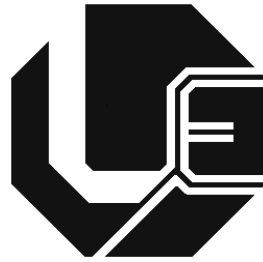


UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO



**Modelagem e Simulação de Unidade
Eólica para Estudos de Indicadores de
Qualidade da Energia Elétrica**

Arthur Fernando Bonelli

**Uberlândia
2010**

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA

FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO

**MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE UNIDADE
EÓLICA PARA ESTUDOS DE INDICADORES
DE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada por Arthur
Fernando Bonelli à Universidade
Federal de Uberlândia para obtenção
do título de Mestre em Ciências.
Aprovada em 27 de Julho de 2010.

BANCA EXAMINADORA:

José Carlos de Oliveira, **PhD – UFU (Orientador)**

Nelson Kagan, **PhD – USP**

Geraldo Caixeta Guimarães, **PhD – UFU**

José Rubens Macedo Júnior, **Dr – UFU**

José Wilson Resende, **PhD – UFU**

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

B712m Bonelli, Arthur Fernando, 1985-
Modelagem e simulação de unidade eólica para estudos de indicadores de qualidade da energia elétrica [manuscrito] / Arthur Fernando Bonelli. - 2010.
176 f. : il.

Orientador: José Carlos de Oliveira.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Uberlândia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.
Inclui bibliografia.

1. Energia eólica - Teses. 2. Energia Elétrica - Qualidade – Teses. I. Oliveira, José Carlos de, 1947- II. Universidade Federal de Uberlândia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

CDU: 621.311.24

MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE UNIDADE EÓLICA
PARA ESTUDOS DE INDICADORES DE QUALIDADE DA
ENERGIA ELÉTRICA

Arthur Fernando Bonelli

Dissertação apresentada por Arthur Fernando Bonelli à
Universidade Federal de Uberlândia, como parte dos requisitos para a
obtenção do título de Mestre em Ciências.

Prof. José Carlos de Oliveira, Ph.D.
(Orientador) – UFU

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

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus estimados pais, José e Estela, ao meu irmão Marco, à minha noiva Andressa e a todos meus amigos que me acompanham e torcem por mim.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a **Deus** que sempre me acompanha e me ilumina em todos os momentos da minha vida.

À minha **família** e **amigos**, em especial ao meu pai **José Bonelli Filho**, à minha mãe **Estela Maria Bonelli**, ao meu irmão **Marco Leandro Bonelli**, à minha noiva **Andressa Oliveira Costa**, ao **Marcelo Perez Miziara**, aos meus padrinhos **Sebastião Argeri** e **Ana Boneli Argeri**, ao meu sogro **João Batista da Costa**, à minha sogra **Maria Lúcia de Oliveira Costa**, à minha cunhada **Lorrayne Oliveira Costa** e à **Júlia Vilela Marinho** por sempre estarem do meu lado me ajudando e incentivando em todas as minhas decisões.

Em especial, expresso meus sinceros agradecimentos ao meu professor orientador **José Carlos de Oliveira** por todo incentivo, colaboração, amizade, confiança e constantes ensinamentos, essenciais à concretização desta meta.

Aos amigos da universidade **Fabricio Parra Santilio**, **Ivan Nunes Santos**, **Fernanda Hein da Costa**, **Loana Nunes Velasco**, **Elias Barboza de Alvarenga**, **Raphael Ferreira Vieira**, **Rafael Martins**, **Guilherme Leal Xavier**, **Isaque Nogueira Gondim**, **João Areis Ferreira Barbosa Júnior**, **Marcus Vinícius Borges Mendonça**, **Carlos Eduardo Tavares**, **Angélica Pereira Marsicano Tavares**, **Arnaldo José Pereira Rosentino Junior**, **Marcelo Inácio Lemes** e **Marcel Wu** pelo companheirismo, apoio, amizade e agradável convívio proporcionado nos diversos momentos de trabalho em equipe.

Aos professores **Geraldo Caixeta Guimarães**, **Luciano Coutinho Gomes**, **José Rubens Macedo Júnior**, **Luiz Carlos Gomes de Freitas**, **José Wilson Resende**, **Marcelo Lynce Ribeiro Chaves**, **Antônio Carlos Delaiba**, **Kleiber David Rodrigues** e **Milton Itsuo Samesima** pela amizade e auxílio mediante aos conhecimentos transmitidos.

Ao **Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFU**, através de seus **professores e funcionários**, pela oportunidade de crescimento profissional e aprendizado. À **Marli, Cinara, José Maria, Kátia, Rubens e Carlos** pela presteza nos encaminhamentos dos assuntos vinculados com a secretaria da Pós-Graduação, bem como aqueles envolvidos com projetos de pesquisa.

Ao **CNPq** por ter concedido suporte financeiro a esta pesquisa.

RESUMO

Atualmente, verifica-se um crescente aumento da demanda energética em todo mundo e, por outro lado, intensificam-se as preocupações relativas aos impactos das fontes de energia sobre as questões ambientais. Este cenário tem motivado nações, inclusive o Brasil, no sentido de buscar medidas para impulsionar o uso das fontes energéticas limpas e renováveis. Dentro deste panorama, a energia eólica se destaca como uma das mais promissoras formas para compatibilizar as exigências das matrizes energéticas e as restrições ambientais. Não obstante às reconhecidas vantagens destes complexos, as características próprias dos ventos associadas com os arranjos topológicos tipicamente empregados para a conversão de energia determinam uma forte correlação dos parques eólicos com os indicadores de qualidade da energia elétrica. Diante desta realidade fica evidente que estudos dos impactos destas gerações sobre as redes elétricas de conexão devem ser realizados anteriormente a autorização para os acessos. Dentro deste cenário surge a presente dissertação, a qual se encontra direcionada para a descrição, modelagem e implementação computacional no simulador ATP de uma topologia comercial que utiliza a denominada tecnologia à geração síncrona. A partir deste software, o trabalho contempla um conjunto de estudos, sob distintas condições para a fonte primária de energia. Os resultados computacionais são apresentados e discutidos, visando mostrar a potencialidade do produto final desta pesquisa para investigações sobre a correlação entre a fonte de energia em pauta e os indicadores da qualidade da tensão.

Palavras-chave: Energia eólica, topologia de velocidade variável, modelagem, qualidade da energia elétrica.

ABSTRACT

Nowadays, it is worldwide recognized that the need for electric energy is increasing and, at the same time, the impacts of energy sources on the environmental issues became a matter of great importance. This scenario has motivated nations, including Brazil, to seek alternative ways to fulfill the future requirements as far as energy supply and environment restrictions are concerned. With this in mind the use of clean and renewable energy sources has attracted the attention of researchers, industries and power supply authorities. Within this context the wind energy emerges as a significant part of the electric energy matrix. Nevertheless the advantages of such generation, it is well known that such systems show a dynamic characteristic behavior and specific power quality effects due to the inherent wind properties and the overall conversion devices. Therefore, the effects of the wind farms on the point of common coupling with the local power supply authority are to be further investigated before the connection is made. Focusing this subject, the present dissertation is directed to describe and model commercial arrangements using the so called synchronous generation. Then, the developed models are implemented in the ATP simulator and a variety of studies are carried out with different conditions for the wind. Computational results are presented and discussed to highlight the program and its potentiality towards the investigation of the relationship between the focused renewable energy source and the voltage power quality indicators.

Keywords: Wind energy, variable speed topology, modeling, power quality.

SUMÁRIO

CAPÍTULO I

Introdução	1
1.1 – Considerações iniciais	1
1.2 – Cenário mundial da energia eólica	2
1.3 – Cenário nacional da energia eólica.....	6
1.4 – Cerne da presente dissertação	8
1.5 – Contribuições oferecidas pela dissertação	10
1.6 – Estrutura da dissertação	11

CAPÍTULO II

Aspectos gerais sobre a geração eólica.....	13
2.1 – Considerações iniciais	13
2.2 – O vento	14
2.2.1 – Principais aspectos influenciáveis em sistemas eólicos.....	15
2.2.2 – A energia extraída do vento	17
2.3 – Características básicas das turbinas eólicas.....	22
2.3.1 – Classificações das turbinas	22
2.3.2 – Aerodinâmica das pás	24
2.3.3 – Controle de potência	26
2.4 – Tipos de conexões dos sistemas eólicos	29
2.4.1 – Sistemas isolados	29
2.4.2 – Sistemas híbridos	30
2.4.3 – Sistemas interligados à rede.....	31
2.5 – Topologias utilizadas na geração eólica	33
2.5.1 – Gerador eólico de velocidade fixa	33
2.5.2 – Geradores eólicos de velocidade variável.....	35
2.6 – Considerações finais.....	39

CAPÍTULO III

Modelagem matemática e computacional dos componentes de sistemas eólicos	42
3.1 – Considerações iniciais	42
3.2 – Sistema eólico sob foco.....	44
3.3 – Vento.....	44
3.4 – Turbina eólica.....	48
3.4.1 – Modelagem matemática.....	48
3.4.2 – Modelo computacional	49
3.5 – Gerador Síncrono a imã permanente.....	51
3.5.1 – Modelagem matemática.....	51
3.5.2 – Modelo computacional	57
3.6 – Retificador e elo CC.....	58
3.7 – Inversor de frequência.....	59
3.7.1 – Modelagem matemática.....	60
3.7.2 – Modelo computacional	75
3.8 – Transformador	77
3.9 – Rede elétrica	78
3.10 – Considerações finais.....	79

CAPÍTULO IV

Estudos computacionais de desempenho do modelo implementado	81
4.1 – Considerações iniciais	81
4.2 – Síntese dos indicadores de qualidade da energia	83
4.2.1 – Tensão de regime permanente	83
4.2.2 – Desequilíbrio de tensão.....	84
4.2.3 – Distorção harmônica	85
4.2.4 – Flutuação de tensão.....	87
4.3 – Características do sistema modelado	89
4.4 – Resultados do Caso 1	93
4.4.1 – Resultados e análises para o ponto 01	93
4.4.2 – Resultados e análises para o ponto 02	96
4.4.3 – Resultados e análises para o ponto 03	100
4.4.4 – Resultados e análises para o ponto 04	101
4.4.5 – Resultados e análises para o ponto 05	103
4.4.6 – Resultados e análises para o ponto 06	108

4.5 – Resultados do Caso 2	109
4.5.1 – Resultados e análises para o ponto 01	109
4.5.2 – Resultados e análises para o ponto 02	112
4.5.3 – Resultados e análises para o ponto 03	115
4.5.4 – Resultados e análises para o ponto 04	117
4.5.5 – Resultados e análises para o ponto 05	118
4.5.6 – Resultados e análises para o ponto 06	123
4.6 – Resultados do Caso 3	124
4.6.1 – Resultados e análises para o ponto 01	124
4.6.2 – Resultados e análises para o ponto 02	127
4.6.3 – Resultados e análises para o ponto 03	131
4.6.4 – Resultados e análises para o ponto 04	132
4.6.5 – Resultados e análises para o ponto 05	134
4.6.6 – Resultados e análises para o ponto 06	138
4.7 – Considerações finais.....	139

CAPÍTULO V

Conclusões	142
-------------------------	------------

5.1 – Sugestões para trabalhos futuros	144
---	------------

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	146
--	------------

APÊNDICE I: Modelo computacional do vento e da turbina eólica	152
--	------------

APÊNDICE II: Modelo computacional das equações elétricas do gerador síncrono a imã permanente	154
--	------------

APÊNDICE III: Modelo computacional do controle de potência injetada na rede elétrica.....	156
--	------------

APÊNDICE IV: Modelo computacional da geração de pulsos para as chaves do inversor de frequência.....	162
---	------------

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Capacidade mundial de energia eólica instalada no final de 2009 [2].	3
Figura 1.2 – Taxa de crescimento da energia eólica no mundo entre 2000 e 2009 [2].	4
Figura 2.1 – Conjugado mecânico afetado pelo sombreamento da torre [11].	17
Figura 2.2 – Gráfico do coeficiente de potência em relação à razão de velocidade da pá e o seu ângulo de passo [14].	20
Figura 2.3 – Curva típica de potência elétrica em função do vento de uma turbina eólica de 660 kW com controle Pitch [11].	22
Figura 2.4 – (a) Turbina de eixo horizontal; (b) Turbina de eixo vertical [19].	23
Figura 2.5 – (a) Turbina de downwind; (b) Turbina de upwind [11].	24
Figura 2.6 – (a) Vento incidindo em uma turbina eólica; (b) Conte transversal da pá.	25
Figura 2.7 – Características de uma pá eólica e do vento incidente na mesma.	26
Figura 2.8 – Ilustração do efeito Stall: (a) Fluxo do ar com turbulência (perda aerodinâmica); (b) Fluxo do ar sem turbulência [15].	27
Figura 2.9 – Ilustração do controle de ângulo de passo (Pitch) [20].	28
Figura 2.10 – Configuração típica de um sistema eólico isolado [21].	30
Figura 2.11 – Sistema híbrido (eólico e solar) existente em uma comunidade isolada da Ilha da Madeira, Portugal [22].	31
Figura 2.12 – Parque Eólico da Prainha – Ceará [21].	32
Figura 2.13 – Parque eólico instalado no mar do Reino Unido [23].	32
Figura 2.14 – Diagrama básico de um aerogerador à velocidade constante.	34
Figura 2.15 – Diagrama básico de um aerogerador de indução com escorregamento variável.	36
Figura 2.16 – Diagrama básico de um aerogerador de indução com conversor de frequência.	37
Figura 2.17 – Diagrama básico de um aerogerador de indução de dupla alimentação (DFIG).	38
Figura 2.18 – Diagrama básico de um aerogerador síncrono: (a) rotor bobinado; (b) rotor a imã permanente.	39
Figura 3.1 – Partes constituintes de um sistema eólico conectado à rede elétrica.	44
Figura 3.2 – Ícone representativo do vento e rotor eólico na simulação.	50
Figura 3.3 – Arranjo físico do gerador síncrono a imã permanente.	52

Figura 3.4 – <i>Imagens representativas do gerador síncrono a imã permanente.</i>	57
Figura 3.5 – <i>Retificador trifásico e elo CC no ATP/DRAW.</i>	59
Figura 3.6 – <i>Visualização física das chaves responsáveis pela obtenção da rede trifásica de tensões através de uma tensão CC.</i>	60
Figura 3.7 – <i>Vetores das tensões e correntes resultantes do controle vetorial.</i>	62
Figura 3.8 – <i>Possíveis formas de chaveamento do inversor trifásico para o controle vetorial [32].</i>	67
Figura 3.9 – <i>Hexágono formado pelos vetores de chaveamento e projeção do vetor e^* nos mesmos.</i>	68
Figura 3.10 – <i>Vetor de referência no hexágono para a região de sobremodulação I.</i>	71
Figura 3.11 – <i>Curva do ângulo de cruzamento θ^* pelo índice de modulação M [32].</i>	72
Figura 3.12 – <i>Curva do ângulo de manutenção α_h pelo índice de modulação M [32].</i>	73
Figura 3.13 – <i>Fluxograma do controle vetorial.</i>	74
Figura 3.14 – <i>Representação do sistema de controle e de potência do inversor.</i>	77
Figura 3.15 – <i>Ilustração do transformador e carga RL no ATP/DRAW.</i>	78
Figura 3.16 – <i>Rede elétrica no ATP/DRAW.</i>	79
Figura 4.1 – <i>Pontos de medição para estudo de desempenho do sistema eólico.</i>	92
Figura 4.2 – <i>Velocidade do vento – Caso 1.</i>	94
Figura 4.3 – <i>Velocidade mecânica da turbina – Caso 1.</i>	94
Figura 4.4 – <i>Coeficiente de potência – Caso 1.</i>	95
Figura 4.5 – <i>Potência extraída pela turbina eólica – Caso 1.</i>	96
Figura 4.6 – <i>Oscilograma das tensões trifásicas do gerador – Caso 1.</i>	96
Figura 4.7 – <i>Detalhamento das tensões trifásicas do gerador – Caso 1.</i>	97
Figura 4.8 – <i>Histograma das tensões harmônicas do gerador (em pu) – Caso 1.</i>	98
Figura 4.9 – <i>Oscilograma das correntes trifásicas do gerador – Caso 1.</i>	98
Figura 4.10 – <i>Detalhamento das correntes trifásicas do gerador – Caso 1.</i>	99
Figura 4.11 – <i>Histograma das correntes harmônicas do gerador (em pu) – Caso 1.</i>	99
Figura 4.12 – <i>Tensão no elo CC – Caso 1.</i>	100
Figura 4.13 – <i>Corrente no elo CC – Caso 1.</i>	101
Figura 4.14 – <i>Oscilogramas das tensões trifásicas na saída do inversor – Caso 1.</i>	102
Figura 4.15 – <i>Detalhamento da tensão entre-fases AB do inversor – Caso 1.</i>	102
Figura 4.16 – <i>Histograma das tensões harmônicas da saída do inversor (em pu) – Caso 1.</i> 103	
Figura 4.17 – <i>Tensões trifásicas no PAC – Caso 1.</i>	104
Figura 4.18 – <i>Detalhamento das tensões trifásicas no PAC – Caso 1.</i>	105
Figura 4.19 – <i>Histograma das tensões harmônicas no PAC (em pu) – Caso 1.</i>	105
Figura 4.20 – <i>Correntes trifásicas injetadas no PAC – Caso 1.</i>	106

Figura 4.21 – Detalhamento do oscilograma das correntes trifásicas injetadas no PAC – Caso 1.	106
Figura 4.22 – Correntes harmônicas injetadas no PAC (em pu) – Caso 1.	107
Figura 4.23 – Potência ativa injetada no PAC (em pu) – Caso 1.	108
Figura 4.24 – Correntes trifásicas da concessionária para a carga $P + jQ$ – Caso 1.	108
Figura 4.25 – Velocidade do vento – Caso 2.	109
Figura 4.26 – Velocidade do rotor da turbina eólica – Caso 2.	110
Figura 4.27 – Coeficiente de potência da turbina eólica – Caso 2.	111
Figura 4.28 – Potência disponibilizada no eixo da turbina eólica – Caso 2.	112
Figura 4.29 – Oscilograma das tensões do gerador – Caso 2.	112
Figura 4.30 – Detalhamento das tensões do gerador no momento da rajada – Caso 2.	113
Figura 4.31 – Detalhamento das tensões do gerador no momento da rampa – Caso 2.	113
Figura 4.32 – Correntes na saída do gerador – Caso 2.	114
Figura 4.33 – Detalhamento das correntes do gerador no momento da rajada – Caso 2.	115
Figura 4.34 – Detalhamento das correntes do gerador no momento da rampa – Caso 2.	115
Figura 4.35 – Tensão no elo CC – Caso 2.	116
Figura 4.36 – Corrente no elo CC – Caso 2.	116
Figura 4.37 – Oscilograma das tensões trifásicas na saída do inversor – Caso 2.	117
Figura 4.38 – Detalhamento da tensão AB da saída do inversor no instante da rajada – Caso 2.	118
Figura 4.39 – Detalhamento da tensão AB da saída do inversor no instante da rampa – Caso 2.	118
Figura 4.40 – Oscilograma das tensões trifásicas no PAC – Caso 2.	119
Figura 4.41 – Detalhamento das tensões trifásicas no PAC no momento da rajada – Caso 2.	119
Figura 4.42 – Detalhamento das tensões trifásicas no PAC no momento da rampa – Caso 2.	120
Figura 4.43 – Oscilograma das correntes injetadas no PAC – Caso 2.	121
Figura 4.44 – Detalhamento das correntes injetadas no PAC no momento da rajada – Caso 2.	121
Figura 4.45 – Detalhamento das correntes injetadas no PAC no momento da rampa – Caso 2.	122
Figura 4.46 – Espectro harmônico das correntes injetadas no PAC (em pu) após o final da rampa – Caso 2.	122
Figura 4.47 – Potência ativa injetada pelo WECS no PAC – Caso 2.	123
Figura 4.48 – Correntes trifásicas da concessionária para a carga $P + jQ$ – Caso 2.	124
Figura 4.49 – Velocidade do vento – Caso 3.	125
Figura 4.50 – Velocidade do rotor da turbina eólica – Caso 3.	126

Figura 4.51 – <i>Coeficiente de potência (C_p) da turbina eólica – Caso 3</i>	126
Figura 4.52 – <i>Potência aerodinâmica extraída pela turbina eólica – Caso 3</i>	127
Figura 4.53 – <i>Tensões trifásicas de saída do gerador – Caso 3</i>	128
Figura 4.54 – <i>Detalhamento das tensões trifásicas do gerador no momento da rajada – Caso 3</i>	128
Figura 4.55 – <i>Detalhamento das tensões trifásicas do gerador no momento da rampa – Caso 3</i>	129
Figura 4.56 – <i>Correntes trifásicas de saída do gerador – Caso 3</i>	129
Figura 4.57 – <i>Detalhamento das correntes trifásicas do gerador no momento da rajada – Caso 3</i>	130
Figura 4.58 – <i>Detalhamento das correntes trifásicas do gerador no momento da rampa – Caso 3</i>	130
Figura 4.59 – <i>Tensão do elo CC – Caso 3</i>	131
Figura 4.60 – <i>Corrente do elo CC – Caso 3</i>	132
Figura 4.61 – <i>Oscilograma das tensões nos terminais de saída do inversor – Caso 3</i>	132
Figura 4.62 – <i>Detalhamento da tensão AB de saída do inversor no momento da rajada – Caso 3</i>	133
Figura 4.63 – <i>Detalhamento da tensão AB de saída do inversor no momento da rampa – Caso 3</i>	133
Figura 4.64 – <i>Oscilograma das tensões trifásicas no PAC – Caso 3</i>	134
Figura 4.65 – <i>Detalhamento das tensões trifásicas no PAC no momento da rajada – Caso 3</i>	135
Figura 4.66 – <i>Detalhamento das tensões trifásicas no PAC no momento da rampa – Caso 3</i>	135
Figura 4.67 – <i>Oscilograma das correntes trifásicas injetadas no PAC – Caso 3</i>	136
Figura 4.68 – <i>Detalhamento das correntes injetadas no PAC no momento da rajada – Caso 3</i>	136
Figura 4.69 – <i>Detalhamento das correntes injetadas no PAC no momento da rampa – Caso 3</i>	137
Figura 4.70 – <i>Espectro harmônico das correntes injetadas no PAC (em pu) após o final da rampa – Caso 3</i>	137
Figura 4.71 – <i>Potência ativa injetada no PAC – Caso 3</i>	138
Figura 4.72 – <i>Correntes trifásicas da concessionária para a carga $P + jQ$ – Caso 3</i>	139

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – <i>Ranking dos 30 países com maior potencial eólico instalado no fim de 2009 [2].</i>	5
Tabela 2.1 – <i>Classificação dos ventos em função de sua velocidade: escala Beaufort de ventos.</i>	15
Tabela 3.1 – <i>Dados de entrada do modelo computacional do vento e turbina eólica.</i>	50
Tabela 3.2 – <i>Valores dos ângulos α_{ij}.</i>	54
Tabela 3.3 – <i>Dados de entrada constantes da parte responsável pelas equações elétricas do modelo computacional do gerador.</i>	58
Tabela 3.4 – <i>Dados de entrada do bloco de controle de potência.</i>	76
Tabela 3.5 – <i>Dados de entrada do transformador.</i>	78
Tabela 4.1 – <i>Valores de referência das tensões entre 1 kV e 69 kV (regime permanente).</i>	84
Tabela 4.2 – <i>Valores de referência globais das distorções harmônicas totais (em porcentagem da tensão fundamental).</i>	86
Tabela 4.3 – <i>Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão (em porcentagem da tensão fundamental)</i>	87
Tabela 4.4 – <i>Valores de referência para os indicadores de flutuação de tensão.</i>	89
Tabela 4.5 – <i>Valores de referência para a função de transferência FT.</i>	89
Tabela 4.7 – <i>Grandezas analisadas de cada ponto de monitoramento.</i>	93

LISTA DE ABREVIATURAS

PCHs – Pequenas Centrais Hidroelétricas

EUA – Estados Unidos da América

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

WECS – Sistemas de Conversão de Energia Eólica

PAC – Ponto de Acoplamento Comum

PRODIST – Procedimentos da Distribuição

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

PROREDE – Procedimentos de Rede

ONS – Operador Nacional do Sistema

ATP – *Alternative Transient Program*

CA – Corrente Alternada

DFIG – *Doubly-Fed Induction Generator*

CC – Corrente Contínua

VSI – *Voltage Sourced Imposed*

EMTP – *Electromagnetic Transients Program*

DIT – Demais Instalações de Transmissão

LISTA DE SÍMBOLOS

v_{vento} – velocidade do vento

E – energia cinética do vento

ρ – massa específica do ar

P_{vento} – potência do vento

A – área varrida pelas pás das turbinas

C_p – coeficiente de potência

P_{mec} – potência mecânica disponibilizada no eixo da turbina

λ – coeficiente adimensional

β – ângulo de passo das pás da turbina

c_1 a c_9 – coeficientes dependentes das características aerodinâmicas da turbina

