão fase-neutro da fase <i>c</i> do estator
ia	var	A	Corrente de fase do estator - fase <i>a</i>
ib	var	A	Corrente de fase do estator - fase <i>b</i>
ic	var	A	Corrente de fase do estator - fase <i>c</i>
con_elelemn	var	N.m	Conjugado eletromagnético do gerador
con_mecanic	var	N.m	Conjugado mecânico do gerador
vel_gerador	var	rad/s	Velocidade angular do gerador
vel_eletric	var	rad/s	Velocidade angular do campo girante do gerador
teta	var	rad	Ângulo de deslocamento
ir	var	A	Corrente do rotor
in	var	A	Corrente do neutro
id	var	A	Corrente do eixo direto do enrolamento amortecedor
iq	var	A	Corrente do eixo em quadratura do enrolamento amortecedor

5.3.5 Implementação do conversor de frequência

A característica do modelo do sistema de conversão eólico implementado, como esclarecido ao longo deste documento, é do tipo velocidade variável. Esta característica e o comportamento aleatório do vento faz com que a tensão e a frequência sejam diferentes daquelas definidas pela rede elétrica, exigindo, como já visto, a inserção de um conversor de frequência para desacoplar ambos os sistemas: o WECS e a rede elétrica.

Dentro dessa filosofia, este item trata da implementação computacional do conversor de frequência, assim como dos controles utilizados no processo de inversão da tensão, tornando-a, dessa maneira, compatível com a do sistema de potência.

5.3.5.1 Estrutura e características do conversor de frequência

A figura 5.10 mostra o arranjo utilizado para o conversor de frequência, no qual estão identificados os pinos de conexão de entrada do modelo (retificador) e de saída (inversor), estes últimos, de conexão com o transformador elevador. A figura permite observar, ainda, os sinais oriundos do controle do conversor direcionados para os gatilhos das chaves e também, o sinal da tensão do elo CC, que por sua vez, é enviado para o módulo de medição e geração de pulsos. Reforça-se neste ponto, que os módulos dedicados à medição e controle das partes destinadas ao fluxo de potência propriamente dita, serão devidamente descritos em item subsequente.

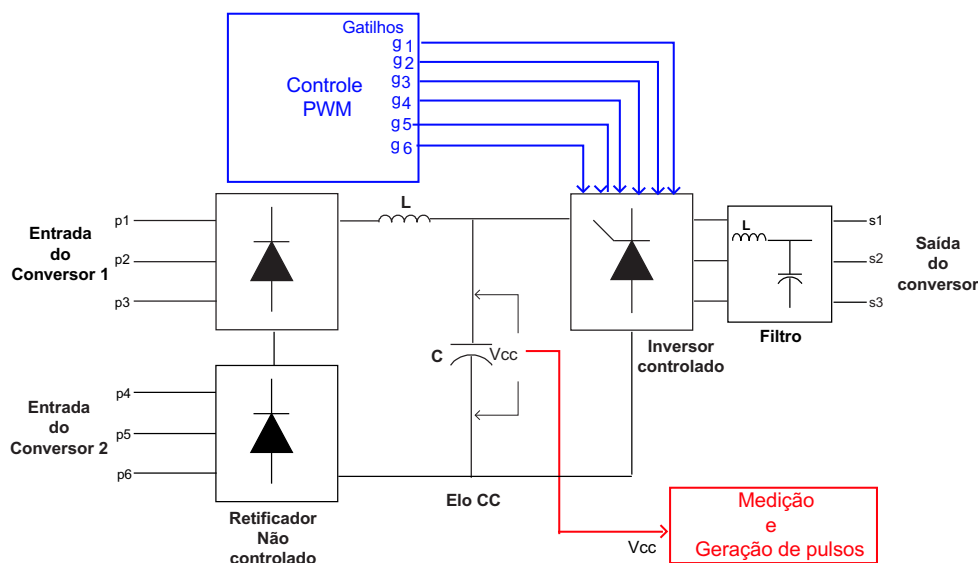


Figura 5.10: Arranjo do conversor de frequência implementado computacionalmente.

É importante salientar, que a topologia do conversor implementado, suas características operativas e em consequência os parâmetros utilizados, foram estabelecidos de maneira a conferir a maior semelhança possível com sistemas eólicos reais e também, buscando a compatibilização com os equipamentos a montante e jusante do dispositivo, ou seja o gerador elétrico e o transformador elevador. Nesse sentido, utilizaram-se dados de fabricantes, informações constantes em livros e artigos técnicos, dentre outras fontes.

A tabela 5.17 apresenta os diversos pontos de conexão do modelo do conversor de frequência, em conformidade com a figura anterior. A tabela exhibe, ainda, o tipo das diversas variáveis e respectiva descrição.

Tabela 5.17: *Terminais para conexão do template do conversor de frequência*

Nome	Tipo	Descrição
p1	<i>electrical</i>	Entrada do conversor 1: fase <i>a</i>
p2	<i>electrical</i>	Entrada do conversor 1: fase <i>b</i>
p3	<i>electrical</i>	Entrada do conversor 1: fase <i>c</i>
p4	<i>electrical</i>	Entrada do conversor 2: fase <i>a</i>
p5	<i>electrical</i>	Entrada do conversor 2: fase <i>b</i>
p6	<i>electrical</i>	Entrada do conversor 2: fase <i>c</i>
g1	<i>electrical</i>	Gatilho do tiristor 1
g2	<i>electrical</i>	Gatilho do tiristor 2
g3	<i>electrical</i>	Gatilho do tiristor 3
g4	<i>electrical</i>	Gatilho do tiristor 4
g5	<i>electrical</i>	Gatilho do tiristor 5
g6	<i>electrical</i>	Gatilho do tiristor 6
s1	<i>electrical</i>	Saída do inversor: fase <i>a</i>
s2	<i>electrical</i>	Saída do inversor: fase <i>b</i>
s3	<i>electrical</i>	Saída do inversor: fase <i>c</i>

5.3.5.2 Detalhamento do *template* do conversor de frequência

Nesta seção são mostrados os diferentes pontos referentes à descrição do programa que simula o conversor de frequência empregado no WECS.

a) Descrição do *template*

Este *template* simula um conversor de frequência trifásico genérico, cujo arranjo foi ilustrado na figura 5.10, já referenciada. Observa-se, ainda, que os pinos de conexão do *template* do conversor são exclusivamente de natureza elétrica divididos entre os circuitos de potência e de controle.

b) Parâmetros de entrada

Os parâmetros exigidos pelo modelo do conversor, descritos na tabela 5.18, incluem as tensões de referência e/ou base no ponto de acoplamento comum (PAC) e no elo CC, correntes alternada e contínua, respectivamente. Também devem ser fornecidos os tempos em que o dispositivo inicia a operação.

Tabela 5.18: *Parâmetros de entrada no template do conversor*

Parâmetro	Descrição	Unidade
vac_ref	Tensão de referência no barramento CA	pu
vdc_ref	Tensão de referência no barramento CC	pu
vbase_bt	Tensão base CA lado do inversor	V
vbase_at	Tensão base CA, lado do PAC	V
vdc_base	Tensão base CC no barramento CC	V
tliga	Instante em que o WECS é conectado ao sistema CA	s
tmuda	Instante em que o WECS passa a operar (torna-se ativo)	s
sbase	Potência base	VA

c) Ilustração da tela de entrada de dados no simulador

A atribuição de valores no *SaberSketch* é feita seguindo a metodologia dos itens anteriores, ou seja, no próprio modelo do dispositivo, em tela específica para esta finalidade, como mostra a figura 5.11.

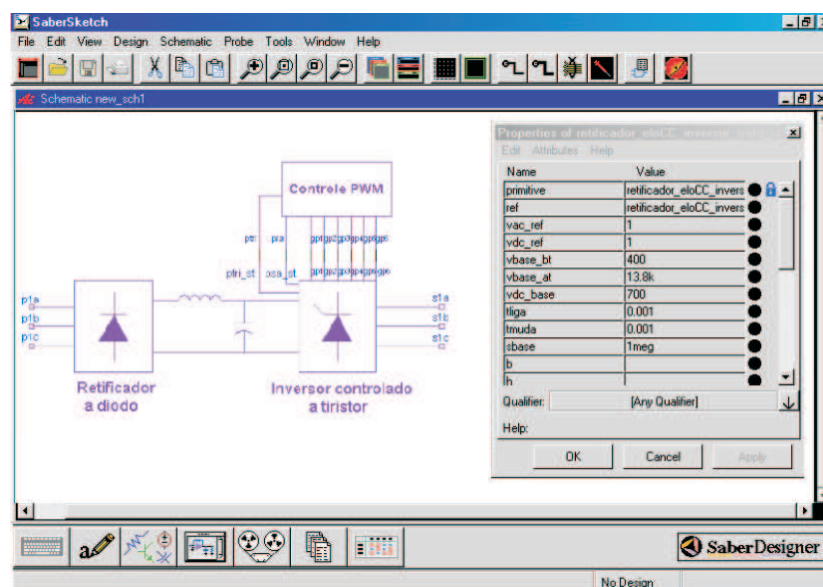


Figura 5.11: *Ilustração da chamada do conversor de frequência e atribuição de dados de entrada.*

d) Variáveis de saída

As grandezas de saída do *template* **retificador_eloCC_inversor**, geradas no processamento, estão relacionadas na tabela 5.19.

Tabela 5.19: *Arquivo de saída gerado pelo simulador, com identificação das variáveis referentes ao template do conversor de frequência*

Nome	Tipo	Unidade	Descrição
Va	<i>var</i>	V	Tensão fase-neutro: fase <i>a</i>
Vb	<i>var</i>	V	Tensão fase-neutro: fase <i>b</i>
Vc	<i>var</i>	V	Tensão fase-neutro: fase <i>c</i>
Vab	<i>var</i>	V	Tensão fase-fase: fases <i>a - b</i>
Vbc	<i>var</i>	V	Tensão fase-fase: fases <i>b - c</i>
Vca	<i>var</i>	V	Tensão fase-fase: fases <i>c - a</i>
ia	<i>var</i>	A	Corrente de fase: fase <i>a</i>
ib	<i>var</i>	A	Corrente de fase: fase <i>b</i>
ic	<i>var</i>	A	Corrente de fase: fase <i>c</i>

5.3.6 Implementação do sistema de controle do inversor

O sistema de controle do inversor utiliza a técnica PWM senoidal atrelada à teoria vetorial. Em sintonia com tal estratégia, neste item são apresentados os *templates* responsáveis pelo controle do inversor. É importante ressaltar que, assim como ocorreu com o caso do controle do ângulo das pás do rotor eólico, neste caso também se verifica a chamada das rotinas de controle pela rotina do inversor. Isto é feito internamente pelo *template* “principal” do inversor, já descrito e denominado **retificador_eloCC_inversor**. Conseqüentemente os parâmetros são repassados para os *templates* “secundários” de controle via rotina principal.

5.3.6.1 Detalhamento do *template* do controle do inversor

Os itens seguintes mostram os desenvolvimentos realizados para a implementação do controle do inversor de frequência.

a) Descrição do *template*

Esta rotina determina os sinais de gatilhos para as chaves do inversor através da comparação de uma onda triangular (portadora) com três ondas senoidais defasadas de 120^0 (graus) geradas em sincronismo com as tensões da rede CA. Para essa finalidade é utilizada a técnica do controle vetorial, a partir da “medição” das tensões trifásicas

no ponto de acoplamento comum com o sistema CA, portanto, empregando as tensões disponíveis no secundário do transformador de acoplamento.

b) Parâmetros de entrada

A tabela 5.20 mostra os parâmetros de entrada necessários para a geração dos pulsos de disparo das chaves do inversor. Conforme já citado, este *template* tem a sua chamada feita internamente e os parâmetros de entrada são fornecidos via *template* `retificador_eloCC_inversor`.

Tabela 5.20: *Parâmetros de entrada para o template do controle do inversor*

Parâmetro	Descrição	Unidade
vac_ref	Tensão de referência no barramento CA	pu
vdc_ref	Tensão de referência no barramento CC	pu
vbase	Tensão base CA lado do inversor (baixa tensão)	V
vdc_base	Tensão base CC no barramento CC	V
tliga	Instante em que o WECS é conectado ao sistema CA	s
tmuda	Instante em que o WECS passa a operar (torna-se ativo)	s

5.3.7 Implementação do transformador elevador

Para compatibilizar as tensões do sistema eólico com as da rede elétrica e possibilitar a conexão do sistema eólico, utiliza-se um transformador elevador trifásico. Os detalhes relacionados com a implementação desta unidade são considerados na sequência.

5.3.7.1) Estrutura e características do transformador

A figura 5.12 mostra o arranjo utilizado para um transformador elevador genérico, na qual estão identificados os pinos de conexão de entrada e de saída no modelo do dispositivo. Os primeiros, para conexão com o conversor de frequência e, os últimos, com o equivalente do sistema elétrico de potência.

É oportuno ressaltar que, devido à possibilidade de conexões diversas dos enrolamentos do transformador, tanto o primário quanto o secundário podem ser conectados em: delta, estrela aterrado e ainda estrela isolado.

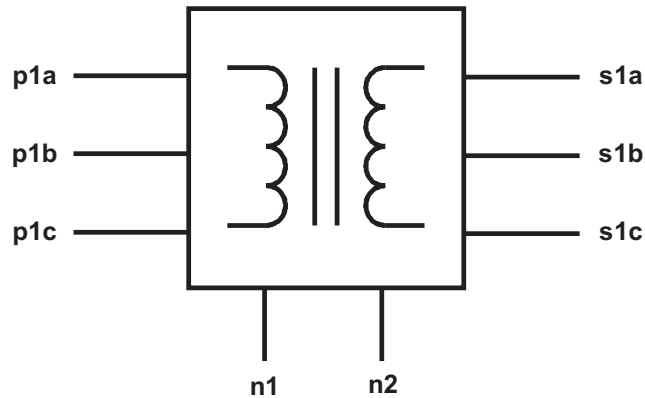


Figura 5.12: Arranjo do transformador de potência e pinos de conexão.

A tabela 5.21 mostra os pontos de conexão, tipos e respectiva descrição para o modelo do transformador.

Tabela 5.21: Terminais para conexão do template do transformador

Nome	Tipo	Descrição
Primário do transformador		
p1a	<i>electrical</i>	Entrada do transformador: fase <i>a</i>
p1b	<i>electrical</i>	Entrada do transformador: fase <i>b</i>
p1c	<i>electrical</i>	Entrada do transformador: fase <i>c</i>
n1	<i>electrical</i>	Terminal de neutro do primário
Secundário do transformador		
s1a	<i>electrical</i>	Saída do transformador: fase <i>A</i>
s1b	<i>electrical</i>	Saída do transformador: fase <i>B</i>
s1c	<i>electrical</i>	Saída do transformador: fase <i>C</i>
n2	<i>electrical</i>	Terminal de neutro do secundário

As expressões que correlacionam as tensões primária e secundária, fluxo magnético e indutância de magnetização para um transformador foram apresentadas na seção 4.3.6. Dessa forma, neste item é dispensada a descrição de tal equacionamento.

5.3.7.2) Detalhamento do *template* do transformador

Apesar do modelo do transformador ser genérico, portanto, podendo ser utilizado para qualquer forma de ligação dos enrolamentos primários e secundários, a partir deste ponto dos trabalhos utilizar-se-á como exemplo uma conexão delta para o primário e estrela para o secundário, ilustrando assim a sua funcionalidade.

a) Descrição do *template*

Este *template* simula, conforme já dito, um transformador de potência trifásico genérico.

b) Parâmetros de entrada

Os parâmetros exigidos pelo modelo do transformador são aqueles constantes nas folhas de ensaios dos equipamentos e extraídos das características B-H do material ferromagnético utilizado no núcleo. Estas últimas informações permitem a inserção das não linearidades relacionadas com o material magnético empregado. Os dados de entrada utilizados pelo modelo estão agrupados na tabela 5.22.

Tabela 5.22: *Parâmetros de entrada para o template do transformador*

Parâmetro	Descrição	Unidade
r	Resistência percentual	%
X	Reatância percentual	%
sn	Potência nominal	kVA
f	Frequência nominal	Hz
vpr	Tensão eficaz do enrolamento primário: fase-fase	kV
vss	Tensão eficaz do enrolamento secundário: fase-fase	kV
Bmax	Indução máxima	Tesla
B-H	Se: - BH=1, Característica BH nacional - Aço silício de grão orientado, - BH=2, Característica BH nacional - Aço silício de grão não orientado, - BH=3, Característica BH européia - Aço silício de grão orientado, - BH=4, Característica BH fornecida pelo usuário através dos vetores B e H	
Ivazio	Corrente a vazio	%In
f _{residual}	Fluxo Residual	Webber
A	Constante usada para o cálculo da tensão por espira	-
C1	Capacitância de acoplamento entre o enrolamento primário e a terra	Faraday
C2	Capacitância de acoplamento entre o enrolamento secundário e a terra	Faraday
C12	Capacitância de acoplamento entre o enrolamento primário e secundário	Faraday
P_0	Perdas a vazio	W
B[16]	Vetor de condições iniciais da densidade de campo magnético	Tesla
H[16]	Vetor de condições iniciais da intensidade de campo magnético	A.esp/m

c) Ilustração da tela de entrada de dados no simulador

Caso a modelagem esteja sendo realizada no *SaberSketch*, o fornecimento dos dados de entrada deve ser feito no próprio desenho do transformador, como ilustra a figura 5.13.

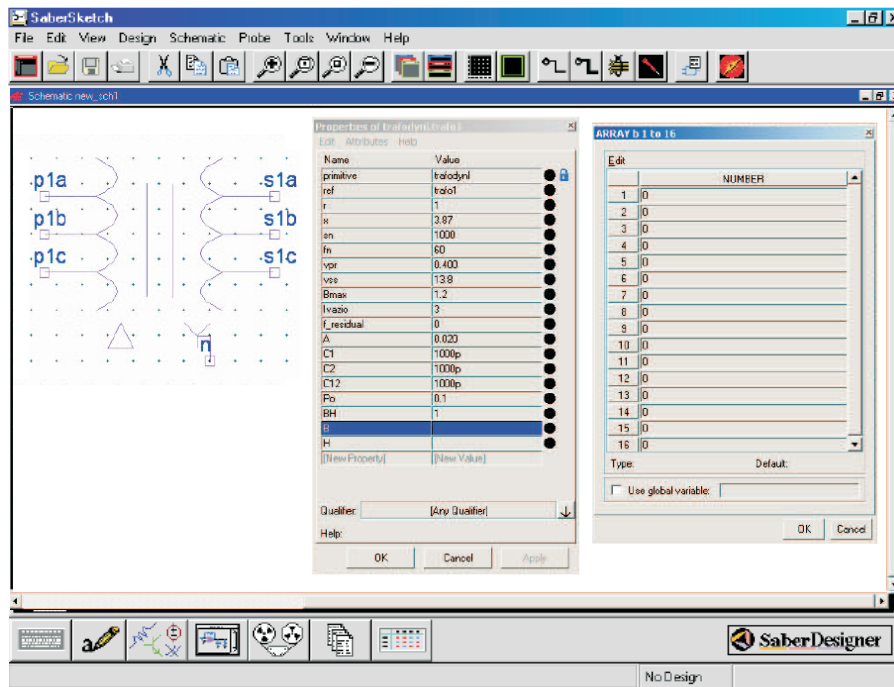


Figura 5.13: Ilustração da chamada do transformador não linear “delta - estrela” e atribuição de dados de entrada.

d) Variáveis de saída

A tabela 5.23 apresenta as variáveis de saída disponibilizadas pelo modelo de transformador **trafodyn1**. Ressalta-se, contudo, que devido à forma como foi construído o *template* do dispositivo, as variáveis de “saída” não são acessadas diretamente pelo processamento, motivo pelo qual torna-se necessária a utilização de medidores de tensão e corrente para visualização e manuseio das grandezas identificadas na tabela.

Tabela 5.23: Variáveis de saída para o template do transformador

Nome	Tipo	Unidade	Descrição
Primário do transformador			
V_a	<i>var</i>	V	Tensão fase-neutro: fase <i>a</i>
V_b	<i>var</i>	V	Tensão fase-neutro: fase <i>b</i>
V_c	<i>var</i>	V	Tensão fase-neutro: fase <i>c</i>
V_{ab}	<i>var</i>	V	Tensão fase-fase: fases <i>ab</i>
V_{bc}	<i>var</i>	V	Tensão fase-fase: fases <i>bc</i>
V_{ca}	<i>var</i>	V	Tensão fase-fase: fases <i>ca</i>
i_a	<i>var</i>	A	Corrente de fase: fase <i>a</i>
i_b	<i>var</i>	A	Corrente de fase: fase <i>b</i>
i_c	<i>var</i>	A	Corrente de fase: fase <i>c</i>
Secundário do transformador			
V_A	<i>var</i>	V	Tensão fase-neutro: fase <i>A</i>
V_B	<i>var</i>	V	Tensão fase-neutro: fase <i>B</i>
V_C	<i>var</i>	V	Tensão fase-neutro: fase <i>C</i>
V_{AB}	<i>var</i>	V	Tensão fase-fase: fases <i>AB</i>
V_{BC}	<i>var</i>	V	Tensão fase-fase: fases <i>BC</i>
V_{CA}	<i>var</i>	V	Tensão fase-fase: fases <i>CA</i>
i_A	<i>var</i>	A	Corrente de fase: fase <i>A</i>
i_B	<i>var</i>	A	Corrente de fase: fase <i>B</i>
i_C	<i>var</i>	A	Corrente de fase: fase <i>C</i>

5.3.8 Implementação computacional do equivalente do sistema elétrico

Concluindo a implementação computacional do sistema eólico-elétrico proposto, neste item é feita a descrição do *template* representativo do equivalente da rede elétrica, evidenciando-se os parâmetros que o caracterizam, assim como os pinos que permitem a sua conexão com o WECS.

5.3.8.1 Estrutura e características da concessionária

A figura 5.14 mostra o arranjo utilizado para o equivalente da rede elétrica, aqui denominado por “concessionária”. A figura mostra, ainda, os pinos de conexão do modelo do dispositivo, que são conectados ao secundário do transformador elevador do WECS.

A implementação computacional do equivalente da rede elétrica foi realizada em conformidade com a fundamentação teórica apresentada no item 4.3.7, portanto, dispensando maiores aprofundamentos nesta fase dos trabalhos.

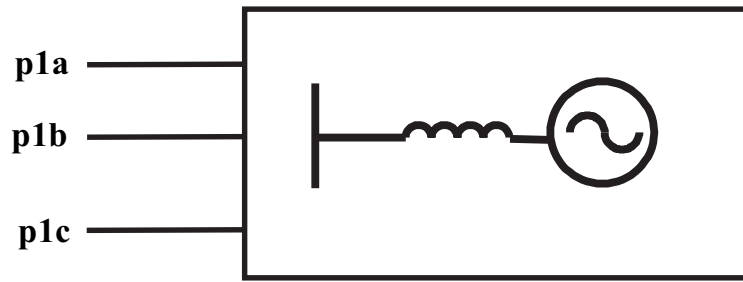


Figura 5.14: Arranjo representativo da concessionária.

A tabela 5.24 apresenta os pontos de conexão, tipos e respectiva descrição para o modelo.

Tabela 5.24: Terminais para conexão do template da concessionária

Nome	Tipo	Descrição
p1a	<i>electrical</i>	Saída da concessionária: fase A
p1b	<i>electrical</i>	Saída da concessionária: fase B
p1c	<i>electrical</i>	Saída da concessionária: fase C

5.3.8.2 Detalhamento do *template* da concessionária

Este item refere-se à implementação do *template* da concessionária **conces** e ilustra a forma de utilização do *template*, bem como os diferentes pinos de conexão e os dados de entrada requeridos pelo modelo.

a) Descrição do *template* da concessionária

Este *template* simula um sistema elétrico genérico, através de seu equivalente clássico largamente utilizado em muitos estudos de engenharia elétrica. O modelo apresenta três pinos de conexão elétricos, os quais são utilizados para se efetuar a interligação com o sistema de conversão eólico.

b) Parâmetros de entrada

No equivalente simplificado para um suprimento elétrico, a tensão é suposta constante e a impedância é dada pela composição de uma resistência equivalente R_{cc} e uma reatância indutiva X_{cc} . Estas são derivadas das informações próprias do barramento, quais sejam: tensão nominal, nível de curto-circuito e ângulo da impedância de curto-circuito. Assim procedendo, obtém-se a impedância equivalente dada por

$Z_{cc}=R_{cc}+jX_{cc}$. A tabela 5.25 apresenta os parâmetros anteriormente descritos e que definem o equivalente do sistema elétrico.

Tabela 5.25: *Parâmetros de entrada para o template da concessionária*

Parâmetro	Descrição	Unidade
Vnom	Tensão nominal	kV
f	Frequência nominal	Hz
S_{cc}	Potência trifásica de curto-circuito	MVA

c) Ilustração da tela de entrada de dados

A figura 5.15 exibe a tela de chamada e de entrada de dados do módulo da concessionária.

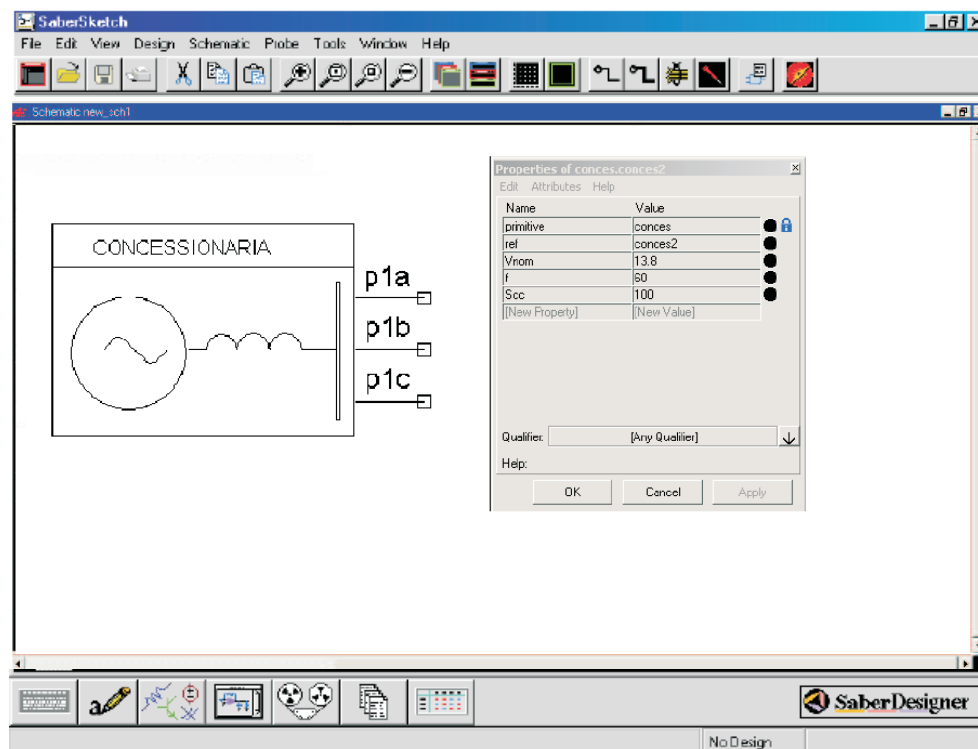


Figura 5.15: *Tela ilustrativa do arquivo de saída com destaque para as grandezas disponibilizadas pelo template da concessionária.*

d) Variáveis de saída

A tabela 5.26 apresenta as variáveis de “saída” disponibilizadas para a concessionária, decorrentes do processo de simulação, as quais são visualizadas através de medidores de tensão e corrente.

Tabela 5.26: *Variáveis de saída para o template da concessionária*

Nome	Tipo	Unidade	Descrição
V_A	<i>var</i>	V	Tensão fase-neutro: fase <i>A</i>
V_B	<i>var</i>	V	Tensão fase-neutro: fase <i>B</i>
V_C	<i>var</i>	V	Tensão fase-neutro: fase <i>C</i>
V_{AB}	<i>var</i>	V	Tensão fase-fase: fases <i>AB</i>
V_{BC}	<i>var</i>	V	Tensão fase-fase: fases <i>BC</i>
V_{CA}	<i>var</i>	V	Tensão fase-fase: fases <i>CA</i>
i_A	<i>var</i>	A	Corrente de fase: fase <i>A</i>
i_B	<i>var</i>	A	Corrente de fase: fase <i>B</i>
i_C	<i>var</i>	A	Corrente de fase: fase <i>C</i>

5.4 Considerações finais

O presente capítulo foi iniciado com uma síntese do pacote computacional utilizado nas investigações. Na sequência, a partir das modelagens matemáticas desenvolvidas no Capítulo 4, procedeu-se a implementação computacional de cada um dos subsistemas individuais que conformam o sistema de conversão de energia eólica (WECS), utilizando, para tanto, técnicas no domínio do tempo.

Dentre os principais desenvolvimentos computacionais realizados, destacam-se:

- * *Template* do vento;
- * *Template* do sombreamento da torre;
- * *Template* do rotor eólico e respectivo controle do ângulo de passo das pás do rotor, cuja função é a limitação da potência que pode ser extraída do vento;
- * *Template* do gerador síncrono multipólos;
- * *Template* do conversor de frequência e respectivo controle dos fluxos de potências ativa e reativa, para tanto, fazendo uso das técnicas do controle vetorial;
- * *Template* do transformador de potência;
- * *Template* do equivalente do sistema elétrico ou concessionária.

Uma vez estabelecidos os modelos computacionais individuais, gradativamente, realizou-se a integração com os sistemas adjacentes, iniciando com o modelo do vento e findando com a interconexão com o equivalente do sistema elétrico de potência, dessa forma constituindo o modelo completo do sistema investigado.

Encerra-se esta seção, ressaltando que nesta fase dos trabalhos estabeleceu-se a base computacional para a realização efetiva dos estudos de desempenho do sistema eólico sob investigação, cerne do capítulo subsequente.

Capítulo 6

ESTUDOS COMPUTACIONAIS DE DESEMPENHO DO MODELO IMPLEMENTADO

6.1 Considerações iniciais

Os estudos previstos nesta tese têm como foco aspectos relacionados com a operação do sistema modelado sob condições ideais e não-ideais de funcionamento. Nesse contexto, avaliar-se-ão tanto os efeitos da inserção do WECS ao sistema elétrico, como também, o impacto que a rede elétrica, apresentando condições ideais e não ideais, pode trazer para o sistema de conversão eólico.

Preliminarmente, é importante fazer algumas observações com referência às normas que estabelecem as diretrizes para a operação do setor elétrico brasileiro. As práticas vigentes no país dispõem de dois instrumentos normativos voltados para o controle da qualidade da energia elétrica: os Procedimentos de Distribuição - PRODIST/ANEEL e os Procedimentos de Rede - PROREDE elaborado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e ratificado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [68] e [79]. Este último instrumento tem seu foco voltado para as conexões à Rede Básica do sistema brasileiro, ou seja, pontos de conexão com tensão igual ou superior a 230 kV.

Tendo em vista que o estudo apresentado na presente tese refere-se à modelagem de um único aerogerador, e ainda, ao fato de que o porte da maioria dos parques eólicos nacionais atualmente em operação encontra-se restritos a potências reduzidas e conectados à rede em média tensão (10 - 20 kV) [88], entende-se que o PRODIST seja mais diretamente aplicável à matéria aqui tratada. Todavia, destaca-se que atualmente

existem alguns empreendimentos que fogem a esta regra, com potências da ordem de dezenas de megawatts. Cita-se, especificamente, as usinas eólicas de Osório, no Rio Grande do Sul, e Rio do Fogo, no Estado do Rio Grande do Norte, cujas potências instaladas são da 150 MW (50 MW estão em operação) e 50 MW, respectivamente e que portando deverão ser conectadas em níveis de tensão superiores.

Partindo dessa premissa, e tendo em vista que sistemas eólicos conectados às linhas de distribuição em pontos remotos da rede elétrica, podem, por vezes, apresentar baixos níveis de curto-circuito, leva à necessidade de se conhecer os efeitos que possam ocorrer no ponto de conexão, em decorrência da inserção dos WECS, e que deve ser aferido à luz das normas vigente sobre a matéria. Nesse contexto, em sua parte inicial, o presente capítulo faz uma apresentação resumida do módulo destinado à Qualidade do Produto, estabelecido pelos Procedimentos de Distribuição - PRODIST. O material apresentado versa sobre as definições utilizadas pelas agências reguladoras e agentes do setor elétrico do país e apresenta valores de referência para os indicadores utilizados para aferir a qualidade da energia elétrica, que possibilitam o estabelecimento de termos comparativos com os valores, para esses mesmos indicadores de qualidade, obtidos através das simulações.