R – raio da turbina eólica

ω – velocidade angular da turbina eólica

α_{at} – ângulo de ataque das pás da turbina

$v_{média}$ – velocidade do vento média (base)

v_{rajada} – componente rajada do vento

v_{rampa} – componente rampa do vento

$v_{ruído}$ – componente ruído do vento

R_{MAX} – valor máximo da rajada

T_{i_rajada} – tempo de início da rajada

T_{f_rajada} – tempo final da rajada

RAM_{MAX} – valor máximo da rampa

T_{i_rampa} – tempo de início da rampa

T_{f_rampa} – tempo final da rampa

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

$\Delta\omega$ – variação da velocidade

N – números de termos considerados

S_V – função de densidade espectral

K_N – coeficiente de arrasto da superfície
 F – escala de turbulência
 μ – velocidade principal do vento na altura de referência
 T_{mec} – conjugado mecânico disponibilizado no eixo da turbina
 $[V]$ – matriz coluna das tensões das fases a , b e c do estator
 $[I]$ – matriz coluna das correntes das fases a , b e c do estator
 $[\lambda_e]$ – matriz coluna dos fluxos concatenados das fases a , b e c do estator
 $[R_e]$ – matriz diagonal das resistências dos enrolamentos a , b e c do estator
 λ_a , λ_b e λ_c – fluxo concatenado das fases a , b e c
 i_a , i_b e i_c – correntes das fases a , b e c
 F_{IP} – fluxo magnético relativo ao imã permanente
 L_{ii} – autoindutâncias do estator ($i = a, b$ ou c)
 L_{ij} – indutâncias mútuas do estator (i ou $j = a, b$ ou c e $i \neq j$)
 k_{iF} – fator de acoplamento entre o campo e a armadura considerando a posição do rotor ($i = a, b$ ou c)
 θ_e – ângulo elétrico entre o eixo da fase a do estator e o eixo do rotor
 L_s – parcela constante das autoindutâncias do estator
 M_s – parcela constante das indutâncias mútuas do estator
 L_m – parcela variável das autoindutâncias e indutâncias mútuas do estator
 F_{acop} – fator de acoplamento máximo entre o campo e a armadura
 R_e – resistência de uma das fases
 R_{e_pu} – resistência em pu fornecida pelo fabricante
 V_n – tensão nominal da máquina
 S_n – potência nominal da máquina
 X_d – reatância de eixo direto
 X_q – reatância de eixo em quadratura
 X_l – reatância de dispersão de uma fase do estator
 f_n – frequência nominal do gerador
 T_{elet} – conjugado eletromagnético desenvolvido pelo gerador elétrico
 n_p – número de polos do gerador
 J – momento de inércia do gerador
 v – vetor correspondente ao lado da rede elétrica
 e^* – vetor correspondente à saída do inversor

α e β – eixos rotativos
 d e q – eixos estacionários
 v_d e v_q – componente d e q do vetor v
 v_a, v_b e v_c – tensões de fase instantâneas da rede referidas ao primário do transformador
 i_α e i_β – componentes da corrente nos eixos rotativos α e β
 i_{Ia}, i_{Ib} e i_{Ic} – correntes instantâneas nos terminais de saída do inversor
 $[C]$ – matriz de conversão
 p e q – potências ativa e reativa instantâneas
 e_a, e_b e e_c – tensões de fase instantâneas de saída do inversor
 R_{acop} e L_{acop} – resistências e indutâncias existentes entre os terminais de saída do inversor e o ponto de conexão com a rede elétrica
 e_d e e_q – componente d e q do vetor e^*
 E_0 a E_7 – vetores de chaveamento
 t_a – tempo do vetor de chaveamento mais próximo e atrasado de e^*
 t_b – tempo do vetor de chaveamento mais próximo e adiantado de e^*
 t_0 – tempo do vetor de um dos dois vetores de chaveamento nulos
 M – índice de modulação
 V_{CC} – tensão do elo CC
 T_S – período de amostragem
 α – ângulo entre e^* e o vetor de chaveamento mais próximo e atrasado deste
 e_m^* – vetor e^* com raio estendido
 θ^* – ângulo determinado pelo cruzamento de e^* com o hexágono
 α_m – ângulo α modificado
 α_h – ângulo associado à modificação de α
 TA – tensão de atendimento
 TL – tensão de leitura
 TC – tensão contratada
 FD – fator de desequilíbrio
 V_- – magnitude da tensão de sequência negativa
 V_+ – magnitude da tensão de sequência positiva
 $DITH$ – distorção harmônica individual de tensão de ordem h
 DTT – distorção harmônica total de tensão
 V_h – tensão harmônica de ordem h

h – ordem harmônica

$h_{máx}$ – ordem harmônica máxima

V_1 – tensão fundamental medida

V_N – tensão nominal do barramento

P_{st} – indicador de severidade de curta duração

P_{lt} – indicador de severidade de longa duração

$P_{0,1}$, P_1 , P_3 , P_{10} e P_{50} – níveis da sensação instantânea de *flicker* que excedem em 0,1; 1; 3;

10 e 50 % o tempo de observação

FPCC - função probabilidade cumulativa complementar

FT – fator de transferência

CAPÍTULO I

Introdução

1.1 – Considerações iniciais

A matriz energética que compõe os suprimentos elétricos do mundo, em sua grande maioria, é constituída por fontes que apresentam expressivos impactos ambientais, como é o caso do petróleo, do carvão, da energia nuclear, da energia hidráulica proveniente de grandes reservatórios, etc.

Perante este cenário, em função das crescentes e relevantes preocupações com o futuro, surgem as denominadas fontes alternativas de energia, as quais, muitas vezes, são consideradas “limpas”, ou seja, são caracterizadas por suprimentos renováveis e que se apresentam como meios para a geração de energia com menor agressão ao meio ambiente.

Dentre as possibilidades que se apresentam como fontes potenciais para a produção da energia elétrica aparecem mecanismos, já em uso em vários países, que utilizam princípios fundamentados na exploração, como, por exemplo, eólica, solar, biomassa, biodiesel, geotermal e PCHs (Pequenas Centrais Hidroelétricas).

Capítulo I – Introdução

O protocolo de Kioto, estabelecido em 1997, é considerado a principal iniciativa internacional de defesa do meio ambiente. Este documento, acordado entre diversas nações, tem como meta maior a redução da emissão de gases poluentes na atmosfera terrestre.

A composição dos fatores supra destacados tem motivado os governos de diversos países a se preocuparem com políticas eficientes para impulsionar a exploração comercial das fontes alternativas de energia. Dentro desse foco, a energia eólica vem despontando como uma das mais promissoras, em função de diversos fatores, dentre os quais se destacam:

- Tempo para implantação do projeto menor do que para usinas térmicas, nucleares e hidráulicas;
- Custos de implantação e operação relativamente reduzidos comparativamente às tecnologias convencionais utilizadas para esta finalidade;
- Maior segurança e sustentabilidade;
- Reduzida manutenção;
- Baixo impacto ambiental;
- Compatibilidade com a utilização do solo para outras atividades, tais como a pecuária, agricultura, etc;
- Abundante potencial em várias partes do mundo.

1.2 – Cenário mundial da energia eólica

Como já mencionado, a energia eólica constitui-se numa das fontes mais promissoras e tecnologicamente consolidadas pela experiência mundial no campo dos processos renováveis [1].

Capítulo I – Introdução

A figura 1.1 apresenta a evolução dos últimos 10 anos da capacidade mundial de energia eólica instalada. Através desta, percebe-se que, no final de 2009, a capacidade total de geração atingiu 159.213 MW, sendo que, somente no último ano, foram instalados 38.312 MW.

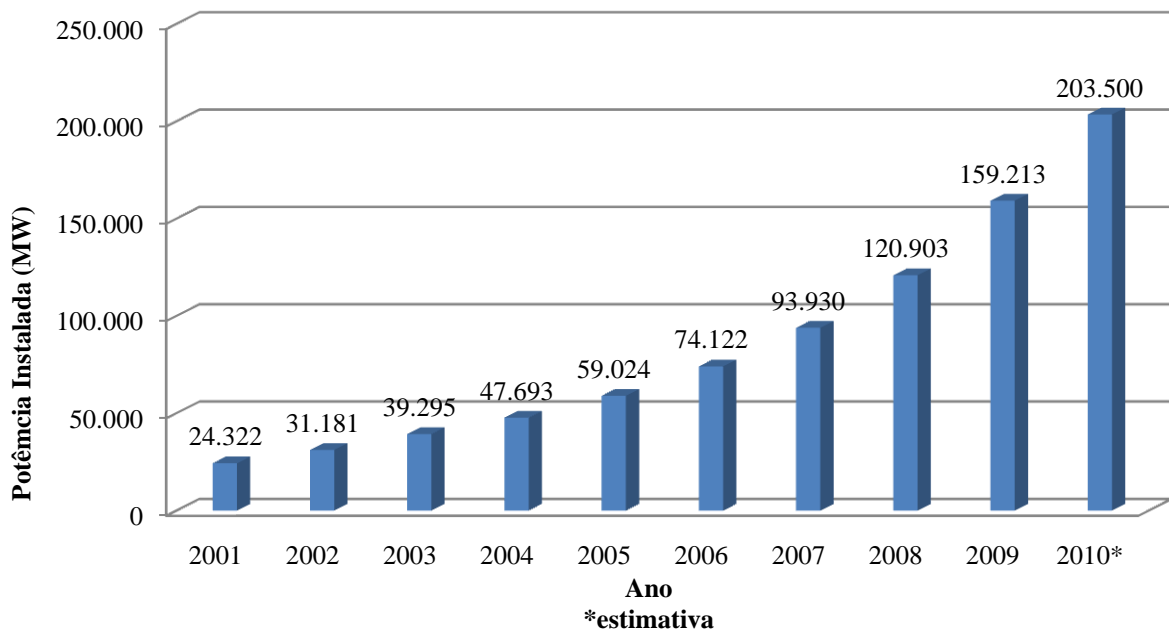


Figura 1.1 – Capacidade mundial de energia eólica instalada no final de 2009 [2].

A figura 1.2 apresenta a taxa de crescimento da energia eólica no mundo de 2000 a 2009. Como exposto anteriormente, o que mais chama atenção em relação aos números referentes à energia eólica é a sua taxa de crescimento, a qual, além de ser a maior em comparação com as outras fontes de energia (31,7% para 2009), é crescente.

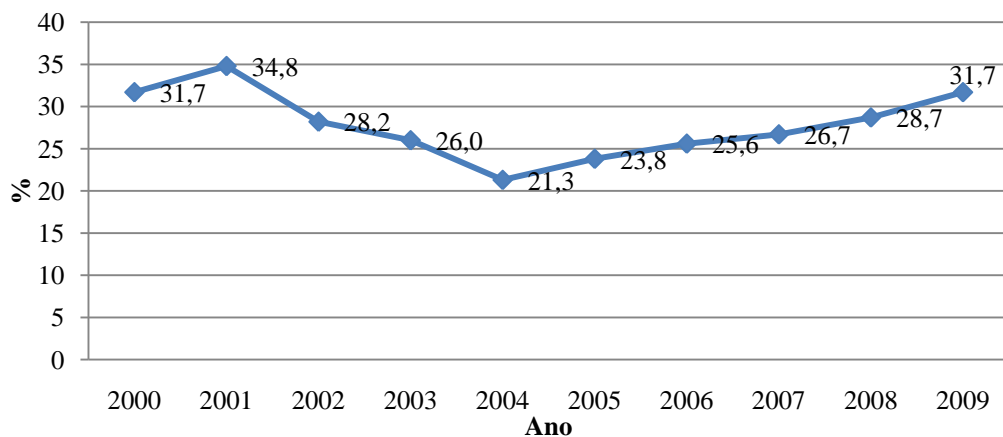


Figura 1.2 – Taxa de crescimento da energia eólica no mundo entre 2000 e 2009 [2].

A tabela 1.1 apresenta o ranking dos 30 países com maior potencial eólico instalado até o fim de 2009. Em relação à capacidade de geração por país, como pode ser observado, os Estados Unidos da América (EUA) se mantiveram em primeiro lugar, com 35.159 MW instalados, seguido da China e da Alemanha. Enquanto isso, o Brasil detém uma modesta vigésima primeira posição. Voltando-se à quantidade adicionada em 2009, a China desponta em relação aos outros países, tendo instalado 13.800 MW, o que a levou da quarta para a segunda posição no ranking.

Outro dado importante refere-se ao volume de negócios proporcionado pelo setor eólico, o qual chegou a 70 bilhões de dólares em 2009. Esta cifra resultou em 550 mil empregos gerados direta e indiretamente e, no ano de 2012, estima-se que o setor ofereça 1 milhão de empregos [2].

Capítulo I – Introdução

Tabela 1.1 – *Ranking dos 30 países com maior potencial eólico instalado no fim de 2009 [2].*

Posição em 2009	País/Região	Capacidade total no final de 2009 [MW]	Capacidade adicionada em 2009 [MW]	Taxa de crescimento em 2009 [%]	Posição em 2008	Capacidade total em 2008 [MW]
01	EUA	35.159,0	9.922,0	39,3	01	25.237,0
02	China	26.010,0	13.800,0	113,0	04	12.210,0
03	Alemanha	25.777,0	1.880,0	7,9	02	23.897,0
04	Espanha	19.149,0	2.460,0	14,7	03	16.689,0
05	Índia	10.925,0	1.338,0	14,0	05	9.587,0
06	Itália	4.850,0	1.114,0	29,8	06	3.736,0
07	França	4.521,0	1.117,0	32,8	07	3.404,0
08	Reino Unido	4.092,0	897,0	28,1	08	3.195,0
09	Portugal	3.535,0	673,0	23,5	10	2.862,0
10	Dinamarca	3.497,0	334,0	10,6	09	3.163,0
11	Canadá	3.319,0	950,0	40,1	11	2.369,0
12	Holanda	2.240,0	5,0	0,2	12	2.235,0
13	Japão	2.056,0	176,0	9,4	13	1.880,0
14	Austrália	1.877,0	383,0	25,6	14	1.494,0
15	Suécia	1.579,0	512,0	48	16	1.066,9
16	Irlanda	1.260,0	233,0	22,7	15	1.027,0
17	Grécia	1.109,0	119,0	12,0	18	989,7
18	Áustria	995,0	0,0	0,0	17	994,9
19	Turquia	796,5	463,1	138,9	25	333,4
20	Polónia	666,0	194,0	41,1	19	472,0
21	Brasil	600,0	261,5	77,3	24	338,5
22	Bélgica	555,0	171,0	44,6	22	383,6
23	Nova Zelândia	497,0	172,0	52,9	26	325,3
24	Taipé Chinês	436,0	78,0	21,8	23	358,2
25	Noruega	431,0	2,0	0,5	20	429,0
26	Egito	430,0	40,0	10,3	21	390,0
27	México	402,0	317,0	372,9	34	85,0
28	Coréia do Sul	364,4	86,4	31,1	27	278,0
29	Marrocos	253,0	129,0	104,0	32	124,0
30	Bulgária	214,2	56,7	36,0	28	157,5

Enquanto em muitos países apenas agora a energia eólica está se consolidando como uma opção energética, há países, principalmente na Europa, onde a mesma já é parte expressiva da matriz energética. Como exemplo desta afirmativa tem-se o caso da Dinamarca.

Este país possui 20% de sua matriz composta por geração eólica, seguido de Portugal com 15%, Espanha com 14% e Alemanha com 9% [2].

1.3 – Cenário nacional da energia eólica

No Brasil, a geração eólica ainda apresenta uma parcela discreta na matriz energética. De fato, enquanto o país tem 109.327 MW de capacidade de geração, apenas 794 MW são provenientes de aerogeradores, o que corresponde a 0,7% [3] do total. No entanto, esta realidade tende a mudar, pois o governo federal está implantando medidas em prol deste aproveitamento energético. Uma das principais ações desenvolvidas refere-se à criação do PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia. Este foi instituído pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 e ganhou força ainda maior após a revisão que originou a Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003[4]. O PROINFA garante a compra da energia pela Eletrobrás a um preço de R\$ 260,00 por MWh [5], valor este muito acima dos praticados hoje pela geração hidrelétrica, e ainda, financiamentos de até 80% do investimento total das usinas, recursos estes advindos do BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.

O PROINFA é uma medida pioneira e positiva para o incentivo e a promoção da inserção dos parques eólicos no Brasil. No entanto, com o final dos empreendimentos subsidiados pelo PROINFA, a estratégia atual utilizada ao nível governamental encontra-se polarizada no sentido da inclusão desta geração através da realização de leilões. O primeiro leilão ocorrido neste particular foi exclusivo para a energia eólica em dezembro de 2009, tendo sido considerado um marco de sucesso. Neste leilão foram contratados 71 projetos de geração, totalizando 1805 MW. Este montante de suprimento elétrico deverá estar

Capítulo I – Introdução

disponibilizado a partir de 2012 [6]. O estado do nordeste se despontou em relação aos demais, pois, dos 71 projetos, 63 serão alocados nesta região. Os empreendimentos totalizam 23 instalações no estado do Rio Grande do Norte (657 MW), 21 no Ceará (542 MW), 18 na Bahia (390 MW) e, por fim, 1 no Sergipe (30 MW) [7].

Através do mencionado leilão, a energia eólica deixou de ser considerada cara, pois o preço médio da energia saiu por R\$ 148,39 o MWh, valor este cerca de R\$10,00, em média, abaixo daquele verificado no último leilão (exclusivo) para usinas a biomassa [8].

Como a maioria dos investimentos em energia eólica está sendo feito no Nordeste, os principais fabricantes de aerogeradores e seus acessórios estejam se instalando naquela região, fato este que determina que fabricantes como a Wobben e a Impsa já estão funcionando, enquanto que outras, como Alston, Suzlon e Vestas, já definiram por construções fabris nesta parte do Brasil. Uma outra, a Tecsis, encontra-se, no momento, estudando a possibilidade de implantar uma unidade na região [7]. Para se ter uma idéia, até 2006, a Wobben era o único fabricante de equipamentos eólicos em todo o país, a qual tinha sua instalação concentrada na cidade de Sorocaba, estado de São Paulo. A partir de 2002 a mesma abriu uma segunda unidade em Pecém, no Ceará [7] e [9].

O principal motivo dos empreendimentos eólicos estarem se concentrando no Nordeste é a indicativa de que metade de todo potencial nacional está localizado naquela região. Esta informação foi obtida do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Este é advindo de estudos solicitados em 2001 pelo Ministério de Minas e Energia. Não obstante a relevância destes primeiros indicativos, vale destacar que tal documento pode ser considerado defasado, pois este foi realizado através de medições de velocidade do vento em alturas relativas a 50 m. Como as novas tecnologias de aerogeradores utilizam torres mais elevadas, os valores dos aproveitamentos, assim como a situação geográfica destes podem ser substancialmente

Capítulo I – Introdução

alterados. Com este intuito o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) está fazendo novas medições em 150 m, com perspectivas de chegarem até 200 m. Segundo o CEPEL, na nova versão do atlas, estima-se que o potencial passe de 143,5 GW (valor atual) para valores de 250 a 300 GW. Vale ressaltar que este potencial considera apenas as usinas eólicas *onshore* (na terra), pois os potenciais atrelados com as centrais *offshore* (no mar) não estão, no momento, sendo avaliadas. Esta atualização do atlas não aumentará somente numericamente o potencial eólico, mas também apontará novos pontos geográficos como focos de atenção para os investidores. Este é o caso dos aproveitamentos previstos para o interior de São Paulo, Minas Gerais e Bahia [10].

1.4 – Cerne da presente dissertação

Como constatado, a geração de energia proveniente dos ventos é uma opção muito atrativa sob diversos pontos de vista e, diante desta realidade, desponta com elevada perspectiva de crescimento nos cenários mundial e nacional. Visto que estas centrais de geração são, em sua maioria, conectadas ao sistema interligado nacional, como acontece também no panorama mundial, estudos referentes aos aspectos técnicos advindos deste acoplamento são de suma importância. À luz deste contexto surge a presente dissertação, a qual tem por objetivo central estudar o desempenho dos Sistemas de Conversão de Energia Eólica (WECS) com ênfase nos impactos desta geração junto ao Ponto de Acoplamento Comum (PAC). Salienta-se que estes fenômenos serão analisados em consonância com os indicadores de Qualidade da Energia Elétrica contidos nas normas nacionais em vigência (PRODIST - ANEEL e PROREDE - ONS), os quais serão oportunamente discutidos em maiores detalhes.

Capítulo I – Introdução

Os trabalhos a serem realizados, de cunho computacional, visam, sobretudo, a modelagem e implementação de uma unidade eólica, em que pese as suas diversas unidades mecânicas e elétricas, no simulador ATP (*Alternative Transient Program*). Esta plataforma, pelos seus conhecidos atributos, tem sido o software de maior difusão e aceitação pelo setor elétrico nacional e mundial.

Dentre as possíveis alternativas construtivas e comercialmente empregadas, a topologia aqui adotada consiste na geração da energia via uma conversão eletro-mecânica baseada num gerador síncrono a imã permanente. Este, por sua vez, é conectado ao PAC através de um conversor de frequência, fato este que se constitui numa das grandes preocupações no que tange aos fenômenos vinculados com a qualidade da energia elétrica. Tal configuração encontra-se em consonância com uma das filosofias ou tecnologias ditas de velocidade variável.

A escolha de tal configuração para o gerador eólico encontra-se fundamentada no fato desta tecnologia ser uma das mais promissoras mundialmente e com grandes perspectivas a nível nacional.

Quanto a literatura relativa à topologia selecionada para os estudos, reconhece-se a existência de vários trabalhos focando estudos, modelagem e investigações conduzidas para complexos similares ao focado. A título de ilustração, destacam-se, no âmbito nacional, as referências: [11], [12], [13] e [14]. Todavia, vale observar que nenhuma delas utiliza geradores a imã permanente e softwares considerados livres.

1.5 – Contribuições oferecidas pela dissertação

Tendo contextualizado o tema e estabelecidas as diretrizes que nortearam a concepção e o desenvolvimento da presente pesquisa, vale ressaltar que esta dissertação apresenta as seguintes contribuições:

- Desenvolvimento de um modelo matemático representativo do gerador síncrono a imã permanente, utilizando para tal, técnicas de representação baseadas no domínio do tempo;
- Definir, com base na literatura existente sobre o tema, uma estrutura de controle do conversor de frequência de tal modo a compatibilizar a energia primária com aquela injetada no PAC e implementá-la no software selecionado para os desenvolvimentos;
- Implementar o modelo matemático de todos os componentes do presente sistema eólico no software ATP (*Alternative Transient Program*). As unidades principais consideradas nos modelos selecionados e/ou desenvolvidos são: vento, turbina eólica, gerador síncrono a imã permanente, conversor de frequência e rede elétrica;
- Por fim, uma vez obtido o produto final, qual seja, o software de análise que permite avaliar os impactos de parques eólicos nas redes de CA existentes, são realizados estudos qualitativos e quantitativos visando o estabelecimento de uma base para a ratificação do desempenho do complexo em pauta.

1.6 – Estrutura da dissertação

Com o intuito de atender as metas supracitadas, esta dissertação apresenta-se estruturada, além deste capítulo introdutório, com as seguintes unidades:

CAPÍTULO II - Aspectos gerais sobre a geração eólica

Este capítulo tem por objetivo contextualizar o leitor sobre as diversas particularidades da geração eólica. Para tal, são elaboradas sínteses referentes aos vários pontos focais vinculados com a constituição dos aproveitamentos em questão, a saber: características típicas dos ventos, potências disponibilizadas, tipos de turbinas e suas características aerodinâmicas, controles, estratégias de conexão da geração eólica e topologias comerciais utilizadas.

CAPÍTULO III - Modelagem matemática e computacional dos componentes de sistemas eólicos

O presente capítulo disserta sobre os modelos físicos e matemáticos representativos das distintas partes que formam o complexo, além de abordar questões relacionadas com a implementação computacional destas unidades no ATP.

CAPÍTULO IV - Estudos computacionais de desempenho do modelo implementado

O referido capítulo tem por meta estabelecer considerações gerais sobre os documentos que norteiam as diretrizes para avaliação dos indicadores de desempenho da qualidade da energia elétrica junto ao PAC. Na sequência, sua essência é direcionada para a

Capítulo I – Introdução

realização de investigações computacionais com o sistema de conversão de energia eólica implementado sob distintas situações para a fonte primária de energia e seus respectivos indicadores de qualidade junto ao ponto de conexão com a rede CA existente.

CAPÍTULO V - Conclusões

O último capítulo sintetiza as principais contribuições do trabalho e apresenta as conclusões finais associadas com a dissertação como um todo. Ao seu término, são apresentadas algumas sugestões para trabalhos futuros.

CAPÍTULO II

Aspectos gerais sobre a geração eólica

2.1 – Considerações iniciais

Muito embora a meta deste trabalho seja direcionada aos estudos da correlação entre parques eólicos e a rede de conexão, com destaque às questões dos indicadores da qualidade da energia elétrica, este capítulo se propõe a sintetizar aspectos básicos e genéricos sobre a tecnologia da geração eólica, visando, sobretudo, atualizar o tema sob foco.

Objetivando associar a operação da geração eólica com a questão da qualidade da energia elétrica, deve-se, de antemão, reconhecer que um aerogerador converte energia cinética proveniente dos ventos em energia elétrica, fato este que determina que a potência mecânica disponibilizada nos eixos do complexo se apresente de forma extremamente aleatória e dinâmica. Em decorrência desta propriedade intrínseca aos ventos, isto poderá resultar em indicadores de desempenho das redes elétricas fora dos padrões previstos pela legislação.