Dando prosseguimento, este capítulo volta-se para a realização de investigações computacionais com o sistema de conversão de energia eólica implementado, para uma condição de vento apresentando apenas as componentes média e ruído e o equivalente do sistema elétrico considerado como tendo características ideais. Este caso é adotado como sendo o “caso base” ou de referência, destinado para a aferição dos modelos desenvolvidos para uma condição mais favorável da fonte primária e da rede elétrica.

Na seqüência, são apresentados estudos complementares, desta vez, para condições de vento apresentando turbulências, ou seja, levando-se em consideração todas as componentes do modelo e, ainda, a influência da torre de sustentação da turbina no vento incidente, denominado sombreamento da torre. Da mesma forma, para o equivalente da rede elétrica, são impostos alguns tipos de degradação na qualidade da energia elétrica, tais como desequilíbrio, distorção da forma de onda, afundamentos de tensão e flutuação de tensão. As situações mencionadas proporcionam uma oportunidade para verificar quão severas serão as conseqüências da inserção do sistema eólico, perante uma condição de vento com turbulências, para a rede elétrica, e também, como a rede à qual o WECS está conectado, pode afetar o desempenho do complexo eólico, quando aquela

apresenta as perturbações mencionadas.

6.2 Considerações sobre itens de qualidade utilizados neste trabalho

O complexo enfocado nesta pesquisa é composto de um sistema de conversão de energia eólica (WECS - *Wind Energy Conversion System*) e um equivalente da rede elétrica. A forma como interagem os sistemas envolvidos neste estudo, em particular sob o prisma da qualidade da energia elétrica, é uma questão de suma importância para conhecimento do impacto provocado pela inserção de sistemas eólicos ao sistema interligado, principalmente se consideradas as características aleatórias do vento. Da mesma forma, situações em que o sistema elétrico apresente anormalidades na tensão no ponto de conexão (PAC), devem ser objeto de cuidadosa análise. Esta última situação está relacionada com os distúrbios de qualidade amplamente discutidos na literatura pertinente [89]. Para fins deste trabalho, os fenômenos considerados mais relevantes compreendem: desequilíbrios de tensão, distorções harmônicas, afundamentos de tensão e flutuações de tensão.

Dessa forma, objetivando uniformizar o entendimento da terminologia a ser utilizada nas investigações aqui descritas, neste item é feita uma explanação sucinta sobre a natureza da força primária de energia (vento) e dos indicadores de qualidade da energia mencionados.

- **Quanto à fonte primária de energia:** Os estudos computacionais abrangem duas situações distintas para o sinal de vento. Uma livre de qualquer turbulência e outra apresentando turbulências do tipo rampa e/ou rajada. Os estudos, portanto, visam investigar os impactos causados pela energia elétrica proveniente de aproveitamentos eólicos na rede elétrica, tanto pelos seus aspectos aleatórios inerentes, como pelas turbulências que comumente formam um escoamento real, tais como rampas e rajadas.
- **Quanto à rede elétrica de conexão:** Quase a totalidade de centrais eólicas atualmente em operação no Brasil, são de potência reduzida, comparativamente as potências geradas/transmitidas no sistema interligado brasileiro. Devido as reduzidas potências envolvidas, essas unidades de geração foram conectadas aos

sistemas de distribuição, que, via de regra, possuem características de redes denominadas por fracas (menores níveis de curto-circuito). Por tais motivos, estes pontos de conexão podem se mostrar sensíveis aos fenômenos que determinam a qualidade da tensão elétrica. Ressalta-se, que na atualidade as potências unitárias dos aerogeradores são da ordem de megawatts e parques eólicos facilmente alcançam dezenas de MW. Essa realidade, aliada à limitada capacidade das redes de distribuição, está provocando mudanças nas legislações do setor elétrico, principalmente de países com uma participação significativa de energia eólica, de maneira que grandes aproveitamentos eólicos devam ser conectados às redes básicas, portanto, ficando subordinados aos procedimentos de rede e aos valores de referência por estes impostos. Esta situação, acredita-se, muito em breve estará também consolidada no país.

Focando a questão da qualidade da energia elétrica, a seguir são apresentadas e caracterizadas as definições dos itens de qualidade utilizados para fins do presente trabalho e apresentados os valores de referência estabelecidos no âmbito dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST/ANEEL, em seu Módulo 8.

Salienta-se que o PRODIST consiste num conjunto de documentos elaborados pela ANEEL, com a participação dos agentes de distribuição e de outras entidades e associações do setor elétrico nacional, que disciplinam o relacionamento entre os agentes setoriais no que se refere aos sistemas elétricos de distribuição, que incluem todas as redes e linhas de distribuição de energia elétrica em tensão inferior a 230 kV, seja em baixa tensão (BT), média tensão (MT) ou alta tensão (AT).

6.2.1 Tensão em regime permanente

Entende-se como regime permanente (estado estacionário), ou simplesmente regime, a condição em que se encontra um sistema quando não há variações transitórias nas grandezas elétricas que o caracterizam. Todavia, o sistema elétrico deverá estar operando na situação estabelecida como Operação Normal, na qual não existem alterações de estado nem violações de faixas e de restrições operativas estabelecidas.

Na condição normal de operação, a tensão de atendimento é classificada nas categorias seguintes: adequadas, precárias e críticas, tomando como base o afastamento da leitura em relação à tensão de referência.

As faixas de tensões de referência de regime permanente, para o caso de tensões entre 1kV e 69 kV, de interesse desta pesquisa, estão mostradas na tabela 6.1 [79].

Tabela 6.1: *Pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV*

Tensão de atendimento (TA)	Faixa de variação da Tensão de leitura (TL) em relação à tensão contratada (TC)
Adequada	$0,93TC \leq TL \leq 1,05TC$
Precária	$0,90TC \leq TL < 0,93TC$ ou $1,05TC < TL \leq 1,07TC$
Crítica	$TL < 0,90TC$ ou $TL > 1,07TC$

Fonte: Procedimentos de Distribuição - PRODIST. Site pesquisado em 05/05/2006:
http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=82.

6.2.2 Desequilíbrio de tensão

Um suprimento dito equilibrado é associado a um suprimento formado por tensões trifásicas de igual módulo e com um defasamento angular, entre fases, igual a 120° elétricos. Dessa maneira, o fenômeno do desequilíbrio é caracterizado por uma alimentação formada por tensões trifásicas que se apresentam com diferentes valores de tensão em módulo e/ou com defasagens angulares, portanto, diferentes de 120° elétricos.

- **Terminologia**

A tabela 6.2 apresenta a terminologia aplicável às formulações de cálculo do desequilíbrio de tensão [79].

Tabela 6.2: *Terminologia aplicável aos desequilíbrios de tensão*

Identificação da grandeza	Símbolo
Fator de desequilíbrio	FD
Magnitude da tensão de sequência negativa (<i>rms</i>)	V_-
Magnitude da tensão de sequência positiva (<i>rms</i>)	V_+
Magnitudes das tensões trifásicas de linha (<i>rms</i>)	V_{ab} , V_{bc} e V_{ca}

Fonte: Procedimentos de Distribuição - PRODIST. Site pesquisado em 05/05/2006:
http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=82.

- **Fator de desequilíbrio**

A expressão utilizada para efetuar a determinação do desequilíbrio de tensão é dada pela fórmula:

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} \times 100 \quad (6.1)$$

- **Valor de referência**

O valor estabelecido como referência, ou máximo valor de desequilíbrio permitido para os barramentos dos sistemas de distribuição, com exceção da BT, deve ser igual ou inferior a 2% [79].

6.2.3 Distorção harmônica

As distorções harmônicas são fenômenos associados com deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental.

- **Terminologia aplicável à distorção harmônica**

A tabela 6.3 sintetiza a terminologia aplicável às formulações do cálculo de valores de referência para as distorções harmônicas. Muito embora a tabela apresente as denominações apenas para a tensão, estas se aplicam igualmente para as correntes de um sistema elétrico [79].

Tabela 6.3: *Terminologia utilizada sobre distorções harmônicas*

Identificação da grandeza	Símbolo
Distorção harmônica individual de tensão de ordem h	$DIT_h\%$
Distorção harmônica total de tensão	$DTT\%$
Tensão harmônica de ordem h [V]	V_h
Ordem harmônica	h
Ordem harmônica máxima	h_{max}
Ordem harmônica mínima	h_{min}
Tensão fundamental medida [V]	V_1

Fonte: Procedimentos de Distribuição - PRODIST. Site pesquisado em 05/05/2006:
http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=82.

Distorção harmônica individual: Grandeza que expressa o nível individual de uma das componentes que totalizam o espectro de frequências de um sinal distorcido, normalmente referenciada ao valor da componente fundamental.

Distorção harmônica total: Composição das distorções harmônicas individuais que expressa o grau de desvio da onda em relação ao padrão ideal, normalmente referenciada ao valor da componente fundamental.

- **Indicadores de distorção harmônica**

As expressões utilizadas para o cálculo das grandezas $DIT_h\%$ e $DTT\%$ são dadas pelas equações 6.2 e 6.3, respectivamente. Expressões análogas podem ser utilizadas para a determinação destes indicadores para as correntes elétricas.

$$DIT_h = \frac{V_h}{V_1} \times 100\% \quad (6.2)$$

$$DTT = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^{h_{\max}} V_h^2}{V_1^2}} \times 100\% \quad (6.3)$$

- **Valores de referência**

Os valores de referência para as distorções harmônicas totais devem ser iguais ou inferiores aos valores fornecidos na tabela 6.4 [79].

Tabela 6.4: *Valores de referência globais das distorções harmônicas totais (em porcentagem da tensão fundamental)*

Tensão nominal do barramento	Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT) [%]
$V_N \leq 1 \text{ kV}$	10
$1\text{kV} < V_N \leq 13,8\text{kV}$	8
$13,8\text{kV} < V_N \leq 69\text{kV}$	6
$69\text{kV} < V_N \leq 230\text{kV}$	3

Fonte: Procedimentos de Distribuição - PRODIST. Site pesquisado em 05/05/2006:
http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=82.

Adicionalmente aos limites globais de distorção harmônica constantes da tabela anterior, devem ser obedecidos também os valores das distorções harmônicas individuais indicados na tabela 6.5.

Tabela 6.5: *Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão*

Ordem Harmônica		Distorção Harmônica Individual de Tensão (% de V_N)			
		$V_N \leq 1 \text{ kV}$	$1\text{kV} < V_N \leq 13,8\text{kV}$	$13,8\text{kV} < V_N \leq 69\text{kV}$	$69\text{kV} < V_N \leq 230\text{kV}$
Ímpares não múltiplas de 3	5	7,5	6	4,5	2,5
	7	6,5	5	4	2
	11	4,5	3,5	3	1,5
	13	4	3	2,5	1,5
	17	2,5	2	1,5	1
	19	2	1,5	1,5	1
	23	2	1,5	1,5	1
	25	2	1,5	1,5	1
	>25	1,5	1	1	0,5
Ímpares múltiplas de 3	3	6,5	5	4	2
	9	2	1,5	1,5	1
	15	1	0,5	0,5	0,5
	21	1	0,5	0,5	0,5
	>21	1	0,5	0,5	0,5
Pares	2	2,5	2	1,5	1
	4	1,5	1	1	0,5
	6	1,5	1	1	0,5
	8	1,5	1	1	0,5
	10	1,5	1	1	0,5
	12	1,5	1	1	0,5
	>12	1,5	1	1	0,5

Fonte: Procedimentos de Distribuição - PRODIST. Site pesquisado em 05/05/2006:
http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=82.

6.2.4 Variação de tensão de curta duração - afundamento de tensão

Variações de tensão de curta duração são desvios significativos no valor eficaz da tensão em curtos intervalos de tempo. Os afundamentos de tensão, de interesse neste trabalho, são fenômenos que se enquadram neste grupo de distúrbios, sendo definido da maneira seguinte:

- **Classificação das variações de tensão de curta duração**

As variações de tensão de curta duração são classificadas de acordo com a tabela 6.6.

Tabela 6.6: *Classificação das variações de tensão de curta duração*

Classificação	Denominação	Duração da variação	Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão	Inferior ou igual a três segundos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Momentâneo de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Momentânea de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior a 1,1 p.u
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior ou igual a três minutos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Temporário de Tensão	Superior a três segundos e inferior ou igual a três minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior ou igual a três minutos	Superior a 1,1 p.u

Fonte: Procedimentos de Distribuição - PRODIST. Site pesquisado em 05/05/2006: http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=82.

- **Terminologia**

A tabela 6.7 sintetiza a terminologia aplicável às variações de tensão de curta duração.

Tabela 6.7: *Terminologia aplicável a variações de tensão de curta duração*

Identificação do distúrbio	Sigla
Variação de Tensão de Curta Duração	VTCD
Interrupção Momentânea de Tensão	IMT
Afundamento Momentâneo de Tensão	AMT
Elevação Momentânea de Tensão	EMT
Interrupção Temporária de Tensão	ITT
Afundamento Temporário de Tensão	ATT
Elevação Temporária de Tensão	ETT

Fonte: Procedimentos de Distribuição - PRODIST. Site pesquisado em 05/05/2006: http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=82.

6.2.5 Flutuação de tensão

A flutuação de tensão é uma variação aleatória, repetitiva ou esporádica do valor eficaz da tensão. A observação deste indicador tem total identidade com o desconforto

provocado pelo efeito da cintilação luminosa no consumidor final, que tenha seus pontos de iluminação alimentados em baixa tensão.

- **Terminologia**

A tabela 6.8 apresenta a terminologia aplicável às formulações de cálculo da sensação de cintilação [79].

Tabela 6.8: *Terminologia aplicável a flutuação de tensão*

Identificação da grandeza	Símbolo
Indicador de Severidade de Curta Duração	P_{st}
Indicador de Severidade de Longa Duração	P_{lt}
Valor diário do indicador P_{st} que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de 24 hs	$P_{st}D95\%$
Valor semanal do indicador P_{lt} que foi superado em apenas 5 % dos registros obtidos no período de sete dias completos e consecutivos	$P_{lt}S95\%$
Fator de Transferência	FT

Fonte: Procedimentos de Distribuição - PRODIST. Site pesquisado em 05/05/2006:
http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=82.

- **Indicadores do nível de flutuação da tensão**

O indicador P_{st} é uma grandeza destinada a medir a severidade de *flicker* baseada em um tempo de observação típico de 10 minutos. Este índice indica o grau de desconforto visual, sendo o valor $P_{st} = 1$ pu representativo da ocorrência do limiar de irritação devido à cintilação luminosa. O P_{st} é calculado pela expressão 6.4 [79].

$$P_{st} = 0,1 \sqrt{3,14P_{0,1} + 5,25P_{1s} + 6,57P_{3s} + 28,0P_{10s} + 8,0P_{50s}} \quad (6.4)$$

Onde, $P_{0,1}$, P_{1s} , P_{3s} , P_{10s} , P_{50s} são os níveis da sensação instantânea de *flicker* que excedem em 0,1; 1; 3; 10 e 50 % o tempo de observação, respectivamente, obtidos da análise estatística Função Probabilidade Cumulativa Complementar (FPCC). O sufixo “s” indica que valores suavizados (*smoothed values*) devem ser usados, cujas expressões representativas podem ser encontradas nas referências citadas.

A avaliação da severidade do nível de *flicker* pelo P_{st} é adequadamente empregada quando se realiza a análise de flutuações de tensão causadas por agentes individuais. Nos casos em que há o efeito combinado de várias cargas perturbadoras operando de

forma aleatória, ou a cintilação é proveniente do funcionamento de cargas com longo ciclos de operação (como os fornos a arco), torna-se necessária a utilização de um critério específico para avaliar o distúrbio em um tempo maior.

Dessa forma, complementarmente, o indicador P_{lt} corresponde a um valor representativo de doze amostras consecutivas de P_{st} , correspondentes a duas horas de observação, como estabelecido pela expressão a seguir:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (p_{sti})^3} \quad (6.5)$$

- **Valores de referência**

A tabela 6.9 fornece os valores de referência a serem utilizados para a avaliação do desempenho do sistema de distribuição quanto às flutuações de tensão. Observa-se a delimitação de três faixas para classificação dos indicadores estabelecidos: valor adequado, valor precário e valor crítico.

Tabela 6.9: *Valores de referência para os indicadores de cintilação luminosa*

Valores de referência	$P_{st}D95\%$	$P_{lt}S95\%$
Adequado	$< 1 \text{ pu/FT}$	$< 0,8 \text{ pu/FT}$
Precário	$1 \text{ pu} - 2 \text{ pu} / \text{FT}$	$0,8 \text{ pu} - 1,6 \text{ pu} / \text{FT}$
Crítico	$> 2 \text{ pu/FT}$	$> 1,6 \text{ pu/FT}$

Fonte: Procedimentos de Distribuição - PRODIST. Site pesquisado em 05/05/2006:
http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=82.

O Fator de Transferência - FT deve ser calculado pela relação entre o valor do $P_{lt}S95\%$ do barramento do sistema de distribuição e o valor do $P_{lt}S95\%$ do barramento da tensão secundária de baixa tensão de distribuição eletricamente mais próximo.

Para os casos em que os FT entre os barramentos envolvidos não sejam conhecidos através de medição, a tabela 6.10, a seguir, fornece valores típicos a serem aplicados para a avaliação da flutuação de tensão nos barramentos dos sistemas de distribuição.

Tabela 6.10: *Valores de referência para a função de transferência (FT)*

Tensão nominal do barramento	FT
$69\text{kV} \leq \text{Tensão do barramento} \leq 230\text{kV}$	0,8
Tensão do barramento $< 69\text{kV}$	1

Fonte: Procedimentos de Distribuição - PRODIST. Site pesquisado em 05/05/2006:
http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=82.

6.3 Características elétricas e/ou mecânicas do sistema modelado

Objetivando a caracterização do sistema a ser utilizado nos estudos computacionais, a tabela 6.11 sintetiza as características/parâmetros dos principais componentes que conformam a unidade eólica sob avaliação, qual seja: o sistema de conversão eólico, a concessionária e a carga conectada ao PAC. Nesta tabela estão indicadas, também, as três velocidades que caracterizam a operação do aerogerador, a saber: velocidade nominal, velocidade de acionamento (*cut-in*) e velocidade de corte ou saída (*cut-out*). Vale destacar, que os componentes do elo de corrente contínua, L_{cc} e C_{cc} , foram dimensionados de forma manter a tensão nos terminais do capacitor dentro de uma faixa pré-definida estreita de variação e um ripple de corrente dentro de limites igualmente aceitáveis.

Tabela 6.11: *Dados utilizados nos estudos computacionais*

Rotor Eólico	Nº. de Pás	Raio [m]	Controle	Eixo
	3	21	Pitch	Horizontal
	Velocidade Nominal (m/s)	Velocidade <i>Cut-in</i> (m/s)	Velocidade <i>Cut-out</i> (m/s)	
	12	3	25	
Gerador Elétrico	Velocidade [rpm]	P[pólos]	V_n [V]	S_n [kW]
	34	60	600	600
Conversor de Freqüência	Controle	$f_{chav.}$ [kHz]	V_{in} [V]	
	PWM	5	1.200	
	L_{cc} [mH]	C_{cc} [μ F]	V_{out} [V]	
	0,2	800	400	
Transformador	R [%]	S_n [kVA]	V_p [V]	
	0,5	1000	400	
	X [%]	f_n [Hz]	V_{sec} [kV]	
	5	60	13,8	
Concessionária	S_{cc} [MVA]	V_n [kV]	f_n [Hz]	
	10	13,8	60	
Carga	P [kW]	Q [kVAr]	V_n [kV]	f_n [Hz]
	600	50	13,8	60

6.4 Estudos computacionais

As tabelas 6.12 apresenta os casos escolhidos para serem apresentados nesta tese, por constituir-se em casos representativos de desempenho da interação do WECS com o sistema para as diversas condições operativas estabelecidas.

Tabela 6.12: *Estudos computacionais*

Caso	Objetivos	Características
Rede elétrica com características ideais		
Caso A	Realizar investigações computacionais objetivando ajustar o modelo implementado. Neste caso é utilizado um sinal de vento sem qualquer turbulência , ou seja, formado somente pelas componentes base e ruído. Este é considerado como sendo o caso base. A potência de curto-circuito do equivalente do sistema elétrico é mantida constante.	Sistema Elétrico: Características Ideais $S_{cc} = 10$ MVA Vento: $V_{base} = 8$ [m/s] $V_{rampa} = 0$ [m/s] $V_{rajada} = 0$ [m/s]
Caso B	Realizar investigações computacionais considerando um sinal de vento apresentando turbulências , objetivando avaliar o impacto destas no desempenho do WECS. Para tal finalidade são impostas duas rajadas consecutivas, de maneira a solicitar a atuação dos controles do sistema sob essa condição operativa. A potência de curto-circuito do equivalente do sistema elétrico é mantida constante.	Sistema Elétrico: Características Ideais $S_{cc} = 10$ MVA Vento: $V_{base} = 8$ [m/s] $V_{rampa} = 0$ [m/s] $V_{rajada} = 3$ [m/s]
Caso C	Realizar investigações computacionais utilizando um sinal de vento formado pelas componentes base e ruído e ainda, considerando-se o efeito do sombreamento da torre. A potência de curto-circuito do equivalente do sistema elétrico é mantida constante.	Sistema Elétrico: Características Ideais $S_{cc} = 10$ MVA Vento $V_{base} = 8$ [m/s] $V_{rampa} = 0$ [m/s] $V_{rajada} = 0$ [m/s] Sombreamento presente
Rede elétrica com qualidade comprometida		
Caso D	Neste e nos casos seguintes, utiliza-se um sinal de vento com características iguais ao caso B e uma rede elétrica apresentando algum tipo de distúrbio, portanto, com padrão de qualidade comprometido. O objetivo deste caso é avaliar o desempenho do WECS perante uma condição de desequilíbrio nas tensões da rede elétrica.	Sistema Elétrico: Desequilíbrio de Tensão = 5% $S_{cc} = 10$ MVA Vento: $V_{base} = 8$ [m/s] $V_{rampa} = 0$ [m/s] $V_{rajada} = 3$ [m/s]
Caso E	O objetivo deste caso é avaliar o desempenho do WECS perante uma rede elétrica apresentando uma distorção da forma de onda da tensão , para um valor de distorção comumente encontrado nas redes elétricas. O sinal de vento utilizado é o mesmo dos casos B, ou seja, apresentando turbulências.	Sistema Elétrico: Distorção Harmônica Total de Tensão $DHT_V = 10\%$ $S_{cc} = 10$ MVA Vento: $V_{base} = 8$ [m/s] $V_{rampa} = 0$ [m/s] $V_{rajada} = 3$ [m/s]
Caso F	Este caso destina-se a avaliar o desempenho do WECS perante uma rede elétrica apresentando uma VTCD (variação de tensão de curta duração) na fase A . O sinal de vento utilizado apresenta as mesmas turbulências do caso anterior.	Sistema Elétrico: Afundamento Monofásico de Tensão para 60% da Tensão Nominal com duração de 200ms $S_{cc} = 10$ MVA Vento: $V_{base} = 8$ [m/s] $V_{rampa} = 0$ [m/s] $V_{rajada} = 3$ [m/s]

Ainda com relação aos casos a serem apresentados, salienta-se que as perturbações impostas à rede elétrica nos casos D, E e F, objetivaram a simulação de situações bastante críticas, mas que podem de fato ocorrer em pontos fracos das redes de conexão. Em particular, com respeito à severidade do afundamento monofásico de tensão imposto do caso F, tomou-se como parâmetro o resultado de levantamentos estatísticos, que apontam para o fato de que mais de 90% dos casos deste tipo de perturbação nas redes elétricas apresentam valores inferiores ao adotado nesta tese. De outro lado, o tempo de 200 ms está associado aos tempos necessários para a atuação das proteções.

feitas esses esclarecimentos, a seguir são tecidas algumas considerações a respeito dos trabalhos de simulação, aplicáveis a todos os casos previstos.

A componente aleatória do vento (ruído) está presente em todos os casos estudados, motivo pelo qual não se encontra explicitado na tabela. Adicionalmente às turbulências normalmente encontradas no vento, tais como as rajadas, o Caso C, inclui o efeito de sombreamento da torre.

O barramento ao qual o gerador eólico é conectado é assumido como apresentando características de uma rede “fraca” possuindo um nível de curto-circuito igual a 10 MVA. A adoção desse valor de potência de curto-circuito objetiva atender recomendações internacionais quanto à profundidade dos estudos que devem ser realizados, quando da conexão de sistemas eólicos à rede elétrica, em função da penetração do WECS, que no presente caso é de 6%. Entende-se por penetração, o percentual da geração eólica, comparativamente ao nível de curto circuito estabelecido.

Finalmente, vale ressaltar que o conjunto dos casos selecionados contemplam o funcionamento do sistema sob condições o mais próximo possível de situações reais para o vento e para a rede elétrica de conexão.

• Pontos de monitoramento

A figura 6.1 mostra o arranjo completo constituído pelo sistema eólico e o equivalente da rede elétrica sob estudo. Nesta figura estão indicados os pontos físicos para os quais foram extraídas as informações utilizadas para as análises correspondentes. Ressalta-se, que as grandezas associadas ao ponto 3 são obtidas depois do filtro LC do conversor de frequência.

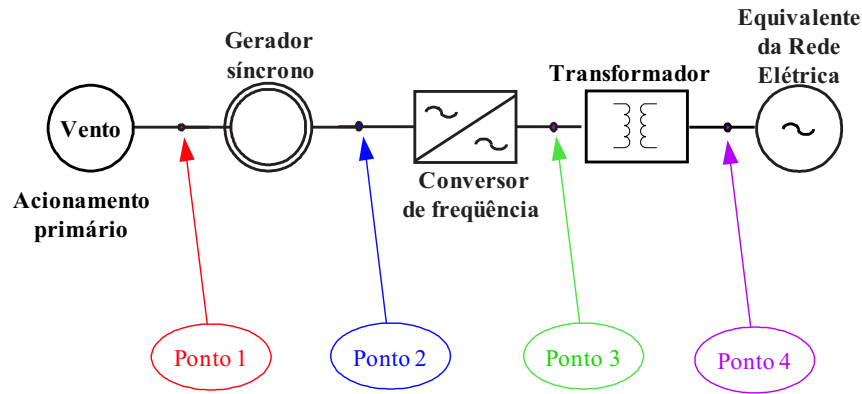


Figura 6.1: Arranjo utilizado nos trabalhos de simulação e pontos monitorados.

• Grandezas monitoradas

As grandezas utilizadas para avaliar o desempenho do sistema eólico/concessionária, para cada um dos pontos identificados na figura anterior, encontram-se descritas na tabela 6.13. Ressalta-se que os valores eficazes apresentados nesta tese, para as correntes e tensões, referem-se aos valores verdadeiros das grandezas ou “*true rms*”.

Tabela 6.13: Pontos de monitoramento e grandezas monitoradas

Ponto	Grandezas Analisadas
Ponto 1	• Vento • Velocidade rotacional • Coeficiente de potência • Potência aerodinâmica
Ponto 2	• Correntes CA • Tensões CA
Ponto 3	• Tensões CA • Correntes CA • Tensão no elo CC
Ponto 4	• Tensões CA • Correntes CA • Potências ativa e reativa

Tendo em mente que o estudo realizado aborda um sistema trifásico, as tensões apresentadas ao longo deste documento são aquelas medidas entre fases e as correntes correspondentes de linha. Para as situações em que o sistema se apresente equilibrado, via de regra, o valor de tensão que venha a ser apresentada refere-se ao valor entre as fases A e B, e a corrente ao valor na linha A. Todavia, para situações de desequilíbrio do sistema, são explicitados os valores das três tensões de linha bem como as suas correspondentes correntes. Os casos que não se enquadram nessas situações são devidamente esclarecidos ao longo do texto.

6.5 Resultados para o Caso A: sinal de vento sem turbulências e rede elétrica com características ideais

Este primeiro caso estudado, doravante denominado por Caso Base, destina-se, fundamentalmente, a ilustrar o desempenho do modelo do WECS enfocado e implementado.

- **Características do sinal de vento e da rede elétrica**

A tabela 6.14 sintetiza as informações relativas às características do sinal de vento e da rede elétrica utilizadas nas simulações do Caso A.

Tabela 6.14: *Características do WECS e rede elétrica utilizadas no Caso A*

Caso A	Sistema elétrico: Características Ideais $S_{cc} = 10$ [MVA]
	Vento: $V_{medio} = 8$ [m/s] $V_{rampa} = 0$ [m/s] $V_{rajada} = 0$ [m/s]

6.5.1 Resultados obtidos no ponto 1

A figura 6.2 mostra o sinal de vento gerado e aplicado à turbina eólica. Nota-se que o vento apresenta, além da componente base igual a 8 m/s, a componente “ruído” que, como já dito, é responsável pela introdução das características aleatórias dos ventos reais.

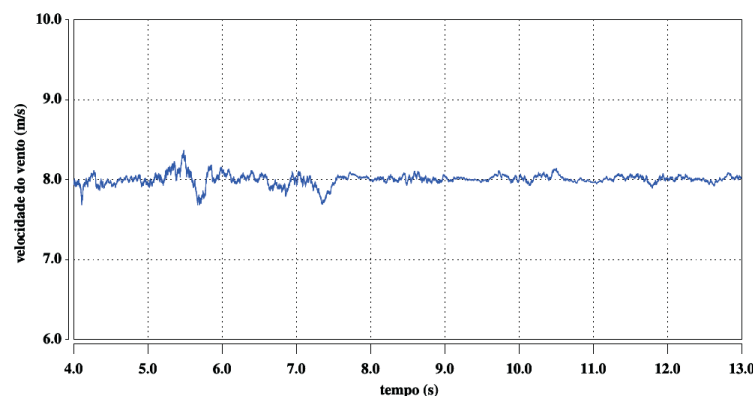


Figura 6.2: *Velocidade do vento - Caso A.*

A figura 6.3 retrata a velocidade mecânica do eixo do rotor e do próprio gerador elétrico, como resultado do vento aplicado. A figura permite constatar que a velocidade do rotor mantém-se constante, acompanhando o comportamento da fonte primária.

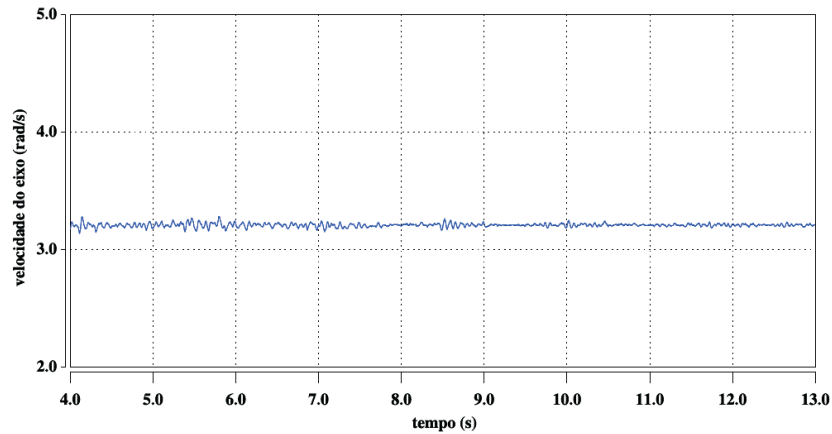


Figura 6.3: *Velocidade mecânica do eixo do rotor - Caso A.*

O desempenho do coeficiente de potência C_P ou eficiência da turbina está mostrado na figura 6.4. Este coeficiente se mantém num valor médio de 0,4, dentro da faixa esperada para turbinas eólicas deste tipo. Destaca-se que o valor máximo teórico que pode ser atingido por este coeficiente, conhecido como limite de Betz, é igual a $16/27$ ou 59,26%. Em situações reais, no entanto, os valores alcançados pelo C_P normalmente não são superiores a 45%.