Diante desta constatação, torna-se imperativo tecer alguns comentários e apresentar uma síntese dos principais conceitos associados com o funcionamento destas instalações. Isto

Capítulo II – Aspectos gerais sobre a geração eólica

motivou o presente capítulo, o qual se encontra estruturado com vistas a discutir os seguintes pontos fundamentais:

- Características típicas dos ventos;
- Potências disponibilizadas;
- Tipos de turbinas e suas características aerodinâmicas;
- Controles;
- Estratégias de conexão da geração eólica;
- Topologias comerciais utilizadas.

2.2 – O vento

O vento é gerado pelo aquecimento não uniforme da superfície terrestre. Este fenômeno inconstante 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 [11]. O ar quente e de alta pressão existente no equador tende a aumentar a sua altitude e fluir na direção dos hemisférios, enquanto o ar frio e de baixa pressão, existente nos hemisférios, tem a tendência de baixar de altitude e ir em direção ao equador, formando assim um ciclo. Variações na posição da Terra em relação ao sol durante o ano (efeitos sazonais) também influenciam na formação dos ventos.

Há também outras formas de geração dos ventos, muito importantes para a geração eólica [15], as quais são denominadas secundárias e terciárias. Como exemplo, pode-se citar a brisa marítima e a terrestre, que são formadas pela diferença do aquecimento da terra em relação ao mar. A primeira acontece durante o dia e o fluxo do ar vai do mar para o continente, enquanto a noite tem-se a brisa terrestre, a qual contém um fluxo contrário.

Capítulo II – Aspectos gerais sobre a geração eólica

Por estes motivos conclui-se que a velocidade do vento não é constante, o mesmo acontece com a sua direção. Esta característica é um problema quando relacionado à utilização do mesmo com o fim de geração de energia elétrica.

A tabela 2.1 fornece uma classificação dos ventos por faixas de velocidade, em consonância com a clássica escala proposta por Beaufort [11].

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

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

2.2.1 – Principais aspectos influenciáveis em sistemas eólicos

Como dito anteriormente, o vento tem velocidade e direcionamento variáveis no tempo. As peculiaridades da incidência dos ventos nas turbinas eólicas devem ser detalhadamente estudadas quando se deseja instalar sistemas eólicos. Uma das mais importantes características das turbinas eólicas é que as mesmas funcionam como um filtro passa-baixa para as variações de velocidade do vento, ou seja, nem toda turbulência advinda do vento é repassada para o seu eixo, fenômeno este que é causado pela sua grande inércia.

Capítulo II – Aspectos gerais sobre a geração eólica

Os principais aspectos do vento que geram turbulências e influenciam um sistema de geração eólica são [11]:

- **Obstáculos:** estes diminuem a velocidade do vento e causam turbulências em suas proximidades. São considerados obstáculos: árvores, formações rochosas, construções em geral, entre outros. A instalação de turbinas eólicas no mar (*offshore*) é uma opção atrativa quando se analisa o fato da ausência de obstáculos, diminuindo consideravelmente as turbulências e assim permitindo que as torres sejam mais baixas;
- **Efeito esteira:** quando o vento passa por uma turbina eólica, a sua velocidade diminui, pois uma parcela da sua energia foi extraída. Com este efeito, cria-se uma área turbulenta atrás da turbina. Por este motivo, em parques eólicos, os aerogeradores costumam ter um espaçamento, entre um e outro, de cerca de 5 a 9 vezes o diâmetro da turbina, se os mesmos estiverem na direção do fluxo do ar, e cerca de 3 a 5 vezes se estiverem na direção perpendicular;
- **Sombreamento da torre:** toda vez que a pá de uma turbina eólica passa pela sua própria torre de sustentação, o vento incidente na mesma é diminuído, causando uma perda no torque, que pode chegar até a 20%, conforme ilustrado na figura 2.1. Em uma turbina de 3 pás, a cada rotação haverá 3 alterações no torque resultante. Turbinas “*downwind*”, nas quais o vento incide primeiro na torre e depois nas pás sofrem mais com o sombreamento. Este fenômeno causa uma flutuação da potência mecânica depositada no eixo do gerador, o qual por sua vez, pode levar a fenômenos como: flutuação de tensão e de potência. Os aerogeradores a velocidade constante costumam injetar todas essas variações na rede elétrica, enquanto os que utilizam topologias a velocidade variável, por via de controles,

suavizam ou até eliminam estes problemas. É de grande valia ressaltar que, para um parque eólico formado por vários aerogeradores, este fenômeno não é tão pronunciado, pois as incidências das pás sobre as torres de cada unidade não acontecem ao mesmo tempo.

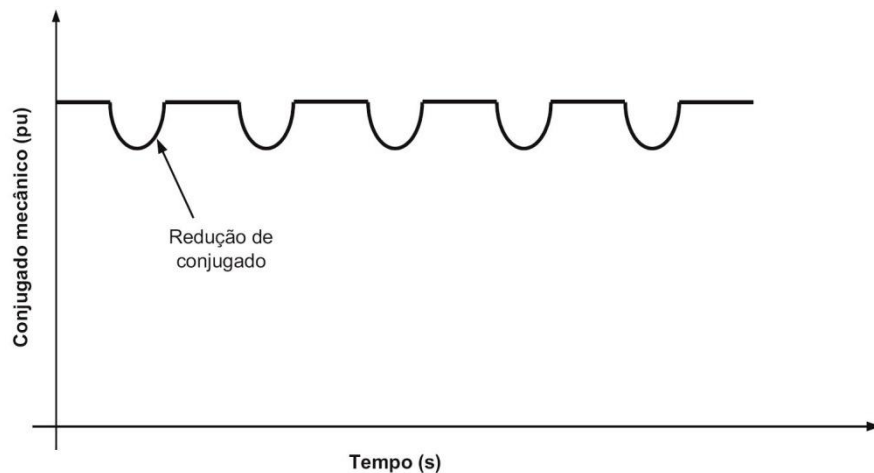


Figura 2.1 – Conjugado mecânico afetado pelo sombreamento da torre [11].

2.2.2 – A energia extraída do vento

O vento possui energia na forma cinética [J/m^3], a qual é apresentada na expressão (2.1) em relação à sua velocidade v_{vento} (m/s) [16], [17] e [18].

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

Onde ρ é a massa específica do ar, assumindo o valor de $1,225 \text{ kg}/\text{m}^3$ na temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e a pressão de 1 atm .

Capítulo II – Aspectos gerais sobre a geração eólica

Uma vez determinada a energia transmitida, esta pode ser traduzida na forma da potência do vento P_{vento} , dada em Watts pela expressão (2.2) [11], [17], [18] e [19]. O coeficiente A representa a área varrida pelas pás das turbinas.

$$P_{vento} = \frac{1}{2} \rho A v_{vento}^3 \quad (2.2)$$

Vale ressaltar que nem toda a potência disponível no vento pode ser extraída e utilizada, fato este explicado pelo físico alemão Albert Betz na década de 1920. Segundo seus experimentos, a potência máxima (teórica) alcançada por uma turbina eólica é cerca de 59,3% da potência total disponível. No entanto, o rendimento das melhores turbinas atuais não ultrapassa a casa dos 45% [19]. Esta impossibilidade da extração de toda ou quase toda a potência dos ventos é de fácil explicação. Toda vez que certa massa de ar passa por uma turbina, a mesma continua a ter uma velocidade, menor do que a de entrada, mas não nula, fato este que determina que nem toda a potência foi extraída. Por este motivo, surge a equação do coeficiente de potência C_p , expressa em (2.3), a qual relaciona a potência do vento e a potência mecânica disponibilizada no eixo da turbina P_{mec} [11] e [19].

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

Com a combinação das equações (2.2) e (2.3) se obtém a equação (2.4) [11], [16] e [18].

$$P_{mec} = \frac{1}{2} C_p \rho A v_{vento}^3 \quad (2.4)$$

Capítulo II – Aspectos gerais sobre a geração eólica

O coeficiente de potência pode também ser expresso pelas equações (2.5) e (2.6) [11] e [19]. Esta expressão evidencia que tal grandeza depende de duas variáveis. A primeira é adimensional (denominada por coeficiente λ) e relaciona a velocidade da ponta da pá da turbina com a velocidade do vento. A outra corresponde ao ângulo de passo das pás da turbina (β), o qual está atrelado com a rotação das pás em torno do seu eixo longitudinal. Este aspecto será melhor compreendido na seção 2.3. Por fim, os coeficientes c_1 a c_9 dependem das características aerodinâmicas da turbina.

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \beta^{c_5} - c_6 \right) e^{-\frac{c_7}{\lambda_i}} \quad (2.5)$$

Sendo:

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + c_8 \beta} - \frac{c_9}{\beta^3 + 1}} \quad (2.6)$$

Para se ter o coeficiente de potência máximo, além do ângulo de passo da pá, deve-se atingir o valor ótimo para o coeficiente adimensional λ . A expressão deste coeficiente é dada em (2.7) [11].

$$\lambda_{\text{ótimo}} = \frac{\omega_{\text{ótimo}} R}{v_{\text{vento}}} \quad (2.7)$$

Onde R é o raio da turbina em metros e ω é a sua velocidade angular (rad/s).

Substituindo a equação (2.7) em (2.4) têm-se a equação de potência máxima aplicada no rotor do aerogerador, a qual é dada pela equação (2.8) [11].

Capítulo II – Aspectos gerais sobre a geração eólica

$$P_{mec}^{ótima} = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \frac{C_p^{ótimo}}{\lambda_{ótimo}^3} \omega_{ótimo}^3 \quad (2.8)$$

Os sistemas eólicos que trabalham com velocidade da turbina fixa normalmente otimizam o coeficiente de potência para a velocidade nominal de operação da turbina. Nos sistemas que trabalham com velocidade da turbina variável, há a possibilidade de ajustar o seu coeficiente de potência ótimo para cada velocidade do vento, permitindo assim uma maior extração da sua potência. Estes ganhos são mais acentuados em velocidades baixas, podendo propiciar taxas de até 28% [18].

A figura 2.2, na sequência, relaciona o coeficiente de potência C_p com a razão de velocidade da pá λ e o seu ângulo de passo β . Conclui-se, pelo gráfico, que em relação ao ângulo de passo da pá, o valor máximo se dá quando o mesmo é de 0° .

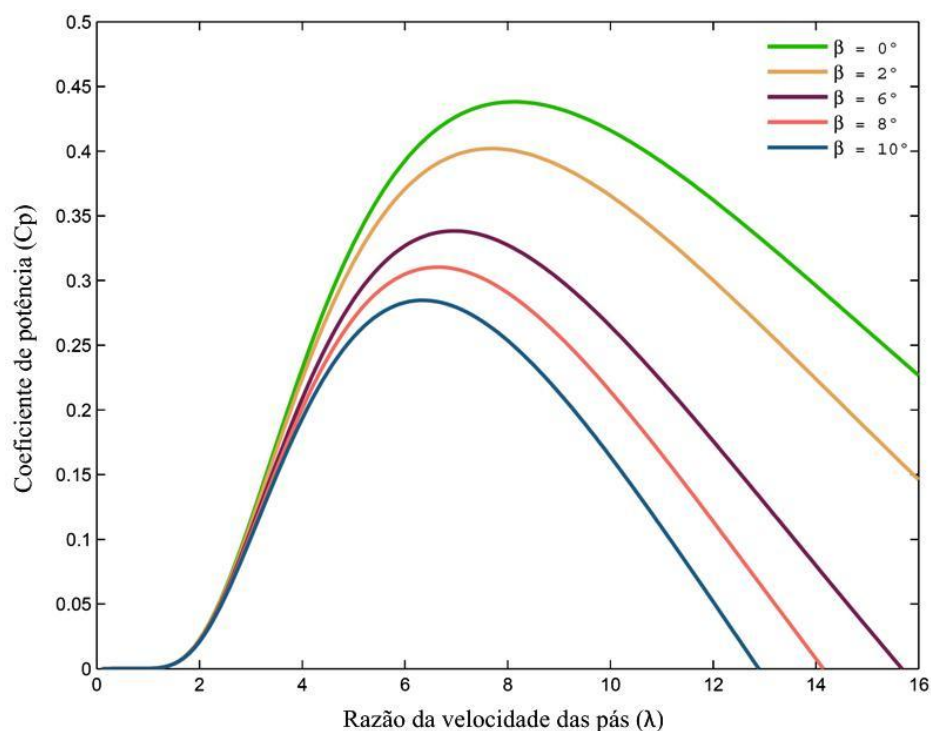


Figura 2.2 – Gráfico do coeficiente de potência em relação à razão de velocidade da pá e o seu ângulo de passo [14].

Capítulo II – Aspectos gerais sobre a geração eólica

Na figura 2.3 é apresentada a potência de saída de uma turbina eólica em função da velocidade do vento, indicando a sua característica operacional. Analisando esta figura e a tabela 2.1, percebe-se que a turbina gera energia elétrica quando a velocidade do vento está entre 3 m/s (brisa) e 25 m/s (início de tempestade). A velocidade na qual o aerogerador começa a gerar energia é denominada por *cut-in wind speed* e, para valores inferiores a este, não é vantajoso operar o complexo visto que a potência absorvida do vento é proporcional ao cubo da sua velocidade. A partir de 25 m/s (*cut-out wind speed*) o aerogerador interrompe sua operação devido aos grandes esforços mecânicos aplicados à turbina, que poderiam causar danos à sua estrutura [11].

Ainda em relação à figura 2.3, é possível constatar que, quanto maior a velocidade do vento, maior será a potência gerada pela turbina eólica. Todavia, quando a velocidade atingir um valor de aproximadamente 13 m/s, mesmo com o aumento da velocidade, a potência de saída se mantém constante. O motivo das turbinas eólicas se comportarem desta forma é que ventos acima de 13 m/s raramente ocorrem e, diante deste fato, não há qualquer vantagem adicional sobre o quesito custo-benefício. De fato, não há maiores ganhos em se construir um gerador que possa gerar esta potência para apenas algumas horas durante o decorrer do ano.

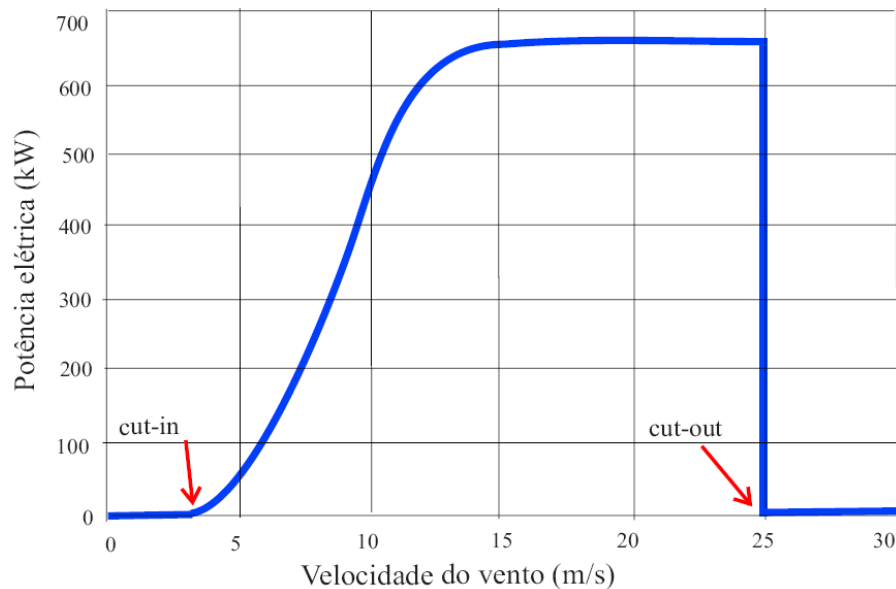


Figura 2.3 – Curva típica de potência elétrica em função do vento de uma turbina eólica de 660 kW com controle Pitch [11].

2.3 – Características básicas das turbinas eólicas

Esta seção contempla as principais características das turbinas eólicas e visa sintetizar informações clássicas da área.

2.3.1 – Classificações das turbinas

Há várias formas de se classificar turbinas eólicas. Uma delas se apoia no posicionamento do seu eixo, outra na disposição das pás em relação à incidência do vento e, por fim, outra que contempla o número de pás.

a) Posição do eixo

As turbinas de eixo horizontal, indicadas na figura 2.4 (a), se apresentam como a tecnologia dominante, pois possuem um melhor rendimento, não necessitam de motor adicional para a partida, sua construção é mais simples e estável quando comparadas com as

de eixo vertical. Em contrapartida, as turbinas de eixo vertical mostram vantagens devido à ausência de controle para o seu posicionamento e ajuste do ângulo das pás e a não necessidade de suspensão do gerador elétrico, pois sua base é disposta no chão [11]. A figura 2.4 (b) ilustra este último arranjo.

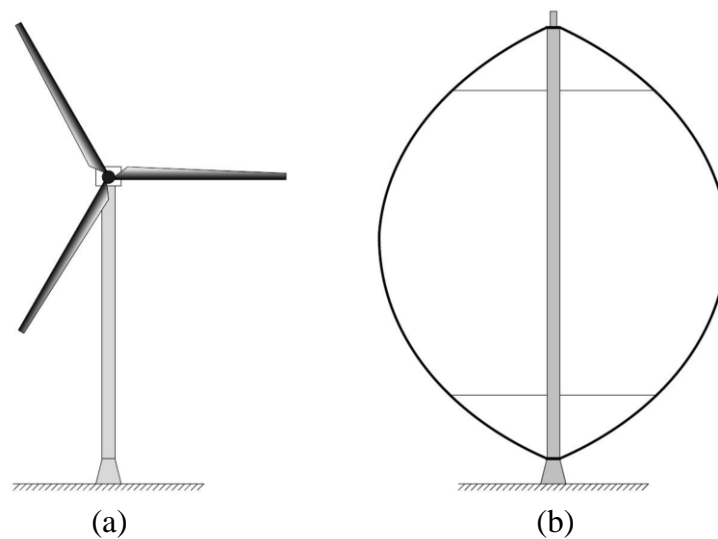


Figura 2.4 – (a) Turbina de eixo horizontal; (b) Turbina de eixo vertical [19].

b) Disposição das pás em relação à incidência do vento

As turbinas para as quais o fluxo do ar atinge a torre e, posteriormente, as pás tem sido denominadas por *downwind*, como indica a figura 2.5 (a). Por outro lado, para aquelas em que os fluxos incidem diretamente nas pás, utiliza-se a denominação *upwind*, como mostrado na figura 2.5 (b). As primeiras, muito embora tenham a vantagem de possibilitar o auto-direcionamento em relação ao vento, sem maiores implicações de controle, têm sido abolidas, devido ao fato de suas torres causarem grandes perturbações no vento [11].

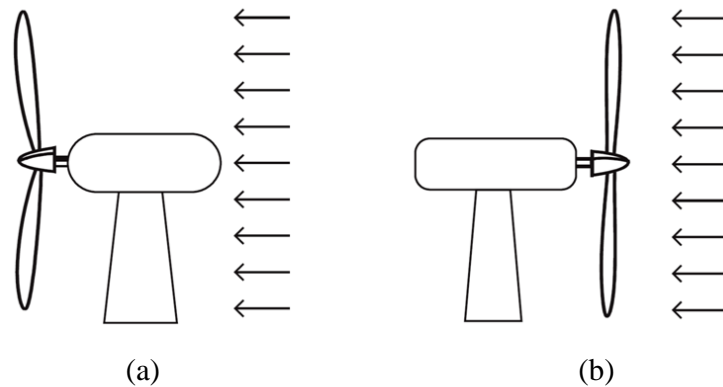


Figura 2.5 – (a) Turbina de downwind; (b) Turbina de upwind [11].

c) Número de pás

Outra forma para caracterização dos complexos eólicos fundamenta-se no número de pás das turbinas eólicas. Unidades com duas ou três pás são normalmente utilizadas para a geração de energia elétrica. Turbinas com muitas pás, em torno de vinte, por exemplo, costumam ser usadas para o bombeamento de água, pois, mesmo possuindo um rendimento menor quando comparadas com as de poucas pás, possuem conjugados maiores e desempenhos satisfatório em baixas velocidades.

2.3.2 – Aerodinâmica das pás

A figura 2.6 permite observar os aspectos aerodinâmicos das pás das turbinas de eixo horizontal. Esta apresenta o vento incidente e, sequencialmente, um corte transversal de uma das pás. Quando o vento incide sob a pá, ocorrem duas forças, a de arrasto, que contém a mesma direção e sentido do vento incidente e, complementarmente, a de sustentação, perpendicular à primeira. Este tipo de turbina eólica utiliza a força de sustentação para a geração de energia elétrica, sendo por tal motivo comumente denominada por turbina de sustentação [11], [14], [16], [19].

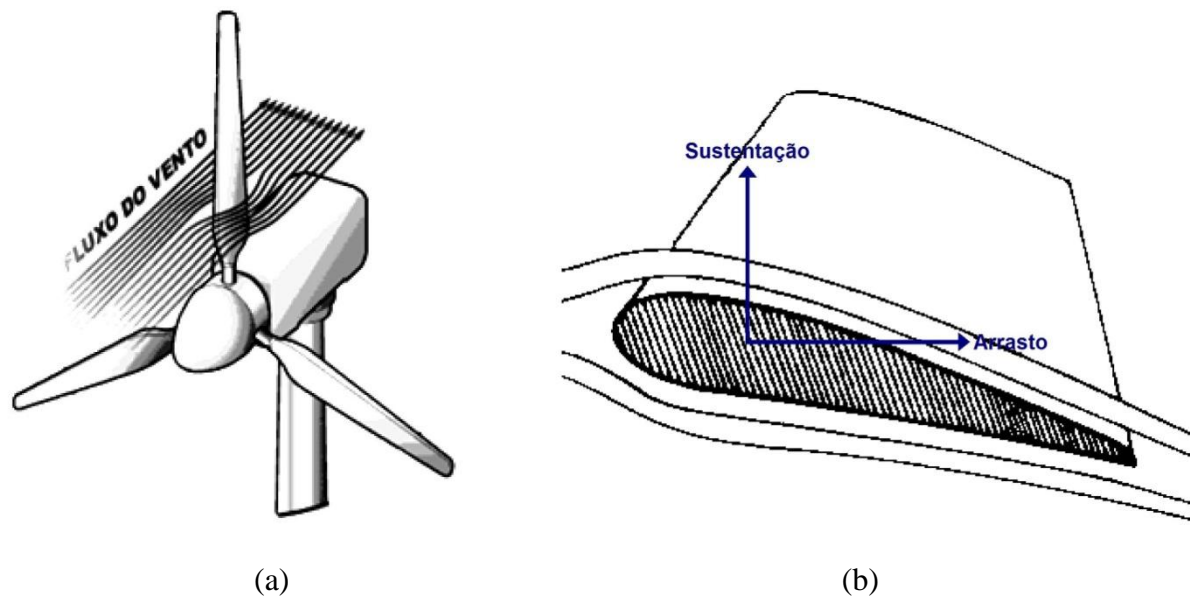


Figura 2.6 – (a) Vento incidindo em uma turbina eólica; (b) Conte transversal da pá.

O vento que atua em uma pá (vento relativo) é composto por duas componentes: a primeira é a própria velocidade do vento e a outra é produzida pelo movimento da pá, como pode ser visto na figura 2.7. A mesma ilustração também destaca o bordo de ataque e o bordo de fuga, os quais são, respectivamente, a parte frontal e posterior da pá. A linha que corta os dois bordos é denominada por corda. Por fim, a figura 2.7 mostra dois ângulos de suma importância no processo de captação da energia cinética do vento. O primeiro é denominado ângulo de ataque (α_{at}) e é dado pela abertura entre o vento relativo e a corda. O segundo é o ângulo de passo (β), o qual se forma entre o plano de rotação da pá e a corda [19].

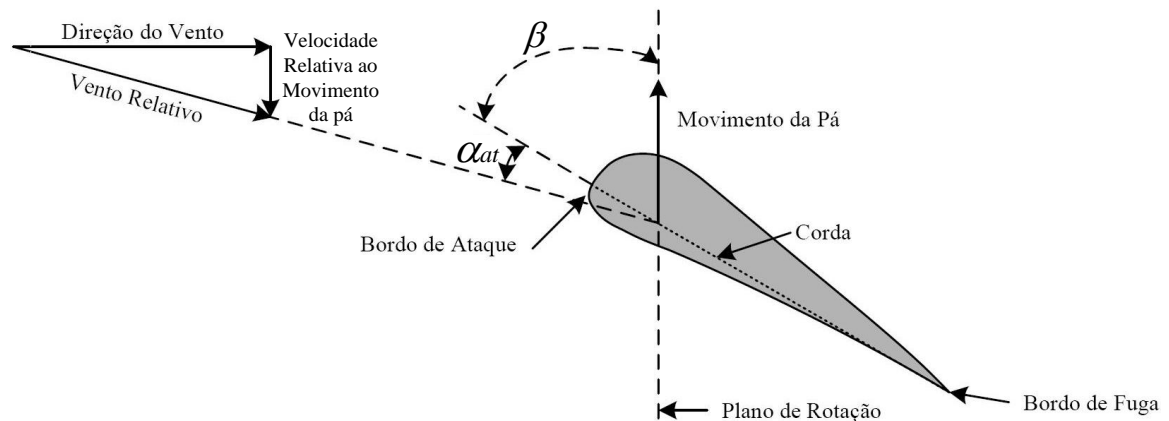


Figura 2.7 – Características de uma pá eólica e do vento incidente na mesma.