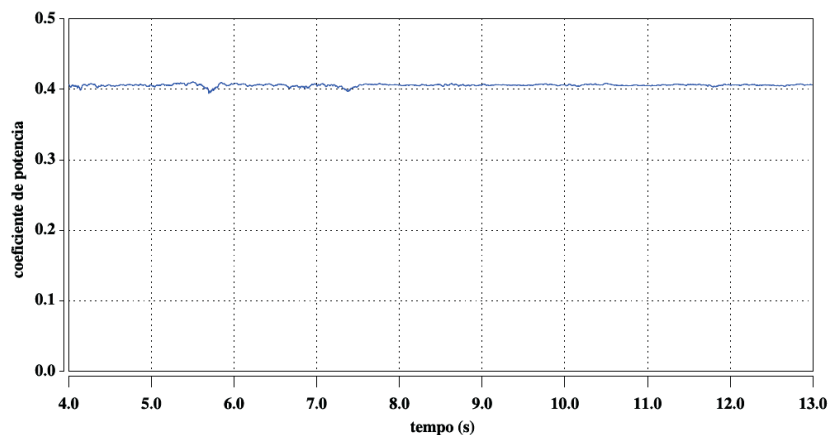


Figura 6.4: *Coeficiente de potência - Caso A.*

A potência aerodinâmica extraída do vento e que é aplicada ao eixo do gerador está ilustrada na figura 6.5.

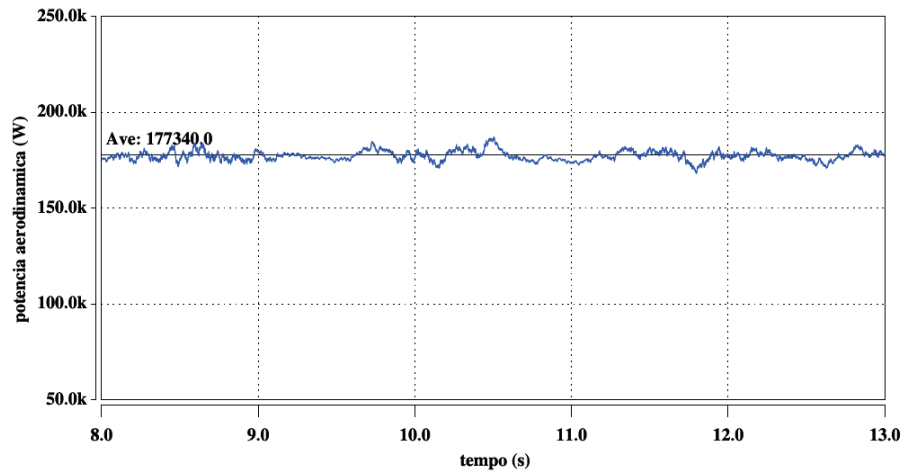


Figura 6.5: *Potência aerodinâmica - Caso A.*

6.5.2 Resultados obtidos no ponto 2

As variáveis observadas neste ponto referem-se aos terminais de saída do gerador elétrico. Nesse sentido, a figura 6.6 mostra o perfil das tensões trifásicas nos terminais de saída do gerador síncrono.

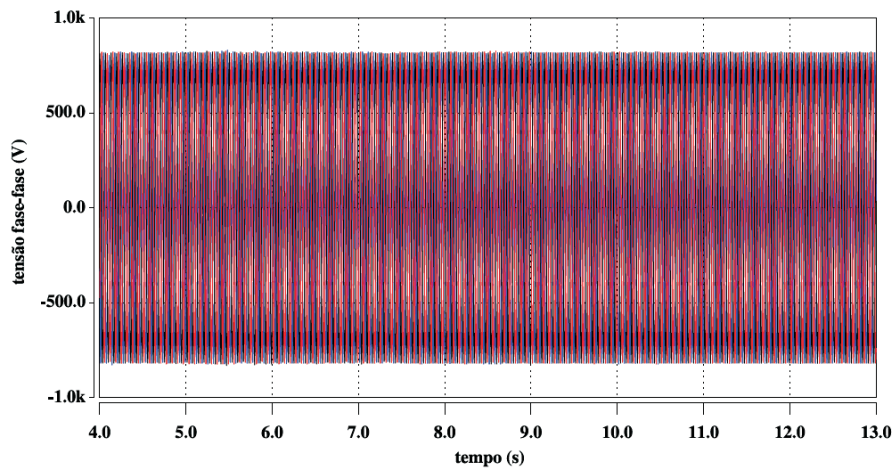


Figura 6.6: *Perfil das tensões trifásicas nos terminais de saída do gerador elétrico - Caso A.*

Para possibilitar uma melhor visualização do sinal, um detalhe das tensões mostradas na figura anterior está ilustrado na figura 6.7. Este desenho evidencia o formato não senoidal das tensões, em decorrência do efeito da ponte retificadora do conversor de frequência, que consiste num retificador de 12 pulsos. O valor eficaz das tensões de linha encontrado para esta grandeza é de 564,5 V.

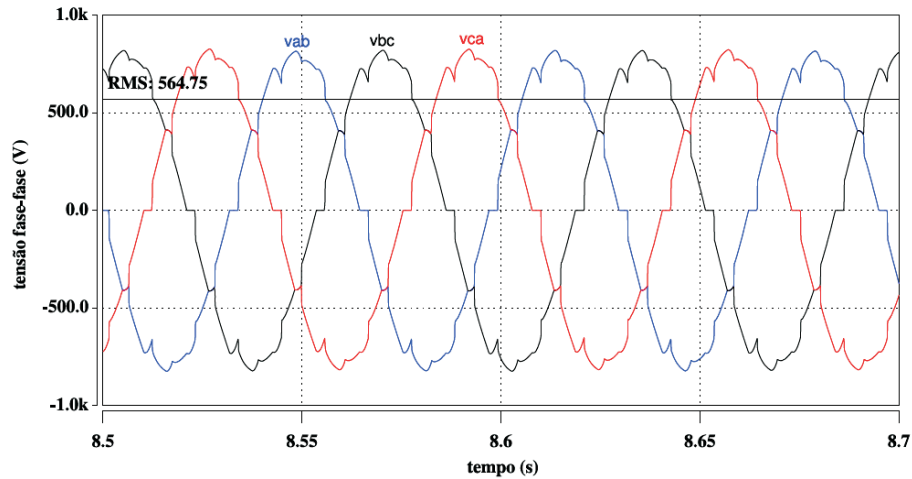


Figura 6.7: Zoom das tensões mostradas na figura 6.6, na saída do gerador elétrico - Caso A.

A figura 6.8 mostra o histograma das componentes harmônicas de tensão nos terminais do gerador síncrono. O valor aproximado da distorção harmônica total de tensão é da ordem de 5,6%. Salienta-se que a frequência fundamental, para a condição de vento estabelecida é de aproximadamente 16 Hz.

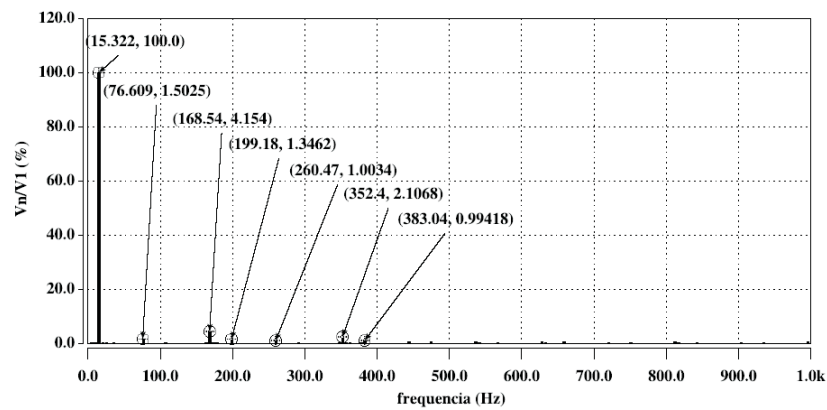


Figura 6.8: Espectro harmônico de tensão nos terminais do gerador síncrono - Caso A.

De maneira análoga às tensões, na sequência, são apresentados os resultados das correntes correspondentes, na saída do gerador elétrico. A figura 6.9 apresenta o perfil dos oscilogramas de corrente nos terminais do gerador elétrico, em regime permanente, e sem perturbações no acionamento primário.

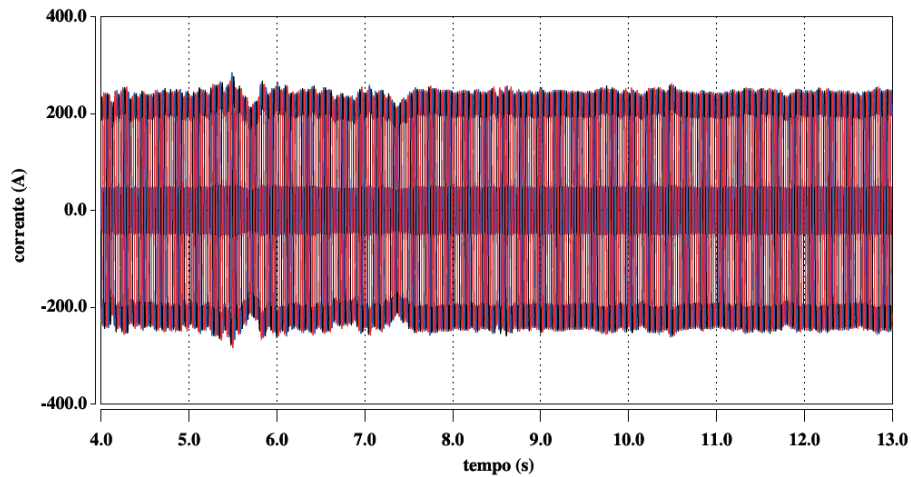


Figura 6.9: *Perfil das correntes nos terminais de saída do gerador elétrico - Caso A.*

Novamente, objetivando uma melhor apreciação, um detalhe das correntes nos terminais do gerador está ilustrado na figura 6.10. As formas de onda das correntes, semelhantemente às tensões, apresentam-se bastante distorcidas, como já dito, como resultado dos componentes eletrônicos utilizados no conversor de frequência. O comportamento, contudo, mais uma vez encontra-se coerente, como mostra a forma de onda característica de um retificador hexafásico. O valor eficaz de tais grandezas é da ordem de 181,46 A.

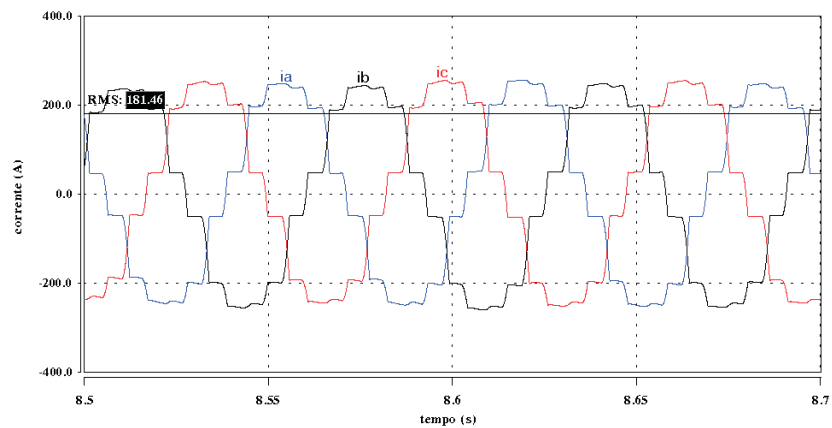


Figura 6.10: *Zoom das correntes de linha nos terminais de saída do gerador elétrico mostradas na figura 6.9 - Caso A.*

A figura 6.11 mostra o histograma de correntes harmônicas nos terminais do gerador síncrono. O valor aproximado da distorção harmônica total de corrente é da ordem de 12,46%.

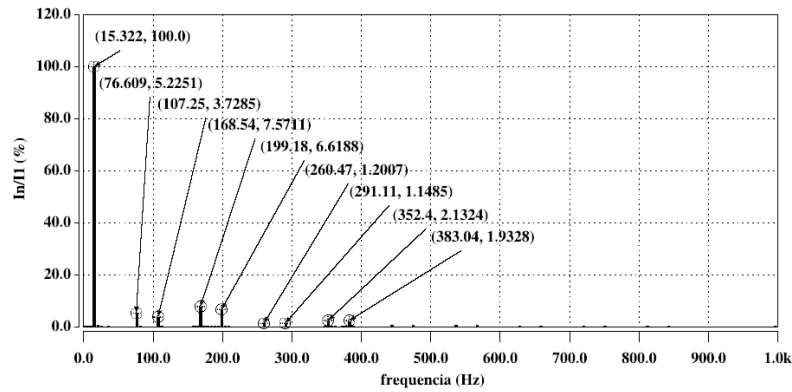


Figura 6.11: *Espectro harmônico de corrente nos terminais do gerador síncrono - Caso A.*

6.5.3 Resultados obtidos no ponto 3

As medições efetuadas neste ponto englobam tanto as grandezas alternadas na saída do inversor como também a tensão contínua do elo CC. O desempenho desta última grandeza está exibido na figura 6.12, apresentando um valor praticamente constante em torno de 1 pu, resultado do controle utilizado, o qual propicia a absorção de toda a potência proveniente do gerador.

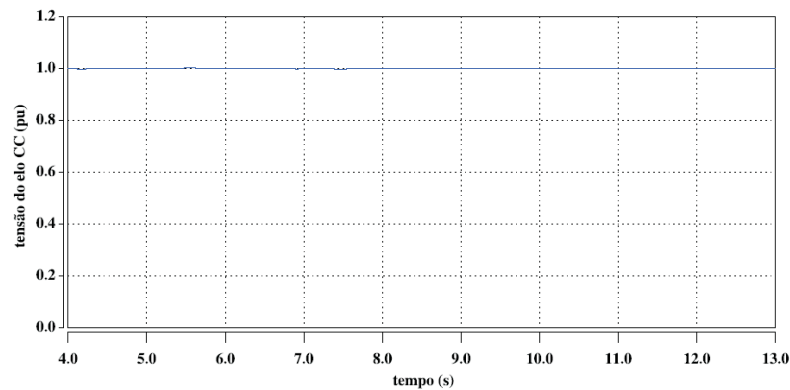


Figura 6.12: *Tensão no elo CC - Caso A.*

O perfil das tensões trifásicas nos terminais de saída do inversor está mostrado na figura 6.13. Detalhes destas formas de onda podem ser observadas na figura 6.14, as quais apresentam-se com um formato senoidal e com um valor *rms* igual a 401,98 V. Esta situação é corroborada pelo espectro harmônico ilustrado na figura 6.15, que mostra apenas a componente fundamental. Como já definido, salienta-se que as grandezas associadas ao ponto 3, são obtidas nos terminais de saída do filtro LC do inversor de frequência.

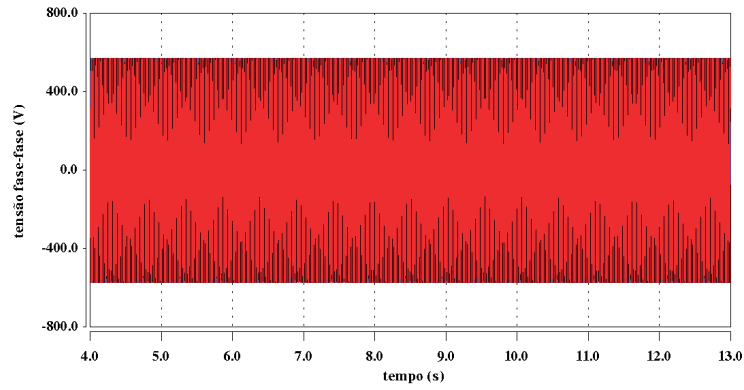


Figura 6.13: *Tensão nos terminais de saída do inversor - Caso A.*

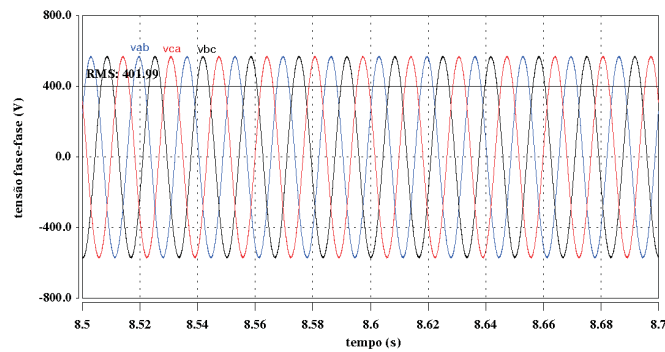


Figura 6.14: *Zoom das tensões nos terminais de saída do inversor mostradas na figura 6.13 - Caso A.*

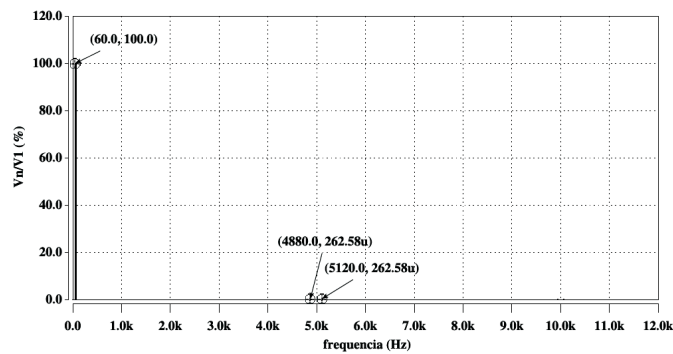


Figura 6.15: *Espectro harmônico de tensão nos terminais de saída do conversor de frequência - Caso A.*

A figura 6.16 ilustra o perfil das correntes trifásicas nos terminais de saída do inversor, correspondentes às tensões mostradas anteriormente. Um *zoom* dos oscilogramas mostrados anteriormente pode ser observado na figura 6.17. As formas de onda evidenciam a existência de componentes harmônicos de frequência elevada, característico deste tipo de dispositivo. O valor eficaz encontrado para as correntes encontra-se em torno de 233,74 A.

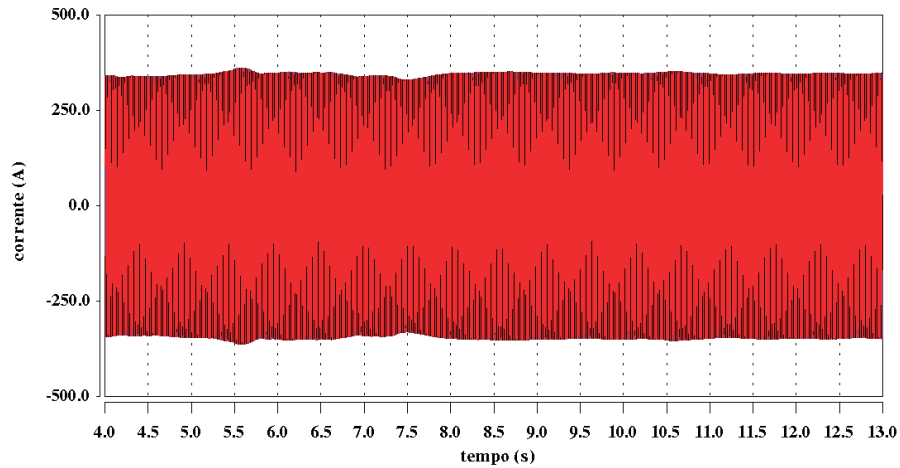


Figura 6.16: *Correntes nos terminais de saída do inversor - Caso A.*

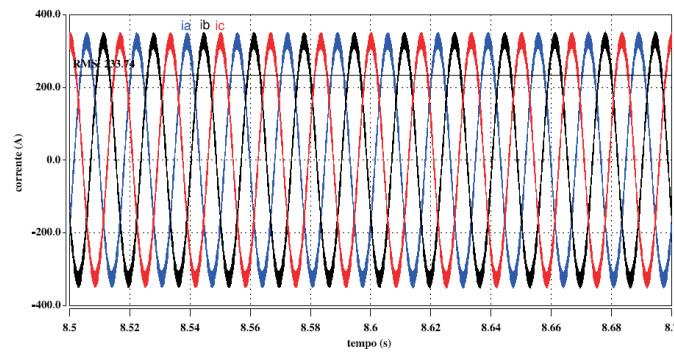


Figura 6.17: *Zoom das correntes nos terminais de saída do inversor mostradas na figura 6.16 - Caso A.*

A figura 6.18 exibe o histograma de correntes harmônicas nos terminais do conversor de frequência, que permite constatar a existência de uma componente harmônica de valor mais significativo, 7%, de frequência igual à de chaveamento, ou seja, 5kHz.

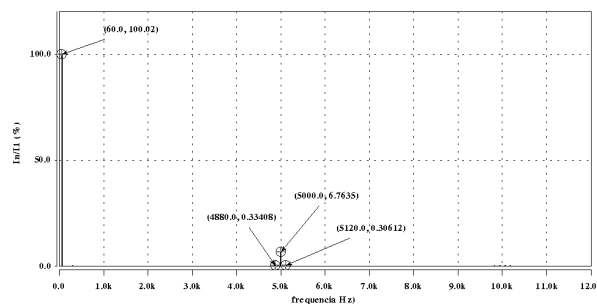


Figura 6.18: *Espectro harmônico de corrente nos terminais do conversor de frequência - Caso A.*

6.5.4 Resultados obtidos no ponto 4

As investigações realizadas neste ponto, onde ocorre o acoplamento entre o WECS e o sistema elétrico (PAC), para todos os casos a serem apresentados nesta tese, compreendem a determinação de alguns indicadores utilizados para aferir a qualidade da energia elétrica do sistema eólico e/ou da rede elétrica. Nesse sentido, são determinados para as tensões e correntes, indicadores que permitem diagnosticar o grau de degradação da energia elétrica, seja devido às condições operativas do sistema eólico ou ao próprio sistema de potência.

Todavia, salienta-se que para este primeiro caso apresentado, foi estabelecido que a rede elétrica possui características ideais, portanto, sem qualquer tipo de perturbação, seja na forma de onda, na amplitude ou na frequência da tensão e/ou corrente elétrica. De outro lado, é assumido um sinal de vento bem comportado, ou seja, sem quaisquer turbulências formando tal sinal (rajada ou sombreamento da torre).

A figura 6.19 ilustra o perfil das tensões de linha no ponto de acoplamento comum - PAC. No detalhe destas tensões, mostrado na figura 6.20, nota-se que os oscilogramas apresentam-se praticamente senoidais, resultado das características do sistema de potência e um sinal de vento livre de turbulências, dessa forma, mantendo as suas características dentro das especificadas pela legislação. O valor eficaz das tensões, em regime permanente é igual a 13.778 V.

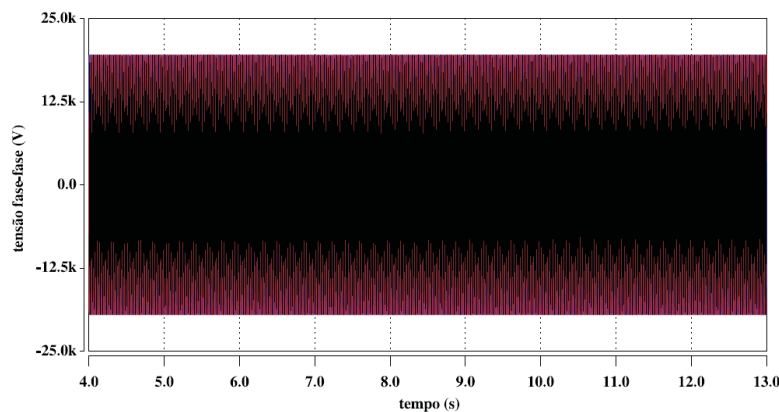


Figura 6.19: Tensões no ponto de acoplamento comum (PAC) - Caso A.

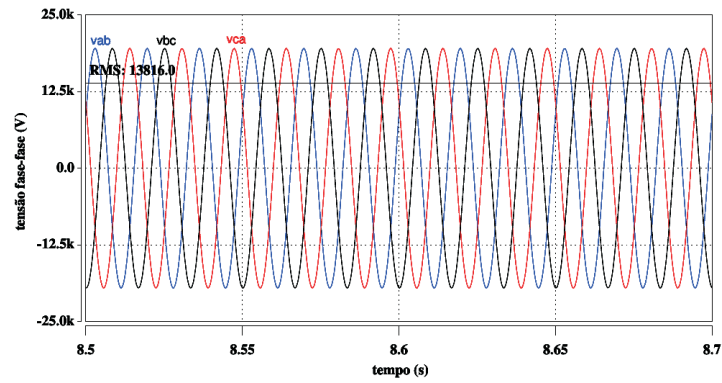


Figura 6.20: *Zoom das tensões mostradas na figura 6.19 - Caso A.*

O perfil *rms* das tensões trifásicas no PAC pode ser observado na figura 6.21. Esta figura mostra que as tensões trifásicas se mantêm constantes e equilibradas, apesar das pequenas variações aleatórias verificadas com o sinal do vento.

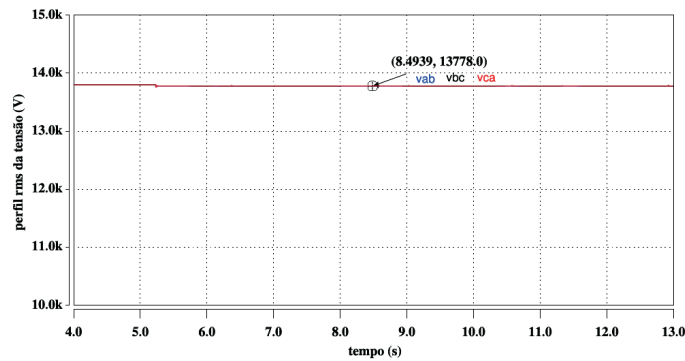


Figura 6.21: *Perfil rms das tensões no ponto de acoplamento comum (PAC) - Caso A.*

O espectro harmônico da tensão, mostrado na figura 6.22, atesta a inexistência de componentes harmônicas, apresentando, portanto, somente a componente fundamental.

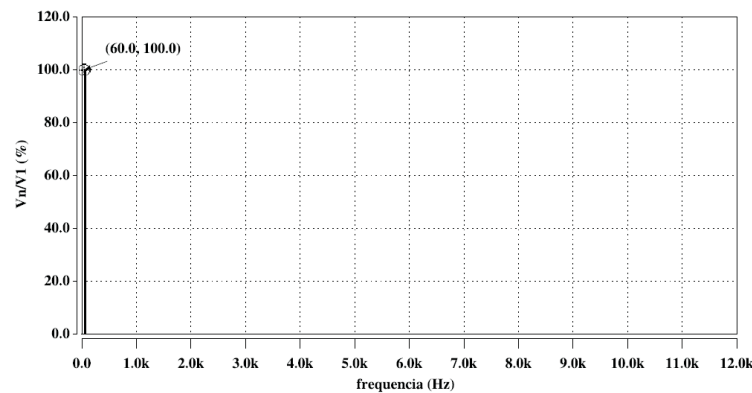


Figura 6.22: *Espectro harmônico da tensão no PAC - Caso A.*

O perfil dos oscilogramas de corrente, correspondentes às tensões no PAC, está mostrado na figura 6.23.

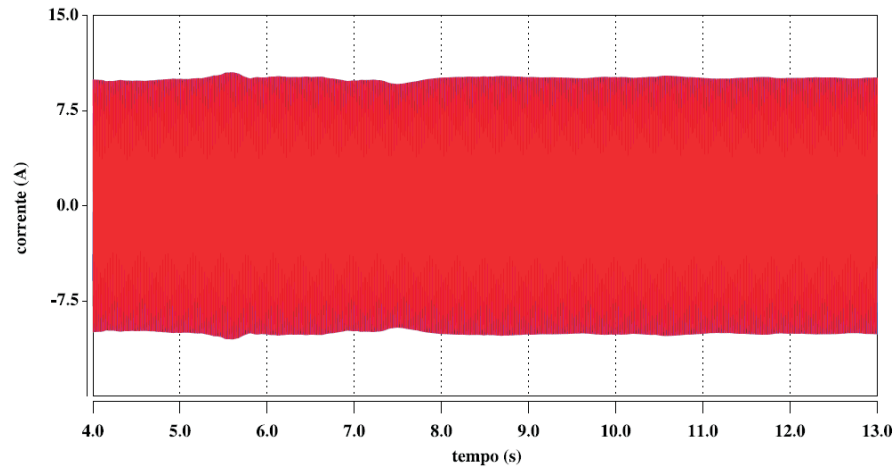


Figura 6.23: *Correntes no ponto de acoplamento comum (PAC) - Caso A.*

Um *zoom* das correntes no ponto de conexão está ilustrado na figura 6.24. Os oscilogramas mostram a presença de componentes harmônicos de frequência elevada e baixa magnitude, característico em circuitos que utilizam conversores do tipo PWM. O valor eficaz da corrente no ponto do sistema em questão é igual a 6,77 A.

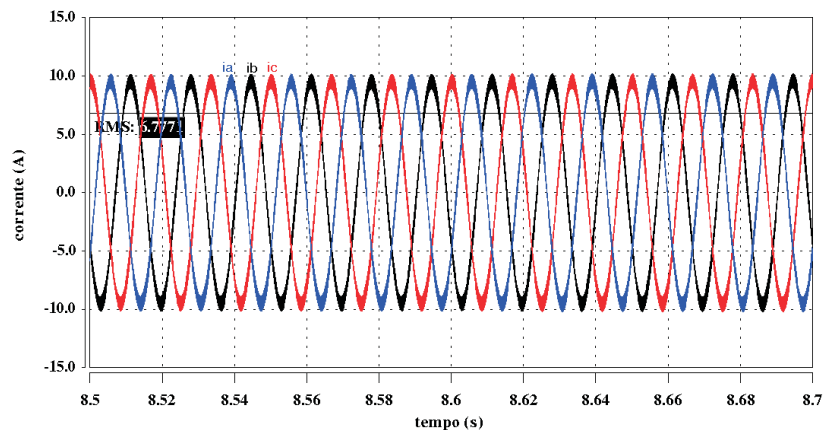


Figura 6.24: *Zoom das correntes mostradas na figura 6.23 - Caso A.*

As componentes harmônicas mais significativas no sinal de corrente encontram-se na faixa da frequência de chaveamento do inversor, no presente caso de 5 kHz, constatado pelo histograma do espectro harmônico mostrado na figura 6.25. Outras componentes características, com frequência de $5\text{kHz} \pm 2 \times 60$, embora não visíveis na figura, encontram-se presentes com amplitude aproximada de 0,3%.

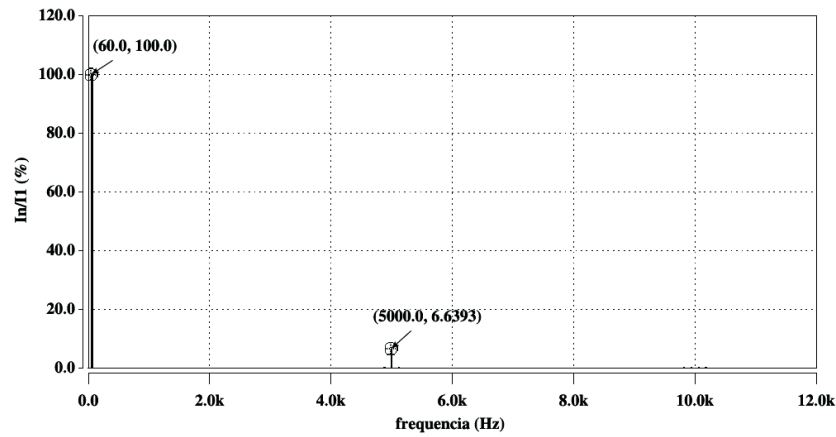


Figura 6.25: *Espectro harmônico da corrente no PAC - Caso A.*

A Distorção Harmônica Total de Corrente (DTC) encontrada para as correntes no ponto de acoplamento é de 6,6%, conforme apresentado na tabela 6.15.

Tabela 6.15: *Principais harmônicas de corrente (PAC) - Caso A*

Distorção Harmônica Individual de corrente [%] Valor da fundamental: $I_1 = 9,54$ [A]			DTC [%]
4,88 kHz	5 kHz	5,12 kHz	6,64
0,3	6,64	0,3	

Complementarmente às tensões e correntes até este ponto abordadas, as potências ativa gerada e reativa intercambiada entre o WECS e a rede elétrica, em decorrência do sinal de vento incidente, são também apresentadas.

A curva de desempenho da potência ativa despachada para a carga/rede ilustrada na figura 6.26, atinge um valor médio em torno de 141 kW, com pequenas oscilações, decorrentes da aleatoriedade do vento.

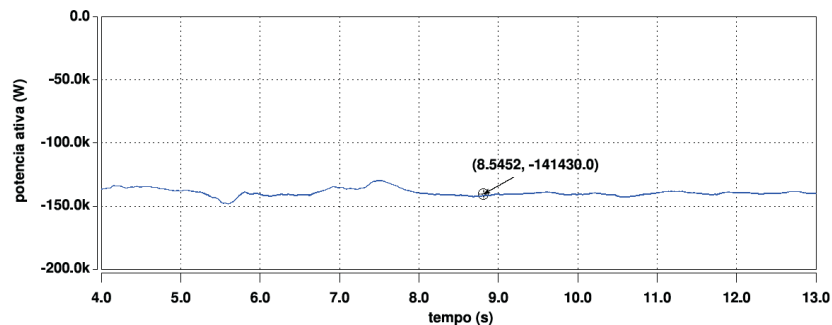


Figura 6.26: *Potência ativa gerada pela turbina eólica - Caso A.*

Com relação ao desempenho da potência reativa mostrada na figura 6.27, e de acordo com a convenção adotada, o sentido se dá somente do WECS para a rede

elétrica. Esta condição deve-se à atuação do sistema de controle da tensão do PAC, que age no sentido de mantê-la dentro da faixa estabelecida para a mesma. A potência reativa para a condição de vento do caso base alcança um valor em torno de 79 kVar.

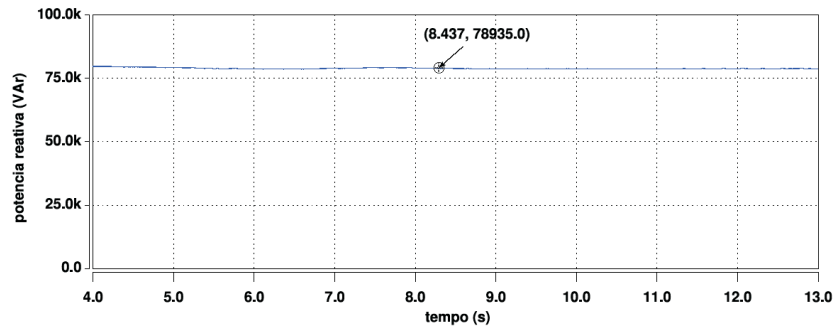


Figura 6.27: Potência reativa fornecida pelo gerador eólico - Caso A.

Os estudos aqui descritos, enfocam, ainda, a questão da flutuação de tensão e os seus efeitos decorrentes para com as grandezas elétricas no ponto de conexão. Esta preocupação surge devido à característica aleatória da energia primária dos geradores eólicos, e o seu efeito sobre a tensão do barramento ao qual são conectados.

Nesse sentido, procedeu-se também a medição da flutuação das tensões fase-fase, naquelas com maior comprometimento, e a partir daí determinou-se o indicador do grau de severidade de cintilação, associado a uma determinada flutuação de tensão. Para essa finalidade, utilizou-se a formulação apresentada na parte inicial deste capítulo [79], que dentre outras questões destaca intervalos de tempo de 10 minutos para realizar o cálculo do indicador de severidade de *flicker* P_{st} . Todavia, para fins desta tese, por motivos associados com os longos períodos requeridos para os cálculos dos indicadores de cintilação luminosa, decidiu-se pelo uso de intervalos de tempo bastante inferiores aos clássicos 10 minutos. Desta forma, os valores calculados utilizaram períodos de cálculo de 1 segundo. Este procedimento, em consonância com a metodologia de cálculo conduz ao que se denomina por *sensação instantânea de flicker*. Não obstante esta grandeza seja uma das amostras que irão compor um grande conjunto de variáveis utilizadas para a definição final do P_{st} , para o caso de sinais de comportamento invariável no tempo, a mesma expressa também o indicador final da cintilação luminosa. Dessa forma, quando utilizado para sinais que não alteram o padrão de desempenho ao longo do tempo, as amostragens utilizadas nos cálculos são consideradas representativas do comportamento da tensão durante todo o intervalo de tempo. Para a determinação dos indicadores de severidade de cintilação luminosa foi utilizada a

metodologia computacional desenvolvida em [90].

Para este primeiro caso, ou caso referência, foi encontrado o valor de $P_{st} = 0,01pu$. Trata-se de um valor muito pequeno e por certo muito inferior aos limites estabelecidos pelos órgãos competentes do setor de energia elétrica do país. Todavia, a ordem de grandeza encontrado para este indicador, está em conformidade com os estudos realizados em [91], para o caso de turbinas de velocidade variável.

6.6 Resultados para o Caso B: sinal de vento com turbulências e rede elétrica com características ideais

Dando prosseguimento aos estudos, o presente caso objetiva avaliar o comportamento do sistema eólico para uma condição de vento apresentando turbulências do tipo rajada. Pretende-se com este estudo avaliar o desempenho dos diversos módulos que compõem o WECS, notadamente os controles das potências aerodinâmicas, elétricas e as tensões no PAC e elo CC, perante essa nova característica da energia primária.

• Características do sinal de vento e da rede elétrica

A tabela 6.16 sintetiza as informações relativas às características do sinal de vento e da rede elétrica utilizadas nas simulações do caso B.

Tabela 6.16: *Características do WECS e rede elétrica utilizadas no caso B*

Caso B	Sistema Elétrico: Características Ideais $S_{cc} = 10$ [MVA] Vento: $V_{medio} = 8$ [m/s] $V_{rampa} = 0$ [m/s] $V_{rajada} = 3$ [m/s]
---------------	--

6.6.1 Resultados obtidos no ponto 1

A figura 6.28 mostra o sinal de vento utilizado nos estudos deste caso. O vento apresenta, além da componente base igual a 8 m/s e o “ruído”, duas rajadas de vento, ambas com duração de 3 segundos e valor máximo de 3 m/s.

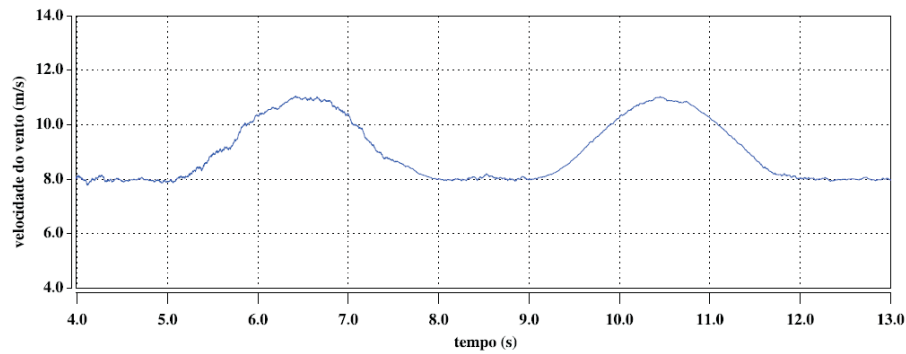


Figura 6.28: *Velocidade do vento - Caso B.*

A figura 6.29 mostra a velocidade mecânica do eixo do rotor, e do próprio gerador elétrico, como resultado do vento aplicado. A figura evidencia, como já mostrado anteriormente, a sensibilidade da velocidade do rotor a mudanças de comportamento da fonte primária. Neste caso, constata-se que, semelhante ao sinal de vento utilizado, a velocidade mecânica também apresenta duas variações significativas, atingindo valores máximos nos instantes $t=6,5s$ e $t=10,5s$. Durante os transitórios, a velocidade sai do valor de regime em torno de $3,3 \text{ rad/s}$ para um valor máximo em torno de $4,0 \text{ rad/s}$. Entre uma e outra turbulência e depois de extintos os dois fenômenos, a velocidade do eixo tende para o seu valor de regime ou de pré-evento.

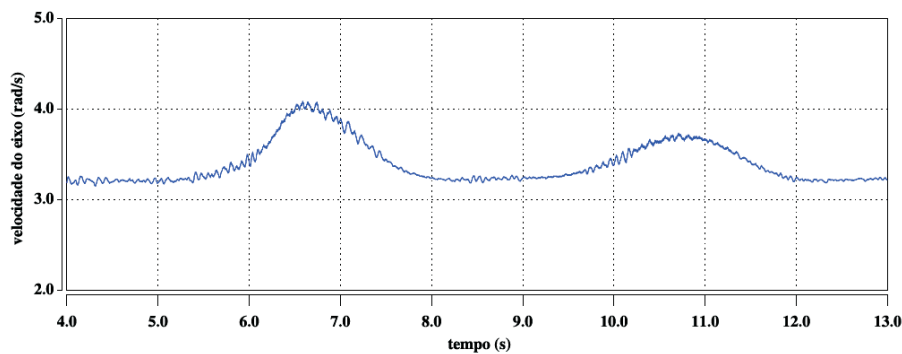


Figura 6.29: *Velocidade mecânica do eixo do rotor- Caso B.*

O desempenho do coeficiente de potência ou eficiência da turbina está mostrado na figura 6.30. O valor do coeficiente de potência sofre pequenas variações transitórias durante o tempo em que as rajadas estão presentes, reduzindo ligeiramente o seu valor e, em consequência, a potência extraível do vento. O C_P mantém seu valor médio em torno de 0,4.

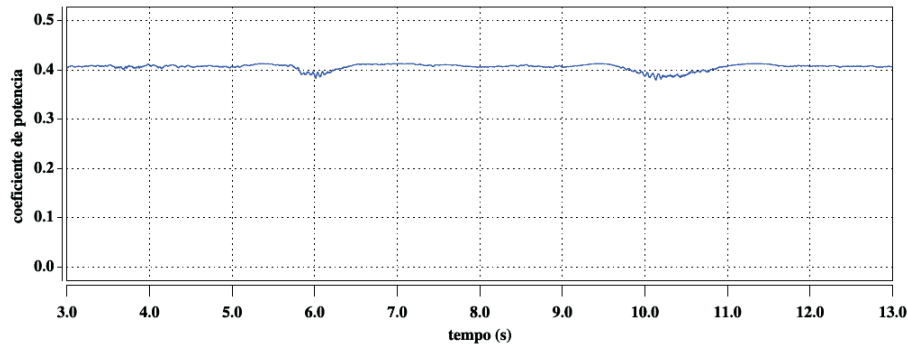


Figura 6.30: *Coeficiente de potência - Caso B.*

A potência aerodinâmica extraída do vento, e que é aplicada ao eixo do gerador, está ilustrada na figura 6.31. A potência aerodinâmica antes da imposição das rajadas atinge um valor próximo a 191 kW, enquanto que no pico da perturbação atinge um valor em torno de 452 kW. Salienta-se, que o forte incremento desta potência, e em consequência da potência ativa, deve-se ao fato de a mesma ser proporcional ao cubo da velocidade, como foi detalhadamente mostrado no capítulo IV.

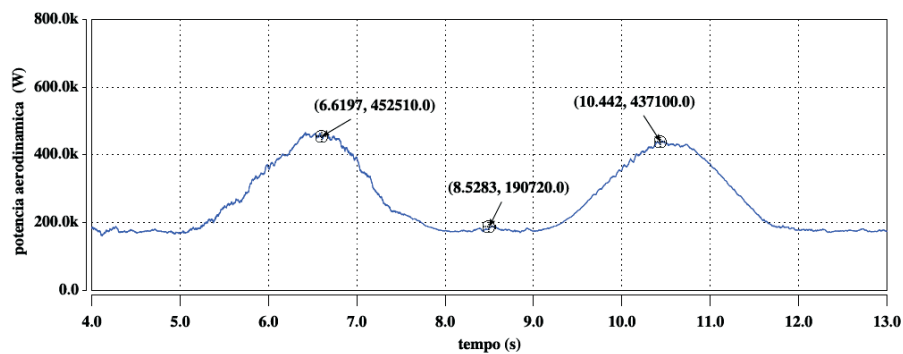


Figura 6.31: *Potência aerodinâmica - Caso B.*

6.6.2 Resultados obtidos no ponto 2

A figura 6.32 mostra o perfil das tensões trifásicas nos terminais de saída do gerador síncrono. Observa-se na figura que estas grandezas experimentam, embora de forma mais leve, as variações que se processam no vento. É importante salientar que o sistema sob estudo é do tipo velocidade variável, dessa forma, a velocidade do rotor, e consequentemente a frequência dos sinais gerados também são alteradas quando ocorrem variações da velocidade do vento. Esta situação pode ser constatada na figura, onde, nos períodos em que ocorrem as rajadas, a frequência das tensões geradas é maior que a verificada antes do evento.

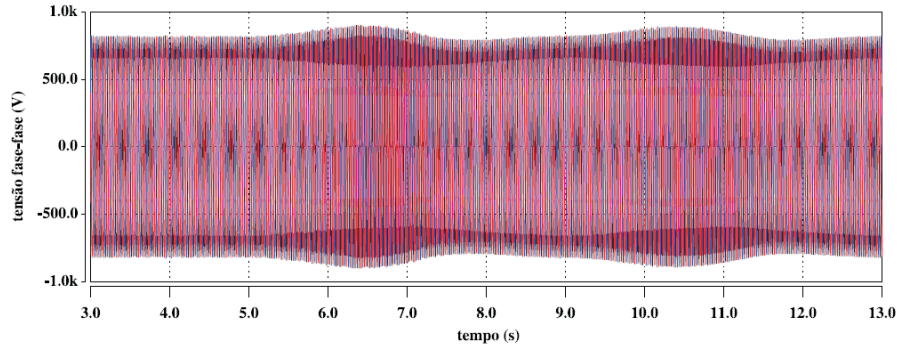


Figura 6.32: Perfil das tensões nos terminais de saída do gerador elétrico - Caso B.

Um detalhe das tensões mostradas na figura anterior está ilustrado na figura 6.33. Este oscilograma evidencia o formato não senoidal das tensões, em decorrência do efeito da ponte retificadora utilizada no conversor de frequência. O valor eficaz das tensões de linha é de 561 V.

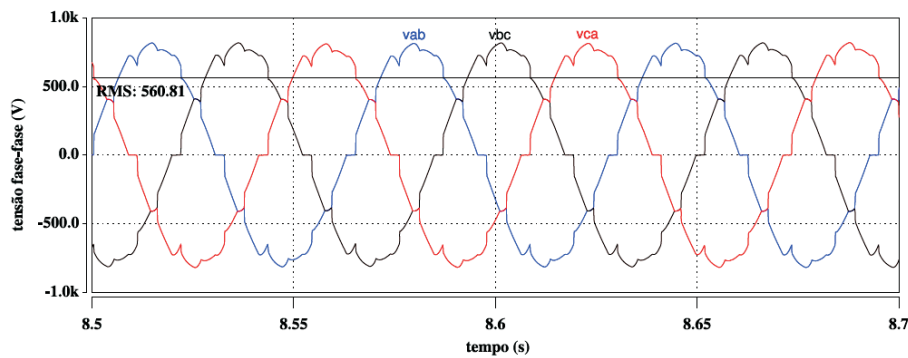


Figura 6.33: Zoom das tensões na saída do gerador elétrico mostradas na figura 6.32 - Caso B.

A figura 6.34 apresenta os oscilogramas das correntes nos terminais do gerador elétrico, em regime permanente, e com duas turbulências impostas ao acionamento primário. Em decorrência das duas rajadas de vento, a corrente também passa por dois transitórios, coincidentes no tempo com os verificados no vento. As observações feitas anteriormente para a frequência das tensões geradas aplicam-se também para as correntes, que, de fato, apresentam uma frequência maior durante esses períodos. De outro lado, a maior disponibilização de energia, devido às turbulências, resulta em maior potência extraída do vento e, portanto, em corrente elétrica maior, como mostra a figura sob análise.

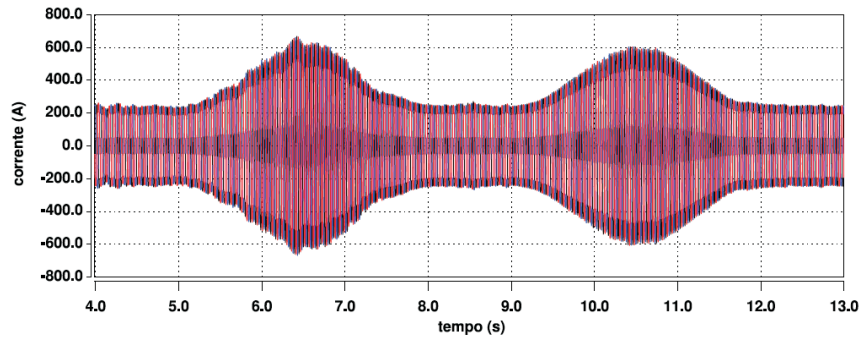


Figura 6.34: Perfil das correntes nos terminais de saída do gerador elétrico - Caso B.

Detalhes das correntes nos terminais do gerador estão ilustrados nas figuras 6.35 e 6.36, em regime permanente e durante a segunda turbulência, respectivamente. O valor eficaz de tais grandezas sem turbulências é de 185 A, atingindo um valor eficaz máximo de 434 A, no período em que se verifica o pico da segunda rajada. Mais uma vez constata-se a distorção das formas de onda, como já dito, devido aos componentes eletrônicos utilizados no conversor estático.

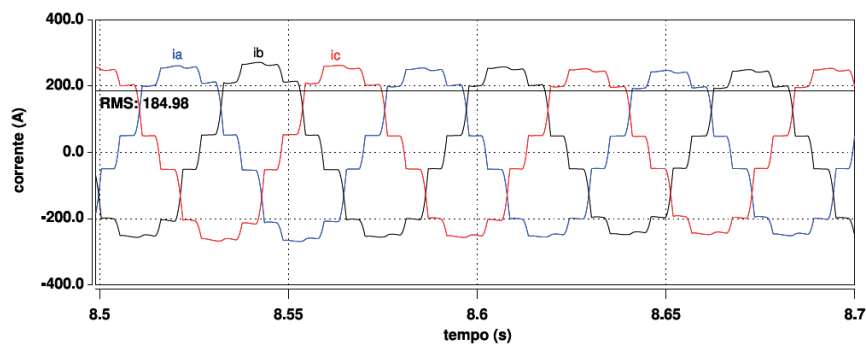


Figura 6.35: Zoom das correntes nos terminais de saída do gerador elétrico mostradas na figura 6.34, em regime - Caso B.

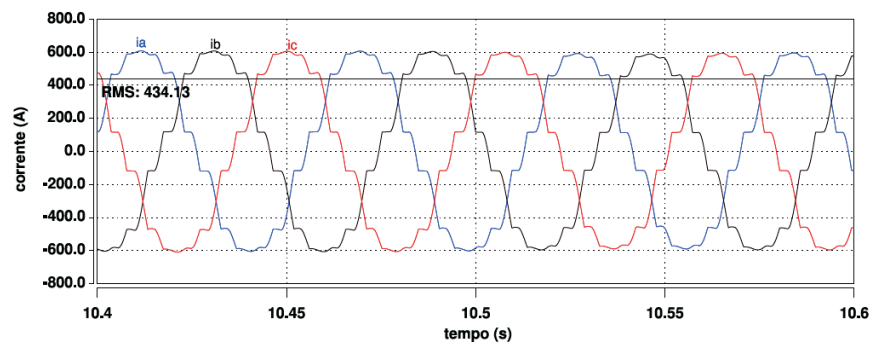


Figura 6.36: Zoom das correntes nos terminais de saída do gerador elétrico mostradas na figura 6.34, durante o cume da turbulência - Caso B.

6.6.3 Resultados obtidos no ponto 3

O desempenho da tensão do elo CC encontra-se ilustrado na figura 6.37. A pequena variação transitória observada justifica-se pelo fato de não ter sido implementada a otimização do C_p , dessa forma, uma pequena parte da energia adicional disponibilizada durante a ocorrência das rajadas carrega o capacitor do elo CC. Na sequência, essa energia é transferida para o sistema elétrico e a tensão, após uma oscilação, retorna ao seu valor pré-definido. Estes transitórios, provocam variações momentâneas de grandezas tais como correntes e potência ativa, conforme mostram os resultados a seguir.

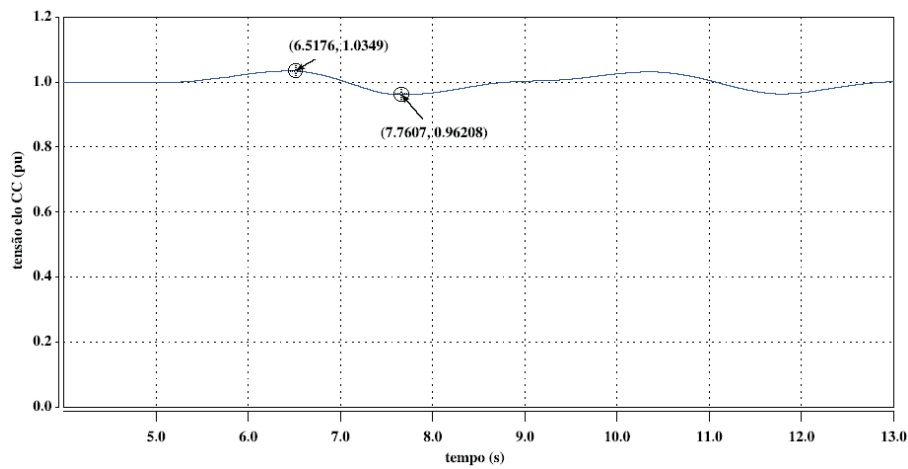


Figura 6.37: Tensão no elo CC - Caso B.

O perfil das tensões trifásicas nos terminais de saída do inversor está mostrado na figura 6.38. Detalhes destas formas de onda podem ser observados na figura 6.39, a qual apresenta um valor *rms* aproximado de 401 V, em regime permanente.

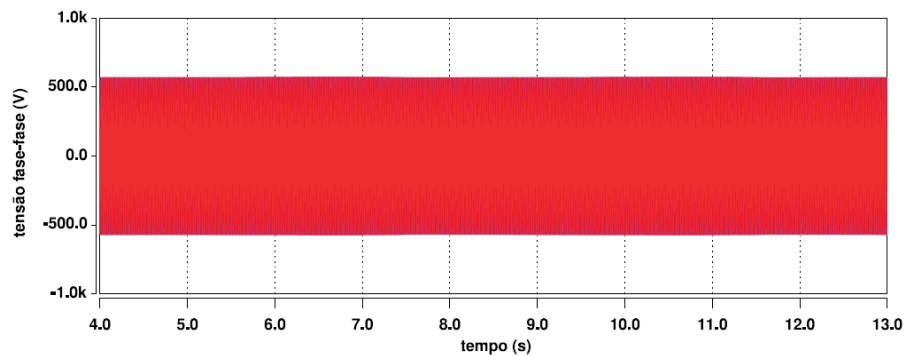


Figura 6.38: Tensão nos terminais de saída do inversor - Caso B.

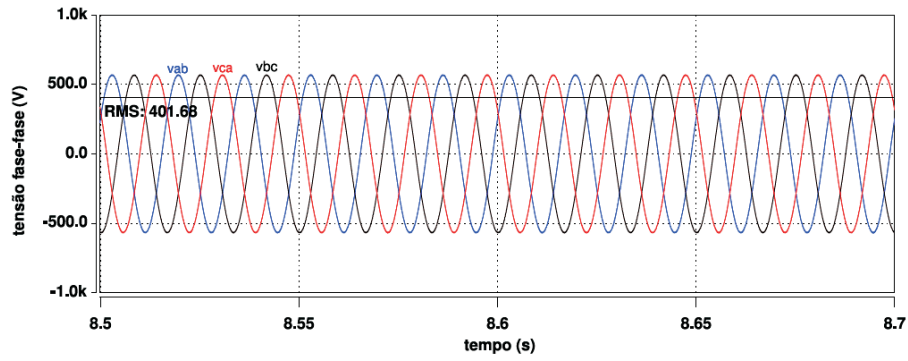


Figura 6.39: *Zoom das tensões mostradas na figura 6.38 - Caso B.*

A figura 6.40 ilustra o perfil das correntes trifásicas correspondentes às tensões nos terminais de saída do inversor, mostradas na figura anterior. Observa-se que as correntes acompanham as variações da fonte primária de energia, conforme destacado anteriormente.

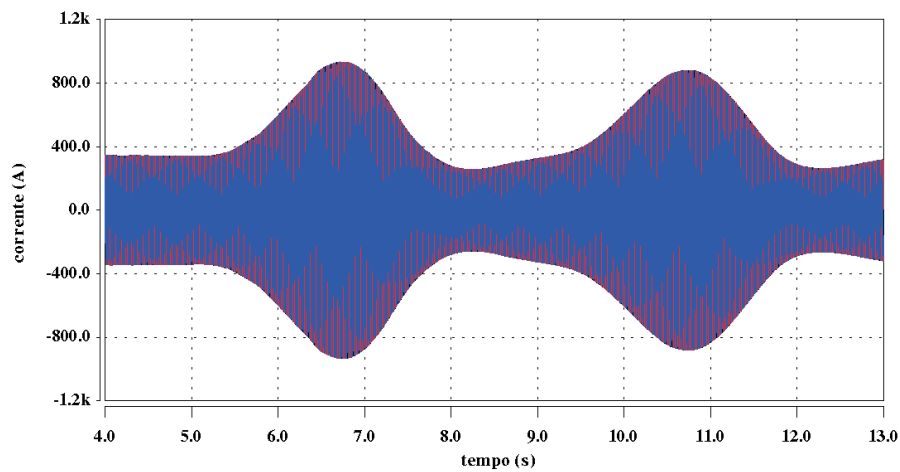


Figura 6.40: *Correntes nos terminais de saída do inversor - Caso B.*

As figuras 6.41 e 6.42 mostram detalhes das correntes da figura anterior, em regime permanente e durante a segunda turbulência. Das formas de onda constata-se a existência de componentes harmônicas de frequência elevada, característico deste tipo de dispositivo. O valor *rms* da corrente é da ordem de 186,77 A em regime e 598,98 A eficazes na região onde se processou a rajada.

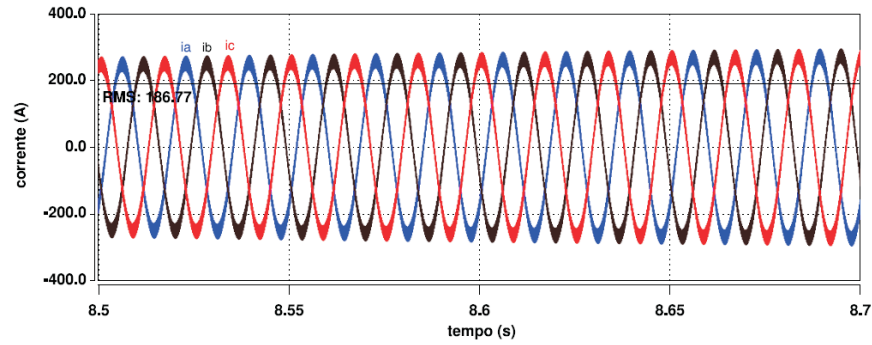


Figura 6.41: Zoom das correntes nos terminais de saída do inversor mostrados na figura 6.40, em regime - Caso B.

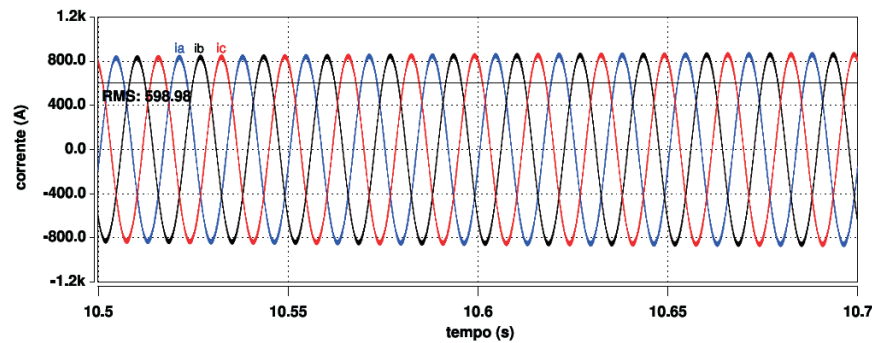


Figura 6.42: Zoom das correntes nos terminais de saída do inversor mostrados na figura 6.40, no pico do transitório - Caso B.

6.6.4 Resultados obtidos no ponto 4

O perfil das tensões trifásicas no ponto de acoplamento comum está mostrado na figura 6.43. No detalhe destas tensões, indicado na figura 6.44, nota-se que os oscilogramas, semelhantemente ao caso base, apresentam-se senoidais.

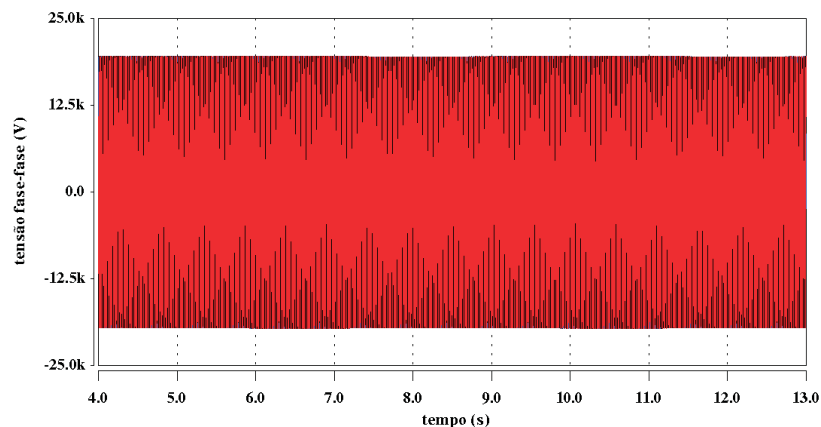


Figura 6.43: Tensões no ponto de acoplamento comum (PAC) - Caso B.

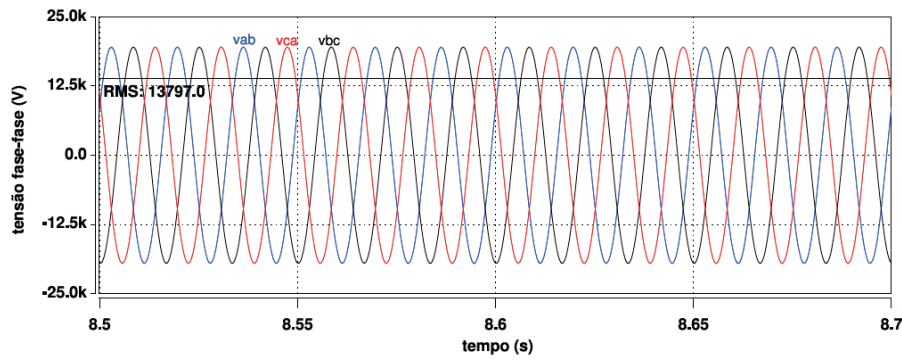


Figura 6.44: Zoom das tensões no ponto de acoplamento comum (PAC) - Caso B.

O comportamento dos valores eficazes das três tensões de linha (V_{AB} , V_{BC} e V_{CA}) no ponto de conexão está ilustrado na figura 6.45. Nota-se que estas não são afetadas pelas rajadas impostas. O valor *rms* encontrado para as três tensões de linha é igual a 13.771 V.

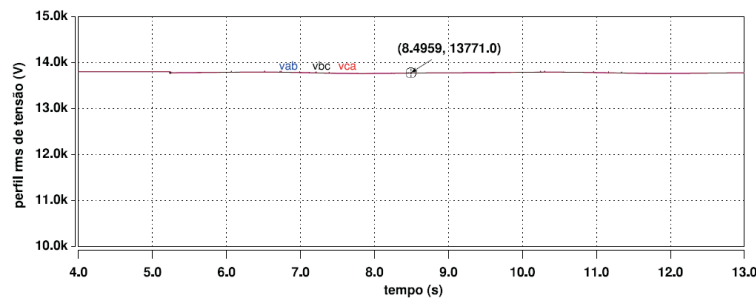


Figura 6.45: Perfil rms das tensões de linha no PAC - Caso B.

A figura 6.46 mostra o espectro harmônico da tensão no PAC. Constata-se que apenas a componente fundamental está presente, ratificando o fato de que a onda é senoidal e que, portanto, torna dispensável a apresentação da tabela respectiva com as ordens harmônicas mais significativas.

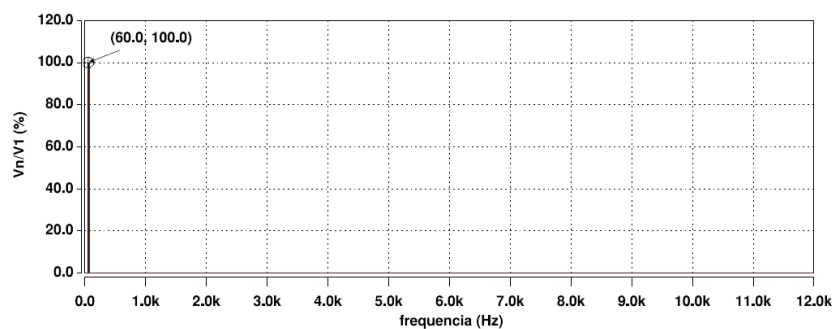


Figura 6.46: Espectro harmônico da tensão no PAC - Caso B.