2.3.3 – Controle de potência

Devido a aleatoriedade dos ventos, as turbinas eólicas necessitam de dispositivos para o controle da potência disponibilizada para os eixos dos geradores. De fato, quando, por exemplo, a velocidade do vento se apresenta em níveis elevados, a ausência destes recursos iria resultar em esforços mecânicos que poderiam, por sua vez, causar problemas como estresses mecânicos e, por conseguinte, diminuição da vida útil dos seus componentes [11].

Diante desta realidade, os esquemas atuais primam pelo emprego de tecnologias de controle, dentre as quais, as mais difundidas são denominadas por: perda aerodinâmica (*Stall*) e modificação do ângulo de passo (*Pitch*). Há ainda situações práticas que utilizam o efeito combinado destas duas estratégias.

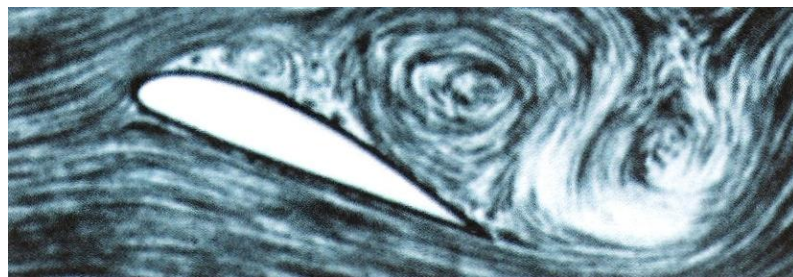
Na sequência é apresentada uma breve descrição de cada uma das formas de controle acima mencionadas.

a) Controle por perda aerodinâmica (*Stall*)

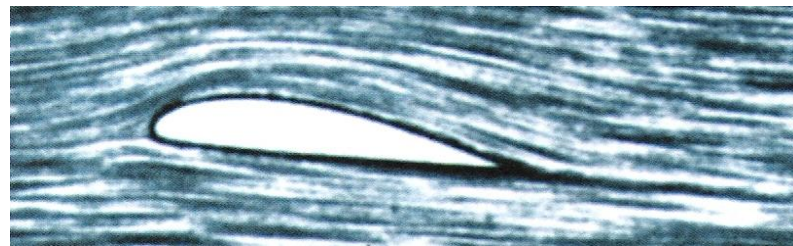
Este tipo de controle destina-se a manter as pás das turbinas fixas em relação ao seu eixo longitudinal reduzindo o rendimento quando o vento atinge velocidades superiores a

Capítulo II – Aspectos gerais sobre a geração eólica

nominal. Este efeito é conseguido através de um mecanismo em que o fluxo do vento em velocidades superiores às desejadas se afasta da superfície da pá, causando turbulências, o que consequentemente causa aumento na força de arrasto e decréscimo na de sustentação (figura 2.8 (a)). Em velocidades abaixo ou iguais à nominal, não há turbulências, fato este que otimiza a força de sustentação, como mostrado na figura 2.8 (b) [11], [15] e [16].



(a)



(b)

Figura 2.8 – Ilustração do efeito Stall: (a) Fluxo do ar com turbulência (perda aerodinâmica); (b) Fluxo do ar sem turbulência [15].

Devido a sua simplicidade e princípio operacional, este tipo de controle é comumente utilizado em sistemas eólicos dotados de topologia de velocidade fixa. O tipo de controle em pauta possui como desvantagem o fato de não permitir um máximo aproveitamento da energia proveniente do vento. Em contrapartida, a estratégia sob discussão apresenta vantagens como:

- Controle simples: não necessita de malhas de controle, pois o mesmo é passivo;
- Estrutura mecânica simples e robusta, pois as pás não possuem partes girantes;
- Baixo custo, fato devido aos dois fatores supra destacados.

b) Controle do ângulo de passo (*Pitch*)

Esta técnica controla a potência disponibilizada no eixo do gerador através da rotação das pás em torno de seus eixos longitudinal, conforme apresentado na figura 2.9. Com esta rotação se atinge um efetivo controle do ângulo de passo β , fato este que determina a necessidade de malhas de controle realimentadas [11]. [15] e [16].

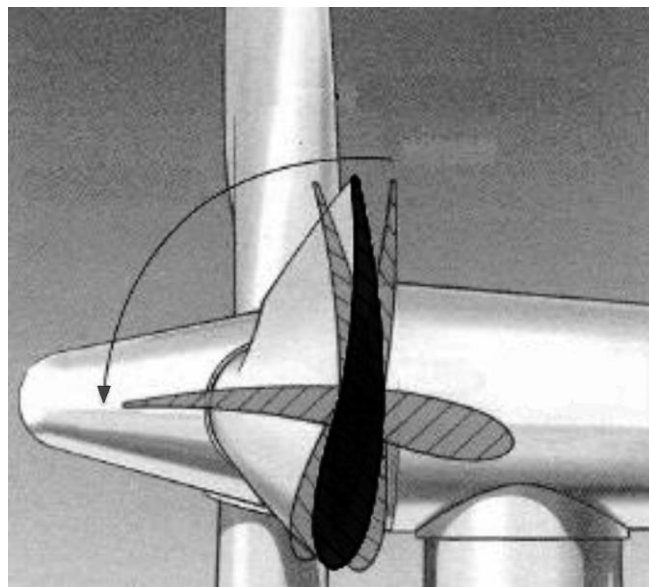


Figura 2.9 – Ilustração do controle de ângulo de passo (*Pitch*) [20].

Este sistema possui como desvantagens:

- Controle de maior complexidade, por ser ativo;
- Menor robustez, fato este justificado pela presença de partes rotativas nas pás;
- Maior custo se comparado com a topologia que utiliza o controle *Stall*.

Apesar de conter algumas desvantagens, os sistemas mais modernos que utilizam topologias de velocidade variável comumente optam por este tipo de controle, pois suas vantagens superam às do controle *Stall*. Dentre os pontos positivos para a estratégia sob análise ressaltam-se:

- Maior eficiência na extração da energia do vento, pois possibilita um melhor controle de potência para todas as faixas de velocidade do vento;
- Redução de esforços quando na existência ventos fortes, pois, nesta situação, as pás apresentam uma menor superfície de contato frontal com o fluxo do ar;
- Processo de partida controlado através da modificação do ângulo de passo;
- Menor custo do sistema de “travamento”, pois o ângulo de passo das pás, em condições de ventos extremos, pode ser ajustado para que estas fiquem na posição denominada bandeja, a qual permite que a menor quantidade de potência seja transferida para a turbina.

2.4 – Tipos de conexões dos sistemas eólicos

Basicamente, podem-se encontrar complexos eólicos que se classificam, em função de sua aplicação em: sistemas isolados, sistemas híbridos e sistemas interligados à rede elétrica. Estas possibilidades são consideradas em maiores detalhes na sequência.

2.4.1 – Sistemas isolados

Os sistemas eólicos ditos isolados destinam-se a alimentação de cargas sem qualquer conexão com redes elétricas circunvizinhas, caso estas existam. De forma a garantir a qualidade do suprimento, uma das alternativas consiste no emprego de alguma forma de armazenamento de energia de tal maneira que, quando da ausência do vento, a manutenção do suprimento elétrico possa ser garantida. Quando armazenado em baterias, o complexo possui a estrutura física indicada na figura 2.10.

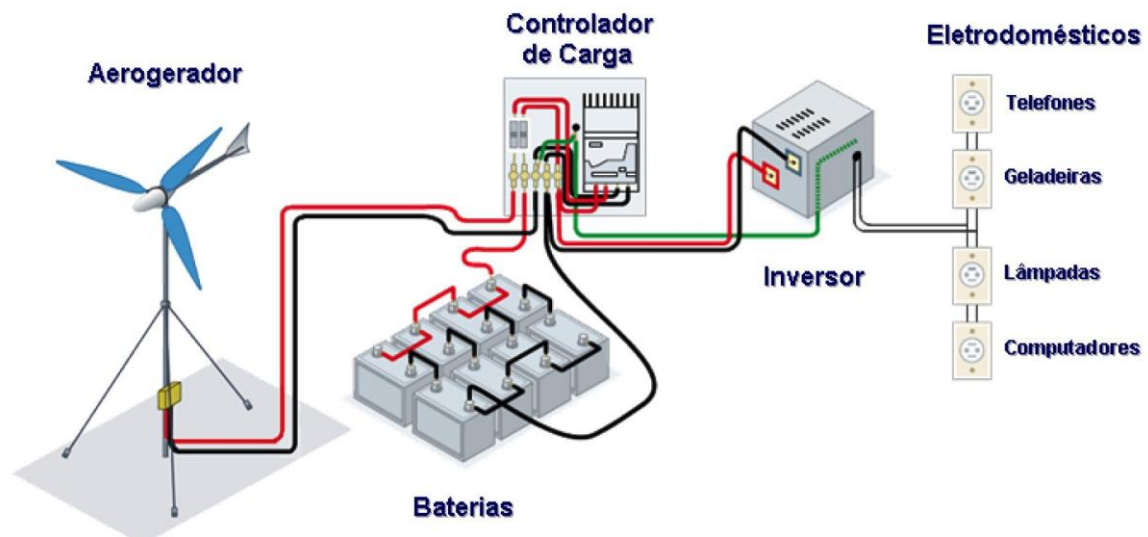


Figura 2.10 – Configuração típica de um sistema eólico isolado [21].

2.4.2 Sistemas híbridos

A designação sistemas eólicos híbridos destina-se a caracterizar os complexos que não são conectados a uma rede elétrica convencional nem operam isoladamente. Tais arranjos operam conjuntamente com outras fontes de geração de energia como: geradores a diesel, módulos fotovoltaicos, PCHs, entre outras. Devido ao fato que tais configurações envolvem distintas fontes de suprimento há necessidade de um controle específico visando a otimização dos recursos energéticos [11] e [21].

A figura 2.11 apresenta um exemplo de sistema híbrido (eólico e solar) existente em uma comunidade isolada da Ilha da Madeira, Portugal.



Figura 2.11 – Sistema híbrido (eólico e solar) existente em uma comunidade isolada da Ilha da Madeira, Portugal [22].

2.4.3 Sistemas interligados à rede

Os sistemas interligados à rede utilizam, frequentemente, um maior número de aerogeradores, fato este que resulta na clássica denominação: *parques ou fazendas eólicas*. Tais sistemas não exigem unidades de armazenamento de energia, pois toda a energia gerada é entregue à rede CA local [11] e [21]. Muitas vezes os parques eólicos são conectados em redes de distribuição, as quais podem se apresentar com características tais que recebem a denominação de “redes fracas”. Quando isto ocorre os problemas decorrentes da operação interligada consistem em assuntos a serem detalhadamente avaliadas numa fase anterior à da conexão da geração local com a rede existente. A figura 2.12 ilustra um parque eólico comercial.



Figura 2.12 – *Parque Eólico da Prainha – Ceará [21].*

Em muitos países, principalmente na Europa, está se esgotando os terrenos propícios à instalação de turbinas eólicas, por isso, os mesmo são direcionados a serem alocados no mar (*off-shore*). Um exemplo de parques eólicos *off-shore* é apresentado na figura 2.13.



Figura 2.13 – *Parque eólico instalado no mar do Reino Unido [23].*

2.5 – Topologias utilizadas na geração eólica

Há várias configurações utilizadas na geração de energia elétrica através dos ventos, todavia, de um modo global, todas as tecnologias existentes se enquadram em dois grandes grupos: geração eólica com velocidade fixa e com velocidade variável. A topologia de velocidade fixa é dotada de geradores de indução (assíncronos) enquanto a de velocidade variável utiliza tanto geradores assíncronos quanto geradores síncronos.

A maioria dos geradores eólicos encontrados na atualidade emprega a filosofia da velocidade fixa. Isto se deve a questões como: simplicidade, robustez e baixo custo de projeto [15]. No entanto, este cenário está migrando para a tecnologia da velocidade variável pois, com a evolução da eletrônica de potência, indispensável para os projetos com geradores síncronos, esta filosofia vem se tornando cada dia mais competitiva, podendo-se dizer que atualmente a maior parte das novas instalações a utiliza, graças a características muito atrativas como maior extração da potência do vento, propriedades mais vantajosas para conexão e operação com redes elétricas e ausência da caixa de velocidades em alguns casos [11].

2.5.1 – Gerador eólico de velocidade fixa

Como dito anteriormente, os parques eólicos constituídos por geradores à velocidade fixa apresentam reconhecidas vantagens em relação à outra alternativa. Dentre os pontos mais relevantes ressaltam-se:

- Tecnologia simples e com tradição bem sucedida;
- Ausência de conversores eletrônicos em regime normal de operação;

Capítulo II – Aspectos gerais sobre a geração eólica

- Operação com tensões e correntes senoidais, isto é, não apresentam problemas atrelados com a geração de harmônicos;
- Menor custo inicial;
- Regulação da velocidade do rotor simples, através do acoplamento direto com a rede elétrica.

Esta topologia é constituída por uma turbina eólica, uma caixa de transmissão de velocidade e um gerador de indução (gaiola de esquilo) acoplado rigidamente à rede elétrica. Há também um banco de capacitores que tem por finalidade a correção do fator de potência devido ao consumo de reativo do gerador e, para algumas aplicações, encontra-se ainda um *soft starter* que visa oferecer uma partida mais suave. Esta configuração é indicada na figura 2.14 [11], [14] e [15].

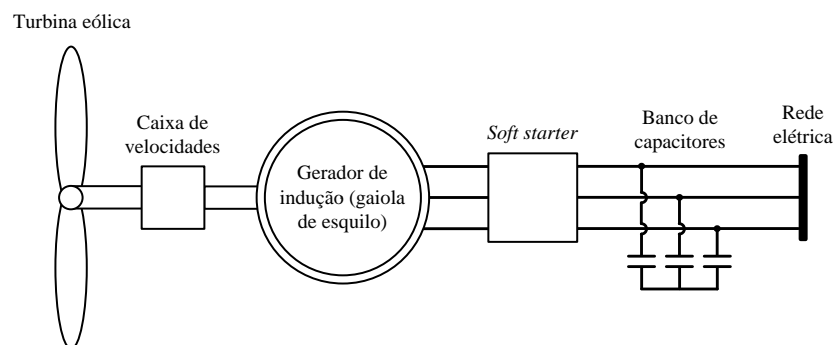


Figura 2.14 – Diagrama básico de um aerogerador à velocidade constante.

A grande simplicidade desta tecnologia se justifica pelo fato que o gerador encontra-se conectado diretamente à rede elétrica. O gerador gira a uma velocidade fixa, pouco acima de sua velocidade síncrona, e quando há variações na velocidade do vento, a mesma é passada para o eixo do gerador na forma de uma maior disponibilização de potência mecânica.

O fato do gerador manter sua velocidade fixa constitui-se numa reconhecida propriedade vantajosa, todavia, a tecnologia em pauta apresenta-se como uma filosofia obsoleta já que não é possível a extração da máxima potência do vento e também pelo fato de haver a transferência direta dos distúrbios ocorridos na turbina para a rede e vice-versa [11], [14] e [15].

Além das desvantagens acima mencionadas, outro fato merecedor de crítica está na necessidade da caixa de velocidades, a qual tem a finalidade de converter a velocidade do vento em uma velocidade próxima à síncrona da máquina. Este equipamento é um grande causador de falhas no sistema de conversão de energia eólica e necessita de uma constante manutenção, aumentando muito o custo final desta topologia [11] e [14].

2.5.2 – Geradores eólicos de velocidade variável

A utilização de aerogeradores que empregam topologias de velocidade variável vem se despontando, principalmente para as aplicações envolvendo maiores potências [15]. Dentre as propriedades atrativas para o emprego de tal tecnologia destacam-se:

- **Máxima extração da potência do vento:** o máximo rendimento aerodinâmico de uma turbina eólica é dependente da velocidade do vento e da velocidade da ponta da pá do rotor eólico, como apresentado na equação (2.5). Com a possibilidade de variação da velocidade da turbina torna-se factível levar o funcionamento da turbina ao seu rendimento máximo;
- **Controle da potência ativa e reativa injetada na rede elétrica:** com o uso de inversores de frequência, tanto a potência ativa quanto a reativa injetada na rede elétrica são suscetíveis de controle. O considerável aumento da participação de aerogeradores nas matrizes energéticas torna esta característica imprescindível,

possibilitando grandes melhorias no âmbito da qualidade da energia elétrica e dinâmica de sistemas;

- **Possibilidade da ausência da caixa de transmissão de velocidades:** em algumas configurações desse sistema, é possível a ausência deste componente, o qual, como já mencionado, é uma fonte constante de problemas para os sistemas eólicos;
- **Redução de ruídos emitidos quando da operação em velocidades baixas.**

No que tange as configurações utilizadas nos sistemas de velocidade variável estas podem se apresentar com as seguintes topologias construtivas:

a) Gerador de indução com escorregamento variável

Esta topologia é apresentada na figura 2.15 [11]. A mesma utiliza um gerador de indução com rotor bobinado, onde os terminais do rotor são conectados a uma resistência através de chaves tiristorizadas. A mudança da resistência rotórica possibilita a variação da velocidade do gerador por meio da variação do escorregamento. Esta variação de velocidade, usualmente, se apresenta em torno de 10%.

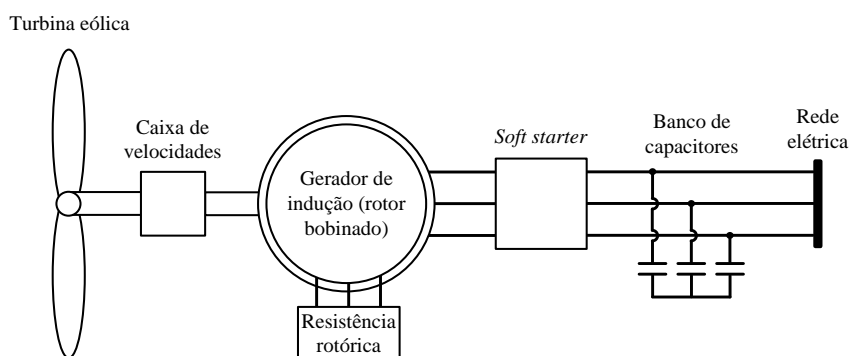


Figura 2.15 – Diagrama básico de um aerogerador de indução com escorregamento variável.

b) Gerador de indução com conversor de frequência

Este arranjo contém um gerador de indução acoplado à rede elétrica através de um conversor de frequência. Este aerogerador necessita de excitação reativa, a qual é feita através de capacitores. Esta configuração é indicada na figura 2.16 [15].

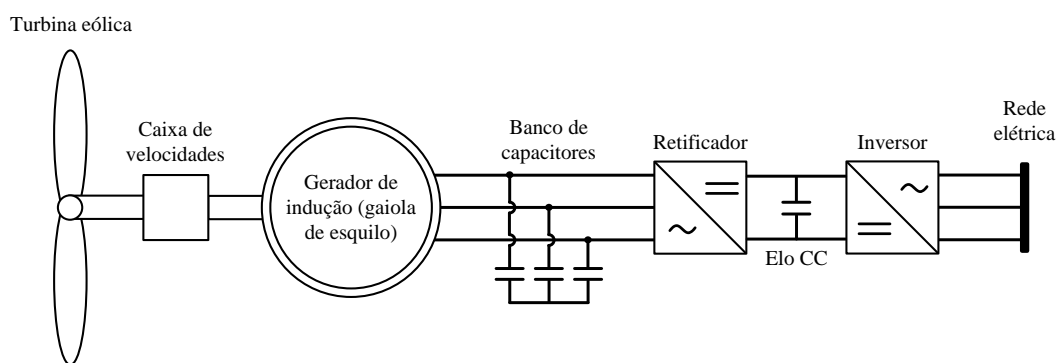


Figura 2.16 – Diagrama básico de um aerogerador de indução com conversor de frequência.

c) Gerador de indução de dupla alimentação

A topologia que utiliza um gerador de indução de dupla alimentação é comumente conhecida como DFIG “*Doubly-Fed Induction Generator*” e é constituída pelos componentes básicos indicados na figura 2.17. Este arranjo utiliza um gerador de indução com rotor bobinado, com o estator conectado diretamente à rede elétrica e o rotor interligado via um conversor de potência *back-to-back*. Este conversor pode trabalhar enviando potência da rede para a máquina de indução ou vice versa, dependendo da velocidade do rotor em relação à do estator [24]. A principal vantagem desta configuração é a potência do conversor, a qual fica em torno de 30% da nominal do gerador, diminuindo o seu custo [25].

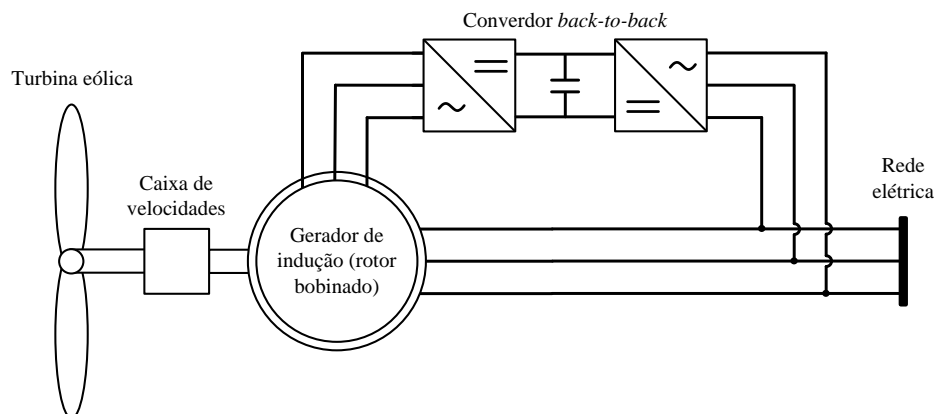


Figura 2.17 – Diagrama básico de um aerogerador de indução de dupla alimentação (DFIG).

d) Gerador síncrono

A presente topologia é composta por um gerador síncrono conectado a rede elétrica por meio de um conversor de frequência. O gerador pode ser de rotor bobinado figura 2.18 (a) ou de rotor a imã permanente figura 2.18 (b).

Graças à possibilidade de construção do estator em anel e com muitos pólos (gerador multipólos), esta máquina pode trabalhar com baixas velocidades, compatíveis com as da turbina eólica. Isto viabiliza a conexão da turbina diretamente ao gerador fato este que se constitui numa crescente tendência para os arranjos de aerogeradores de grande potência. Esta característica é muito vantajosa, pois elimina a utilização da caixa de velocidades.

O conversor de frequência costuma ser composto por um retificador a diodos, um barramento CC e um inversor VSI (*Voltage Sourced Imposed*). Para algumas aplicações pode-se encontrar um inversor do tipo *back-to-back* [11]. O elo CC normalmente contém apenas um capacitor em paralelo, como apresentado na figura 2.18. Alternativamente, em [14] o elo CC é dividido em três partes, a primeira contém um capacitor em paralelo com os terminais do retificador. Em seguida há um conversor CC/CC *boost* elevador de tensão o qual proporciona uma estabilização da tensão e, por último, têm-se outro capacitor. Com esta configuração, pode-se dizer que há dois elos CC, o primeiro com uma tensão variável, e o

segundo, o qual aplica a tensão ao inversor, sempre estará com um valor constante na tensão, independente da velocidade do vento.

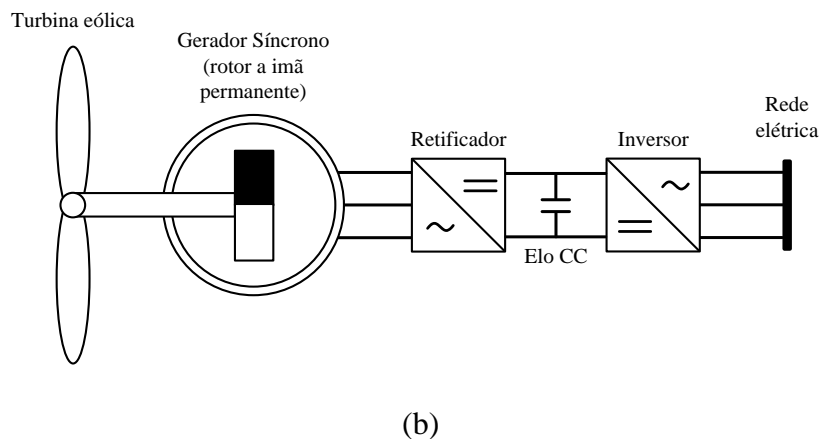
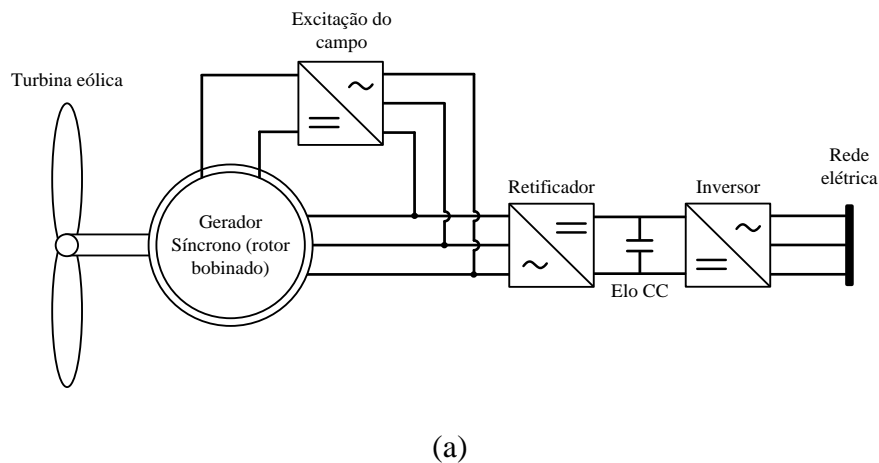


Figura 2.18 – Diagrama básico de um aerogerador síncrono: (a) rotor bobinado; (b) rotor a imã permanente.

2.6 – Considerações finais

Este capítulo contemplou aspectos básicos, porém relevantes à compreensão do tema central focado nesta dissertação, o qual, como destacado nas seções subsequentes, tem por cerne a avaliação do desempenho operacional de unidades de geração eólica dentro do contexto da qualidade da energia elétrica, nos termos previstos pela legislação aplicável.

Capítulo II – Aspectos gerais sobre a geração eólica

Desta forma, muito embora se reconheça que os conceitos apresentados sejam clássicos na área, julgou-se necessário introduzi-los, de forma simplificada, para maior clareza dos fenômenos tratados e advindos das propriedades operacionais e das constituições físicas das unidades de geração de energia elétrica em pauta.

Com este objetivo em mente, foram tecidos, num primeiro momento, comentários sobre a fonte primária de energia, o vento, o qual, face as suas peculiaridades, se mostrou como uma fonte de energia com propriedades aleatórias. Somado a isto, foram também apresentadas as bases para a modelagem matemática da potência disponibilizada em função de um conjunto de grandezas de definição da energia final obtida.

Visando contextualizar as opções comercialmente utilizadas para a extração da energia, os trabalhos focaram, na sequência, as turbinas eólicas e respectivos sistemas de controle. Nesta etapa foi então apontada a configuração que se apresenta mais difundida, qual seja, os arranjos que utilizam geradores de eixo horizontal, *upwind* e com três pás, além do reconhecimento que as topologias mais modernas adotam como estratégia de controle a variação do ângulo de passo.

No que tange a forma operacional elétrica, foi então informado que os geradores eólicos que se destinam ao atendimento de consumidores isolados podem funcionar em unidades por si só ou, muitas vezes, em conjunto com outras fontes. Outra possibilidade se apoia na interconexão da geração eólica com redes elétricas comerciais nas vizinhanças do complexo. Para ambas as situações, as questões dos indicadores de qualidade da energia elétrica se apresentam como objeto da regulamentação por parte dos agentes competentes.

Por fim, é apresentada uma síntese dos tipos de tecnologias utilizadas na geração eólica da atualidade. Apesar do reconhecimento de que a maioria dos aerogeradores até então instalados no mundo utilizam a topologia de velocidade fixa, este cenário tende a mudar

Capítulo II – Aspectos gerais sobre a geração eólica

diante das ressaltadas vantagens oferecidas pelos sistemas eólicos de velocidade variável, conforme mostrado.

CAPÍTULO III

Modelagem matemática e computacional dos componentes de sistemas eólicos

3.1 – Considerações iniciais

Uma vez apresentados os fundamentos e conceitos gerais associados com a geração eólica, procede-se, nesta seção, a apresentação dos modelos físicos e matemáticos representativos das distintas partes que formam o complexo, assim como também são contempladas questões relacionadas com a implementação computacional destas unidades.

Considerando-se que a modelagem em pauta tem por objetivo a realização de estudos de desempenho no domínio do tempo, vale ressaltar que a estratégia para a simulação deverá primar por equivalentes desenvolvidos através de uma técnica que permita estudos de transitórios eletromagnéticos, dinâmicos e outros relacionados com regime permanente e, por conseguinte, que conduza aos indicadores de desempenho e impactos sobre a Qualidade da Energia Elétrica.

Em consonância com tais propósitos, as simulações computacionais encontram-se alicerçadas no programa ATP (*Alternative Transient Program*). Esta ferramenta é ratificada há muito tempo e sua licença é gratuita, fato este que motiva as mais distintas entidades como

Capítulo III – Modelagem matemática e computacional dos componentes de sistemas eólicos

universidades, concessionárias de energia, centros de pesquisa, etc. a empregarem-na como mecanismo de estudos.

O ATP foi desenvolvido na década de 60 por Herman W. Dommel. A princípio, possuía a denominação EMTP (*Electromagnetic Transients Program*). Esta primeira versão era destinada a sistemas computacionais de grande porte e, com o decorrer do tempo e o advento de máquinas menores, os pesquisadores que dominavam o tema foram migrando para uma versão que recebeu o nome de ATP. Esta plataforma constituiu-se na base de todos os desenvolvimentos subsequentes e tornou-se, na atualidade, o software com total difusão entre os seus usuários.

Objetivando maior interação e facilitação para o usuário, avanços posteriores conduziram a recursos adicionais através, por exemplo, dos complementos designados por DRAW e MODELS. A plataforma DRAW contém uma vasta biblioteca com componentes já modelados, como elementos RLC, chaves, fontes, etc., enquanto a MODELS possibilita que o usuário modele outros componentes e, se necessário, os interligue com os já existentes na DRAW. Esta é a estratégia empregada para fins da presente dissertação.

Dentro deste foco, o presente capítulo encontra-se constituído das seguintes partes básicas:

- Descrição e modelagem das unidades principais que constituem uma geração eólica;
- Implementação computacional das partes supracitadas.

3.2 – Sistema eólico sob foco

A figura 3.1 identifica os componentes integrantes de um sistema eólico. A mesma evidencia as unidades que constituem o complexo em pauta, a saber: vento, turbina eólica, gerador síncrono de ímã permanente, retificador, elo CC, inversor de frequência, transformador, a concessionária representativa de um sistema de transmissão ou distribuição ao qual o parque eólico é conectado e, por fim, uma carga elétrica local modelada por uma impedância constante.

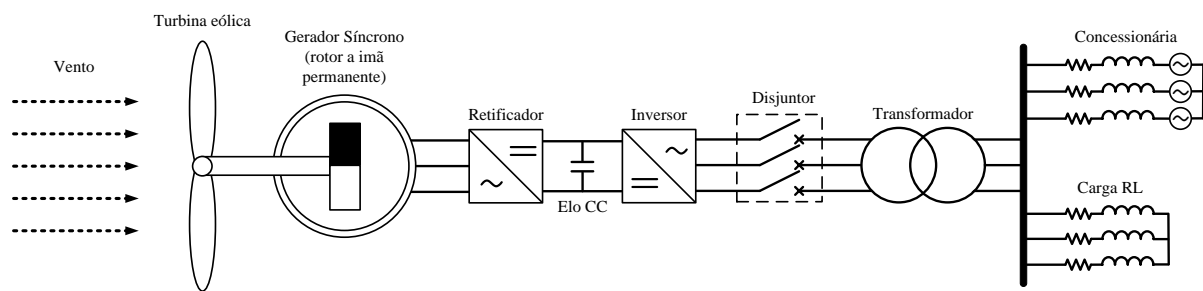


Figura 3.1 – Partes constituintes de um sistema eólico conectado à rede elétrica.

É válido ressaltar, que o sistema eólico modelado é passível de conexão outras estruturas existentes do ATP, como por exemplo, linhas de transmissão.

3.3 – Vento

A fonte primária de energia em WECS é o vento. Assim sendo, na sequência, é mostrado um modelo matemático que o representa. Esta modelagem incorpora possíveis turbulências verificadas em escoamentos reais, inclusive os seus aspectos aleatórios, de maneira a representar adequadamente o comportamento do fluido. A variabilidade do vento implica numa potência mecânica disponibilizada e, por conseguinte, uma potência elétrica que

acompanha as características da fonte primária de energia, respeitadas as questões impostas pelo processo da conversão eletro-mecânica.

A representação do sinal da velocidade do vento é feita utilizando-se a formulação descrita em [26]. Este sinal é composto pela soma de quatro componentes: a velocidade média do vento (componente principal), rajada, rampa de velocidade e ruído, conforme a equação (3.1).

$$v_{vento} = v_{média} + v_{rajada} + v_{rampa} + v_{ruído} \quad (3.1)$$

Sendo:

$v_{média}$ – velocidade do vento média (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 por uma constante, enquanto, a responsável pela rajada é representada pelas equações (3.2) e (3.3).

$$v_{rajada} = \begin{cases} 0 & t < T_{i_rajada} \\ V_{cos} & T_{i_rajada} < t < T_{f_rajada} \\ 0 & t > T_{f_rajada} \end{cases} \quad (3.2)$$

Sendo:

$$V_{cos} = \left(\frac{R_{MAX}}{2} \right) \left\{ 1 - \cos \left[2\pi \left(\frac{t - T_{i_rajada}}{T_{f_rajada} - T_{i_rajada}} \right) \right] \right\} \quad (3.3)$$

Onde:

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

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

T_{f_rajada} – tempo final da rajada [s].

A componente da velocidade do vento denominada por rampa pode ser determinada pelas equações (3.4) e (3.5).

$$v_{rampa} = \begin{cases} 0 & t < T_{i_rampa} \\ V_{ramp} & T_{i_rampa} < t < T_{f_rampa} \\ 0 & t > T_{f_rampa} \end{cases} \quad (3.4)$$

Sendo:

$$V_{ramp} = RAM_{MAX} \left[1 - \left(\frac{t - T_{f_rampa}}{T_{i_rampa} - T_{f_rampa}} \right) \right] \quad (3.5)$$

Onde:

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

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

T_{f_rampa} – tempo final da rampa [s].

A última componente da velocidade, denominada de ruído, é a parte randômica desse sinal e é definida pelas equações (3.6) e (3.7):

$$v_{ruído} = 2 \sum_{i=1}^N [S_V(\omega_i) \Delta\omega]^{\frac{1}{2}} \cos(\omega_i t + \phi_i) \quad (3.6)$$

Sendo:

$$\omega_i = \left(i - \frac{1}{2}\right) \Delta\omega \quad (3.7)$$

Onde:

ϕ_i – variável randômica com densidade de probabilidade uniforme no intervalo 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 (3.8):

$$S_V(\omega_i) = \frac{2K_N F^2 |\omega_i|}{\pi^2 \left[1 + \left(\frac{F \omega_i}{\mu \pi}\right)^2\right]^{\frac{4}{3}}} \quad (3.8)$$

Sendo:

K_N – coeficiente de arrasto da superfície;

F – escala de turbulência;

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

As equações do vento acima descritas caracterizam a estratégia aqui utilizada para o estabelecimento do modelo computacional que congrega a fonte primária de energia e a turbina eólica propriamente dita. Por este motivo, a representação computacional será apresentada posteriormente, na seção 3.4.2.

3.4 – Turbina eólica

Como já esclarecido, a turbina eólica é composta pelo rotor e pás. Esta unidade desempenha um papel essencial nos sistemas eólicos, pois tem o intuito de extrair a potência do vento e transmiti-la ao eixo do gerador elétrico. Diante deste contexto, a estrutura redacional empregada na sequência encontra-se subdividida em duas partes. Uma primeira vinculada com as equações representativas da turbina isoladamente, e uma segunda, agrupando a turbina com as características intrínsecas do vento produzindo, assim, a modelagem computacional do conjunto.

3.4.1 – Modelagem matemática

A determinação da potência disponível na turbina eólica é apresentada na equação (3.9), a qual foi amplamente discutida no capítulo precedente. Como mencionado, a mesma depende do cubo da velocidade do vento e do coeficiente C_p . Este último, por sua vez, depende do ângulo de passo das pás da turbina β e do coeficiente λ .

$$P_{mec} = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho A v_{vento}^3 \quad (3.9)$$

Tendo em vista que a potência transmitida no eixo do rotor é dada pelo produto do conjugado pela velocidade mecânica, a expressão (3.9) pode ser reescrita conforme mostra a equação (3.10), onde ω é a velocidade angular da turbina.

$$T_{mec} = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho A \frac{v_{vento}^3}{\omega} \quad (3.10)$$

Vale ressaltar que os estudos aqui conduzidos incluem uma turbina dotada de controle *Pitch*, o qual tem por finalidade delimitar a potência mecânica transferida para o eixo do gerador. Assim sendo, fica garantida, no máximo, a potência nominal fornecida ao gerador, fato este que mantém os limites operacionais do complexo para o caso da manifestação de ventos com velocidades muito altas [11] e [27].

3.4.2 – Modelo computacional

A implementação do processo para obtenção do conjugado mecânico no eixo do gerador é feita na seguinte sequência:

- Determina-se a velocidade do vento;
- Esta grandeza é então empregada para o cálculo da potência mecânica disponibilizada no eixo;
- Correlacionando a velocidade mecânica do eixo com a potência supra mencionada pode-se, então, através da equação (3.10), encontrar o valor do conjugado instantâneo.

O procedimento acima descrito originou o bloco representativo das ações anteriores como indicado na figura 3.2, a qual evidencia a presença de três terminais. Um atrelado com a

velocidade do vento, outro com a velocidade mecânica e um terceiro terminal vinculado com o conjugado mecânico. A partir do sinal correspondente à velocidade do vento deriva-se uma informação exigida pela lógica do controle do inversor, como será oportunamente detalhado.

Para esta modelagem foi utilizada a plataforma MODELS, onde sua imagem representativa se encontra na figura a seguir e seu código fonte no Apêndice I.

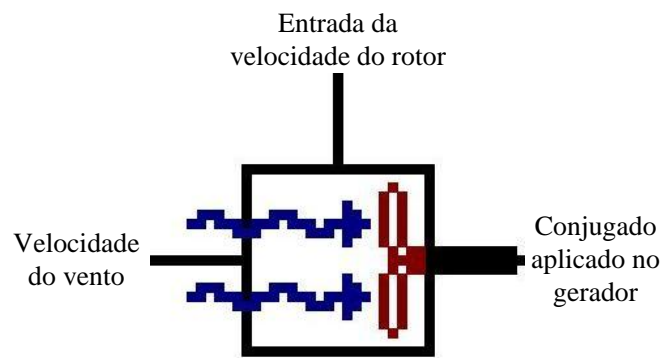


Figura 3.2 – Ícone representativo do vento e rotor eólico na simulação.

As informações requeridas pela modelagem do complexo “vento/turbina” são descritas na tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Dados de entrada do modelo computacional do vento e turbina eólica.

Nome no dado	Descrição	Unidade
V_base	Componente de velocidade constante do vento	m/s
t0_rj	Tempo inicial da rajada	s
tf_rj	Tempo final da rajada	s
ap_rj	Amplitude máxima da rajada	m/s
t0_ram	Tempo inicial da rampa	s
tf_ram	Tempo final da rampa	s
ap_ram	Amplitude máxima da rampa	m/s
M_ruid	Multiplicador da amplitude do ruído	adimensional
R_turb	Raio da turbina eólica	m

3.5 – Gerador Síncrono a imã permanente

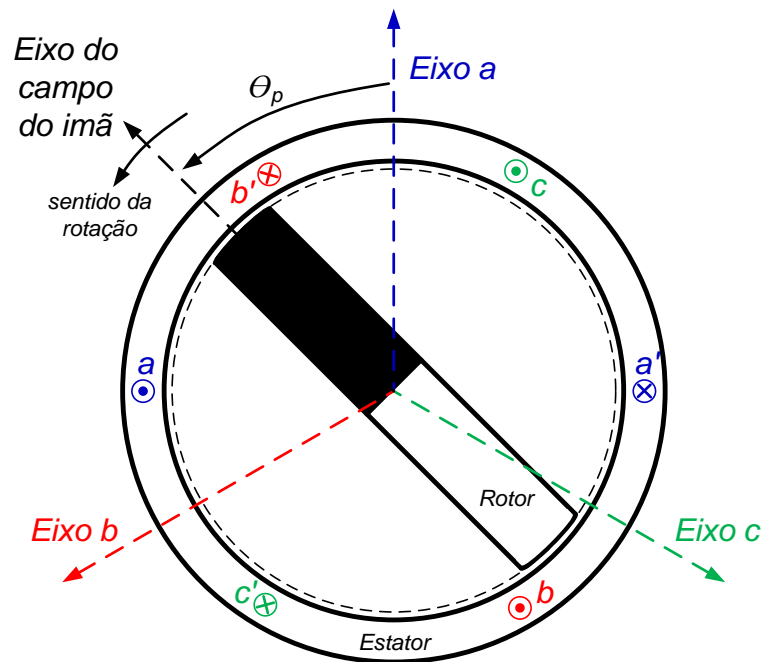
O gerador elétrico tem por função transformar a energia mecânica rotacional fornecida pelo rotor eólico em energia elétrica. Dentro deste contexto, vale ressaltar que geradores eólicos possuem algumas particularidades em relação aos convencionais, graças à dinâmica imposta pela fonte primária de energia.

Reconhecendo de antemão tais particularidades, procede-se, na sequência, a modelagem da máquina em pauta.

3.5.1 – Modelagem matemática

O gerador contemplado neste trabalho é do tipo síncrono multipólos, com o estator constituído por bobinas trifásicas e o rotor por imã permanente. Esta última característica determina, pois, que o fluxo magnético responsável pela produção das forças eletromotrizes apresenta-se com valor constante.

O gerador supracitado tem seu arranjo físico apresentado na figura 3.3. A máquina em pauta contém um número de pólos elevado, fato este imposto pelas baixas velocidades de rotação oriundas da conexão direta com o eixo da turbina eólica. Esta característica é bastante atrativa visto viabilizar a eliminação da caixa de velocidades, como já discutido.



aa' , bb' , cc' : enrolamentos de armadura (estator)

Figura 3.3 – Arranjo físico do gerador síncrono a imã permanente.

Para a representação do gerador tomou-se por base o modelo geral fundamentado nas expressões de fluxos concatenados da máquina síncrona convencional [11], [28] e [29]. A estratégia empregada utilizou as técnicas de modelagem no domínio do tempo, em que pese algumas adaptações para representar a geração do fluxo magnético do rotor através de um ímã permanente. Isto substitui as estruturas convencionais para as quais os campos magnéticos são produzidos por excitatrizes controladas. Assim procedendo, será obtida uma representação computacional para o gerador síncrono que permite avaliações de fenômenos de regime permanente, dinâmicos e transitórios.

As expressões que relacionam tensões, fluxos e correntes da máquina síncrona são:

$$[V] = -[R_e] \cdot [I] - \frac{d[\lambda_e]}{dt} \quad (3.11)$$

$$[\lambda_e] = \begin{bmatrix} \lambda_a \\ \lambda_b \\ \lambda_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{ab} & L_{ac} & k_{aF} \\ L_{ba} & L_{bb} & L_{bc} & k_{bF} \\ L_{ca} & L_{cb} & L_{cc} & k_{cF} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ F_{IP} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

Onde:

$[V]$, $[I]$ e $[\lambda_e]$ – matrizes coluna das tensões, correntes e fluxos concatenados das fases a , b e c do estator;

$[R_e]$ – matriz diagonal das resistências dos enrolamentos a , b e c do estator;

λ_a , λ_b e λ_c – fluxo concatenado das fases a , b e c ;

i_a , i_b e i_c – correntes das fases a , b e c ;

F_{IP} – fluxo magnético relativo ao imã permanente.

Os demais elementos exigidos na formulação são:

- Autoindutâncias do estator ($i = a, b$ ou c):

$$L_{ii} = L_s + L_m \cos[2(\theta_e + \alpha_{ii})] \quad (3.13)$$

- Indutâncias mútuas do estator (i ou $j = a, b$ ou c e $i \neq j$):

$$L_{ij} = -M_s - L_m \cos[2(\theta_e + \alpha_{ij})] \quad (3.14)$$

- Fator de acoplamento entre o campo e a armadura considerando a posição do rotor ($i = a, b$ ou c):

$$k_{iF} = F_{acop} \cos(\theta_e + \alpha_{iF}) \quad (3.15)$$

Sendo:

θ_e – ângulo elétrico entre o eixo da fase a do estator e o eixo do rotor;

L_s e M_s – parcelas constantes das autoindutâncias e indutâncias mútuas do estator;

L_m – parcela variável das autoindutâncias e indutâncias mútuas do estator;

F_{acop} – fator de acoplamento máximo entre o campo e a armadura;

Os valores dos ângulos α_{ij} , apresentados na tabela 3.2, são determinados de acordo com as posições relativas entre os enrolamentos do estator e rotor.

Tabela 3.2 – Valores dos ângulos α_{ij} .

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

Os valores de $[R_e]$, L_s , M_s e L_m são calculados a partir de dados de placa fornecidos pelo fabricante do gerador.

Para a resistência do estator, utiliza-se a equação (3.16).

$$R_e = R_{e_pu} \frac{V_n^2}{S_n} \quad (3.16)$$

Onde:

R_e – resistência de uma das fases em Ohm;

R_{e_pu} – resistência em pu fornecida pelo fabricante;

V_n – tensão nominal da máquina;

S_n – potência nominal da máquina.

A parcela constante das autoindutâncias L_s é dada por:

$$L_s = L_{s_pu} L_{est_b} \quad (3.17)$$

Sendo L_{s_pu} representado pela equação (3.18) e a indutância base do estator L_{est_b} pela (3.19).

$$L_{s_pu} = \frac{1}{3} (X_d + X_q - 2X_l) \quad (3.18)$$

$$L_{est_b} = \frac{V_n/S_n}{2 \pi f_n} \quad (3.19)$$

Onde:

X_d – reatância de eixo direto, em pu;

X_q – reatância de eixo em quadratura, em pu;

X_l – reatância de dispersão de uma fase do estator, em pu;

f_n – frequência nominal do gerador.

Por sua vez, a parcela constante das indutâncias mútuas do estator M_s é:

$$M_s = M_{s_pu} L_{est_b} \quad (3.20)$$

Sendo:

$$M_{s_pu} = \frac{1}{12 \pi f_n} (X_d + X_q - 2X_l) + \frac{1}{3} (X_d - X_q) \quad (3.21)$$

O valor da parcela variável das autoindutâncias e indutâncias mútuas do estator L_m é dado pela equação (3.22).

$$L_m = L_{m_pu} L_{est_b} \quad (3.22)$$

Onde:

$$L_{m_pu} = \frac{1}{3} (X_d - X_q) \quad (3.23)$$

O conjugado eletromagnético desenvolvido pelo gerador elétrico é obtido através da equação (3.24).

$$T_{elet} = \frac{n_p}{2} F_{IP} \sum_i i_i \frac{dL_{iF}}{d\theta_e} \quad (3.24)$$

Onde $i = a, b$ ou c e n_p é o número de pólos da máquina.

Finalizado a parte pertinente às equações elétricas do gerador, volta-se a formulação mecânica do mesmo, a qual é amplamente difundida e conhecida na literatura. Neste contexto, a expressão (3.25) relaciona o conjugado mecânico, o conjugado eletromagnético, a velocidade e o momento de inércia J .

$$T_{mec} - T_{elet} = J \frac{d\omega}{dt} \quad (3.25)$$

3.5.2 – Modelo computacional

O modelo computacional do gerador é dividido em duas partes, sendo uma responsável pelos cálculos das grandezas elétricas e outra pelas mecânicas.

O primeiro modelo, responsável pela equação mecânica, utiliza componentes já existentes na plataforma DRAW, como ilustrado na figura 3.4 (parte mecânica). Este recurso conduz a representação do conjugado mecânico e eletromagnético através de fontes de corrente, enquanto que a velocidade é extraída pela tensão aplicada a um capacitor, cuja capacitância corresponde ao valor da inércia do sistema.

O segundo ícone soluciona as equações elétricas através da plataforma MODELS. A figura 3.4 (parte elétrica) é indicativa do recurso assim obtido enquanto que o seu correspondente código fonte encontra-se no Apêndice II.

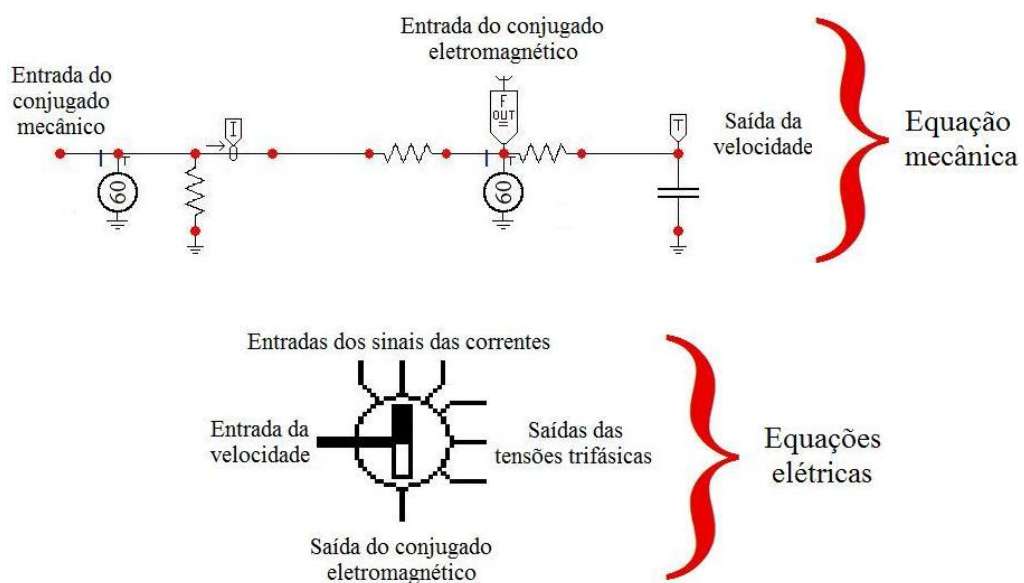


Figura 3.4 – *Imagens representativas do gerador síncrono a ímã permanente.*

Capítulo III – Modelagem matemática e computacional dos componentes de sistemas eólicos

Observa-se que o modelo elétrico contém quatro terminais de entrada e quatro de saída. Os primeiros encontram-se associados com a velocidade do rotor (um dos terminais), e outros três, destinados a receber as correntes injetadas pela máquina, as quais são necessárias para os cálculos dos fluxos e das tensões. No que tange aos terminais de saída, estes se encontram constituídos pelo conjugado eletromagnético (utilizado na equação mecânica) e as tensões que perfazem o arranjo trifásico.