A figura 6.47 mostra o perfil das correntes no PAC. Conforme já comentado, estas grandezas mostram-se bastante sensíveis a variações do vento, pois este tem reflexo direto sobre a potência gerada e, conseqüentemente, na corrente. Em particular, aponta-se para os tempos em torno de $t=5,5$ s e $t=10,5$ s, onde se observam acréscimos transitórios significativos das correntes do PAC, com comportamento que acompanha as variações do vento.

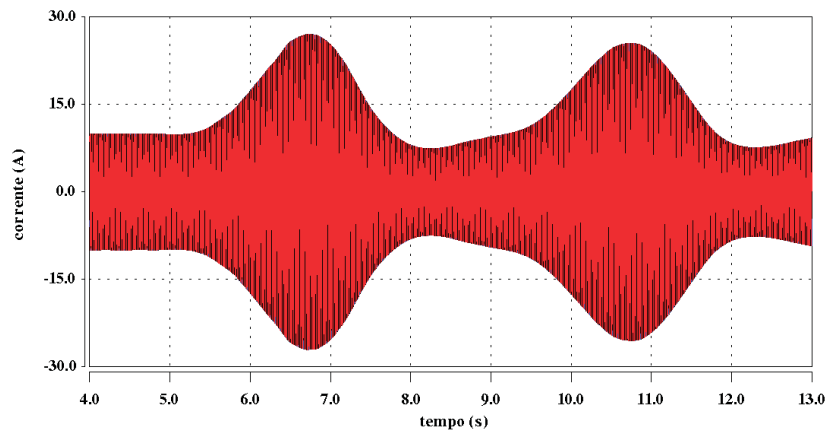


Figura 6.47: *Correntes no ponto de acoplamento comum (PAC) - Caso B.*

Detalhes das correntes no PAC estão exibidos nas figura 6.48 e 6.49. Como já dito, as componentes harmônicas mais significativas no sinal de corrente encontram-se na faixa da frequência de chaveamento do inversor. A grandeza em questão sai de um valor de regime de $6,55$ A *rms* e alcança, no ápice da turbulência, um valor eficaz de $19,0$ A.

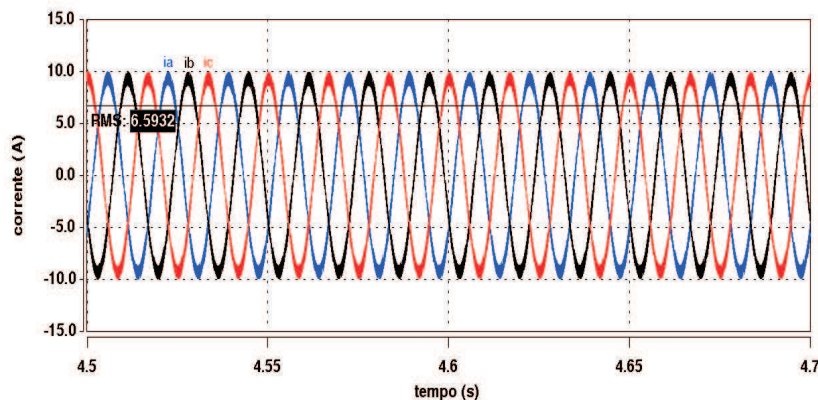


Figura 6.48: *Zoom das correntes mostradas na figura 6.47, em regime - Caso B.*

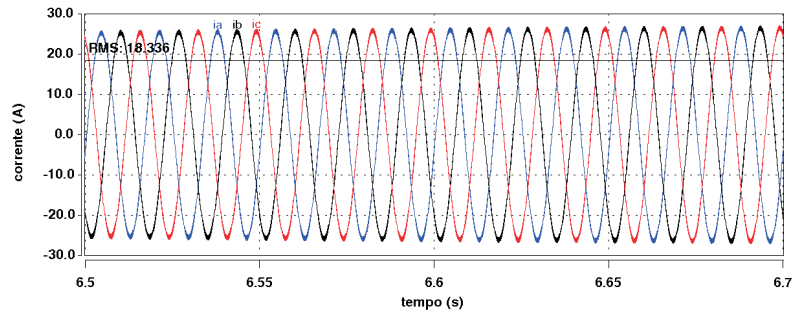


Figura 6.49: Zoom das correntes mostradas na figura 6.47, durante a rajada - Caso B.

A figura 6.50 retrata, na forma de histograma, o espectro harmônico da corrente no PAC, que confirma a afirmativa feita anteriormente. A componente mais expressiva encontram-se na faixa da frequência de chaveamento do inversor, sendo igual a 2,43%.

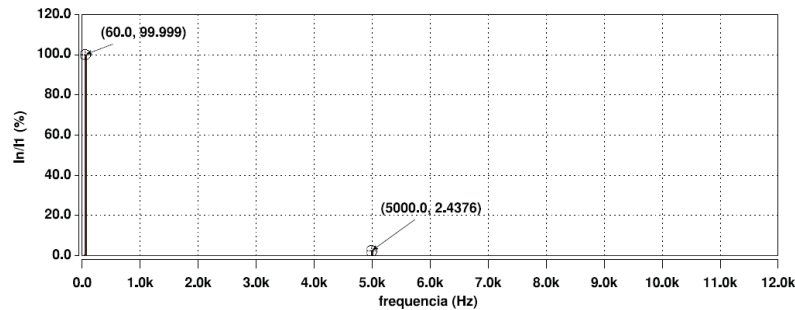


Figura 6.50: Espectro harmônico da corrente no PAC - Caso B.

A figura 6.51 exibe a curva da potência ativa gerada pelo WECS como resposta ao vento incidente. Esta grandeza também passa por duas situações transitórias, durante as quais a potência gerada sai de um valor de regime em torno de 137 kW, para um valor máximo aproximado de 388 kW, transitoriamente, após o que retorna a seu valor pré-evento. O acréscimo transitório verificado na potência gerada segue a filosofia estabelecida para o controle, ou seja, no sentido da extração máxima da potência disponível na fonte primária.

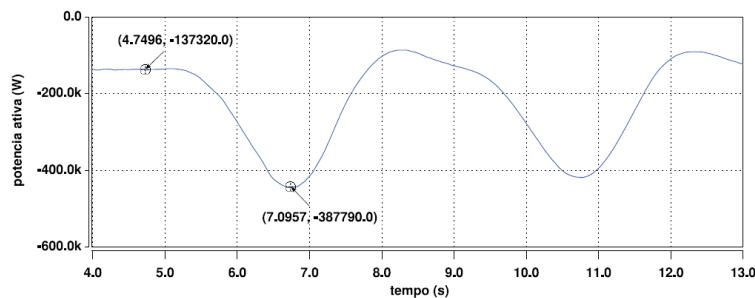


Figura 6.51: Potência ativa gerada pela turbina eólica - Caso B.

O desempenho da potência reativa intercambiada entre o WECS e a rede elétrica está mostrado na figura 6.52. Salienta-se que a tensão no PAC é mantida no valor

pré-definido através do controle do fluxo de potência reativa do/para o sistema elétrico de potência. Todavia, é importante salientar que no PAC encontra-se conectada uma carga do tipo $P+jQ$, que é suprida pela rede e pela turbina elétrica. Dessa forma, toda vez que a tensão no PAC se torna menor do que o valor de referência, o fluxo de potência reativa se dá no sentido de restabelecer e manter a tensão, ou seja, do gerador eólico para a rede ($Q>0$). Na situação contrária, ou seja, tendência de aumento da tensão, ocorre uma redução da geração de reativos do sistema eólico. Nessa situação, o fluxo de reativo ocorre da rede para o PAC ($Q<0$), como evidencia a figura em tela. Uma vez cessada a turbulência, o sistema retorna à condição pré-rajada.

A potência reativa gerada pela turbina eólica em regime atinge um valor da ordem de 79 kVAr, enquanto que nas duas situações transitórias apresentadas. O valor encontra-se na faixa dos 65 kVAr.

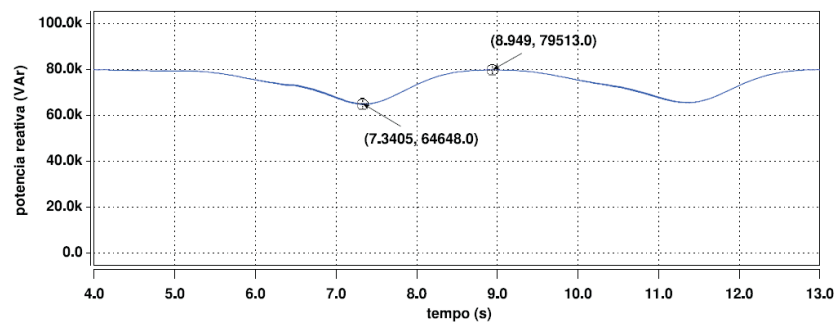


Figura 6.52: Potência reativa intercambiada entre o WECS e rede elétrica - Caso B.

Para este segundo caso estudado, a semelhança do primeiro, e apesar das rajadas impostas ao sinal de vento, o indicador de cintilação, mostrados a seguir, apresentam valores abaixo do valor considerado como limite para tornar-se sensível.

- a) Em regime $P_{st} = 0,01pu$;
- b) Durante a crista da rajada $P_{st} = 0,02pu$, calculado no período entre 6 a 7 segundos.

6.7 Resultados para o Caso C: sinal de vento com sombreamento da torre e rede elétrica com características ideais

Este caso destina-se, fundamentalmente, a ilustrar a influência do fenômeno conhecido como sombreamento da torre sobre o desempenho do modelo computacional do aerogerador. Neste caso é dada atenção especial aos efeitos da perturbação introduzida neste item, pois outros aspectos foram considerados nos dois itens anteriores.

- **Características do sinal de vento e da rede elétrica**

A tabela 6.17 sintetiza as informações relativas às características do sinal de vento e da rede elétrica utilizadas nas simulações do Caso C.

Tabela 6.17: *Características do WECS e rede elétrica utilizadas no Caso C*

Caso C	Sistema Elétrico: Características Ideais $S_{cc} = 10$ [MVA]
	Vento: $V_{medio} = 8$ [m/s] $V_{rampa} = 0$ [m/s] $V_{rajada} = 0$ [m/s] Sombreamento da torre - presente [m/s]

6.7.1 Resultados obtidos no ponto 1

A figura 6.53 mostra o sinal de vento gerado e aplicado à turbina eólica. Observa-se que o vento apresenta, além das componentes base igual a 8 m/s e “ruído”, a representação do fenômeno de sombreamento da torre. O detalhe mostrado na figura 6.54 ilustra com maior clareza o desempenho do vento e a alteração sofrida devido ao fenômeno enfocado neste caso.

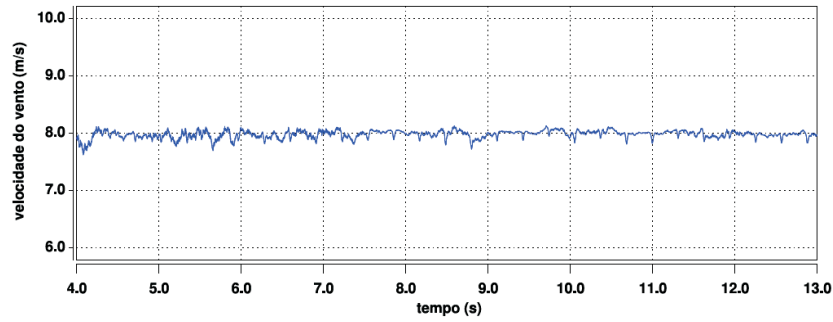


Figura 6.53: *Velocidade do vento - Caso C.*

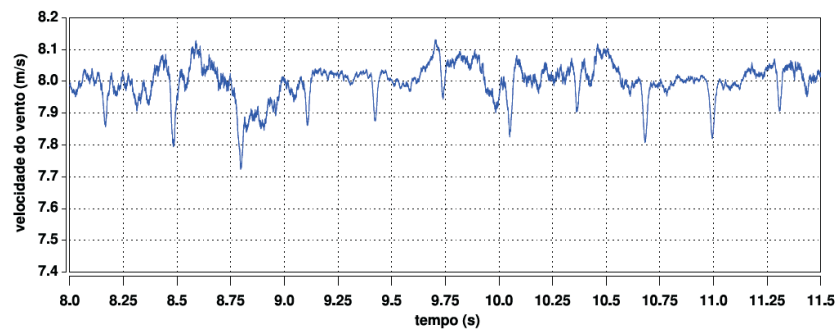


Figura 6.54: *Detalhe do vento mostrado na figura 6.53 - Caso C.*

A figura 6.55 mostra a velocidade mecânica do eixo do rotor e do próprio gerador elétrico, como resultado do vento aplicado. Devido à perturbação introduzida pela torre, observa-se que a velocidade do eixo também sofre variações de forma periódica.

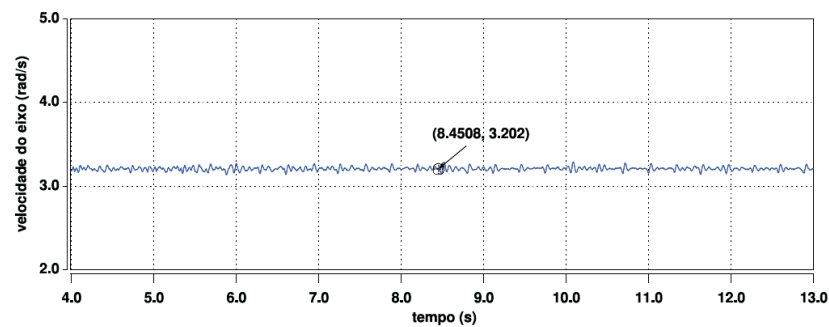


Figura 6.55: *Velocidade mecânica do eixo do rotor - Caso C.*

O desempenho do coeficiente de potência C_P , ou eficiência da turbina, está mostrado na figura 6.56. O coeficiente de potência se mantém num valor médio de 0,4, condizente com valores práticos encontrados para turbinas eólicas deste tipo.

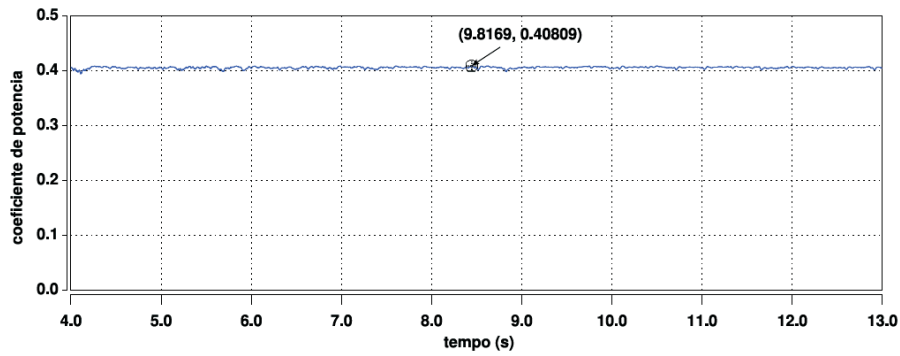


Figura 6.56: *Coeficiente de potência - Caso C.*

A potência aerodinâmica extraída do vento e que é aplicada ao eixo do gerador está ilustrada na figura 6.57. Um detalhe desta figura está exposto na figura 6.58, que destaca o efeito do sombreamento da torre sobre o desempenho desta grandeza.

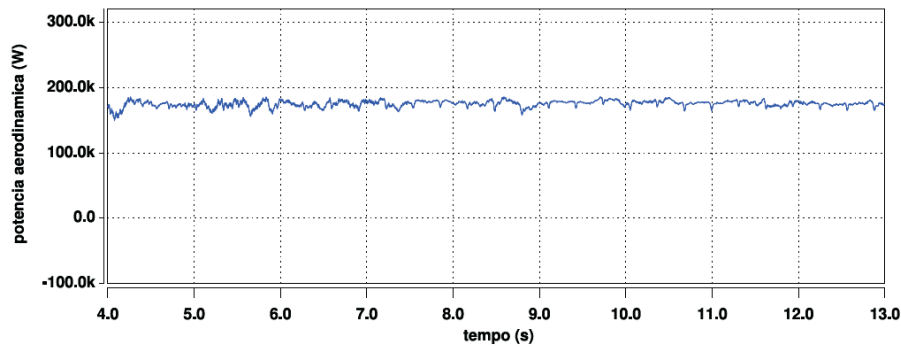


Figura 6.57: *Potência aerodinâmica - Caso C.*

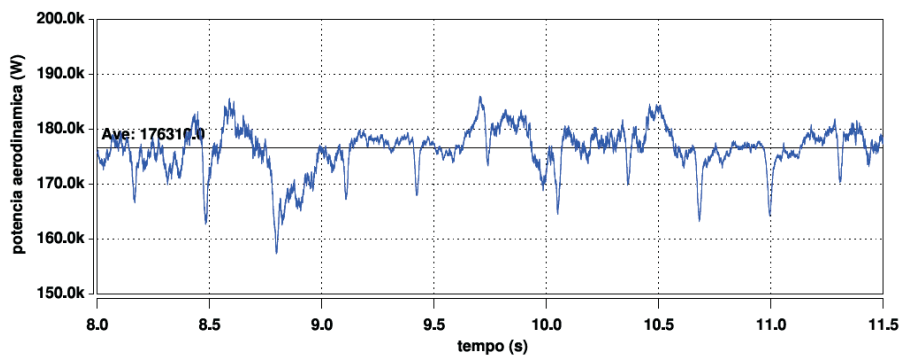


Figura 6.58: *Zoom da potência aerodinâmica mostrada na figura 6.57- Caso C.*

6.7.2 Resultados obtidos no ponto 2

As variáveis observadas neste ponto referem-se aos terminais de saída do gerador elétrico. Nesse sentido, a figura 6.59 mostra o perfil das tensões trifásicas nos terminais de saída desse equipamento.

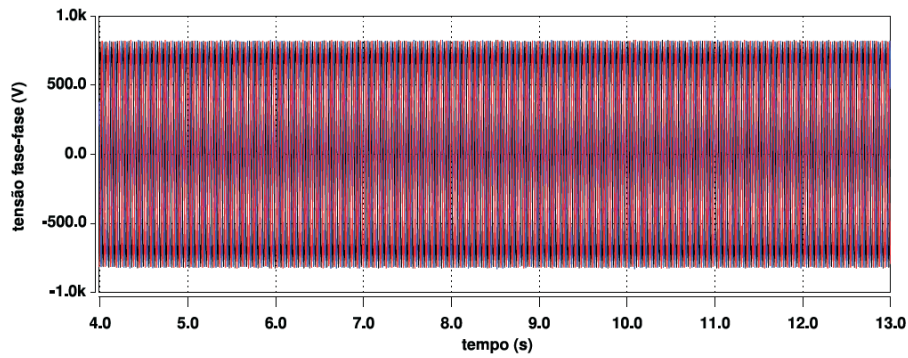


Figura 6.59: *Perfil das tensões nos terminais de saída do gerador elétrico - Caso C.*

Para possibilitar uma melhor visualização do sinal, um *zoom* das tensões mostradas na figura anterior está ilustrado na figura 6.60. O valor eficaz das tensões de linha encontrado para esta grandeza é de 567,41 V.

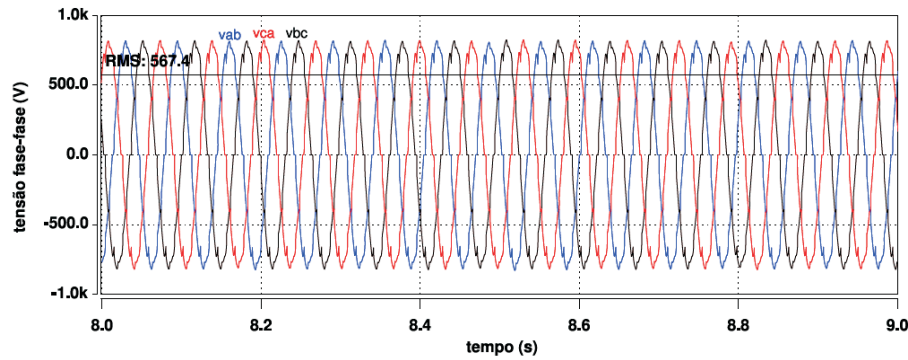


Figura 6.60: *Zoom das tensões mostradas na figura 6.59, na saída do gerador elétrico - Caso C.*

De maneira análoga às tensões, na sequência, são apresentadas os resultados das correntes correspondentes na saída do gerador elétrico. A figura 6.61 apresenta o perfil dos oscilogramas de corrente nos terminais do gerador, em regime permanente, com o sinal de vento apresentando o efeito de sombreamento da torre.

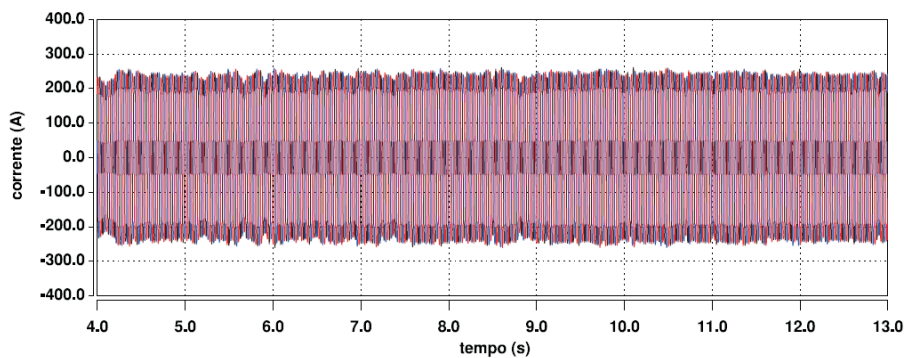


Figura 6.61: *Perfil das correntes nos terminais de saída do gerador elétrico - Caso C.*

Novamente, objetivando uma melhor apreciação das formas de onda, um detalhe das correntes nos terminais do gerador está ilustrado na figura 6.62. As formas de onda das correntes, semelhantemente às tensões, apresentam-se bastante distorcidas, como já dito, resultado dos componentes eletrônicos utilizados no conversor de frequência. Além disso, nota-se uma pequena redução de amplitude coincidentes com a ocorrência do efeito do sombreamento da torre. O valor eficaz de tais grandezas é da ordem de 181,87 A.

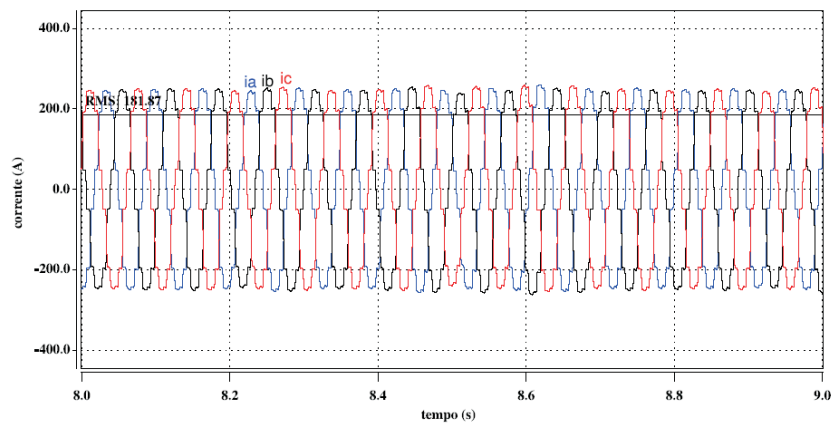


Figura 6.62: *Zoom das correntes de linha nos terminais de saída do gerador elétrico mostradas na figura 6.61 - Caso C.*

6.7.3 Resultados obtidos no ponto 3

A figura 6.63 ilustra o comportamento da tensão do elo CC, a qual apresenta um valor praticamente constante em torno de 1 pu.

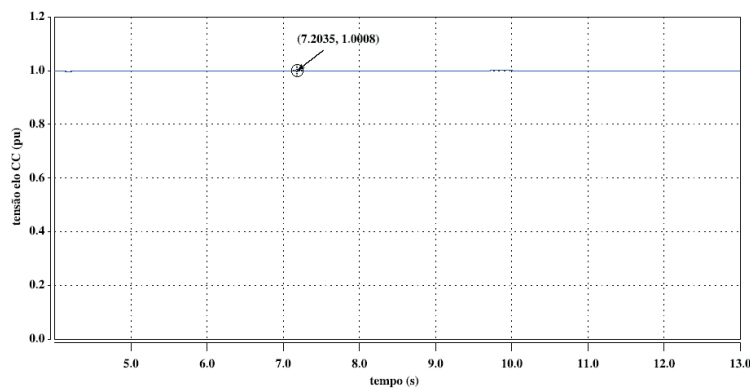


Figura 6.63: *Tensão no elo CC - Caso C.*

O perfil das tensões trifásicas nos terminais de saída do inversor está mostrado na figura 6.64. Detalhes destas formas de onda podem ser observados na figura 6.65, as

quais apresentam-se com um formato muito semelhante ao de uma senóide e com um valor *rms* igual a 401,15 V.

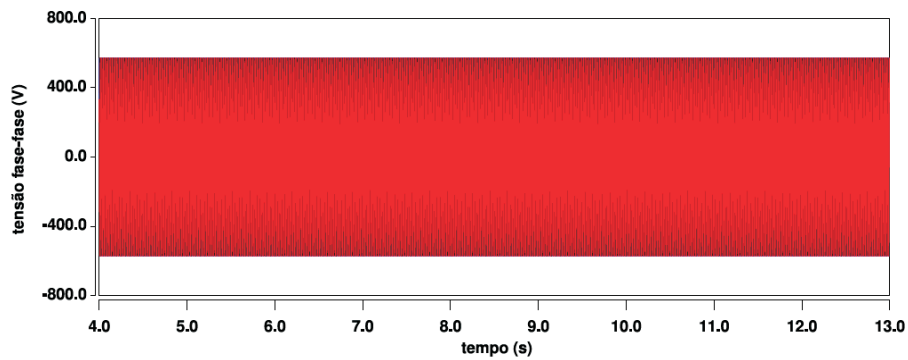


Figura 6.64: *Tensão nos terminais de saída do inversor - Caso C.*

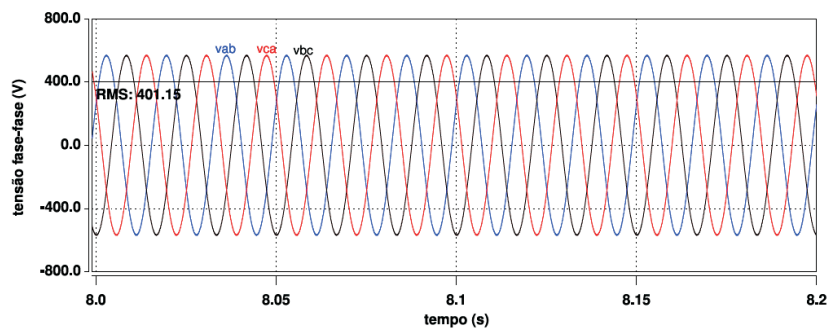


Figura 6.65: *Zoom das tensões nos terminais de saída do inversor mostradas na figura 6.64 - Caso C.*

Complementarmente às tensões ilustradas anteriormente, a figura 6.66 mostra o perfil das correntes trifásicas nos terminais de saída do inversor.

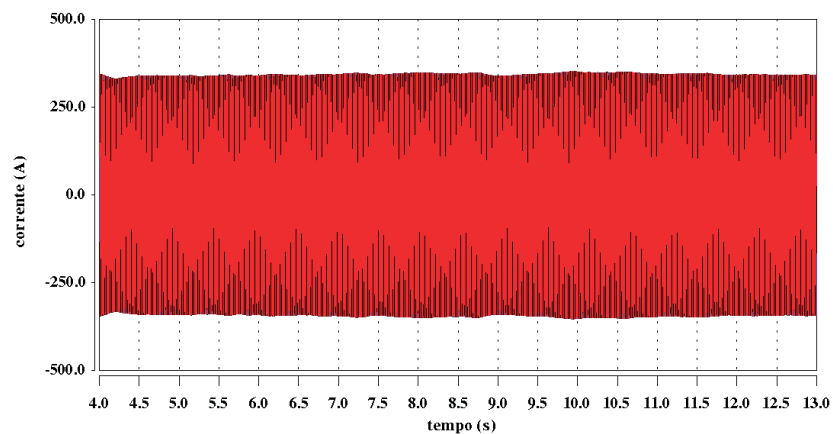


Figura 6.66: *Correntes nos terminais de saída do inversor - Caso C.*

Um *zoom* dos oscilogramas mostrados anteriormente pode ser observado na figura 6.67. As formas de onda evidenciam a existência de componentes harmônicas de frequência

elevada, característico deste tipo de dispositivo. O valor eficaz encontrado para as correntes no ponto sob foco encontra-se em torno de 230 A.

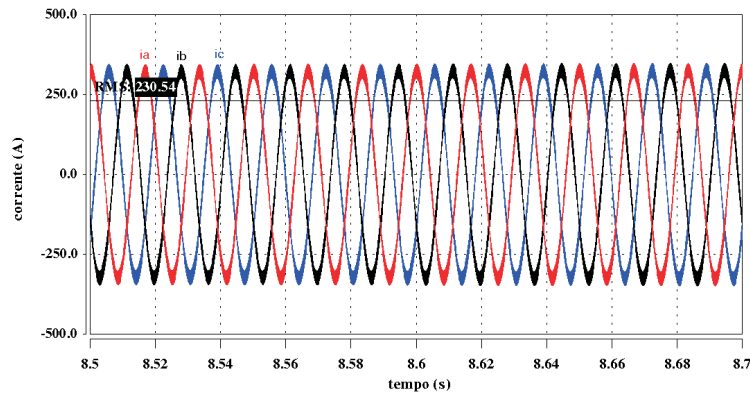


Figura 6.67: *Zoom das correntes nos terminais de saída do inversor mostradas na figura 6.66 - Caso C.*

6.7.4 Resultados obtidos no ponto 4

A figura 6.68 ilustra o perfil das tensões de linha no ponto de acoplamento comum - PAC. No detalhe destas tensões mostrado na figura 6.69, nota-se que os oscilogramas apresentam-se praticamente senoidais. O valor eficaz das tensões, em regime permanente é igual a 13.776 V.

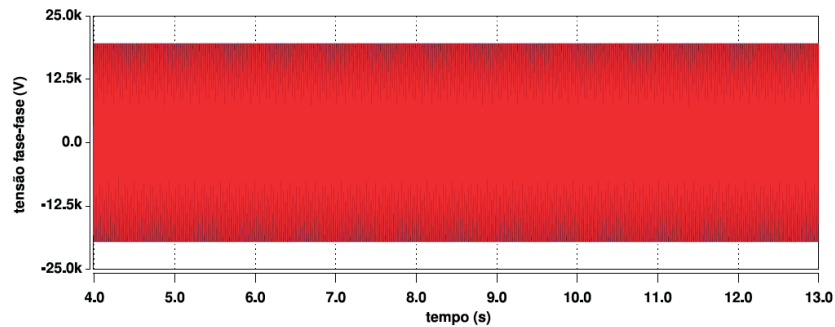


Figura 6.68: *Tensões no ponto de acoplamento comum (PAC) - Caso C.*

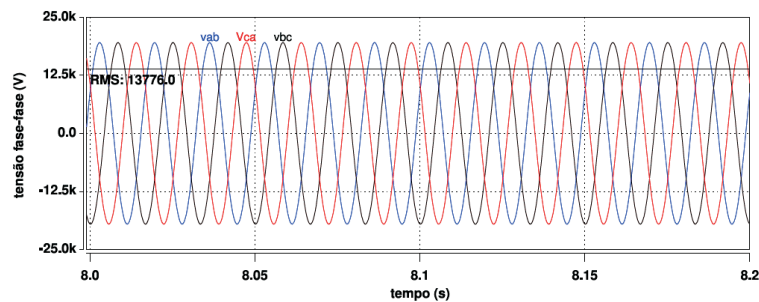


Figura 6.69: *Zoom das tensões mostradas na figura 6.68 - Caso C.*

O perfil *rms* das tensões trifásicas no PAC pode ser observado na figura 6.70. Esta figura mostra que as tensões trifásicas se mantêm constantes e equilibradas, apesar do efeito oscilatório do sombreamento da torre imposto ao sinal do vento.

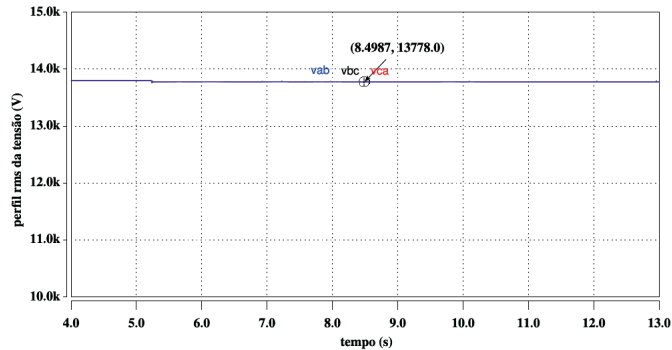


Figura 6.70: Perfil *rms* das tensões no ponto de acoplamento comum (PAC) - Caso C.

O perfil dos oscilogramas de corrente, correspondentes às tensões no PAC, está mostrado na figura 6.71.

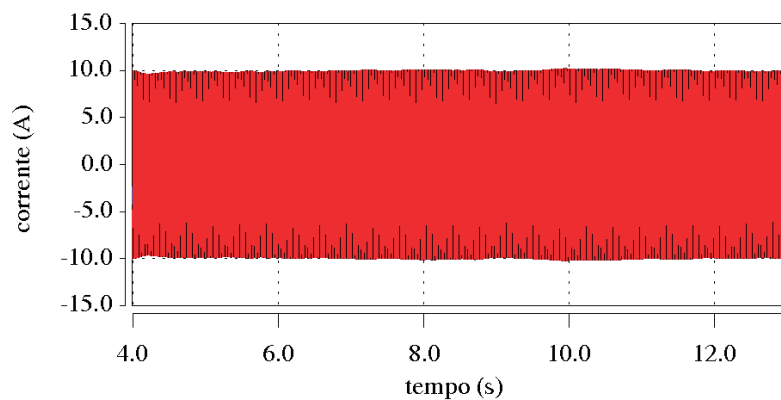


Figura 6.71: Correntes no ponto de acoplamento comum (PAC) - Caso C.

Um *zoom* das correntes no ponto de conexão pode ser observado na figura 6.72. O valor eficaz da corrente no ponto do sistema em questão é igual a 6,66 A.

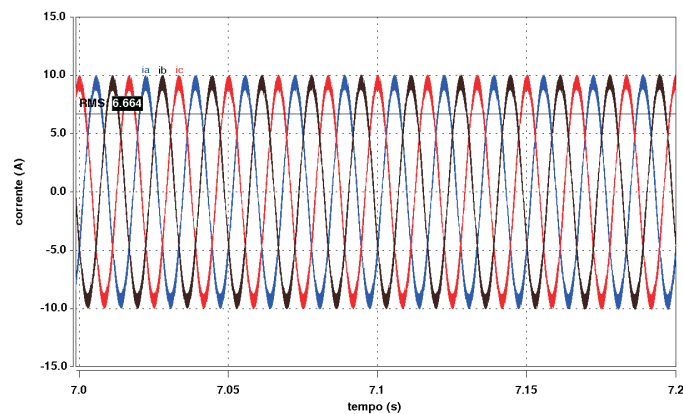


Figura 6.72: Zoom das correntes mostradas na figura 6.71 - Caso C.

A seguir são apresentadas as curvas de desempenho das potências ativa gerada e reativa intercambiada entre o WECS e a rede elétrica.

A curva do comportamento da potência ativa despachada para a carga/rede ilustrada na figura 6.73, atinge um valor médio em torno de 139 kW, com pequenas oscilações, decorrentes da aleatoriedade do vento.

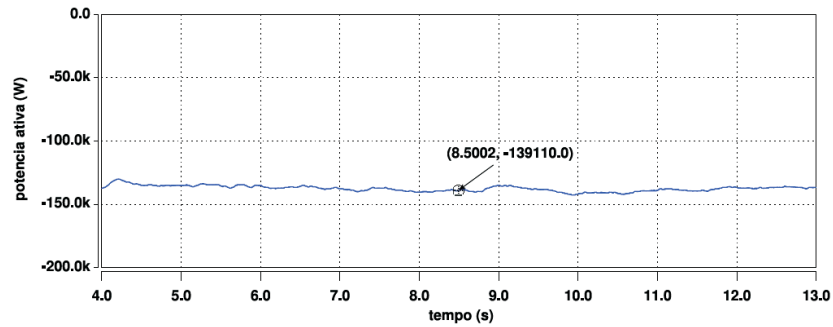


Figura 6.73: *Potência ativa gerada pela turbina eólica - Caso C.*

O comportamento da potência reativa mostrada na figura 6.74, permite constatar que o fluxo se dá, no presente caso, somente do WECS para a rede elétrica, no sentido de manter o valor da tensão no valor pré-definido. A potência reativa para esta condição operativa atingiu um valor em torno de 79 kVAr.

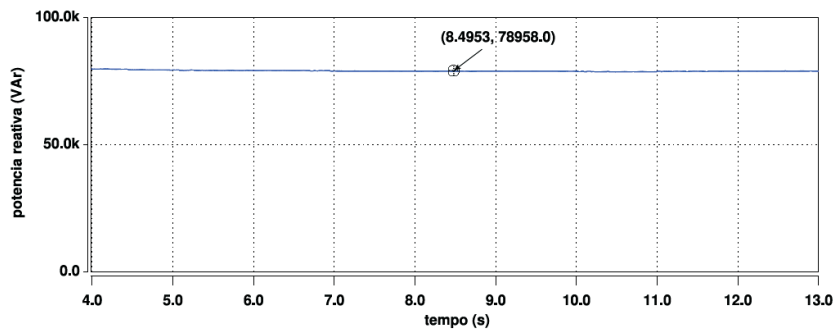


Figura 6.74: *Potência reativa fornecida pelo gerador eólico - Caso C.*

O valor encontrado para o indicador de cintilação luminosa, P_{st} , foi de aproximadamente 0,01 pu.

6.8 Resultados para o Caso D: sinal de vento com turbulências e rede elétrica apresentando um desequilíbrio de tensão

Os três casos apresentados anteriormente destinaram-se a avaliar o desempenho do gerador eólico quando acoplado a uma rede elétrica com características ideais e sob condições de vento sem turbulências e apresentando transitórios do tipo rajada e sombreamento da torre.

O presente caso e os dois seguintes destinam-se a avaliar o desempenho do WECS, desta vez acoplado a um sistema de potência apresentando perturbações atreladas com a questão da qualidade da energia.

Tendo em vista que o objetivo deste estudo é avaliar o impacto de tal condição operativa do sistema elétrico, as análises realizadas deste ponto em diante, restringem-se às grandezas monitoradas no ponto 4 (PAC).

Em particular, os estudos desenvolvidos neste item, denominado de Caso D, mostram os resultados obtidos para uma condição de desequilíbrio das tensões da rede de conexão.

• Características do sinal de vento e da rede elétrica

A tabela 6.18 sintetiza as informações relativas às características do sinal de vento e da rede elétrica utilizados nas simulações do caso D.

Tabela 6.18: *Características do WECS e rede elétrica utilizadas no caso D*

Caso D	Sistema elétrico: Desequilíbrio de tensão = 3% $S_{cc} = 10$ [MVA]
	Vento: $V_{medio} = 8$ [m/s] $V_{rampa} = 0$ [m/s] $V_{rajada} = 3$ [m/s]

6.8.1 Resultados obtidos no ponto 4

O sinal de vento utilizado neste item é o mesmo do caso B, ou seja, apresenta duas turbulências consecutivas do tipo rajada. O sistema elétrico sob consideração apresenta um desequilíbrio imposto de tensão de 3%, valor que extrapola os 2% estabelecidos

como referência pelos agentes reguladores do setor elétrico. A razão para a escolha de tal percentual, no entanto, deve-se ao fato de que centrais eólicas podem ser conectadas em pontos remotos da rede elétrica, onde, devido às suas características, é possível a ocorrência de situações tão severas como a aqui simulada.

A figura 6.75 ilustra o perfil das tensões trifásicas no ponto de acoplamento comum. No detalhe destas tensões, mostrado na figura 6.76, observa-se a diferença das amplitudes entre os diferentes oscilogramas, explicado pelo desequilíbrio imposto à rede elétrica.

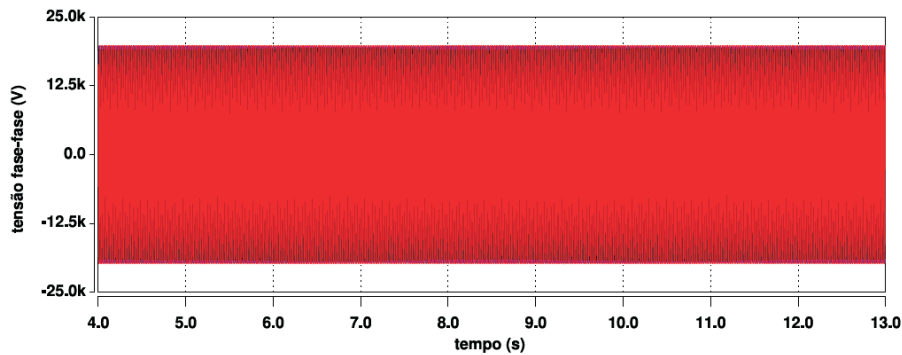


Figura 6.75: Tensões no ponto de acoplamento comum (PAC) - Caso D.

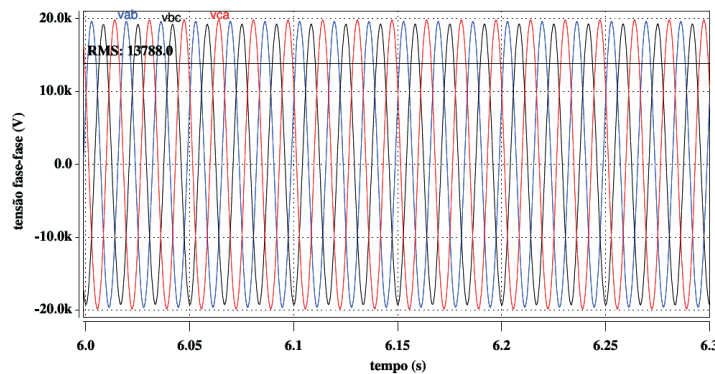


Figura 6.76: Zoom das tensões mostradas na figura 6.75 - Caso D.

A figura 6.77, ainda referente às tensões no PAC, mostra o perfil das tensões *rms* fase-fase, para as condições de vento calmo e durante as rajadas, que ilustram o impacto sofrido pelas tensões durante as turbulências. Observa-se, ainda na figura mencionada, que os valores eficazes apresentam-se com magnitudes diferenciadas, sendo mais acentuadas durante as rajadas. Os valores eficazes encontrados para as três tensões de linha, nos dois períodos mencionados são: em regime - $V_{AB}=13.779V$, $V_{BC}=13.508V$ e $V_{CA}=14.096V$, durante a turbulência: $V_{AB}=13.763V$, $V_{BC}=13.387V$ e $V_{CA}=14.163V$.

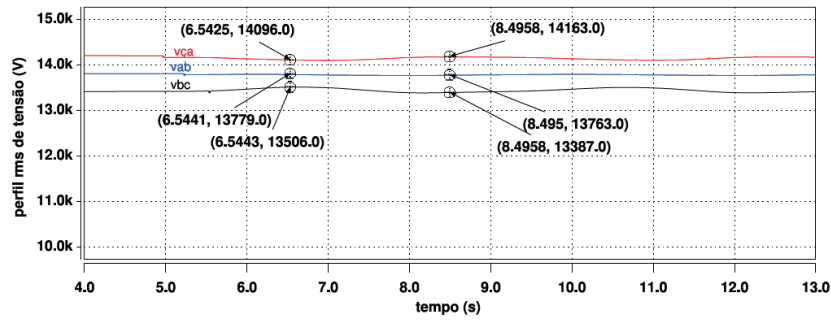


Figura 6.77: Perfil eficaz da tensão fase-fase no PAC - Caso D.

Apesar do impacto constatado nos valores eficazes das tensões, o efeito na forma de onda dos oscilogramas é de pequena significação, como pode ser constatado pelo espectro harmônico mostrado na figura 6.78. Esta figura mostra a existência predominante da componente fundamental, além de uma componente de terceira ordem com amplitude de 1,15%.

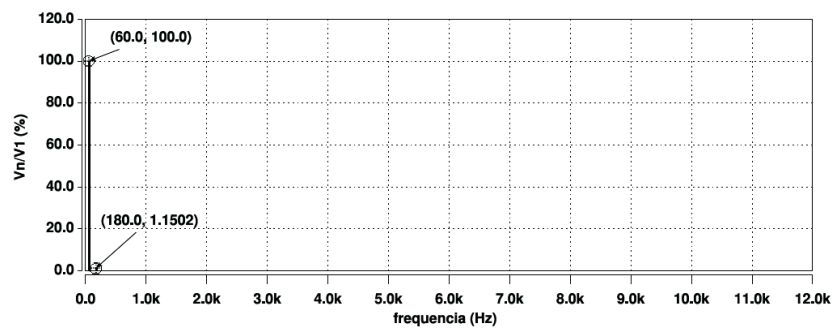


Figura 6.78: Espectro harmônico da tensão no PAC - Caso D.

A figura 6.79 mostra o perfil das correntes correspondentes no PAC. As diferenças significativas apresentadas pelas formas de onda das correntes em decorrência do desequilíbrio imposto à concessionária são observadas.

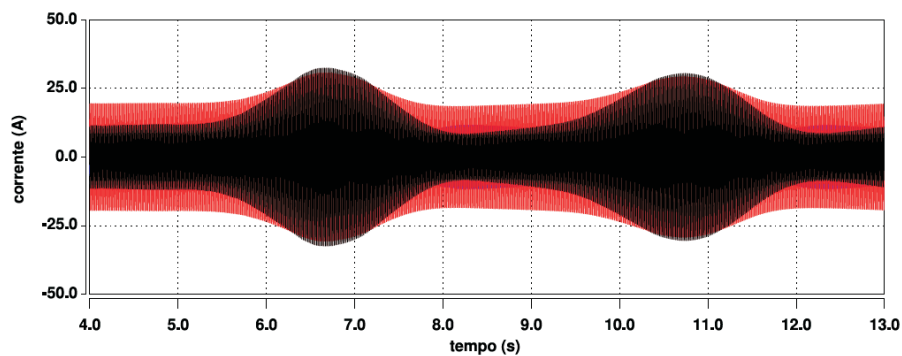


Figura 6.79: Correntes no ponto de acoplamento comum (PAC) - Caso D.

Com o intuito de permitir uma melhor avaliação do comportamento das correntes sob investigação são apresentados dois detalhes, um para a condição de vento calmo e outro durante a rajada.

As figuras 6.80 e 6.81 retratam detalhes da figura anterior que evidenciam o desequilíbrio existente entre as correntes, nos dois períodos mencionados. Na condição de maior potência gerada, observa-se que a forma de onda apresenta-se visivelmente menos distorcida do que na situação de regime. Da mesma forma, o desequilíbrio entre as mesmas é substancialmente reduzido, situação esta que é corroborada pelos valores eficazes das correntes em ambos períodos. Os valores encontrados para as correntes são os seguintes:

- a) Em regime $I_A=5,11$ A; $I_B= 6,19$ A e $I_C= 11,01$ A;
- b) Durante a rajada $I_A= 12,53$ A; $I_B= 19,45$ A e $I_C= 19,56$ A.

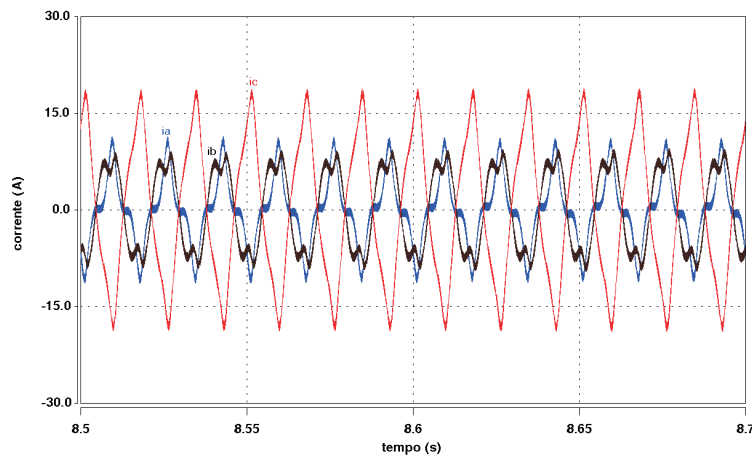


Figura 6.80: Zoom das correntes mostradas na figura 6.79, em regime - Caso D.

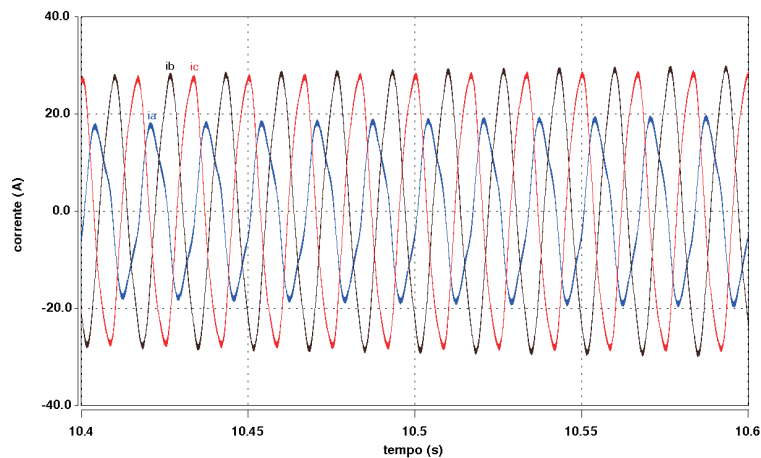


Figura 6.81: Zoom das correntes mostradas na figura 6.79 durante o transitório da segunda rajada - Caso D.

As figuras 6.82 e 6.83 exibem os espectros harmônicos de corrente no PAC, para a fase A, para os dois períodos de tempo considerados. Uma inspeção dessas figuras mostra, para a situação em que a rajada está presente, uma sensível redução das magnitudes de todas as ordens harmônicas presentes e, em consequência do indicador do nível de distorção de corrente, que passa de um valor de 47,0% para 12,7%. Esta diminuição da distorção deve-se, primordialmente, ao substancial aumento ocorrido com a componente fundamental no ápice da rajada.

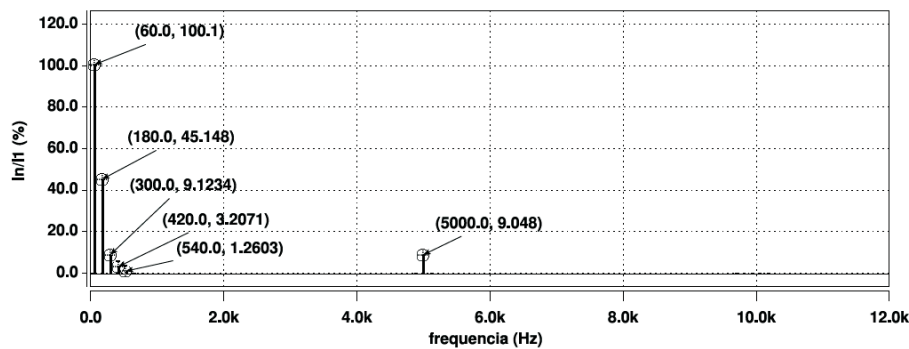


Figura 6.82: Espectro harmônico da corrente da fase A, no PAC, em regime - Caso D.

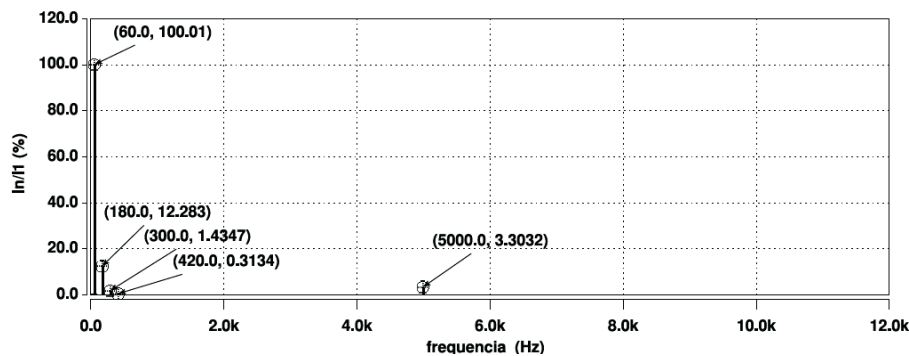


Figura 6.83: Espectro harmônico da corrente da fase A, no PAC, durante a segunda rajada - Caso D.

A tabela 6.19 apresenta, de forma consolidada, as magnitudes das principais harmônicas e os correspondentes indicadores de distorção harmônica - DTC, que permitem avaliar a real dimensão da melhoria da forma de onda da corrente no PAC.

Tabela 6.19: Principais componentes harmônicas na corrente do PAC: regime permanente e transitório na fase A - Caso D.

Distorção Harmônica Individual de Corrente [%] - <i>Em regime</i>					DTC [%]
Valor da fundamental: $I_1 = 6,7$ [A]					
I_3	I_5	I_7	I_9	5 kHz	46
45,14	9,12	3,21	1,26	2,2	
Distorção Harmônica Individual de Corrente [%] - <i>Durante transitório</i>					12
Valor da fundamental: $I_1 = 17,82$ [A]					
I_3	I_5	I_7	I_9	5 kHz	
12,3	1,43	0,31		3,3	

As figuras 6.84 e 6.85 ilustram as potências ativa e reativa no sistema, cujos desempenhos seguem os mesmos princípios descritos nos casos anteriores, no tocante a sua dependência da velocidade do vento. Cabe ressaltar neste ponto, que ambas grandezas apresentam uma oscilação significativamente maior em torno do seu valor médio, do que nos casos em que a concessionária apresentava características ideais. A explicação para esse comportamento é que, como as tensões estão desequilibradas, o circuito de controle da potência reativa atua constantemente na tentativa de restabelecer as tensões do PAC ao seu valor ajustado. De outro lado, a potência ativa, sendo resultado do produto das tensões e correntes nas três fases, e estas, por estarem respondendo ao ajuste dos controles, igualmente apresentam-se com uma forte oscilação. O valor máximo da potência ativa gerada atinge níveis em torno de 131 kW em regime permanente, passando para 446 kW durante as rajadas, portanto, verifica-se um aumento de aproximadamente 3 vezes.

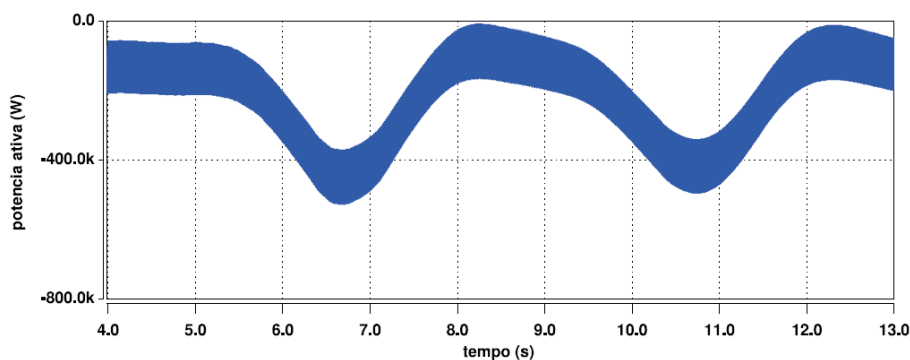


Figura 6.84: Potência ativa gerada pela turbina eólica - Caso D.

A potência reativa em regime é da ordem de 72 kVAr, atingindo um valor de 67 kVAr durante a ocorrência das duas situações transitórias apresentadas (rajadas). A diminuição do fluxo desta potência ocorre como forma de provocar a redução da tensão do PAC, que alcançou um valor superior ao de referência. Nessa situação, uma parcela maior flui da rede para o WECS.

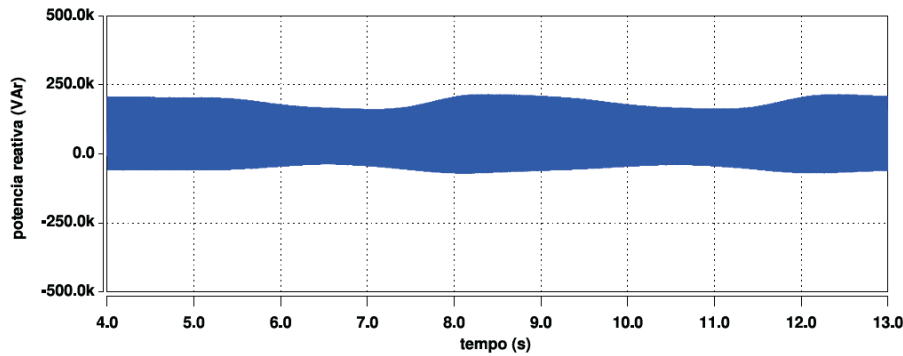


Figura 6.85: *Potência reativa fornecida pelo gerador eólico - Caso D.*

A flutuação de tensão neste caso também mostra-se de pequena significação. O indicador do nível de severidade de cintilação, (P_{st}), determinado no período onde o vento se apresenta sem turbulências e durante a ocorrência de rajadas, atingiu valores em torno de 0,15 pu. Assim, o valor encontrado é perfeitamente aceitável e muito inferior aos limites impostos nos procedimentos de distribuição.

- a) Em regime $P_{st} = 0,013pu$;
- b) Durante a crista da rajada $P_{st} = 0,16pu$, calculado no período entre 6 a 7 segundos.

6.9 Resultados para o Caso E: sinal de vento com turbulências e rede elétrica apresentando distorções da forma de onda da tensão

Para este caso mantém-se o sinal de vento do caso B, porém, utiliza-se uma rede elétrica com distorções harmônicas impostas à rede elétrica. Dessa forma, os estudos descritos neste item, voltam-se para a avaliação dos possíveis impactos que a nova característica do suprimento poderá ter sobre o sistema eólico. A aferição dar-se-á no

PAC e pela observação e análise das tensões, correntes e fluxos de potências ativa e reativa.

- **Características do sinal de vento e da rede elétrica**

A tabela 6.20 sintetiza as informações relativas às características do sinal de vento e da rede elétrica utilizadas nas simulações do caso E.

Tabela 6.20: *Características do WECS e rede elétrica utilizadas no caso E*

Caso E	Sistema elétrico: Desequilíbrio Harmônica total de Tensão = 10% Componentes individuais: 5 ^a h=8%; 7 ^a h=5%; 11 ^a h=3%; 13 ^a h=2% $S_{cc} = 10$ [MVA]
	Vento: $V_{medio} = 8$ [m/s] $V_{rampa} = 0$ [m/s] $V_{rajada} = 3$ [m/s]

6.9.1 Resultados obtidos no ponto 4

Como esclarecido, o sistema elétrico considerado apresenta uma distorção harmônica total de tensão (DTT) de 10%. Trata-se de um índice de distorção harmônica elevado, superior ao limite máximo dos valores de referência para o nível de tensão em questão, que permitirá avaliar o impacto na interação com o WECS.

A figura 6.86 ilustra o perfil das tensões trifásicas no ponto de acoplamento comum. O detalhe destas tensões, ilustrado na figura 6.87, evidencia a forte distorção das formas de onda e as diferenças de amplitudes.

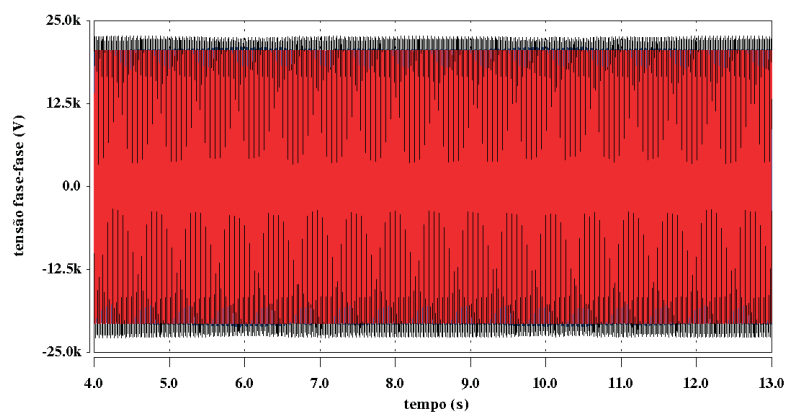


Figura 6.86: *Tensões no ponto de acoplamento comum (PAC) - Caso E.*

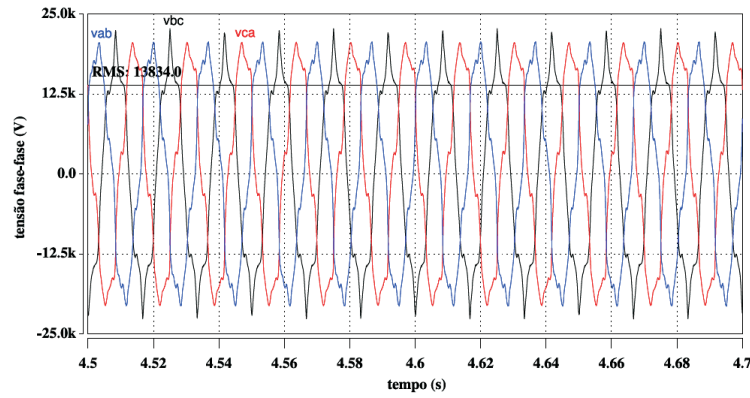


Figura 6.87: Zoom das tensões mostradas na figura 6.86, - Caso E.

O perfil *rms* das tensões de linha no PAC está mostrado na figura 6.88, que permitem observar que, de fato, as magnitudes das tensões são ligeiramente diferentes. Os valores obtidos para as tensões são os seguintes: $V_{AB} = 13.816V$, $V_{BC} = 13.563V$ e $V_{CA} = 14.029V$.

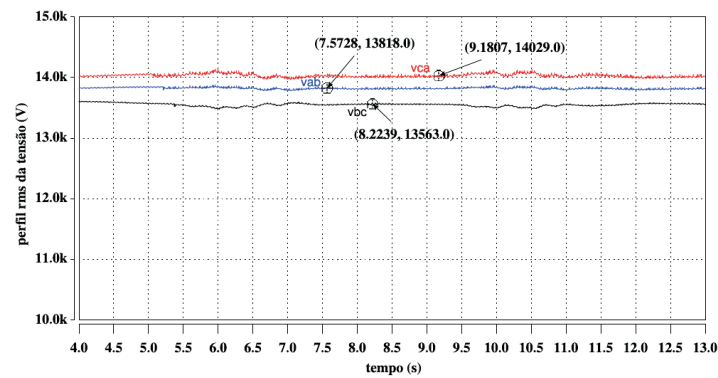


Figura 6.88: Perfil rms das tensões de linha no PAC - Caso E.

O espectro harmônico das tensões anteriormente ilustradas encontra-se mostrado na figura 6.89. As magnitudes das componentes individuais assim como a DTT de tensão estão registrados na tabela 6.21.

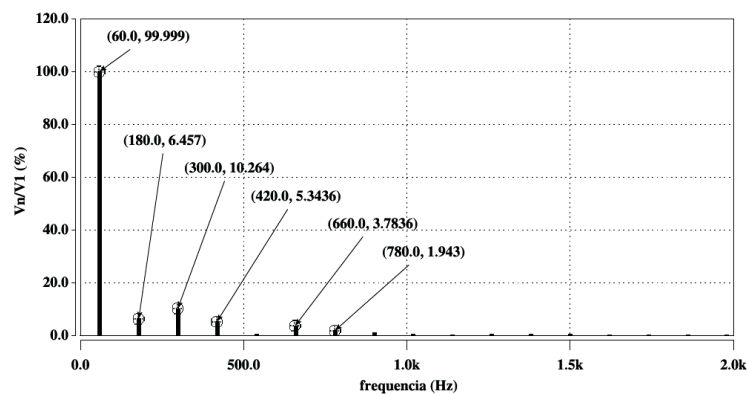
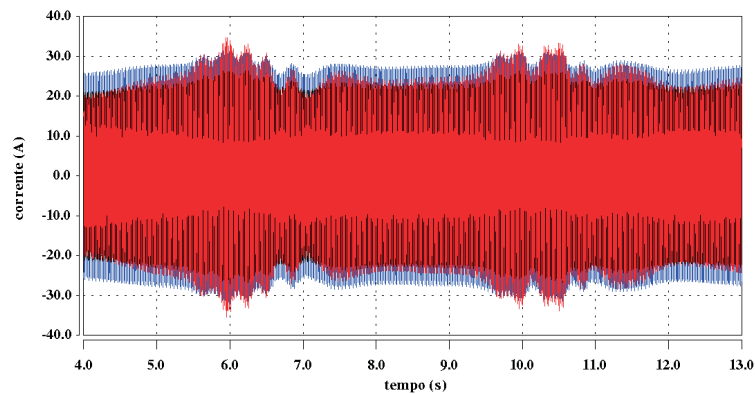


Figura 6.89: Espectro harmônico das tensões de linha no PAC - Caso E.