Para a utilização dos modelos supra identificados há necessidade dos dados de entrada indicados na tabela 3.3.

Tabela 3.3 – *Dados de entrada constantes da parte responsável pelas equações elétricas do modelo computacional do gerador.*

Nome do dado	Descrição	Unidade
Snom	Potência trifásica nominal	kVA
Vnom	Tensão nominal	V
f_nom	Frequência nominal	Hz
p	Número de pólos do gerador	adimensional
F_IP	Fluxo do ímã permanente	Wb
F_acop	Fator de acoplamento entre o ímã permanente e o estator (valor entre 0 e 1)	adimensional
Xl	Reatância de dispersão de uma fase do estator	pu
Xd	Reatância de eixo direto	pu
Xq	Reatância de eixo em quadratura	pu
R_est	Resistência do estator	pu

3.6 – Retificador e elo CC

Para o retificador e o elo CC não serão apresentados modelos matemáticos representativos visto que todos os componentes que constituem estes equipamentos estão prontamente disponibilizados nas bibliotecas do ATP/DRAW. Utilizando destes recursos, elaborou-se o arranjo sintetizado na figura 3.5, a qual apresenta o modelo computacional a ser

empregado para a inserção da unidade retificadora não controlada e seu correspondente barramento CC.

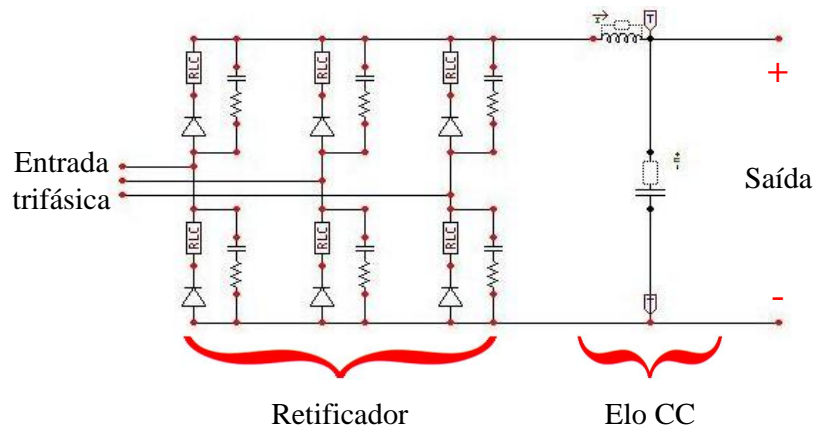


Figura 3.5 – Retificador trifásico e elo CC no ATP/DRAW.

3.7 – Inversor de frequência

O inversor de frequência constitui-se no dispositivo que, a partir de uma tensão contínua, produz um sistema trifásico de tensões que serão conectadas à rede local. Por ser uma unidade destinada à integração do parque eólico com a rede elétrica, o seu controle é configurado com vistas a se atingir uma interligação apropriada tanto no que tange a questão da transmissão de energia da fonte primária para a rede, como também a viabilização de meios para um controle nos termos requeridos pelas condições de operação em regime permanente, dinâmico e transitório. Naturalmente, questões atreladas com os indicadores de qualidade não podem ser ignoradas, em especial aquelas relacionadas com distorções harmônicas, flutuações de tensão e outros aspectos previstos pela legislação aplicável.

3.7.1 – Modelagem matemática

A unidade inversora é dividida em duas partes, sendo a primeira o diagrama de potência e a segunda o complexo dedicado ao controle da operação da geração eólica em pauta.

A figura 3.6 ilustra o diagrama de potência do inversor trifásico, com a numeração clássica de suas chaves. Através deste diagrama, é possível analisar que cada fase é definida pela operação de duas chaves, uma gerando o semiciclo positivo e outra o negativo. Assim procedendo tem-se as chaves 1 e 4 para a fase A, 3 e 6 para a fase B e 5 e 2 para a fase C.

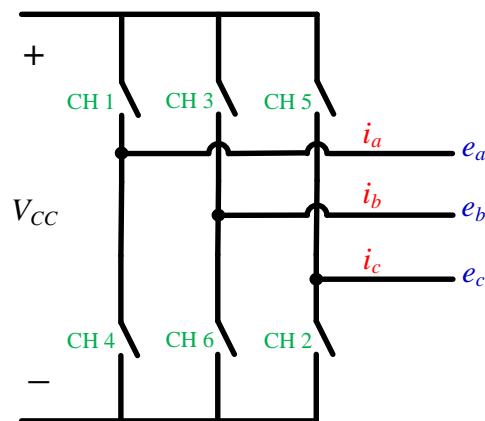


Figura 3.6 – Visualização física das chaves responsáveis pela obtenção da rede trifásica de tensões através de uma tensão CC.

O controle, por contemplar um detalhamento mais extenso, é ainda subdividido em duas partes principais, uma responsável pelo cálculo da tensão que determinará a potência a ser transmitida, e outra, associada com a sequência de disparo das chaves semicondutoras.

3.7.1.1 – Controle da potência injetada

Como definido pelos princípios operativos do complexo de geração sob análise, o inversor deverá acoplar o sistema eólico à rede de modo a injetar toda a potência disponibilizada pela turbina eólica, salvo as perdas do sistema de geração. Com este intuito, surge o primeiro bloco de controle, o qual, de forma geral, recebe informações da potência disponível na turbina e, a partir desta, calcula as tensões instantâneas a serem produzidas nos terminais de saída do inversor.

A técnica escolhida para o controle do fluxo de potência, tanto ativo quanto reativo, utiliza o clássico controle vetorial. O atrativo maior para tal decisão está no fato de que os vetores são de grande utilidade para a representação matemática de correntes e tensões em aplicações da eletrônica de potência. Assim procedendo, consegue-se uma simplificação do processo, visto que as equações envolvidas nos algoritmos de controle e representativas de grandezas trifásicas são transformadas em duas coordenadas. Isto é viabilizado por meio de uma matriz de transformação a qual fornece informações importantes, como: defasamento angular, módulo e potências.

As referências [30] e [31] elucidam a aplicação do controle vetorial como forma de definição da operação de um inversor de frequência. Fundamentada nestas referências, a figura 4.5 mostra as transformações associadas com o processo, onde podem ser observados os vetores correspondentes ao lado da rede (v), e com a saída do inversor (e^*), ambos inseridos no sistema ortogonal síncrono ($\alpha, \beta, 0$).

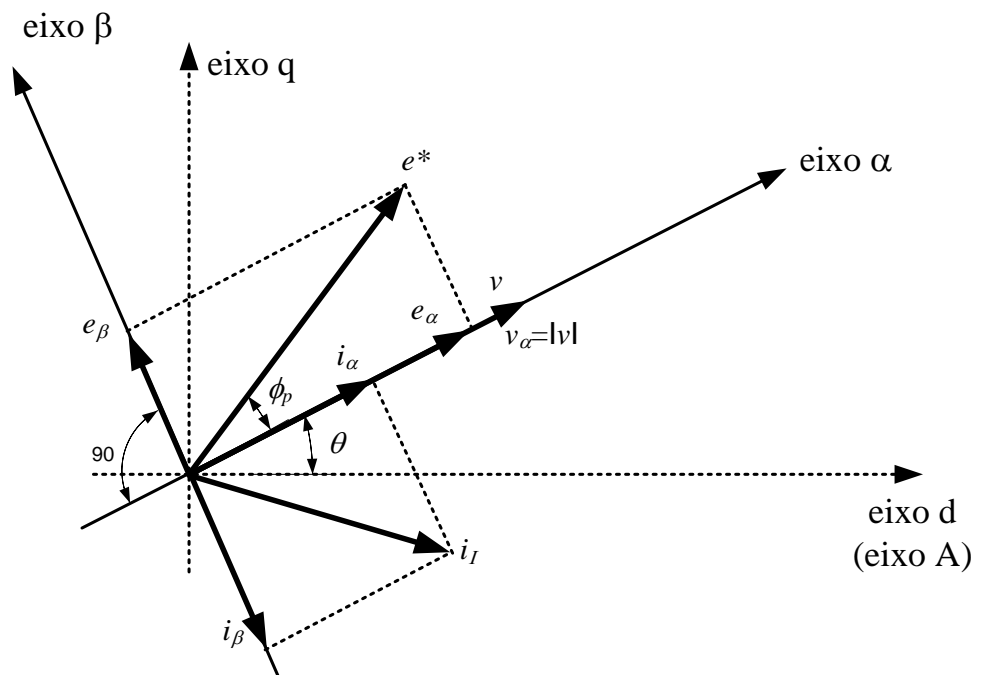


Figura 3.7 – Vetores das tensões e correntes resultantes do controle vetorial.

Os eixos α e β não são estacionários, ou seja, seguem a trajetória do vetor da tensão de referência. Assim, as coordenadas α e β acompanham a referência rotativa na sua correspondente velocidade síncrona. Estas coordenadas são apresentadas por:

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \\ v_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} |v| \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = [C] \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \\ i_0 \end{bmatrix} = [C] \begin{bmatrix} i_{Ia} \\ i_{Ib} \\ i_{Ic} \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

$$[C] = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin \theta & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

$$[C]^{-1} = \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin \theta & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

$$\theta = \tan^{-1} \frac{v_q}{v_d} \quad (3.30)$$

Sendo:

$|v|$ – módulo do vetor da tensão de referência ($v = v_d + j v_q$);

v_a, v_b e v_c – tensões de fase instantâneas da rede referidas ao primário do transformador;

i_α e i_β – componentes da corrente nos eixos rotativos α e β ;

i_{Ia}, i_{Ib} e i_{Ic} – correntes instantâneas nos terminais de saída do inversor;

$[C]$ – matriz de conversão.

As grandezas v_d e v_q são obtidas pela transformação “ a, b, c ” em “ $d, q, 0$ ” conforme a equação (3.31) [32].

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

Sendo v_a , v_b e v_c são as tensões de fase instantâneas da rede referidas para o primário do transformador.

Utilizando os princípios de transformação anteriormente estabelecidos, as equações para as potências instantâneas, ativa (p) e reativa (q), são dadas [11] e [31] por:

$$p = \frac{3}{2} |v| i_\alpha \quad (3.32)$$

$$q = \frac{3}{2} |v| i_\beta \quad (3.33)$$

Em consonância com conceitos clássicos da transformação utilizada, a componente de corrente i_β é responsável pela potência reativa instantânea, enquanto que i_α determina a potência ativa instantânea [31].

Uma vez conhecido o valor de i_α , para que seja efetivado o fluxo de potência ativa desejado, tal grandeza deve ser ajustada de modo a contemplar uma relação otimizada entre a velocidade das pás da turbina com a do vento. Isto ocorre diante da definição de um coeficiente de rendimento ótimo da turbina ($C_p^{\text{ótimo}}$), como visto no item 2.2.2.

Com os valores finais de i_α e i_β , calculam-se as correntes instantâneas (i_a , i_b e i_c) a serem injetadas no sistema. Após esta etapa são então calculadas as tensões (e_a , e_b e e_c) que

deverão ser produzidas pelo inversor de forma a propiciar as desejadas correntes e, por conseguinte, o fluxo de potência requerido. Para este fim, é utilizada a equação abaixo:

$$\begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} + R_{acop} \begin{bmatrix} i_{Ia} \\ i_{Ib} \\ i_{Ic} \end{bmatrix} + L_{acop} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{Ia} \\ i_{Ib} \\ i_{Ic} \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

Sendo, R_{acop} e L_{acop} , o equivalente, respectivamente, às resistências e indutâncias existentes entre os terminais de saída do inversor e o ponto de conexão com a rede elétrica.

3.7.1.2 – Disparo das chaves semicondutoras

A escolha da técnica de disparo das chaves semicondutoras também se encontra amparada pelas propriedades impostas pelo controle vetorial. Esta modulação vem sendo amplamente utilizada em sistemas trifásicos de alto desempenho, fato este devido às seguintes características [32]:

- Boa adaptação à implementação digital;
- Alta utilização da tensão do elo CC;
- Baixa distorção harmônica;
- Otimização nas perdas de chaveamento.

A modelagem utilizada para fins desta dissertação foi baseada em [32], [33], [34] e [35]. Simplificadamente, esta modulação pode ser separada em quatro etapas, sendo elas:

- Transformação das grandezas das três fases em duas grandezas, a saber, e_d e e_q , formando assim o vetor e^* ;
- Seleção da sequência de chaveamento;

- Cálculo do tempo de execução de cada sequência de chaveamento;
- Envio do sinal para cada chave, fazendo com que as mesmas disparem.

Utilizando as seis chaves existentes no diagrama de potência do inversor (figura 3.6), constata-se a factibilidade da obtenção de oito combinações de atuação, formando, assim, oito vetores, dos quais seis são ditos ativos, E_1 a E_6 , e dois nulos, E_0 e E_7 . As combinações de chaveamentos são apresentadas na figura 3.8. Cada uma é identificada por três números, que correspondem às três fases. Tais números podem ser “1” que significa que a fase está ligada no pólo positivo do elo CC, ou “0”, indicando que a mesma está conectada ao pólo negativo. Por exemplo, a combinação do vetor E_1 é 100, ou seja, a fase A está conectada ao pólo positivo do elo CC e as fases B e C ao negativo.

Uma vez estabelecida a lógica física das possíveis formas de chaveamento, apresenta-se, na sequência, o controle propriamente dito.

Num primeiro momento, calculam-se as grandezas e_d e e_q , como definido a seguir.

$$\begin{bmatrix} e_d \\ e_q \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

As variáveis e_d e e_q caracterizam o vetor de referência e^* no plano ortogonal dq como determina a equação (3.36).

$$e^* = e_d + j e_q \quad (3.36)$$

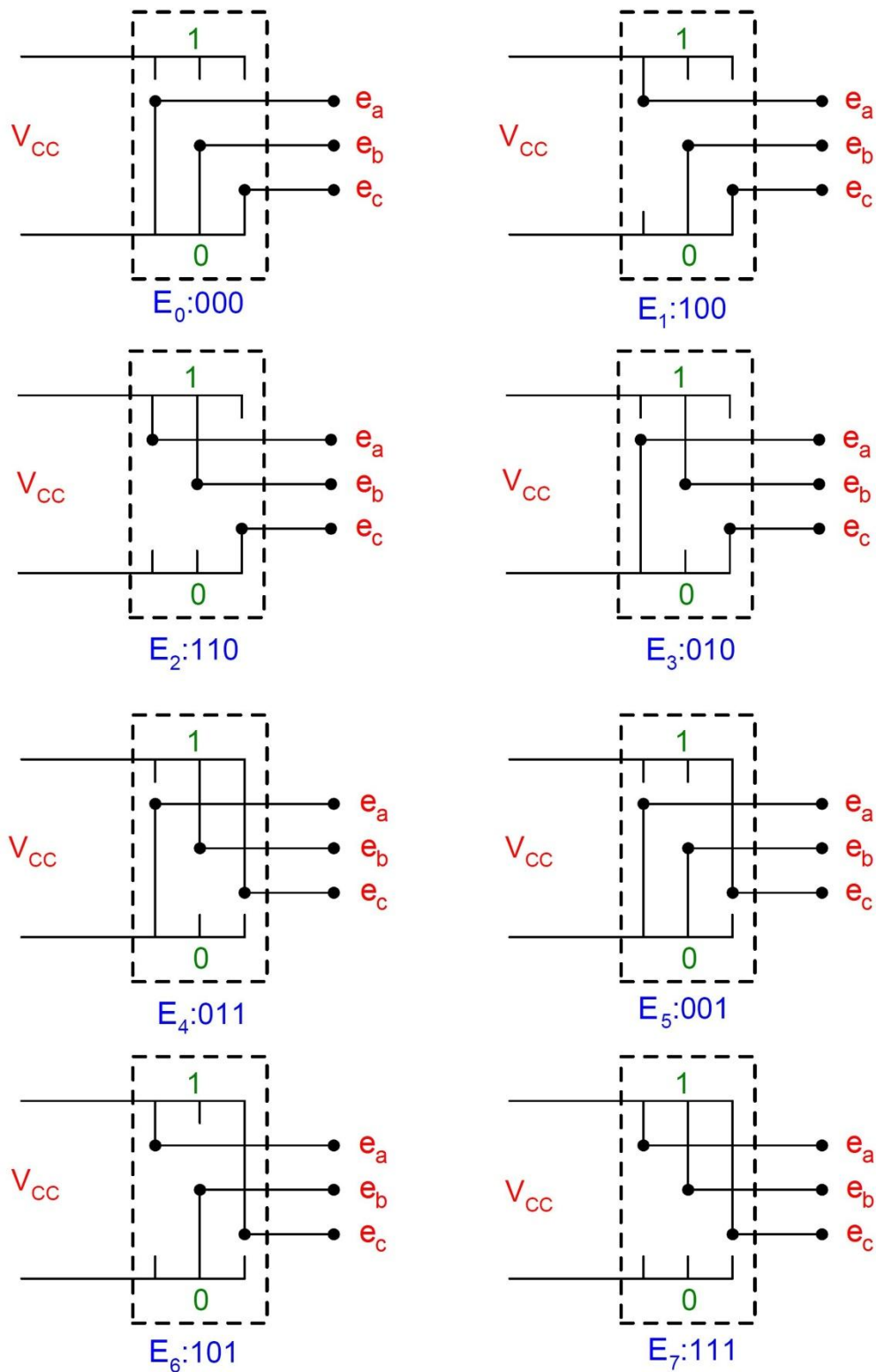


Figura 3.8 – Possíveis formas de chaveamento do inversor trifásico para o controle vetorial [32].

Pode-se observar que a equação (3.35) é equivalente à (3.31) no que tange ao processo de transformação. Todavia, enquanto a (3.31) encontra-se voltada para as tensões da rede, a (3.35) é utilizada para as tensões dos terminais de saída do inversor.

A figura 3.9 apresenta os vetores de chaveamento ativos (E_1 a E_6). Como pode ser constatado, esta combinação gera uma estrutura vetorial na forma de um hexágono e delimita seis sextantes, denominados por zonas, os quais contêm características distintas de chaveamento. Por sua vez, os vetores nulos (E_0 e E_7) estão situados na mesma origem do hexágono. Pela ilustração também é destacado o vetor e^* , o qual está projetado nos vetores ativos adjacentes a ele. Este vetor é girante no plano dq , passando pelas seis zonas [32].

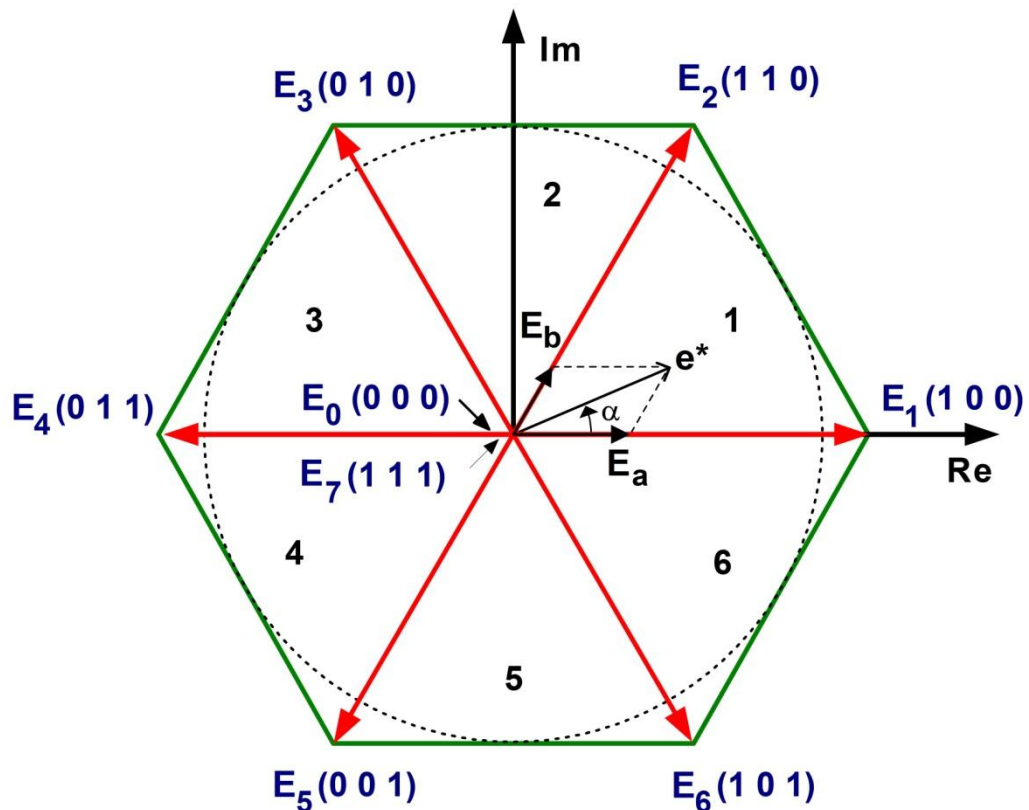


Figura 3.9 – Hexágono formado pelos vetores de chaveamento e projeção do vetor e^* nos mesmos.

Capítulo III – Modelagem matemática e computacional dos componentes de sistemas eólicos

Cada zona onde se localiza o vetor de referência denota a existência de três tempos de chaveamento, sendo:

- O primeiro (t_a) relativo ao vetor de chaveamento mais próximo e atrasado de e^* ;
- O segundo (t_b) referente ao vetor de chaveamento mais próximo e adiantado de e^* e;
- O último (t_0) formado por um dos dois vetores nulos.

Para ratificar esta lógica, recorrendo à figura 3.9, pode-se constatar que o vetor E_1 (atuante durante o tempo t_a) é, em seguida, alterado para o vetor E_2 o qual permanece pelo tempo t_b e, por fim, o vetor E_0 ou E_7 mantido durante o tempo t_0 .

Além das questões relacionadas com o tempo de chaveamento, há ainda a se considerar a questão do índice de modulação M que visa identificar se o nível da tensão do elo CC encontra-se compatível com as exigências requeridas pela tensão de saída do inversor. Este indicador, variando de 0 a 1, determina três regiões de operação, a saber:

- Região linear – ($0 < M \leq 0,907$);
- Região de sobremodulação I – ($0,907 < M \leq 0,951$);
- Região de sobremodulação II – ($0,951 < M \leq 1$).

O mencionado índice de modulação é calculado através de:

$$M = \frac{|e^*| \pi}{2 V_{CC}} \quad (3.37)$$

a) Região linear

Na região linear, o nível da tensão do elo CC está adequado à aplicação, situação esta que proporciona uma tensão disponível na saída do inversor com aspecto praticamente senoidal, salvo as ordens harmônicas nas imediações da frequência de chaveamento. Esta condição pode ser visualizada no plano dq da figura 3.8 e ocorre quando o círculo formado pelo vetor de referência não ultrapassa o hexágono.

Os tempos dos estados de chaveamento do inversor, t_a , t_b e t_0 são calculados, respectivamente, pelas equações (3.38) a (3.40). Onde T_s é o período de amostragem e α é o ângulo entre e^* e o vetor de chaveamento mais próximo e atrasado deste último.

$$t_a = \frac{\sqrt{3} T_s |e^*|}{V_{CC}} \sin\left(\frac{\pi}{3} - \alpha\right) \quad (3.38)$$

$$t_b = \frac{\sqrt{3} T_s |e^*|}{V_{CC}} \sin(\alpha) \quad (3.39)$$

$$t_0 = T_s - (t_a + t_b) \quad (3.40)$$

b) Região de sobremodulação I

Na região de sobremodulação I o nível da tensão do elo CC não se apresenta apropriado aos fins almejados. Esta condição pode ser visualizada no plano dq através da figura 3.10, onde o círculo formado pelo vetor de referência começa a ultrapassar os limites do hexágono, cortando-o em dois pontos a cada sextante. Como só é possível obter tensão dentro do hexágono, para manter a tensão eficaz na saída, o inversor começa a distorcer a

forma de onda da tensão, fato este altamente impactante nas questões das distorções harmônicas, surgindo componentes de ordem cinco e sete [32].