Tabela 6.21: *Principais componentes harmônicas na tensão do PAC - Caso E*

Distorção Harmônica Individual de Tensão [%] Valor da fundamental: $V_1 = 13.837,0$ [V]					DTT [%]
V_3	V_5	V_7	V_{11}	V_{13}	13,9
6,46	10,3	5,3	3,8	1,9	

A figura 6.90 mostra o perfil das correntes no PAC correspondentes às tensões anteriormente enfocadas. Muito embora a distorção da forma de onda seja um fenômeno de natureza permanente, diferentes carregamentos ou potências geradas têm reflexo no desempenho das correntes e, em conseqüência, em suas formas de onda. Assim sendo, na seqüência apresentam-se detalhes das correntes no ponto de conexão, em regime e na região correspondente às rajadas aplicadas.

Figura 6.90: *Correntes no ponto de acoplamento comum (PAC) - Caso E.*

As figuras 6.91 e 6.92 evocam dois detalhes das correntes no PAC, uma referente à situação de regime e a outra no transitório, que traduzem a influência da potência gerada pelo WECS no nível de distorção das formas de onda. Vê-se que, semelhantemente às tensões, as correntes apresentam, além de uma distorção significativa, um pequeno desequilíbrio, sendo estes mais severos, quanto menor for a corrente ou potência disponibilizada. As magnitudes *rms*, nas duas situações descritas, são as seguintes:

- Regime: $I_A = 9,85$ A; $I_B = 9,40$ A e $I_C = 13,12$ A;
- Durante a rajada: $I_A = 12,84$ A, $I_B = 11,31$ A e $I_C = 15,94$ A.

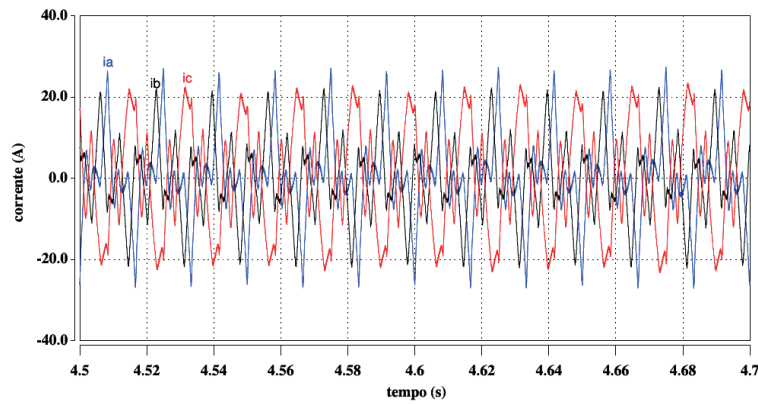


Figura 6.91: *Zoom das correntes mostradas na figura 6.90, em regime - Caso E.*

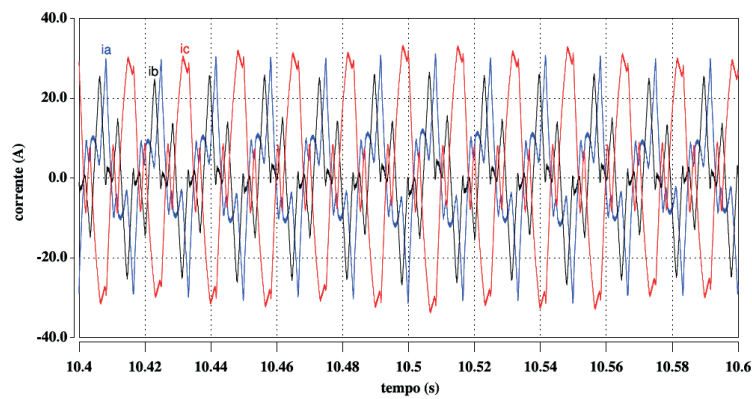


Figura 6.92: *Zoom das correntes mostradas na figura 6.90, durante a rajada - Caso E.*

Espectros harmônicos da corrente no PAC, para a fase A, correspondentes aos períodos mostrados nas figuras 6.91 e 6.92, estão ilustrados nas figuras 6.93 e 6.94, respectivamente. Os gráficos em ambas figuras evidenciam a existência de componentes harmônicas de baixa frequência, devido à imposição de distorção ao sistema de potência, além daquelas de frequência mais elevadas comumente encontradas em circuitos desta natureza (inversor de frequência com controle PWM).

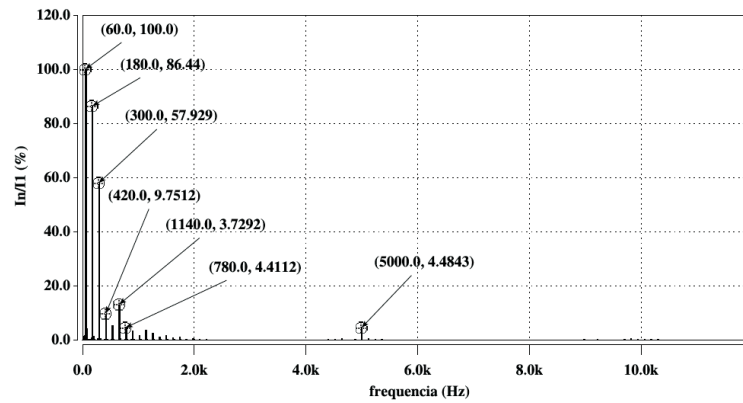


Figura 6.93: Espectro harmônico da corrente no PAC, em regime, fase A - Caso E.

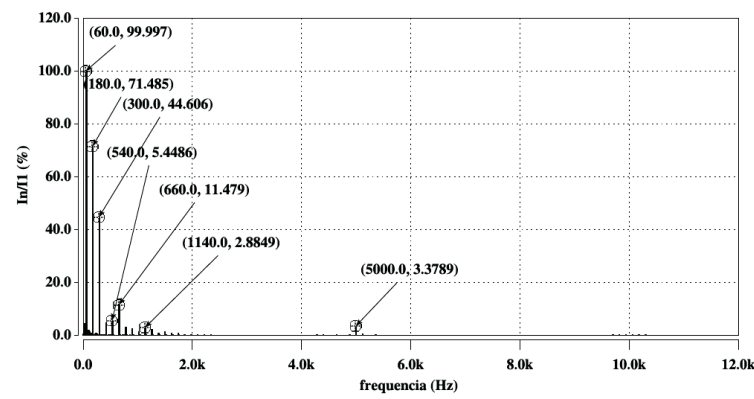


Figura 6.94: Espectro harmônico da corrente no PAC, durante o transitório, fase A - Caso E.

Os aspectos quantitativos das distorções da forma de onda da corrente no PAC estão mostrados na tabela 6.22, correspondentes às situações de vento calmo e com a presença de rajadas, respectivamente. Os valores encontrados para o indicador DTC evidenciam a influência do nível de corrente na determinação desse indicador, que reduziu de 104,0% para 85% em decorrência do aumento da corrente.

Tabela 6.22: Principais componentes harmônicas na corrente do PAC: regime permanente e transitório na fase A - Caso E

Distorção Harmônica Individual de Corrente [%] - Em regime						DTC [%]
Valor da fundamental: $I_1 = 9,5$ [A]						
I_3	I_5	I_7	I_{13}	I_{19}	5 kHz	104
86,44	57,9	9,7	3,7	4,4	4,5	
Distorção Harmônica Individual de Corrente [%] - Durante transitório						DTC [%]
Valor da fundamental: $I_1 = 11,8$ [A]						
I_3	I_5	I_7	I_{13}	I_{19}	5 kHz	85
71,5	44,6	5,4	11,5	2,9	3,8	

Observando as curvas de desempenho das potências ativa e reativa mostradas nas figuras 6.95 e 6.96, constata-se que estas apresentam um comportamento fortemente oscilatório, atribuído ao desequilíbrio das tensões advindas da distorção presente na concessionária. Os valores atingidos pela potência ativa encontram-se na faixa dos 254 kW, quando da presença das rajadas, enquanto que o valor em regime está em torno de 134 kW. A potência reativa, também oscilante, atinge um valor em regime de 3 kVar e um valor da ordem de -1 kVar, nas situações transitórias apresentadas.

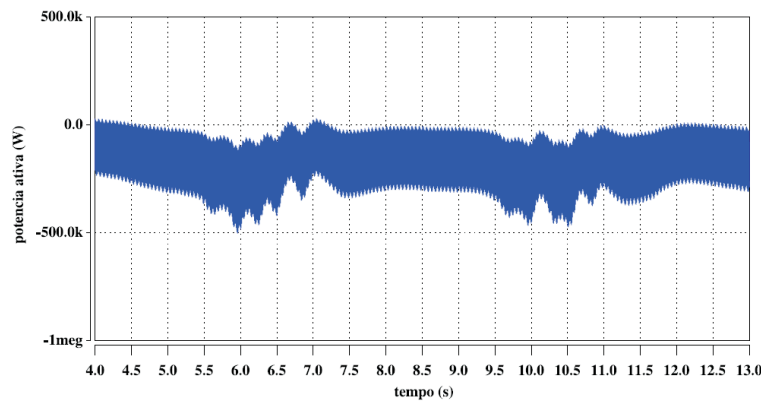


Figura 6.95: *Potência ativa gerada pela turbina eólica - Caso E.*

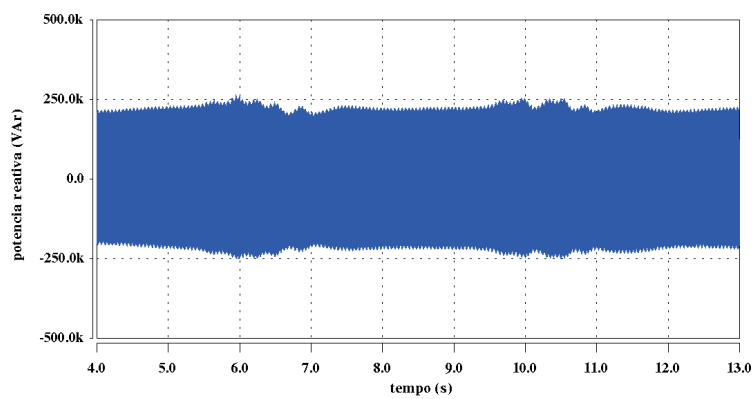


Figura 6.96: *Potência reativa intercambiada no PAC - Caso E.*

Os valores do indicador P_{st} encontrados para o presente caso são:

- Em regime $P_{st} = 0,03pu$;
- Durante a crista da rajada $P_{st} = 0,27pu$, calculado no período entre 6 a 7 segundos.

Trata-se de valores de pequeno valor para o P_{st} , porém, nota-se um acréscimo significativo para a situação em que a rajada esta presente.

6.10 Resultados para o Caso F: sinal de vento com turbulências e rede elétrica apresentando um afundamento monofásico de tensão

Este caso apresenta os efeitos dos afundamentos de tensão manifestados junto ao ponto de conexão na forma de um fenômeno monofásico. Ressalta-se ainda, que a fonte primária de energia possui as mesmas características dos dois casos apresentados anteriormente.

- **Características do sinal de vento e da rede elétrica**

A tabela 6.23 sintetiza as informações relativas às características do sinal de vento e da rede elétrica utilizados nas simulações do caso F.

Tabela 6.23: *Características do WECS e rede elétrica utilizados no caso F*

Caso F	Sistema Elétrico: Afundamento monofásico de tensão para 60% da tensão nominal, na fase A, com duração de 200 ms $S_{cc} = 10$ [MVA]
	Vento: $V_{medio} = 8$ [m/s] $V_{rampa} = 0$ [m/s] $V_{rajada} = 3$ [m/s]

6.10.1 Resultados obtidos no ponto 4

Conforme já mencionado, e seguindo a mesma metodologia até aqui adotada, as investigações deste caso caminham no sentido de avaliar o impacto que um afundamento de tensão monofásico pode ter sobre as grandezas no ponto de fronteira entre a geração eólica e o sistema elétrico. A duração do afundamento imposto é de 200 ms visto que esta ordem de grandeza tem forte identidade com a ocorrência de curtos-circuitos nas redes elétricas. Com intuito de provocar uma condição operativa que exija ao máximo a atuação dos sistemas de controle de tensão e das potências ativa e reativa, o afundamento de tensão é iniciado durante a ocorrência da segunda rajada, simetricamente em torno do pico daquela perturbação. Assim sendo, o afundamento inicia em $t=10,4s$ e finda em $t=10,6s$.

A figura 6.97 mostra o perfil das tensões trifásicas no ponto de acesso à rede elétrica. Vê-se que as tensões apresentam amplitudes diferenciadas no período em que ocorre o afundamento. A situação descrita fica mais evidente no detalhe apresentado na figura 6.98, que retrata as tensões justamente durante a ocorrência da segunda rajada e coincidente com o pico desta. Observa-se que a tensão V_{BC} é menos afetada pelo afundamento de tensão imposto à fase A.

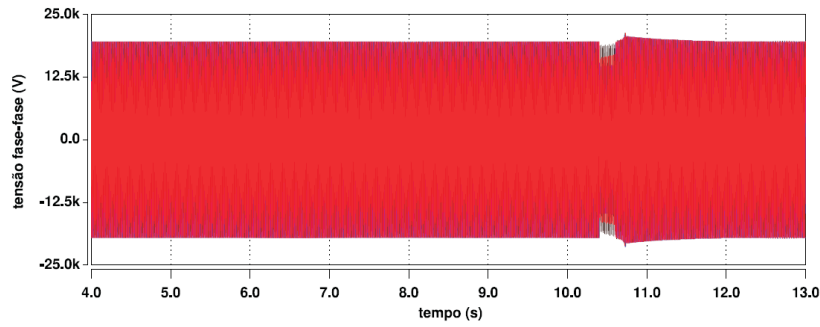


Figura 6.97: Tensões no ponto de acoplamento comum (PAC) - Caso F.

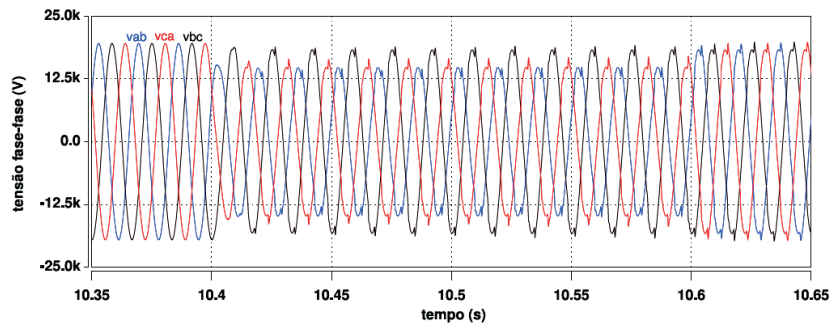


Figura 6.98: Zoom das tensões mostradas na figura 6.97 - Caso F.

O perfil das tensões *rms* fase-fase no PAC está mostrado na figura 6.99. Esta figura ratifica o anteriormente dito, ou seja, que as magnitudes das diferentes tensões trifásicas durante a perturbação se apresentam diferentes, sendo que a tensão V_{BC} mantém-se próximo ao seu valor pré-evento, enquanto que as duas outras tensões sofrem uma queda significativa. Além disso, observa-se que é necessário um longo tempo para o total restabelecimento destas grandezas, o qual ocorre somente em $t=12s$, aproximadamente. Os valores eficazes das tensões de linha, em regime permanente e durante a turbulência são dados a seguir:

a) Regime: $V_{AB} = V_{BC} = V_{CA} = 13.771 \text{ V}$

b) Durante a rajada: $V_{AB} = 10.504 \text{ V}$, $V_{BC} = 13.188 \text{ V}$ e $V_{CA} = 11.056 \text{ V}$

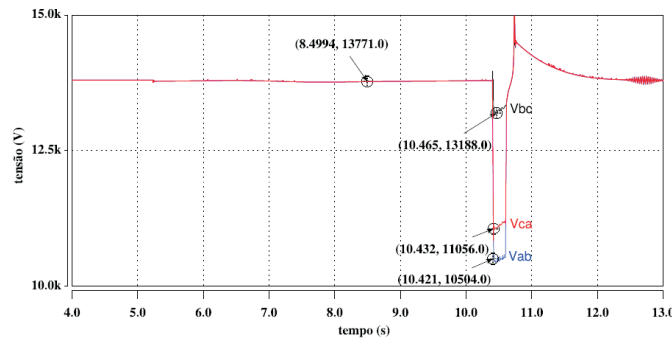


Figura 6.99: Perfil eficaz da tensão fase-fase no PAC - Caso F.

O espectro harmônico da tensão mostrada na figura 6.98 encontra-se ilustrado na figura 6.100. As magnitudes das componentes individuais assim como a DTT de tensão estão registrados na tabela 6.24.

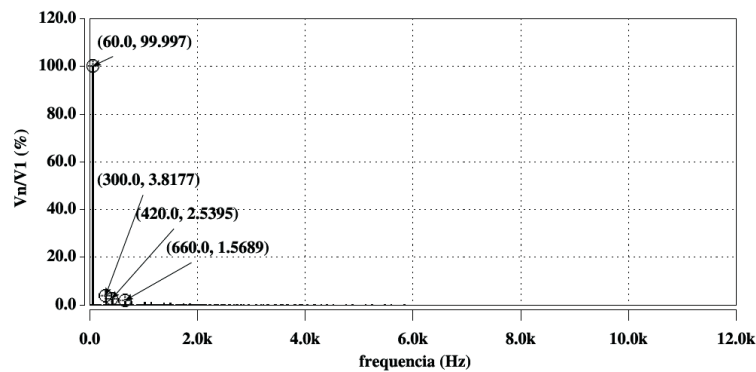


Figura 6.100: Espectro harmônico da tensão no PAC - Caso F.

Tabela 6.24: Principais ordens harmônicas encontradas na tensão do PAC - Caso F

Distorção Harmônica Individual de Tensão [%] Valor da fundamental: $V_1 = 10.572,0$ [V]			DTT [%]
V_5	V_7	V_{11}	4,8
3,8	2,5	1,5	

O perfil das correntes no PAC está indicado na figura 6.101. Semelhantemente às tensões, as correntes mostram valores diferenciados, como evidencia o detalhe mostrado na figura 6.102. Esta figura permite constatar ainda, que o afundamento de tensão experimentado por uma das fases, tem um impacto significativo sobre as três correntes no PAC e que estas retornam à condição pré-evento somente depois da completa estabilização das tensões. Essas constatações refletem o impacto negativo causado pelo afundamento de tensão nas correntes do sistema.

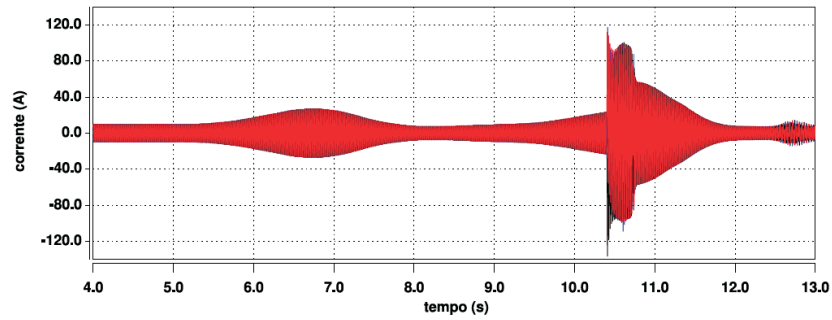


Figura 6.101: *Correntes no ponto de acoplamento comum (PAC) - Caso F.*

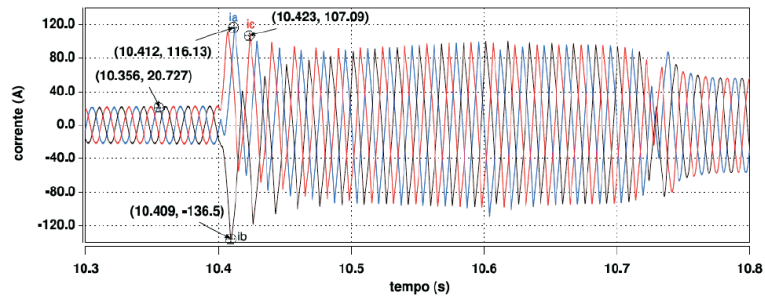


Figura 6.102: *Zoom das correntes mostradas na figura 6.101 - Caso F.*

Cessado o fenômeno, e após passar por um período transitório de acomodação, as correntes voltam à situação normal de regime permanente. Para esta condição de operação foram encontrados os seguintes valores:

- a) Regime: $I_A = I_B = I_C = 20,7$ A (Valor de pico)
- b) Durante a rajada: $I_A = 116,1$ A, $I_B = -136,5$ A e $I_C = 107,1$ A (Valores de pico).

A figura 6.103 apresenta o espectro harmônico da corrente no PAC, a qual permite observar a presença de componentes de baixa frequência.

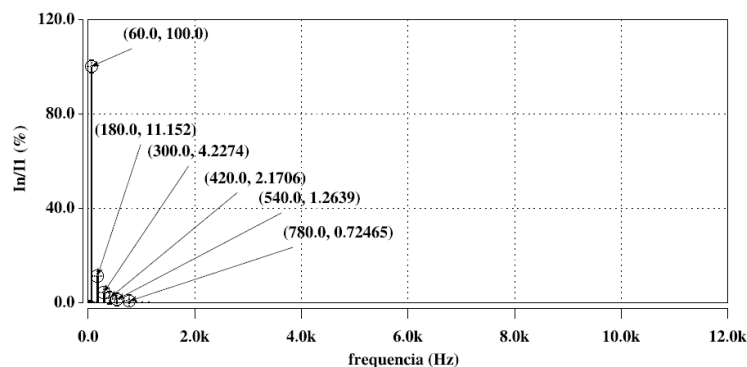


Figura 6.103: *Espectro harmônico da corrente no PAC - Caso F.*

As componentes harmônicas de corrente de maior significação, assim como a distorção harmônica total, definida pelo indicador DTC estão apresentadas na tabela 6.25.

Tabela 6.25: *Principais componentes harmônicas na corrente do PAC - Caso F*

Distorção Harmônica Individual de Corrente [%] Valor da fundamental: $I_1 = 54,4$ [A]					DTC [%]
I_3	I_5	I_7	I_9	I_{13}	12
11,15	4,22	2,17	1,26	0,72	

Finalizando a apresentação e análise de resultados, a seguir são ilustrados os desempenhos das potências ativa e reativa. A análise, no entanto, foca somente o comportamento das potências durante a ocorrência do afundamento, que, como já mencionado, coincide com a segunda rajada de vento.

A figura 6.104 exibe a performance da potência ativa. O valor encontrado para esta grandeza, com vento calmo, é de 135.800 W e durante a primeira rajada alcança um valor máximo de 443.820 W. Uma questão que merece destaque refere-se as substanciais oscilações de potência ativa, e também reativa, durante a ocorrência do afundamento de tensão. Estas grandezas atingiram proporções bastante superiores aos valores nominais do equipamento. Como se sabe, tais oscilações são comuns em estudos de dinâmica de sistemas e, pelo fato de serem de curta duração são, normalmente, suportadas pelos equipamentos. No presente estudo, entretanto, esta questão seria merecedora de estudos mais aprofundados e complementação dos modelos implementados, por exemplo, de sistemas de proteção. Este assunto não foi considerado no escopo desta pesquisa, a qual tem por foco principal a questão da qualidade da energia.

Durante a ocorrência do afundamento de tensão, se verifica uma drástica redução da potência injetada no sistema, que, após um período oscilatório, gradativamente retorna ao seu patamar de pré-evento.

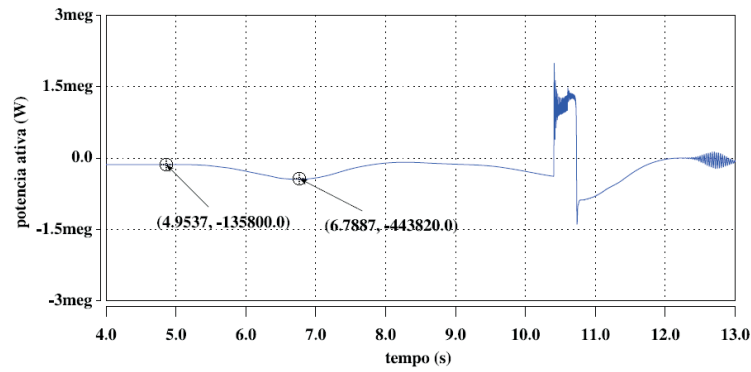


Figura 6.104: *Potência ativa gerada pela turbina eólica - Caso F.*

A potência reativa intercambiada com o sistema de potência, mostrada na figura 6.105 também tem seu desempenho alterado pela perturbação, apresentando uma forte oscilação. Assim como a potência ativa, após passar por um período transitório, retorna a normalidade quando o fenômeno cessa. O valor desta potência mantém-se inalterado até a ocorrência do afundamento, com um valor aproximado de 79.143 VAR.

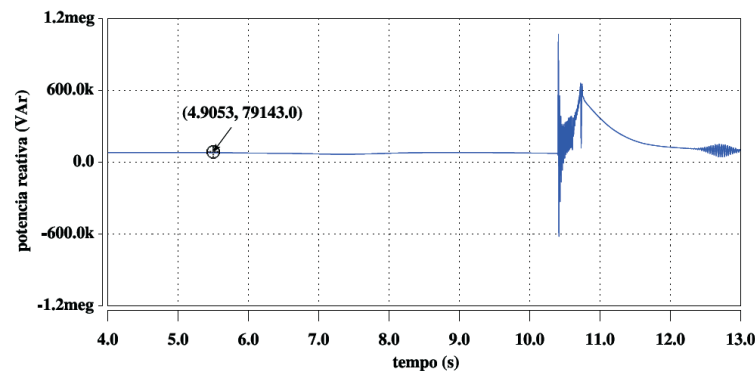


Figura 6.105: *Potência reativa intercambiada no PAC - Caso F.*

Para este caso não foi realizado o cálculo do indicador P_{st} , pois em regime e durante a primeira rajada são semelhantes aos determinados para o caso B. No caso da segunda rajada, durante a qual foi imposto um afundamento de tensão, o impacto sobre as tensões é bastante significativo, o que levaria à determinação de um valor não representativo de situações práticas.

6.11 Síntese dos resultados

Este item destina-se à consolidação dos resultados apresentados ao longo deste capítulo, sob a ótica dos seus aspectos quantitativos. Nessa direção, as tabelas 6.26 a 6.31 mostram os principais resultados alcançados nos 6 casos apresentados.

Tabela 6.26: *Síntese dos resultados alcançados no caso A*

Caso A - Rede ideal e vento sem turbulências								
Grandezas mecânicas								
Componentes do vento [m/s]				Velocidade mecânica [Rad/s]		Potência mecânica [kW]		
Base	Ruído	Rajada	Rampa	3,2		177		
8	*	0	0					
Grandezas elétricas - PAC								
Tensão de linha [V] [rms]					Corrente de linha[A] [rms]			
V_{AB}	V_{BC}	V_{CA}	DTT [%]	P_{st} [pu]	I_A	I_B	I_C	DTC [%]
13.778	13.778	13.778	0	0,01	6,77	6,77	6,77	6,64
Potência ativa [kW]					Potência reativa[kVAr]			
141					79			

Tabela 6.27: *Síntese dos resultados alcançados no caso B*

Caso B - Rede ideal e vento com turbulências							
Grandezas mecânicas							
Componentes do vento [m/s]				Velocidade mecânica [Rad/s]		Potência mecânica [kW]	
Base	Ruído	Rajada	Rampa	Regime	Transitório	Regime	Transitório
8	*	3	0	3,3	4,0	191	452
Grandezas elétricas							
Tensão de linha [V] (<i>rms</i>) - PAC							
	Regime	Transitório (rajada)	DTT [%]	<i>P_{st}</i> [pu]			
				Regime	Transitório		
<i>V_{AB}</i>	13.771	13.771	0	0,01	0,02		
<i>V_{BC}</i>	13.771	13.771					
<i>V_{CA}</i>	13.771	13.771					
Corrente de linha[A] (<i>rms</i>) - PAC							
	Regime	Transitório (rajada)	DTC [%]				
<i>I_A</i>	6,55	19	6,6				
<i>I_B</i>	6,55	19					
<i>I_C</i>	6,55	19					
Potência ativa [kW]				Potência reativa[kVAr]			
Regime		Transitório		Regime		Transitório	
137		388		79		65	

* A componente aleatória do vento, o ruído, está presente.

Tabela 6.28: *Síntese dos resultados alcançados no caso C*

Caso C - Rede ideal e sombreamento da torre								
Grandezas mecânicas								
Componentes do vento [m/s]				Velocidade mecânica [Rad/s]		Potência mecânica [kW]		
Base	Ruído	Rajada	Rampa	3,2		176,3		
8	*	0	0					
Grandezas elétricas - PAC								
Tensão de linha [V] [rms]					Corrente de linha[A] [rms]			
V_{AB}	V_{BC}	V_{CA}	DTT [%]	P_{st} [pu]	I_A	I_B	I_C	DTC [%]
13.776	13.776	13.776	0	0,01	6,66	6,66	6,66	6,6
Potência ativa [kW]					Potência reativa[kVAr]			
139					79			

Tabela 6.29: *Síntese dos resultados alcançados no caso D*

Caso D - Rede apresentando desequilíbrio de tensão								
Tensão de linha [V] (<i>rms</i>) - PAC								
Regime			Transitório (rajada)			DTT [%]	P_{st} [pu]	
							Regime	Transitório
V_{AB}	V_{BC}	V_{CA}	V_{AB}	V_{BC}	V_{CA}	1,15	0,013	0,16
13.779	13.505	14.096	13.763	13.387	14.163			
Corrente de linha[A] (<i>rms</i>) - PAC								
I_A	I_B	I_C	DTC [%]	I_A	I_B	I_C	DTC [%]	
5,11	6,19	11,01	46	12,53	19,45	19,56	12	
Potência ativa [kW]				Potência reativa[kVAr]				
Regime		Transitório		Regime			Transitório	
131		446		72			67	

Tabela 6.30: *Síntese dos resultados alcançados no caso E*

Caso E - Rede apresentando distorção harmônica					
Tensão de linha [V] (<i>rms</i>) - PAC					
	Regime	Transitório (rajada)	DTT [%]	P_{st} [pu]	
				Regime	Transitório
V_{AB}	13.816	13.816	13,9	0,03	0,27
V_{BC}	13.563	13.563			
V_{CA}	14.029	4.029			
Corrente de linha[A] (<i>rms</i>) - PAC					
	Regime	DTC [%]	Transitório (rajada)	DTC [%]	
I_A	9,85	104	12,84	85	
I_B	9,40		11,31		
I_C	13,12		15,94		
Potência ativa [kW]			Potência reativa[kVAr]		
Regime	Transitório		Regime	Transitório	
134	254		3	-1	

Tabela 6.31: *Síntese dos resultados alcançados no caso F*

Caso F - Rede apresentando afundamento de tensão							
Tensão de Linha [V] (<i>rms</i>) - PAC							
Regime			Transitório (rajada)			DTT [%]	
V_{AB}	V_{BC}	V_{CA}	V_{AB}	V_{BC}	V_{CA}	4,8	
13.771	13.771	13.771	10.504	13.188	11.056		
Corrente de linha[A] (Pico) - PAC							
I_A	I_B	I_C	DTC [%]	I_A	I_B	I_C	DTC [%]
20,7	20,7	20,7	6,6	116	136	107	12
Potência ativa [kW]				Potência reativa[kVAR]			
Regime		Transitório		Regime		Transitório	
135,8		143,8		79		-	

Complementarmente às tabelas anteriormente exibidas, a seguir são fornecidos gráficos de alguns dos indicadores determinados, que oferecem uma melhor visualização dos resultados apresentados neste capítulo.

A figura 6.106 apresenta as distorções totais de tensão para os seis casos estudados obtidos via simulação computacional. Claramente, o caso E destaca-se como sendo o mais crítico do ponto de vista das distorções harmônicas encontradas no PAC. Contudo, é conveniente lembrar que, no caso mencionado, é imposta uma distorção harmônica inicial de 10% à concessionária, portanto, a degradação verificada não é devida à conexão do sistema eólico.