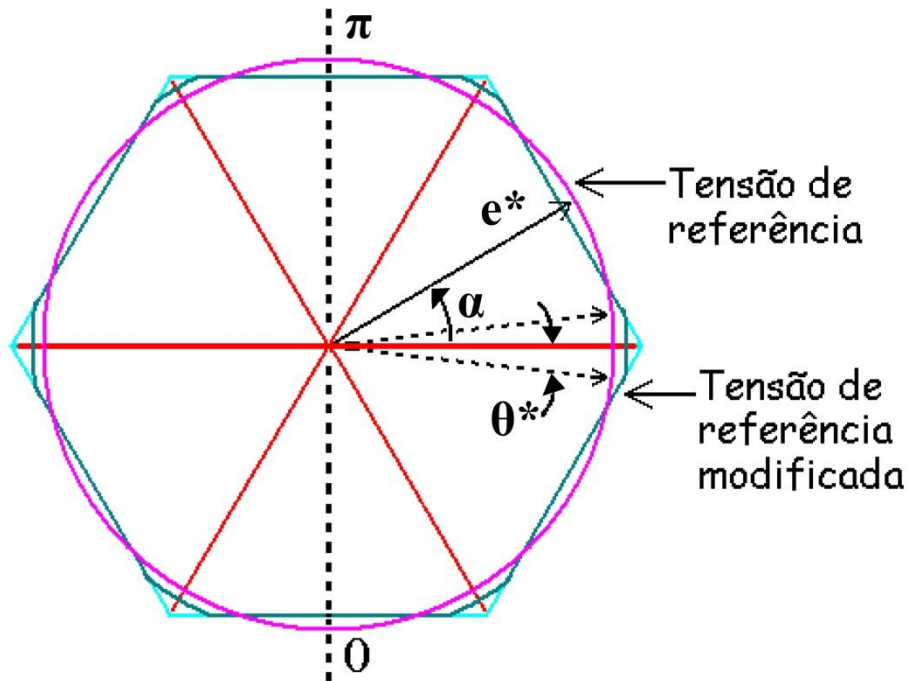


Figura 3.10 – Vetor de referência no hexágono para a região de sobremodulação I.

A estratégia utilizada por esta técnica consiste em modificar a tensão de referência, onde parte desta permanece na trajetória circular e parte em uma trajetória hexagonal. Aquela circular tem seu raio estendido para e_m^* , o qual cruza o hexágono no ângulo θ^* . Este vetor e_m^* é descrito pela expressão (3.41) e as equações dos tempos utilizadas são as mesmas para a região linear, salvo que e^* é substituído por e_m^* . No entanto, na parte que percorre o hexágono, o tempo t_0 passa a ser inexistente, ficando apenas t_a e t_b , os quais são expressos, respectivamente, pelas equações (3.42) e (3.43).

$$e_m^* = \frac{2\sqrt{3}|e^*|\left(\frac{\pi}{6} - \theta^*\right)}{\pi \sin\left(\frac{\pi}{6} - \theta^*\right)} \quad (3.41)$$

$$t_a = T_s \left(\frac{\sqrt{3} \cos(\alpha) - \sin(\alpha)}{\sqrt{3} \cos(\alpha) + \sin(\alpha)} \right) \quad (3.42)$$

$$t_b = T_s - t_a \quad (3.43)$$

A figura 3.11 apresenta a curva que relaciona o índice de modulação M e o ângulo de cruzamento θ^* .

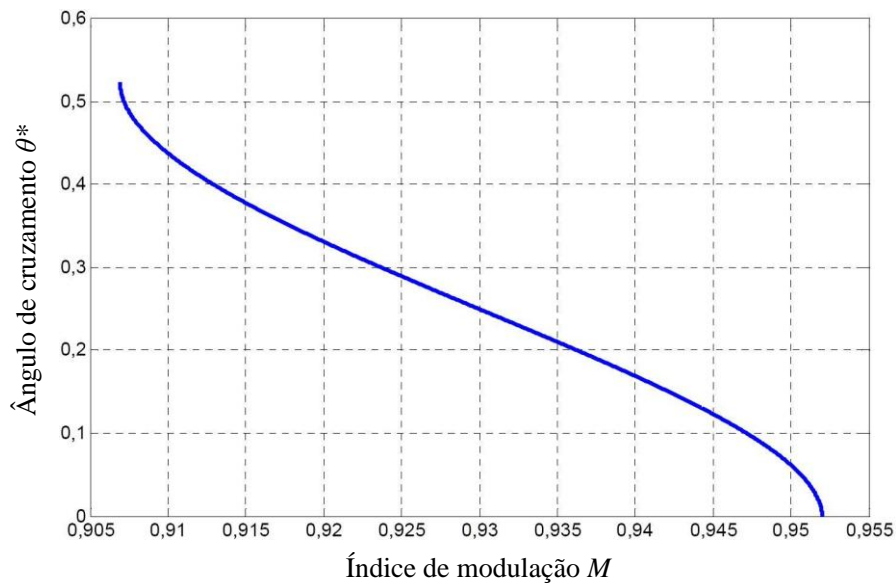


Figura 3.11 – Curva do ângulo de cruzamento θ^* pelo índice de modulação M [32].

c) Região de sobremodulação II

Na região de sobremodulação II o nível da tensão do elo CC se apresenta aquém do encontrado na região de sobremodulação I, portanto, o nível de distorção da tensão de saída é ainda maior, em que pese o domínio das componentes harmônicas de ordem cinco e sete.

A equação dos tempos de chaveamento utilizada nesta região é a mesma da região de sobremodulação I para a trajetória hexagonal, no entanto, o ângulo utilizado é o α_m o qual sofre modificações associadas com o ângulo α_h . Para tanto, emprega-se a expressão de α_m a seguir.

$$\alpha_m = \begin{cases} 0 & 0 < \alpha \leq \alpha_h \\ \frac{\alpha - \alpha_h}{6} \frac{\pi}{6} & \alpha_h < \alpha < \frac{\pi}{3} - \alpha_h \\ \frac{\pi}{3} & \frac{\pi}{3} - \alpha_h \leq \alpha < \frac{\pi}{3} \end{cases} \quad (3.44)$$

O ângulo α_h é indicado na figura 3.12, a qual evidencia que esta grandeza depende do índice de modulação M .

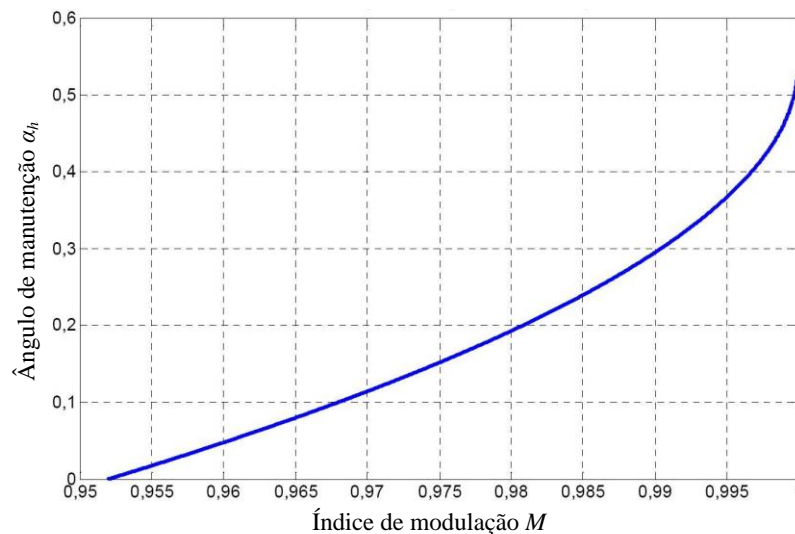


Figura 3.12 – Curva do ângulo de manutenção α_h pelo índice de modulação M [32].

Finalizado a apresentação das equações pertinentes ao controle de disparo, e com o intuito de facilitar a compreensão deste, a figura 3.13 sintetiza, através de um fluxograma, as distintas etapas vinculadas ao processo como um todo.

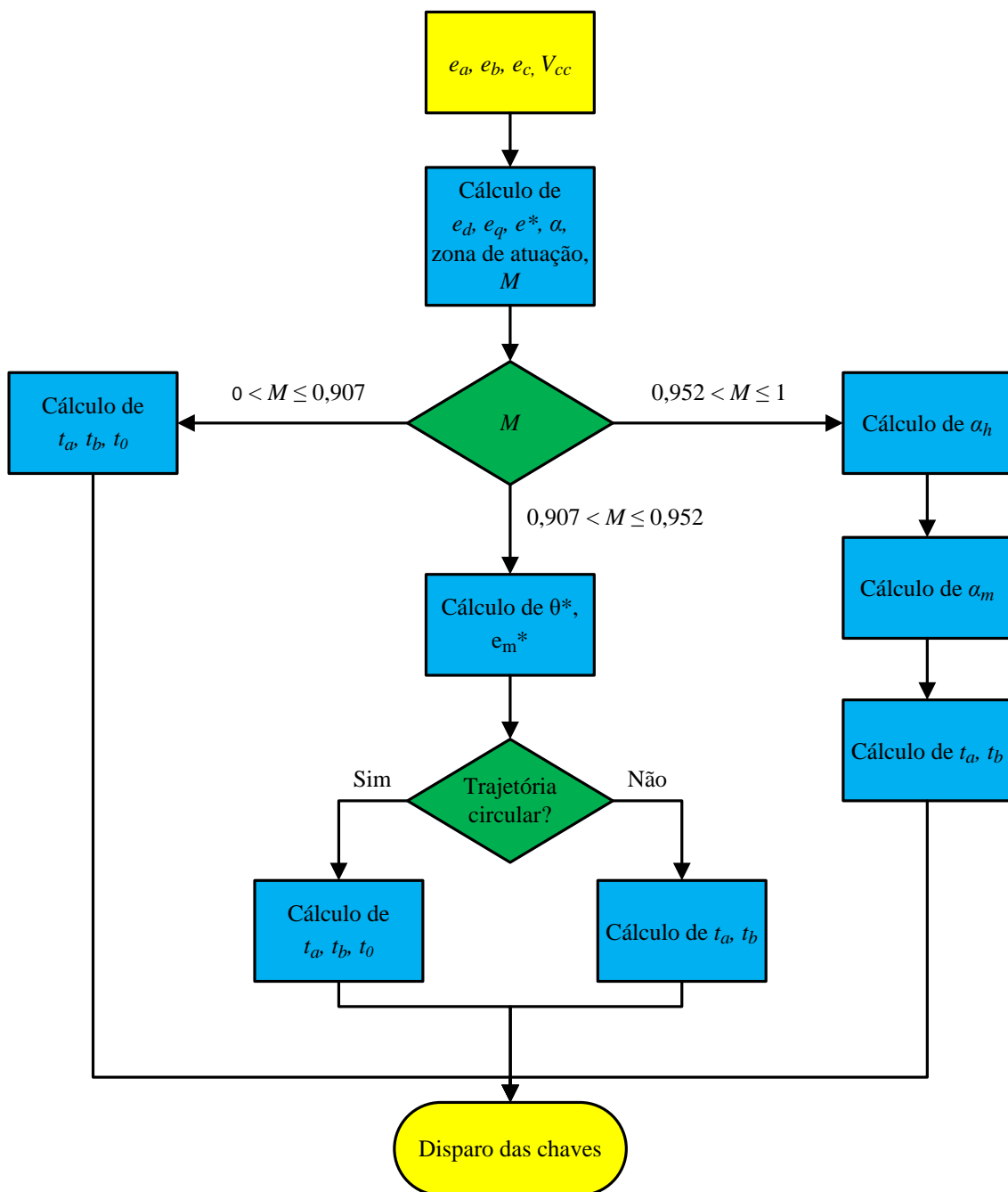


Figura 3.13 – Fluxograma do controle vetorial.

3.7.2 – Modelo computacional

A seção anterior esclareceu e forneceu as informações necessárias para a modelagem matemática do inversor, onde ficou evidenciado que o mesmo pode ser analisado em duas partes distintas e fundamentais: sistema de controle e sistema de potência.

O sistema de controle, por sua complexidade, também foi subdividido em duas unidades, uma voltada para o controle da potência e outra para o cálculo do disparo das chaves semicondutoras.

Diante desta situação, o modelo computacional proposto e implementado a seguir encontra-se também particionado nos termos discutidos, conforme os detalhes que se seguem.

a) Sistema de controle da potência injetada

O presente controle foi implementado na plataforma MODELS originando, assim, sua representação no simulador ATP, como indicado na figura 3.14 (controle da potência). O correspondente código fonte pode ser encontrado no Apêndice III.

O componente assim produzido possui nove terminais de entrada, a saber: potência no eixo da turbina, velocidade da máquina, velocidade do vento, três tensões de fase da rede e correntes de linha na saída do conversor.

No que tange aos terminais de saída, estes fornecem as tensões a serem produzidas nos terminais do inversor visando a injeção das potências ativa e reativa desejadas.

As informações requeridas pelo modelo estão apresentadas na tabela 3.4.

Tabela 3.4 – *Dados de entrada do bloco de controle de potência.*

Nome do dado	Descrição	Unidade
Sn_T	Potência nominal do transformador	kVA
Vp_T	Tensão fase-fase do primário do transformador	kV
Vs_T	Tensão fase-fase do secundário do transformador	kV
Zper_T	Impedância percentual do transformador	%
Rper_T	Resistência percentual do transformador	%
L_s	Indutância série entre o conversor e o transformador	mH
R_turb	Raio da turbina eólica	m
Lb_OTM	Valor ótimo de lambda	adimensional

b) Sistema de controle dos chaveamentos

A unidade responsável pelo controle das chaves semicondutoras foi, como no caso precedente, implementada na plataforma MODELS. Sua representação no simulador ATP se encontra na figura 3.14 (controle do chaveamento). O respectivo código fonte é fornecido no Apêndice IV.

Este componente recebe por entrada a tensão do elo CC e as tensões trifásicas de referência, as quais são enviadas pela unidade de controle de potência. Estas informações viabilizam o cálculo dos tempos de chaveamento de cada chave semicondutora, como explanado anteriormente. Por fim, são disponibilizados em seus terminais de saída os disparos das seis chaves.

c) Sistema de potência

O diagrama de potência é constituído pelos próprios componentes da plataforma DRAW. O resultado final encontra-se apresentado na figura 3.14, na parte identificada como sistema de potência.

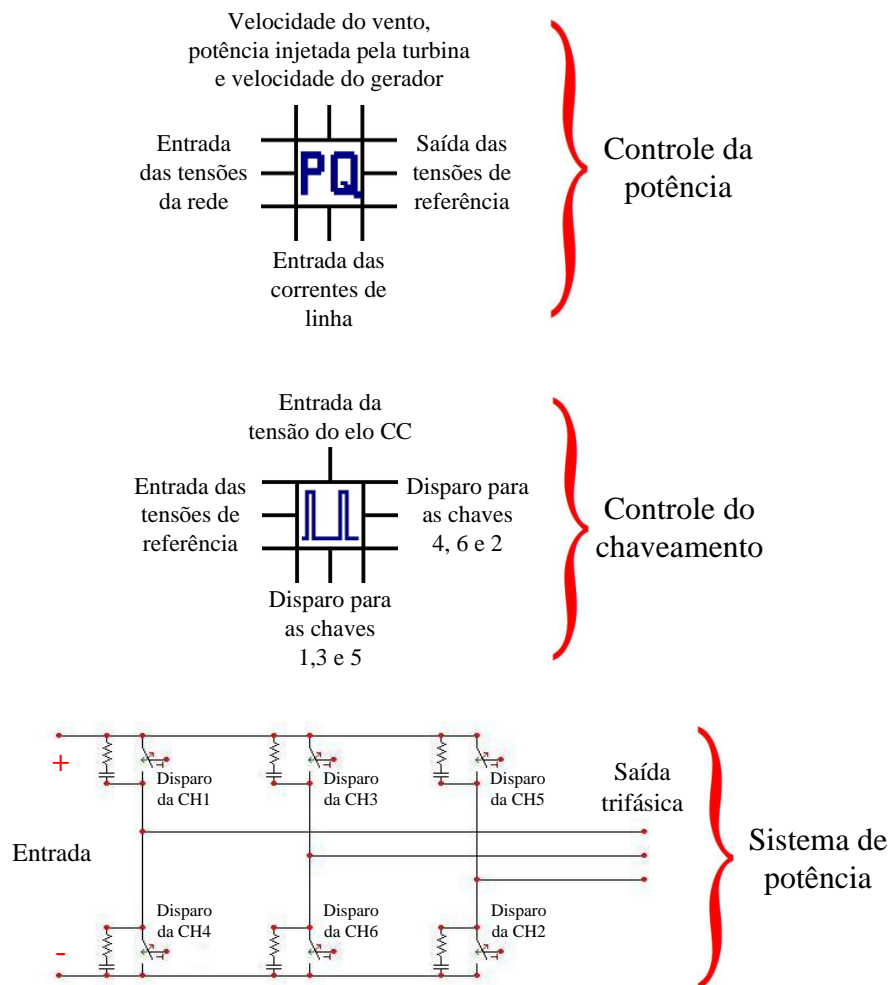


Figura 3.14 – Representação do sistema de controle e de potência do inversor.

3.8 – Transformador

Este componente do complexo elétrico encontra-se disponibilizado pela biblioteca de recursos do programa utilizado. Desta forma, considera-se dispensável relatar maiores comentários sobre a questão da modelagem do mesmo.

Como nos componentes anteriores, para se configurar o transformador, ilustrado pelo ícone da figura 3.15, é necessário o fornecimento dos dados indicados na tabela 3.5.

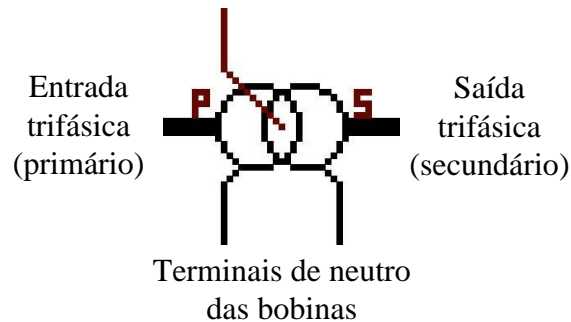


Figura 3.15 – Ilustração do transformador e carga RL no ATP/DRAW.

Tabela 3.5 – Dados de entrada do transformador.

Nome do dado	Descrição	Unidade
U (Prim.)	Tensão do enrolamento primário	V
U (Sec.)	Tensão do enrolamento secundário	V
R (Prim.)	Resistência do enrolamento primário	Ω
R (Sec.)	Resistência do enrolamento secundário	Ω
L (Prim.)	Indutância do enrolamento primário	mH
L (Sec.)	Indutância do enrolamento secundário	mH
I(0)	Corrente de magnetização	A
F(0)	Fluxo por espira	Wb/espira
Rm	Resistência de magnetização	Ω

3.9 – Rede elétrica

Finalizando a apresentação das partes constituintes do complexo eólico implementado, tem-se, agora, a questão da modelagem do sistema equivalente em CA suprido pelo parque eólico e que determina o já denominado ponto de acoplamento comum (PAC). Este barramento, para fins dos estudos avaliativos dos impactos sobre os indicadores de qualidade, constitui-se num ponto de grande interesse aos trabalhos contemplados por esta dissertação.

Os componentes que perfazem a rede elétrica são de relativa simplicidade. Suas partes são formadas por fontes de tensão e elementos passivos. Todos estes recursos já se encontram

disponibilizados pelo ATP/DRAW, orientando, assim, a exclusão de maiores detalhamentos sobre a modelagem dos mesmos.

A figura 3.16 mostra o referido arranjo representativo da rede elétrica de transmissão ou distribuição à qual o parque eólico será conectado.

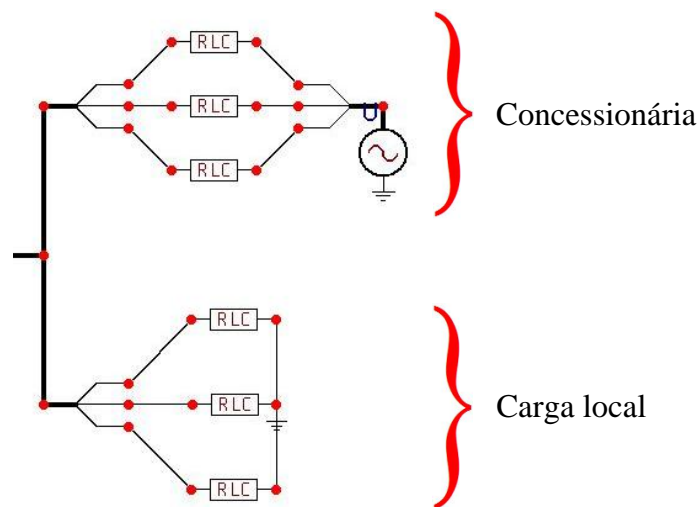


Figura 3.16 – Rede elétrica no ATP/DRAW.

3.10 – Considerações finais

Como exposto no início do capítulo, o mesmo foi direcionado para a apresentação das características de cada componente constituinte do sistema eólico implementado. Assim, contemplou-se a modelagem computacional das unidades básicas constituintes do complexo, as quais foram inseridas nas plataformas MODELS e/ou DRAW do ATP. Vale ressaltar que, enquanto alguns componentes exigiram detalhamentos matemáticos para sua inserção no programa, outros dispensaram tais procedimentos visto que já perfaziam a biblioteca de recursos do simulador.

O presente capítulo foi iniciado com considerações gerais acerca da topologia e constituição dos principais componentes do sistema eólico empregado para fins desta

Capítulo III – Modelagem matemática e computacional dos componentes de sistemas eólicos

dissertação. Na sequência, procedeu-se: aos detalhamentos das partes que perfazem os complexos em pauta; caracterizados os equipamentos focados na pesquisa em consonância com o tipo de sistema eólico escolhido; esclarecidas as questões vinculadas com o tipo de controle operativo empregado; desenvolvidos os modelos matemáticos (quando for o caso); elaborados os programas para inserção das distintas unidades no simulador ATP; e, finalmente, ressaltadas as informações requeridas e fornecidas por cada unidade do processo como um todo.

Estas partes, ao final, passaram a incorporar a estrutura computacional empregada, que utiliza os recursos das plataformas MODELS e DRAW, produzindo um mecanismo amigável para usuários interessados em estudos computacionais avaliativos dos impactos sobre os indicadores de qualidade da energia elétrica, quando da operação interconectada de parques eólicos e redes de transmissão ou distribuição disponíveis nas imediações do parque.

Maiores esclarecimentos sobre a utilização, potencialidade e outros atributos associados com o produto final obtido serão tratados no capítulo subsequente.

CAPÍTULO IV

Estudos computacionais de desempenho do modelo implementado

4.1 – Considerações iniciais

Os estudos previstos nesta dissertação têm como foco aspectos relacionados com a operação do sistema modelado sob condições adversas de funcionamento, contemplando, de forma pontual, a questão da conexão de um parque eólico numa rede de transmissão ou distribuição em corrente alternada e existente na região circunvizinha. Também, à luz do foco dos trabalhos, os estudos a serem apresentados e discutidos enfatizam as possibilidades reais com que se apresenta a fonte primária de energia (vento) e os impactos desta geração distribuída sobre os indicadores de qualidade da energia elétrica.

Com tais objetivos em pauta, preliminarmente, é importante tecer comentários de cunho informativo sobre os documentos que estabelecem as diretrizes para a operação dos complexos em questão dentro contexto do setor elétrico brasileiro. Neste particular, vale observar que as práticas vigentes no país dispõem de dois instrumentos normativos voltados para o controle da qualidade da energia elétrica: o Procedimento de Distribuição - PRODIST/ANEEL [36] e o Procedimento de Rede - PROREDE [37] elaborado pelo

Capítulo IV – Estudos computacionais de desempenho do modelo implementado

Operador Nacional do Sistema (ONS). Este último instrumento tem seu foco voltado para as conexões na Rede Básica do sistema brasileiro, ou seja, pontos de conexão com tensão igual ou superior a 230 kV. Vale ressaltar que o PROREDE contém em seu Submódulo 3.6, um item intitulado “Requisitos técnicos mínimos para conexão de geradores eólicos” o qual, como se apresenta claro no título, é específico para a geração eólica.

Tendo em vista que o estudo apresentado na presente dissertação refere-se à modelagem de um único aerogerador, e ainda, o fato de que muitos parques eólicos nacionais encontram-se restritos a potências reduzidas e conectados à redes em média tensão (10 - 20 kV), entende-se que o PRODIST seja mais diretamente aplicável à matéria aqui tratada. Não obstante a isto, fica ressalvado que existem empreendimentos que fogem a esta regra, como por exemplo a possibilidade de parques eólicos conectados a DIT (Demais Instalações de Transmissão). Estas são linhas de transmissão que contêm tensões inferiores a 230 kV e, mesmo assim, são consideradas parte do Sistema Interligado Nacional, aplicando-se a elas as regras do PROREDE.

Dando prosseguimento, este capítulo volta-se para a realização de investigações computacionais com o sistema de conversão de energia eólica implementado, sob distintas condições para o vento (constante, rajadas, rampas e ruídos). Assim procedendo, são avaliadas as grandezas representativas da operação do conjunto, em que pese as características mecânicas, elétricas e formas de onda produzidas nos diversos estágios do processo de transformação, com destaque àquelas junto ao PAC.

4.2 – Síntese dos indicadores de qualidade da energia

O complexo enfocado nesta pesquisa é composto de um sistema de conversão de energia eólica 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 deste tipo de geração ao sistema elétrico, principalmente se consideradas as características aleatórias do vento.