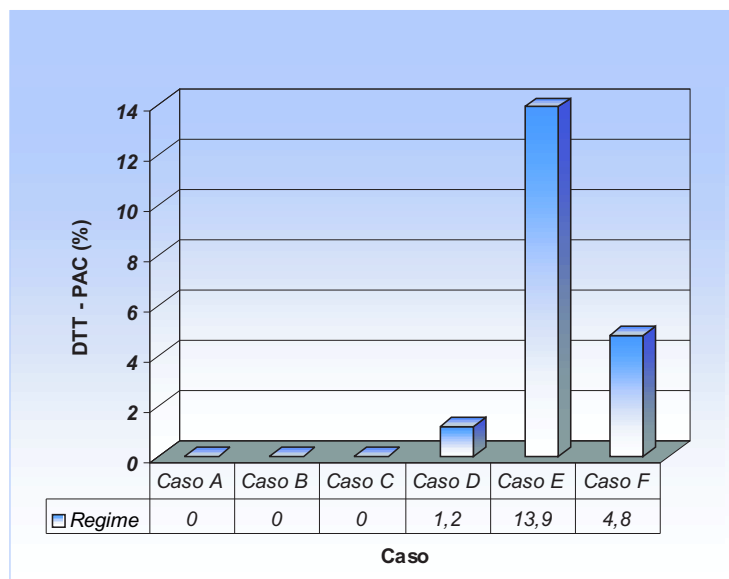


Figura 6.106: *Histograma das DTT no PAC.*

As distorções totais de corrente para os seis casos estudados estão ilustradas no histograma da figura 6.107.

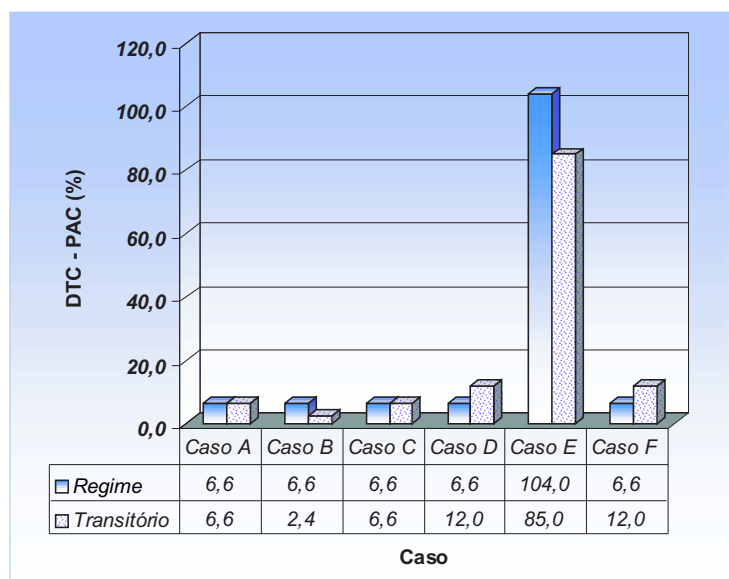


Figura 6.107: *Histograma das DTC no PAC.*

A figura anterior mostra a existência de valores de DTC para os casos de operação em regime permanente e transitório. Da figura se extrai que para todos os casos estudados a condição de regime do Caso E mostra-se como mais crítica do ponto de vista de distorções harmônicas de corrente. Em particular, merecem destaque os resultados obtidos para os casos D, E e F, cujos valores para o indicador em questão ultrapassam os limites máximos estabelecidos nos procedimentos de distribuição - PRODIST.

Entretanto, levando-se em consideração que o caso E consistiu na imposição de uma distorção harmônica total elevada à rede elétrica, os altos valores encontrados se justificam pelas distorções adotadas e não a operação do complexo eólico. Por tal motivo a situação mais crítica ficou associada com os Casos D e F.

A figura 6.108 sintetiza os resultados obtidos para o indicador de severidade de *flicker*, P_{st} . Através do gráfico pode ser constatado que as turbulências comumente encontradas nos ventos e até mesmo o efeito de sombreamento de torre, não se constituem como fenômenos capazes de acentuar as flutuações de tensão. Contrariamente, uma rede com qualidade comprometida, a exemplo das perturbações consideradas neste tese, tais como desequilíbrios de tensão e distorções harmônicas, visivelmente contribuem para o agravamento da flutuação de tensão.

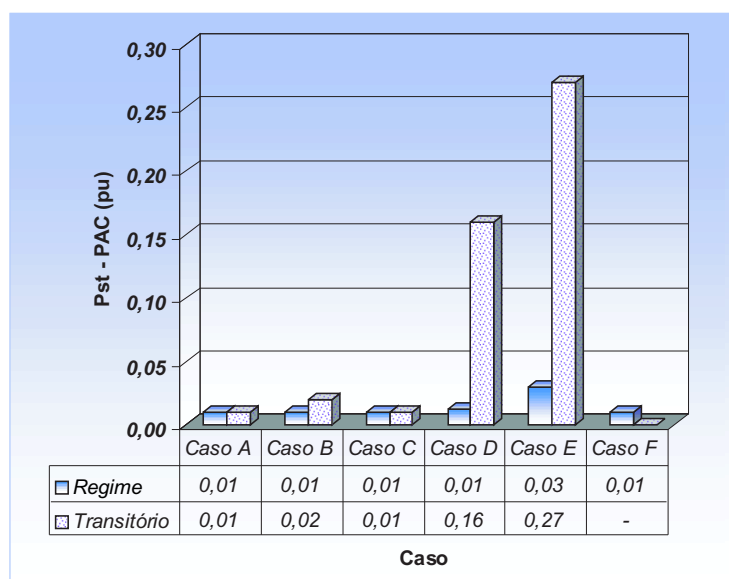


Figura 6.108: Histograma dos indicadores P_{st} encontrados no PAC.

6.12 Considerações finais

Este capítulo foi destinado à apresentação dos resultados das simulações computacionais realizadas, enfocando duas frentes distintas. A primeira voltou-se para aferir o efeito que as características da fonte primária de energia causam no desempenho do WECS e nas tensões no ponto de fronteira com a rede de conexão. Para tanto foram consideradas 3 situações. Inicialmente, um vento calmo, ou seja, sem qualquer tipo de perturbação. Na sequência, através da imposição de turbulência do tipo rajada avaliou-se a resposta do sistema eólico e o impacto que essa nova característica

provoca no PAC. Encerrando esta primeira bateria de estudos, ao sinal de vento gerado adicionou-se mais uma turbulência, desta vez, aquela devida ao sombreamento da torre. Neste particular, pôde-se concluir que o sistema tem a capacidade de amortecer as flutuações devidas a este fenômeno, não sendo, portanto transferidas para a rede elétrica.

O segundo conjunto de estudos, resumido em 3 casos descritos, foi conduzido com o objetivo de avaliar a influência da rede elétrica sobre o sistema eólico. Nesse sentido, para o acionamento primário apresentando turbulências do tipo rajadas, à rede elétrica foram impostas condições operativas apresentando flutuações de tensão, distorções harmônicas e variações de tensão de curta duração, avaliando-se o reflexo sobre o desempenho do sistema de conversão eólico. Dos estudos realizados, destaca-se que as distorções harmônicas e desequilíbrios de tensão impostos se constituem como sendo mais críticas para a operação do WECS. Essas condições operativas influenciam o desempenho do sistema de controle do conversor, o que comprometeu o comportamento da corrente i , em consequência, da potência ativa injetada no sistema de potência.

Em suma, os estudos realizados neste capítulo, e com os níveis de grandeza para vento e turbulências aqui utilizados, permitem concluir que estes têm pequena influência sobre a qualidade da energia elétrica no ponto de conexão com a rede elétrica. De outro lado, cuidados especiais devem ser dispensados nos casos em que a rede de conexão apresente desvios dos padrões considerados ideais.

Encerrando o Capítulo tabelas consolidadas dos resultados dos diversos casos estudados foram apresentadas.

Capítulo 7

CONCLUSÕES FINAIS

Ao final de cada capítulo foram tecidas considerações a respeito das contribuições alcançadas na etapa em questão. Não obstante essas observações, nesta parte conclusiva da investigação destacam-se os principais avanços concretizados.

Iniciando pelos desenvolvimentos feitos ao longo dos Capítulos 2 e 3, estes focaram aspectos básicos relacionados com o tema desta pesquisa, procurando oferecer uma síntese do estado da arte sobre questões vinculadas com a fonte de energia e os aspectos construtivos da unidade de captação de vento e fornecimento da energia mecânica. Não obstante o reconhecimento de que o conteúdo destas unidades tenha primado pela contextualização didática do assunto, o material produzido, por se tratar de um primeiro trabalho no âmbito do grupo de pesquisas em qualidade da energia da Universidade Federal de Uberlândia, tem sua importância como fonte de referência para a continuidade da linha de pesquisa.

No que tange ao conteúdo do Capítulo 4, voltado para modelagens matemáticas das unidades constituintes do complexo eólico, é importante destacar que, as atividades desenvolvidas combinaram a utilização de recursos existentes na literatura, com outras pré-existentes no simulador empregado e também a agregação de novas propostas de modelagens. Iniciando pelo vento, este foi contemplado em consonância com propostas clássicas, adicionando-se características operacionais bastante específicas, a exemplo do sombreamento da torre. O gerador foi tratado na forma de uma máquina trifásica convencional e a particularidade relacionada com a geração hexafásica foi modelada através da alimentação de dois retificadores de 6 pulsos supridos por tensões defasadas em 30° . Este artifício permite que as distribuições espectrais no interior do gerador sejam correspondentes, fornecendo, assim, um mecanismo apropriado aos fins aqui

almejados. Na sequência, encontra-se o conversor de frequências o qual, no que se refere a sua constituição de potência, não indicou alterações em relação a topologia clássica dos equipamentos PWM. Não obstante este fato, o equipamento utiliza um sofisticado sistema de controle, com especificidades que implicaram num expressivo volume de trabalhos para sua modelagem. Isto gerou a proposição de uma estrutura de controle totalmente distinta daquela originalmente disponível no simulador empregado e a necessidade da inserção de malhas de controle em total consonância com os recursos atualmente utilizados nos sistemas reais. A partir da saída do conversor estático, as demais partes constituintes do complexo eólico obedeceram a procedimentos clássicos.

Os aspectos associados com a implementação computacional da estrutura anterior foram abordados no Capítulo 5. Como destacado na proposta desta tese, os modelos utilizados e desenvolvidos foram direcionados a uma base computacional que utiliza técnicas de modelagem no domínio do tempo. Dentre os motivos que nortearam tal opção ressaltam-se aqueles atrelados com os objetivos desta pesquisa, qual seja, de estabelecer termos de correlação entre a operação de parques eólicos e a qualidade da energia elétrica. Esta premissa determina a necessidade de uma ferramenta que viabilize estudos de distorções harmônicas, variações de tensão de curta-duração, flutuações de tensão, desequilíbrios, etc. De modo a oferecer uma estrutura que permita avaliações individuais ou simultâneas de distintos indicadores de qualidade, a escolha pelo domínio do tempo e pela representação trifásica independente torna-se imperativa. Neste particular reconhece-se a grande utilidade que o produto final desta pesquisa possui quando da análise do cumprimento das determinações impostas pelos agentes ONS e ANEEL quanto ao acesso de novas instalações e avaliação de desempenho de unidades já existentes.

Uma vez implementados os modelos, prosseguiu-se com uma extensa gama de estudos operacionais de uma unidade eólica típica operando sob distintas condições quanto ao vento, rede de suprimento, etc. As informações utilizadas para as simulações foram derivadas de catálogos de fabricantes, internet e outras fontes que permitiram caracterizar uma geração de 600 kVA. Como destacado no Capítulo 6, dentre um grande número de simulações feitas e que conduziram a uma visão ampla sobre os impactos produzidos por parques eólicos nas redes de conexão, assim como também do inverso, optou-se por apresentar, no texto, seis situações elucidativas do funcionamento ideal e não-ideal. Sob a designação não-ideal estão inseridas as investigações do funcionamento

do complexo quando a rede de conexão apresenta padrões de qualidade da tensão com desvios da forma ideal. A questão da aleatoriedade do vento foi também contemplada sob situações normais e anormais da mencionada rede. Os resultados obtidos e discutidos no texto deixaram bastante claro que, no que tange aos impactos do parque eólico investigado sobre a rede elétrica, não se constataram efeitos significativos que pudessem comprometer os indicadores de qualidade pré-existentes. De fato, considerando que a rede elétrica de conexão encontrava-se funcionando sob condições ideais, as distorções harmônicas de tensão introduzidas pela unidade eólica se mantiveram inexpressivas, as de corrente durante as rajadas chegaram a atingir a cifra dos 6%, os níveis de P_{st} se mostraram inferiores a 0,02 pu e nenhum desequilíbrio foi constatado. Mesmo a incorporação de fenômenos específicos como o sombreamento da torre não trouxe influência perceptível ao fenômeno dos indicadores de cintilação luminosa. Vale destacar que tais resultados foram obtidos para uma unidade eólica de 600 kVA conectada em um PAC de nível de curto-circuito de 10 MVA, portanto, com um nível de penetração de 6%. Não obstante os resultados alcançados, outras investigações, desta feita associadas com uma rede de conexão apresentando problemas de qualidade, não conduziram a um desempenho satisfatório. De fato, sob a ação de desequilíbrios (3%) e distorções (10%) os controles foram fortemente influenciados e expressivos impactos sobre o desempenho do parque eólico e efeitos subsequentes sobre a rede de conexão puderam ser observados. Estes fatos determinam que as malhas de controle devem contemplar dispositivos que impeçam que os distúrbios aplicados sejam sentidos nos processos de decisão do inversor. Tendo em vista que as malhas implementadas não possuíam bloqueadores de sequência negativa ou filtros de harmônicos, seus efeitos foram fortemente sentidos no funcionamento da unidade eólica. Isto posto fica esclarecido um elevado nível de comprometimento operacional deste sistema diante das questões de qualidade contempladas, o que poderia ser evitado pelo bloqueio ou filtragem dos sinais perturbadores.

Quanto a questão da aplicação de um fenômeno associado com um afundamento temporário de tensão em uma das fases, esta situação, sem dúvidas, corresponde a um caso extremo de desequilíbrio de curta duração. Conforme esperado, dentro do período de distúrbio, as questões anteriormente observadas continuam integralmente aplicáveis. Uma questão que merece destaque refere-se as substanciais oscilações de potência ativa e reativa durante a ocorrência do afundamento de tensão. Estas grandezas atingiram proporções bastante superiores aos valores nominais do equipamento. Como se sabe,

tais oscilações são comuns em estudos de dinâmica de sistemas e, pelo fato de serem de curta duração são, normalmente, suportadas pelos equipamentos. Todavia, para instalações como a aqui avaliada, o assunto seria merecedor de maiores investigações e complementação dos modelos através de sistemas de proteção. Este assunto não foi considerado no escopo desta pesquisa, a qual tem por foco principal a questão da qualidade da energia.

7.1 Sugestões para trabalhos futuros

Por último, e em face das constatações finais extraídas deste estudo, recomenda-se o prosseguimento das investigações sobre os seguintes tópicos:

- Efetuar a modelagem matemática e implementação computacional de geradores síncronos hexafásicos, com rotor bobinado, e posterior incorporação ao programa computacional desenvolvido na presente tese, dessa forma assegurando um maior grau de similaridade com equipamentos reais;
- Objetivando suprir a falta de dados de campo, realizar a montagem de uma estrutura laboratorial, em escala reduzida, formada por equipamentos com características tecnológicas e operativas o mais próximo possível do sistema sob investigação, a ser utilizada em estudos para validação experimental do modelo computacional desenvolvido;
- Desenvolver modelos equivalentes de parques eólicos através da agregação de turbinas eólicas, que possibilitem a realização de estudos de natureza dinâmica em sistemas de potência, e ainda;
- Aprimoramentos do sistema de controle e incorporação das funções de proteção do complexo.

Referências Bibliográficas

- [1] MME. *Ministério da Minas e Energia (Página da Web)*. Novembro 2006. www.mme.gov.br/programs_display.do?chn=905.
- [2] EWEA. *European Wind Energy Association (Página da Web)*. Setembro 2006. www.ewea.org.
- [3] AWEA. *American Wind Energy Association (Página da Web)*. Setembro 2006. www.awea.org.
- [4] HEIER, S. *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*. [S.l.]: John Wiley and Sons, England, 1998.
- [5] ACKERMANN, T. *Wind Power in Power Systems*. 1. ed. [S.l.]: John Wiley and Sons, Ltd The Atrium, Southern Gate, Chichester, West Sussex PO19 8SQ, England, 2005.
- [6] NUNES, M. V. A. *Avaliação do Comportamento de Aerogeradores de Velocidade Fixa e Variável Integrados em Redes Elétricas Fracas*. Dissertação (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Catarina, Dezembro 2003.
- [7] JAUCH, C.; SORENSEN, P.; BAK-JENSEN, B. International review of grid connection requirements for wind turbines. *Nordic Wind Power Conference, Chalmers University of Technology*, v. 1, 2004.
- [8] FREITAS, W.; FRANÇA, A. M.; JÚNIOR., J. C. M. V.; SILVA, L. C. P. da; COSTA, V. F. da; LEMOS, F. A. B. Comparative analysis between synchronous and induction machines for distributed generation applications. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 21, n. 1, p. 301 – 311, 2006.
- [9] IEC. *61400-21, Std. Measurement and Assessment of Power Quality Characteristics of Grid Connected Wind Turbines*. [S.l.], 2001.

- [10] ANSI/IEEE. *1021-1988, Std. Institute of Electrical and Electronic Engineers*. [S.l.], 1997.
- [11] IEEE. *1094-1991, Std. Institute of Electrical and Electronic Engineers Standard*. [S.l.], 1994.
- [12] IEC. *61000-4-30, Std. Power Quality Measurement Standard*. [S.l.], 2002.
- [13] ANDERSON, P. M.; BOSE, A. Stability simulation of wind turbine systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS 102, n. 12, p. 3791 – 3795, December. 1983.
- [14] ROSAS, P. A. C. *Dynamic Influences of Wind Power on the Power System*. Tese (Doutorado) — Orsted Institute, Denmark, 2003.
- [15] GUIMARÃES, R. A. *Análise de Estimativas de Velocidade de Vento Utilizando Técnicas de MCP*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco, Abril 2006.
- [16] AKHMATOV, V.; KNUDSEN, H.; NIELSEN, A. H. Advanced simulation of wind-mills in the electric power supply. *Electric Power Energy Systems*, v. 22, n. 6, p. 421 – 434, July. 2000.
- [17] LARSSON, A. *The Power Quality of Wind Turbines*. Tese (PhD's Thesis) — Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, Janeiro 2000.
- [18] SLOOTWEG, J. G.; POLINDER, H.; KLING, W. L. Initialization of wind turbine models in power system dynamics simulations. *IEEE Porto Power Tech Conference, Portugal*, v. 4, 2001.
- [19] CASTRO, R. M. G. *Energias Renováveis e Produção Descentralizada - Introdução à Energia Eólica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Técnica de Lisboa, Instituto Superior Técnico, DEEC/ Secção de Energia, 2005.
- [20] SLOOTWEG, J. G.; POLINDER, H.; KLING, W. L. Representing wind turbine electrical generating systems in fundamental frequency simulations. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 18, n. 4, p. 516 – 524, December. 2003.

- [21] DELARUE, P.; BOUSCAYROL, A.; TOUNZI, A.; GUILLAUD, X.; LANCIGU, G. Modelling, control and simulation of an overall wind energy conversion system. *Renewable Energy*, v. 28, 2003.
- [22] HILLOOWALA, R. M.; SHARAF, A. M. Modelling simulation and analysis of variable speed constant frequency wind energy conversion scheme using self excited induction generator. *Proceedings, Twenty-Third Southeastern Symposium on System Theory*, 1991.
- [23] BANSAL, R.; BHATTI, T.; KOTHARI, D. On some of the design aspect of wind energy conversion system. *ELSEVIER, Energy Conversion and Management*, v. 3, 2002.
- [24] SLOOTWEG, J. G.; KLING, W. L. Modeling of large wind farms in power systems simulations. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, v. 1, 2002.
- [25] SCHULZ, D.; HANITSCH, R. E.; MOUTAWAKKIL, K.; SANITER, C. Power quality behaviour of large parks with variable speed wind energy converter. *17th CIRED - International Conference on Electricity Distribution, Barcelona, Espanha*, 2003.
- [26] SCHULZ, D.; HANITSCH, R. E. Power quality investigations of different 1.5 MW wind energy converter. *Proceedings 37 Universities Power Engineering Conference, Stafford*, 2002.
- [27] SCHULZ, D.; HANITSCH, R. E.; SANITER, C. Causes of harmonics and inter-harmonics in wind energy converters. *World Climate and Energy Event*, 2005.
- [28] SHARMA, H.; PRYOR, T.; ISLAM, S. Effect of pitch control and power conditioning on power quality of variable speed wind turbine generators. *AUPEC - Australasian Universities Power Engineering Conference, Perth, Australia*, 2001.
- [29] SLOOTWEG, J. G.; KLING, W. L. Impacts of distributed generation on power system transient stability. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, v. 2, 2002.
- [30] CHEN, Z.; SPOONER, E. Grid power quality with variable speed wind turbines. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 16, n. 2, p. 148 – 154, June. 2001.

- [31] ACHILLES, S.; POLLER, M. *Direct Drive Synchronous Machine Models for Stability Assessment of Wind Farms (Página da Web)*. Abril 2006. www.digsilent.de.
- [32] MEDEIROS, F. C.; BRASIL, D. O. C.; FERREIRA, F.; ROSAS, P. A. C.; RIBEIRO, P. Conceitos e considerações sobre o impacto da geração eólica na rede. *VI SBQEE - Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica*, 2005.
- [33] MILLER, N. W.; LARSEN, E. V.; MACDOWELL, J. M. Advanced control of wind turbine-generators to improve power system dynamic performance. *11th ICHQP International Conference on Harmonic and Quality of Power, IEEE*.
- [34] ZAVADIL, R.; MILLER, N.; ELLIS, A.; MULJADI, E. Wind generation challenges and progress. *IEEE power and energy magazine*, v. 1, 2005.
- [35] ENERCON. *Especificações dos dados técnicos da turbina E40 (Página da Web)*. Abril 2004. www.enercon.de.
- [36] KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*. [S.l.]: McGraw-Hill, Inc, 1994.
- [37] ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. *Power System Control and Stability*. [S.l.]: The Iowa State University Press, Ames, Iowa, USA, 1977.
- [38] SPERA, D. A. *Wind Turbine Technology - Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering*. [S.l.]: IASME PRESS, New York, 1994.
- [39] PAVINATO, E. F. *Ferramenta para Auxílio à Análise da Viabilidade Técnica da Conexão de Parques Eólicos à Rede Pública*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Abril 2005.
- [40] CRESESB. *Energia Eólica Princípio e Aplicações (Página da Web)*. Julho 2005. www.cresesb.cepel.br.
- [41] POWER, W. *De Onde Viene la Energia Eólica (Página da Web)*. Julho 2005. <http://www.windpower.org/es/tour/wres/index.htm>.
- [42] DOLAN, D. S. L.; LEHN, P. W. On some of the design aspects of wind energy conversion systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 21, n. 3, p. 717–724, March. 2006.

- [43] OLIVEIRA, R. G. *Controle e Integração a Rede Elétrica de um Sistema Eólico com Gerador de Indução Duplamente Excitado*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Minas Gerais, Junho 2004.
- [44] SORENSEN, P.; HANSEN, A.; JANOSI, L.; BECH, J.; BAK-JENSEN, B. Simulation of interaction between wind farm and power system. *Riso-R1281 Riso National Laboratory, Roskilde, December, 2003*.
- [45] WIKIPEDIA. *Escala de Beaufort (Página da Web)*. Julho 2005. http://pt.wikipedia.org/wiki/Escala_de_Beaufort.
- [46] HOKKANEN, M.; SALMINEN, H. J.; VEKARA, T. A short review of models for grid-connected doubly-fed variable speed wind turbines. *ESREL 2003 - European Safety and Reliability Conference, Netherlands, 2003*.
- [47] AKHMATOV, V. *Analysis of Dinamic Behaviour of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power*. Tese (PhD's Thesis) — Technical University of Denmark, Kgs. Lyngby, Denmark, Abril 2003.
- [48] HANSEN, A. D.; JAUCH, C.; SORENSEN, P.; IOV, F.; BLAABJERG, F. Dynamic wind turbine models in power system simulation tool DigSilent. *Riso-R1400 Riso National Laboratory, Roskilde, December, 2003*.
- [49] SILVA, S. R. Energia eólica. *UFMG - Universidade Federal de Minas Gerais*, v. 1, 2005.
- [50] RICHARDSON, R. D.; MCNERNEY, G. M. Wind energy systems. *Proceedings on the IEEE*, v. 81, n. 3, p. 378 – 389, 1993.
- [51] SEN, Z. A short physical note on a new wind. *Renewable Energy*, v. 28, 2003.
- [52] AKHMATOV, V.; KNUDSEN, H.; NIELSEN, A. H. Advanced simulation of wind-mills in the electric power supply. *Electric Power Energy Systems*, v. 22, n. 6, p. 421 – 434, July. 2000.
- [53] SLOOTWEG, J. G.; HAAN, W. H.; POLINDER, H.; KLING, W. L. General model for representing variable speed wind turbines in power system dynamics simulations. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 18, n. 1, p. 144 – 151, February. 2003.

- [54] NERIS, A. S.; VOVOS, N. A.; GIANNAKOPOULOS, G. B. A variable speed wind energy conversion scheme for connection to weak ac systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 14, n. 1, p. 122 – 127, 1999.
- [55] PETRU, T. *Modeling of Wind Turbines for System Studies*. Dissertação (PhD's Thesis) — Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, March 2003.
- [56] PALLABAZZER, R. Parametric analysis of wind siting efficiency. *ELSEVIER, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, v. 91, 2003.
- [57] GUDA, S. R. *Modeling and Power Management of a Hybrid Wind-microturbine Power Generation System*. Dissertação (Mestrado) — Montana State University, Bozeman, Montana, Julho 2005.
- [58] HANSEN, L. H.; HELLE, L.; BLAABJERG, F.; RITCHIE, E.; MUNK-NIELSEN, S.; BINDNERAND, H.; SØRENSEN, P.; BAK-JENSEN, B. Conceptual survey of generators and power electronics for wind turbines. *Riso - R1205 Riso National Laboratory, Roskilde, December*, 2001.
- [59] THOMAS, A. *An Overview Of Wind Energy-Status 2002*. [S.l.: s.n.], 2002. 67 - 128 p.
- [60] ASSOCIATION, W. P. D. I. *Wind Energy (Página da Web)*. Julho 2005. <http://www.windpower.org/en/tour/wtrb/blades.htm>.
- [61] ANEEL. *Agência Nacional de Energia Elétrica (Página da Web)*. Maio 2006. www.aneel.gov.br/area.
- [62] PINHEIRO, E. L. R. *Análise do Comportamento Dinâmico de Usinas Eólicas a Velocidade Variável Utilizando o ATPDraw*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Minas Gerais, Junho. 2004.
- [63] HOFFMANN, R.; MUTSCHLER, P. The influence of control strategies on the energy capture of wind turbines. *IEEE-IAS Annual Meeting and World Conference on Industrial Application of Electrical Energy, Rome, October, 8 - 12.*, 2000.
- [64] MULJADI, E.; BUTTERFIELD, C. P. Pitch-controlled variable-speed wind turbine generation. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 37, n. 1, p. 240–246, January-February. 2001.

- [65] HILLOOWALA, R. M.; SHARAF, A. M. A utility interactive wind energy conversion scheme with an asynchronous dc link using a supplementary control loop. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 9, n. 3, p. 558 – 563, September. 1994.
- [66] PAPATHANASSIOU, S. A.; PAPADOPOULOS, M. P. Dynamic behavior of variable speed wind turbines under stochastic wind. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 14, n. 4, p. 1617 – 1623, December. 1999.
- [67] HANSEN, L. H.; MADSEN, P. H.; BLAABJERG, F.; CHRISTENSEN, H. C.; LINDHARD, U.; ESKILDSEN, K. Generators and power electronics technology for wind turbines. *Industrial Electronics Society, IECON'01 - 27th Annual Conference of the IEEE*, v. 3, 1999.
- [68] ONS. *Operador Nacional do Sistema Elétrico (Página da Web)*. Setembro 2006. www.ons.gov.br/area.
- [69] AKHMATOV, V.; HNUDSEN, H.; NIELSEN, A. H.; PEDERSEN, J. K.; POULSEN, N. K. Modelling and transient stability of large wind farms. *ELSEVIER Electrical Power and Energy System*, v. 1, n. 6, p. 123 – 144, Junho 2003.
- [70] FERC. *The Federal Energy Regulatory Commission (Página da Web)*. Agosto 2006. <http://www.ferc.gov>.
- [71] BAYNE, S. B.; GIESSELMANN, M. G. Effect of blade passing on a wind turbine output. *The American Institute of Aeronautics and Astronautics, Aeronautics and Astronautics, Inc. All rights reserved*, v. 21, n. 074, p. 1–6, June. 2000.
- [72] SORENSEN, P.; HANSEN, A. D.; ROSAS, P. A. Wind model for simulation of power fluctuations from wind farms. *ELSEVIER Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, v. 1, n. 090, p. 1381–1402, 2002.
- [73] DOLAN, D. S. L.; LEHN, P. W. Real-time wind turbine emulator suitable for power quality and dynamic control studies. *IPST 2005 International Conference on Power System Transients*, v. 1, n. 074, p. 1–6, June. 2005.
- [74] SLOOTWEG, J. G.; KLING., W. L. The impact of large scale wind power generation on power system oscillations. *Electric Power Systems Research*, v. 67, 2003.

- [75] SLOOTWEG, J. G.; POLINDER, H.; KLING, W. L. Dynamic modelling of a wind turbine with direct drive synchronous generator and back to back voltage source converter and its controls. *Proc. Eur. Wind Energy Conf. Exhibition, Copenhagen, Denmark.*, v. 21, n. 1, p. 53 – 56, 2001.
- [76] AGOSTINI, M. M.; SOUZA, A. S.; DECKER, A. S. Simulação dinâmica de sistemas de energia elétrica utilizando o pspice. *XIV Congresso Brasileiro de Autômática, Natal-RN*, v. 1, 2002.
- [77] INC., A. D. *Implementing Space Vector Modulation with ADMC401, AN401-17 (Página da Web)*. Janeiro 2000. http://www.analog.com/Analog_Root/static/MarketSolutions/MotorControl/ApplicationCode/admc401/pdf/svpwm.pdf.
- [78] NETO, A. S. *Análise e Controle de Centrais Eólicas a Velocidade Variável Utilizando o ATPDraw*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco, Março 2005.
- [79] ANEEL. *Procedimentos de Distribuição - PRODIST (Página da Web)*. Maio 2006. www.aneel.gov.br/area.
- [80] SCHAUDE, C.; MEHTA, H. Vector analysis and control of advanced static V compensators. *IEE Proceedings-C*, v. 40, n. 4, p. 299 – 306, July. 1993.
- [81] PINTO, A. C. *Análise da Influência do STATCOM no Comportamento Dinâmico de Sistemas Elétricos de Potência Utilizando o Simulador SABER*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Uberlândia, Dezembro 2002.
- [82] CONVÊNIO UFU-PETROBRÁS. *Manual dos Templates do Projeto de Desenvolvimento*. [S.l.], 1997.
- [83] MURPHY, J.; TURNBULL, F. *Power Electronic Control of AC Motors*. [S.l.]: Pergamon Press, 1989.
- [84] RELEASE 5.0. *Analogy Inc., Model Fundamentals*. [S.l.], 1999.
- [85] RELEASE 5.0. *Analogy Inc., Guide to Writing MAST Templates*. [S.l.], 1999.
- [86] GRIFFITHS, D. V.; SMITH, I. M. *Numerical Methods for Engineers - A programming Approach*. [S.l.]: Blackwell Scientific Publications, 1991.

- [87] PRESS, W. H. *Numerical Recipes in Fortran 77 - The Art of Scientific Computing*. 2. ed. [S.l.]: Blackwell Scientific Publications, 1997.
- [88] PINHEIRO, T. M. M.; CARVALHO, P. C. M.; LEÃO, R. P. S. Requisitos de qualidade de energia para as turbinas eólicas conectadas à rede elétrica: Uma experiência brasileira. *V SBQEE Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica*, v. 1, n. 074, p. 421–426, Agosto. 2003.
- [89] DUGAN, R. C.; MCGRANAGHAN, M. F.; SANTOSO, S. *Electrical Power Systems Quality*. 2. ed. [S.l.]: McGraw-Hill, 2003.
- [90] MEDEIROS, C. A. G. *Contribuições para a Conceituação, Medição, Efeitos e Análise dos Limites Relacionados com Flutuações de Tensão*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Uberlândia, 2003.
- [91] LARSSON, A. Flicker emission of wind turbines during continuous operation. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 17, n. 1, p. 114–118, March. 2002.