Objetivando uniformizar o entendimento da terminologia a ser utilizada nas investigações aqui descritas, o presente tópico apresenta uma explanação sucinta contendo as definições e os valores de referência dos indicadores de qualidade da energia elétrica mencionados. Para tal fim, salienta-se que todas as definições terão por base o PRODIST, sendo os valores de referência extraídos do seu Módulo 8.

4.2.1 – Tensão de regime permanente

Entende-se como regime permanente, ou simplesmente regime, a condição em que se encontra um sistema quando não há variações transitórias ou momentâneas 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 em regime permanente é classificada nas categorias seguintes: adequada, precária e crítica, tomando como base o afastamento da tensão de leitura em relação a uma determinada tensão de referência.

As faixas de tensões de referência de regime permanente, para o caso de tensões entre 1 kV e 69 kV, de interesse desta pesquisa, estão mostradas na tabela 4.1.

Tabela 4.1 – *Valores de referência das tensões entre 1 kV e 69 kV (regime permanente).*

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	$0,90TC \leq TL < 0,93TC$
Crítica	$TL < 0,90TC$ ou $TL > 1,05TC$

4.2.2 – Desequilíbrio de tensão

Um suprimento dito equilibrado está associado com tensões trifásicas de mesmo módulo e com um defasamento angular, entre fases, igual a 120° elétricos. Dessa maneira, o fenômeno do desequilíbrio de tensão 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°.

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

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} 100 \quad (4.1)$$

Onde:

FD – fator de desequilíbrio;

V_- – magnitude da tensão de sequência negativa (RMS);

V_+ – magnitude da tensão de sequência positiva (RMS).

4.2.3 – 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. Estas podem ser:

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

As expressões utilizadas para o cálculo da distorção harmônica individual de tensão de ordem h ($DIT_h\%$) e da distorção harmônica total de tensão ($DTT\%$) são dadas pelas equações (4.2) e (4.3), respectivamente. Expressões análogas podem ser utilizadas para a determinação destes indicadores para as correntes elétricas.

$$DIT_h\% = \frac{V_h}{V_1} 100 \quad (4.2)$$

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\max}} V_h^2}}{V_1} 100 \quad (4.3)$$

Sendo:

V_h – tensão harmônica de ordem h ;

h – ordem harmônica;

Capítulo IV – Estudos computacionais de desempenho do modelo implementado

$hmáx$ – ordem harmônica máxima;

V_1 – tensão fundamental medida.

Os valores de referência para as distorções harmônicas totais devem ser iguais ou inferiores aos valores fornecidos na tabela 4.2.

Adicionalmente aos limites globais de distorção harmônica constantes da tabela anterior, devem ser obedecidos também os valores das distorções harmônicas individuais indicados na tabela 4.3.

Tabela 4.2 – *Valores de referência globais das distorções harmônicas totais (em porcentagem da tensão fundamental).*

Tensão nominal do barramento (V_N)	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

Tabela 4.3 – Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão (em percentagem da tensão fundamental)

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	0,5	0,5	0,5
	8	1	0,5	0,5	0,5
	10	1	0,5	0,5	0,5
	12	1	0,5	0,5	0,5
	> 12	1	0,5	0,5	0,5

4.2.4 – Flutuação de tensão

A flutuação de tensão é uma variação aleatória, repetitiva ou esporádica do valor eficaz da tensão. Um dos principais efeitos da flutuação de tensão está relacionado com o desconforto provocado pela cintilação luminosa (*flicker*) no consumidor final.

O Indicador de Severidade de Curta Duração (P_{st}) é uma grandeza destinada a medir a severidade de *flicker* baseada em um tempo de observação típico de 10 minutos. Este índice é um indicador utilizado para análise e planejamento das redes elétricas. O P_{st} é calculado pela expressão a seguir:

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}} \quad (4.4)$$

Onde, $P_{0,1}$, P_1 , P_3 , P_{10} , P_{50} são 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).

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 longos ciclos de operação, torna-se necessária a utilização de um critério específico para avaliar o distúrbio em um tempo maior.

Dessa forma, complementarmente, o Indicador de Severidade de Longa duração (P_{lt}) equivale a um valor representativo de doze amostras consecutivas de P_{st} , correspondentes a duas horas de observação, como estabelecido pela expressão (4.5).

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} P_{sti}^3} \quad (4.5)$$

A tabela 4.4 fornece os valores de referência a serem utilizados para a avaliação do desempenho do sistema de distribuição quanto às flutuações de tensão. Onde:

- $P_{st}D95\%$ é o valor diário do indicador P_{st} que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de 24 horas;
- $P_{lt}S95\%$ é o valor semanal do indicador P_{lt} que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de 7 dias completos e consecutivos;

- FT é o Fator de Transferência.

Tabela 4.4 – Valores de referência para os indicadores de flutuação de tensão.

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

O FT deve ser calculado pela relação entre o valor do $P_{lt}S95\%$ do barramento do sistema de distribuição e o valor do $P_{lt}S95\%$ 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 4.5, a seguir, fornece valores típicos a serem aplicados para a avaliação da flutuação de tensão nos barramentos dos sistemas de distribuição.

Tabela 4.5 – Valores de referência para a função de transferência FT.

Tensão nominal do barramento	FT
Tensão do barramento $\geq 230 \text{ kV}$	0,65
$69 \text{ kV} \leq$ Tensão do barramento $\leq 230 \text{ kV}$	0,8
Tensão do barramento $< 69 \text{ kV}$	1

4.3 – Características do sistema modelado

Objetivando a apresentação das propriedades do sistema a ser utilizado nos estudos computacionais, a tabela 4.6 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*).

Tabela 4.6 – Dados característicos da simulação computacional utilizada.

Turbina eólica	Número de pás		Raio [m]		Tipo de Eixo / Controle				
	3		21		Horizontal / <i>Pitch</i>				
	Velocidade nominal (m/s)		Velocidade <i>Cut-in</i> (m/s)		Velocidade <i>Cut-out</i> (m/s)				
	12		3		25				
	Coeficientes segundo as equações 2.5 e 2.6								
	c_1	c_2	c_3	c_4	c_5	c_6	c_7	c_8	c_9
	0,22	116	0,4	0	1	5	12,5	0,08	0,035
Gerador elétrico	Tecnologia					Potência nominal [kW]			
	Síncrono com rotor a imã permanente					600			
	Tensão nominal [V]		Número de pólos		Velocidade nominal [rpm]				
	600		60		33,6				
	Fluxo do imã permanente [Wb]		Reatância de dispersão de uma fase do estator [pu]		Fator de acoplamento entre o imã permanente e o estator				
	5,0		0,0015		0,95				
	Reatância de eixo direto [pu]		Reatância de eixo em quadratura [pu]		Resistência do estator [pu]				
0,01225		0,0133		0,00631					
Conversor de frequência	Frequência de chaveamento [kHz]		Capacitor paralelo do elo CC [mF]		Indutor série do elo CC [mH]				
	5,0		500		1				
	Resistência [Ω] e indutância [mH] de entrada do retificador			Indutância série com cada diodo do retificador [mH]					
	0,01 + 0,15			0,001					
	Resistência [Ω] e capacitância [μ F] paralela com cada diodo do retificador (<i>snubber</i>)			Resistência [Ω] paralela com cada chave semicondutora do inversor (<i>snubber</i>)					
	100 + 1			1000					
	Reator série nos terminais de saída do inversor [mH]			Controle					
0,5			Vetorial						
Transformador	Impedância [%]		Resistência [%]		Potência nominal [kVA]				
	6,1		1,0		600				
	Tensão do primário [kV]			Tensão do secundário [kV]					
	0,22			13,8					
Rede elétrica	Tensão nominal [kV]			Potência de curto-circuito [MVA]					
	13,8			$20 \angle 88^\circ$					
	Frequência nominal [Hz]			Carga P [kW] + jQ [kVAr]					
	60			$500 + j125$					

Capítulo IV – Estudos computacionais de desempenho do modelo implementado

Na sequência, são identificados os casos escolhidos para serem apresentados nesta dissertação. Estes são constituídos por fenômenos indicativos das possibilidades reais para os ventos, a saber:

- **Caso 1** – Vento composto pelas componentes base e ruído, sendo a primeira com velocidade de 9 m/s. O intuito deste caso é ratificar a adequação do modelo para a representação das condições físicas mais simples da fonte primária de energia, e assim, possibilitar meios para uma avaliação crítica da consistência das respostas do programa, em que pese as distintas grandezas elétricas e mecânicas sob as condições impostas;
- **Caso 2** – Vento composto pelas componentes: base, ruído, rajada e rampa. Esta situação apresenta a componente base com 9 m/s, uma rajada de 2,5 m/s e uma rampa também de 2,5 m/s. A finalidade desta investigação computacional é avaliar o impacto destas turbulências no desempenho do WECS sob uma condição operativa tal que a fonte de energia primária determina uma transferência de potência dentro dos limites considerados normais (sem atuação dos dispositivos limitadores – controle *Pitch*);
- **Caso 3** – Vento também composto pelas componentes: base, ruído, rajada e rampa. Para a presente situação, o vento base continua com 9 m/s, todavia, as componentes rajada e rampa apresentam uma amplitude de 4,5 m/s. Sob tais condições, a rajada e a rampa tenderiam a disponibilizar à turbina uma potência acima da nominal, fato este que determina a atuação do controle *Pitch*.

A simulação empregada, para todos os casos, serve-se de um tempo total estudos de 30 s, onde o aerogerador é conectado ao sistema a partir de 0,5 s. A componente rajada, a qual

é aplicada nos Casos 2 e 3, tem seu início em 5 s e término em 15 s. Por sua vez, a rampa, também aplicada nos Casos 2 e 3, inicia-se com o tempo de 20 s e é encerrada em 25 s.

O barramento ao qual o gerador eólico é conectado é assumido como apresentando características de uma rede “fraca”, fato este determinado por um nível de curto-circuito igual a 20 MVA. A adoção desse valor de potência de curto-circuito objetiva atender recomendações internacionais quando da conexão de sistemas eólicos à rede elétrica [11]. O indicativo de penetração (relação porcentual da potência do parque eólico e da potência de curto-circuito do PAC) para o presente caso é de 3%.

Na figura 4.1 tem-se o arranjo completo constituído pelo sistema eólico e o equivalente da rede elétrica sob estudo, onde estão indicados os pontos físicos para os quais foram extraídas as informações utilizadas para as análises correspondentes.

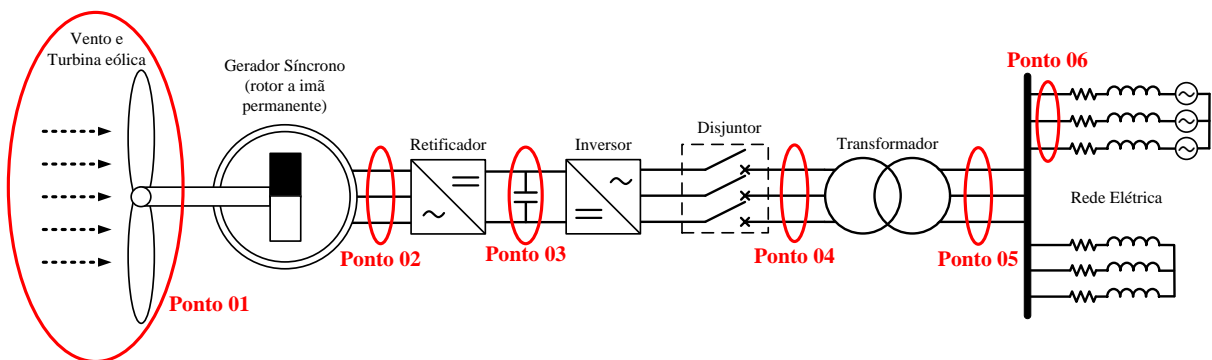


Figura 4.1 – Pontos de medição para estudo de desempenho do sistema eólico.

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 4.7. Ressalta-se que, para o caso dos perfis das tensões trifásicas, em vista da simetria entre as fases, serão indicados os oscilogramas obtidos, zooms e os valores eficazes para as tensões fase-fase. O mesmo se aplica às correntes de linha.

Tabela 4.6 – *Grandezas analisadas de cada ponto de monitoramento.*

Ponto	Grandezas analisadas
01	<ul style="list-style-type: none">• Vento;• Velocidade rotacional;• Coeficiente de potência;• Potência extraída pela turbina eólica.
02	<ul style="list-style-type: none">• Tensões CA;• Correntes CA.
03	<ul style="list-style-type: none">• Tensão CC;• Corrente CC.
04	<ul style="list-style-type: none">• Tensões CA.
05	<ul style="list-style-type: none">• Tensões CA;• Correntes CA;• Potência ativa.
06	<ul style="list-style-type: none">• Correntes CA.

4.4 – Resultados do Caso 1

Este primeiro caso estudado, doravante denominado por Caso 1, destina-se, fundamentalmente, a apresentar o desempenho do complexo simulado para a condição mais elementar, e assim, evidenciar que a operação do sistema se mostra compatível com as expectativas físicas. Como citado, o vento é composto pela componente base com valor de 9 m/s e pelo ruído.

4.4.1 – Resultados e análises para o ponto 01

A figura 4.2 mostra o sinal de vento gerado e aplicado à turbina eólica, e, complementarmente, um zoom desta. Nota-se que o vento apresenta, além da componente base de 9 m/s, a componente ruído que, como já dito, é responsável pela introdução das características aleatórias dos ventos reais.

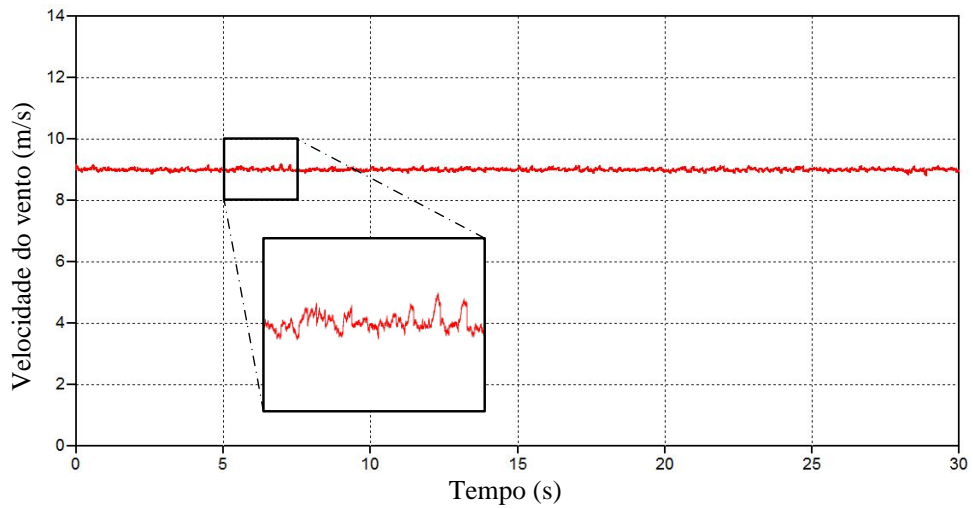


Figura 4.2 – *Velocidade do vento – Caso 1.*

A figura 4.3 retrata a velocidade mecânica do eixo da turbina eólica e, conseqüentemente, do rotor e do gerador elétrico. Afim de fornecer maiores detalhes sobre o desempenho da grandeza em foco, adiciona-se, na mesma figura, um zoom para uma região associada com a operação em regime. A figura permite constatar que a velocidade do rotor mantém-se constante, acompanhando o comportamento da fonte primária.

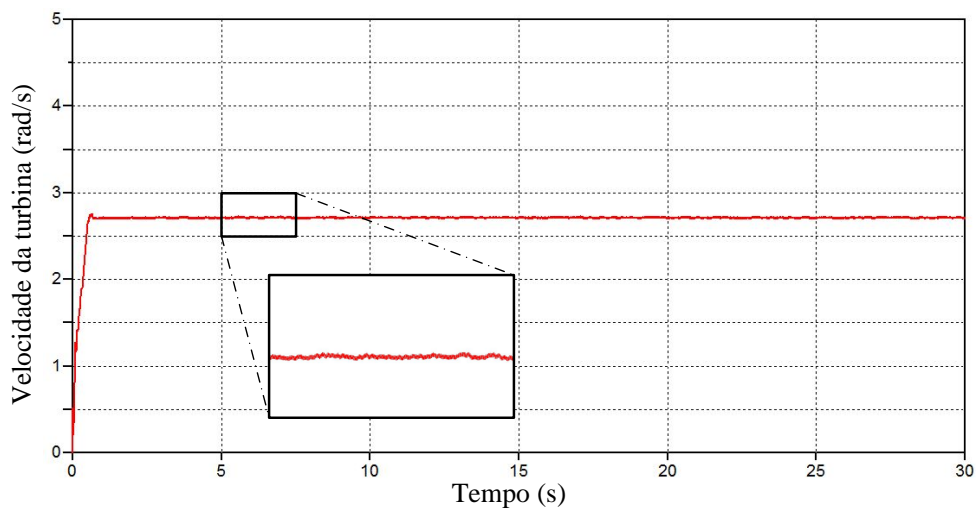


Figura 4.3 – *Velocidade mecânica da turbina – Caso 1.*

O desempenho do coeficiente de potência (C_p) está mostrado na figura 4.4. Este se mantém num valor aproximado de 0,44, o qual, como discutido no Capítulo II, situa-se dentro da faixa esperada para turbinas eólicas. Destaca-se que o valor máximo teórico para tal coeficiente, conhecido como limite de Betz, é igual a 0,59. Para determinadas situações reais, no entanto, os valores alcançados pelo C_p não ultrapassam a casa dos 0,45.

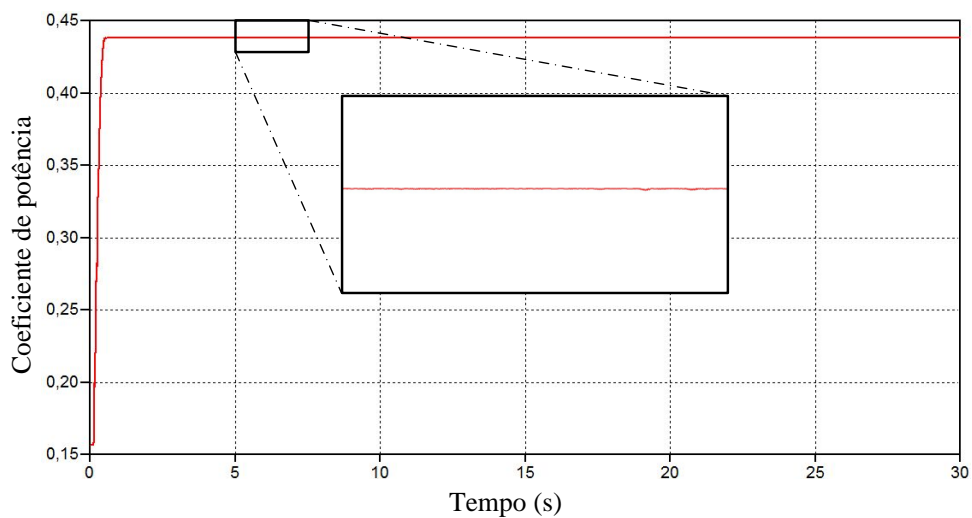


Figura 4.4 – Coeficiente de potência – Caso 1.

A potência aerodinâmica extraída do vento e que é aplicada ao eixo do gerador está ilustrada na figura 4.5, onde também se observa um zoom para uma dada região. Este detalhe permite observar os efeitos dos ruídos sobre a potência mecânica disponibilizada.

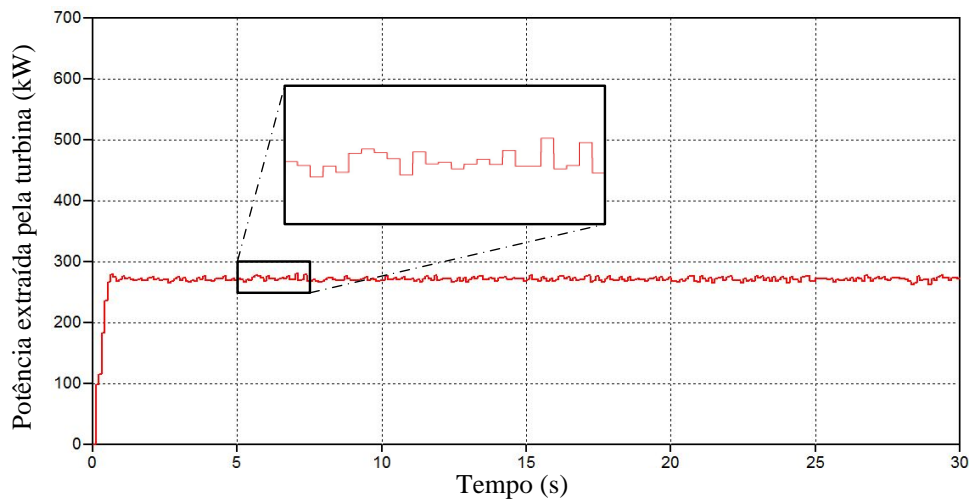


Figura 4.5 – Potência extraída pela turbina eólica – Caso 1.

4.4.2 – Resultados e análises para o ponto 02

As variáveis observadas para este ponto, como não poderia ser diferente, referem-se às grandezas elétricas nos terminais do gerador síncrono a imã permanente. Nesse sentido, a figura 4.6 mostra o oscilograma das tensões trifásicas, o qual, em detalhes, permitirá avaliar as formas de onda produzidas.

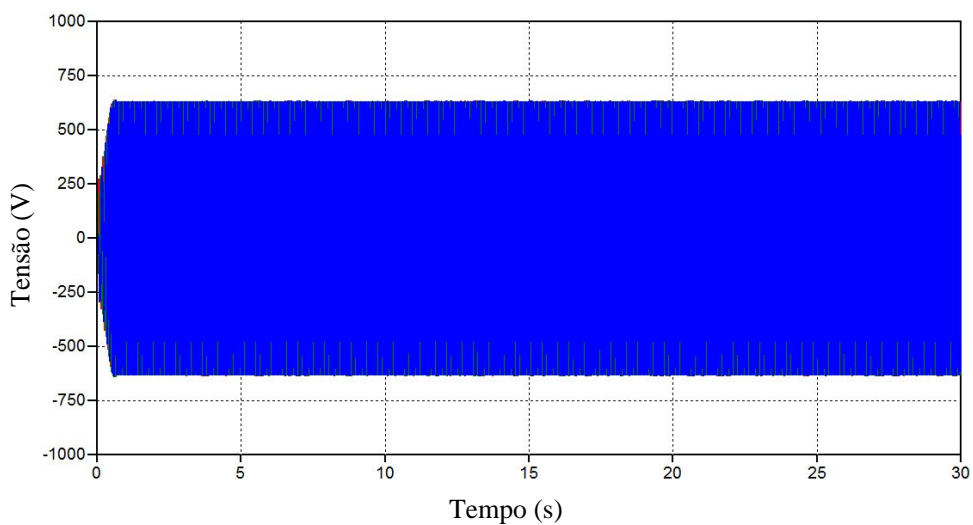


Figura 4.6 – Oscilograma das tensões trifásicas do gerador – Caso 1.

Capítulo IV – Estudos computacionais de desempenho do modelo implementado

Para uma melhor visualização do sinal, a figura 4.7 oferece um detalhe das tensões mostradas na figura anterior, mostrando, com clareza, a forma de onda senoidal das grandezas em foco. O valor eficaz das tensões de linha encontrado para esta grandeza é de 446,9 V.

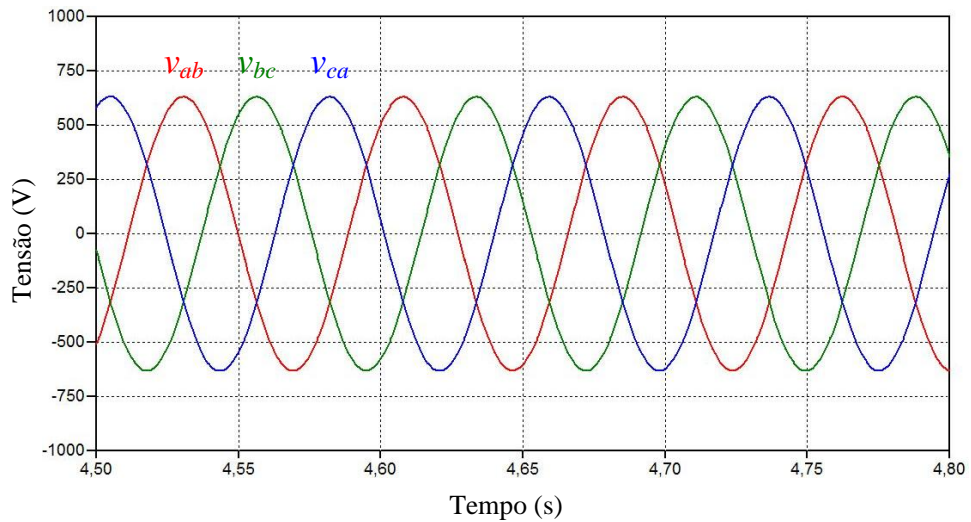


Figura 4.7 – Detalhamento das tensões trifásicas do gerador – Caso 1.

A figura 4.8 é indicativa do histograma das componentes harmônicas de tensão nos terminais do gerador síncrono. O valor da distorção harmônica total de tensão é insignificante e a frequência fundamental, para a condição de vento estabelecida, é de aproximadamente 13 Hz.

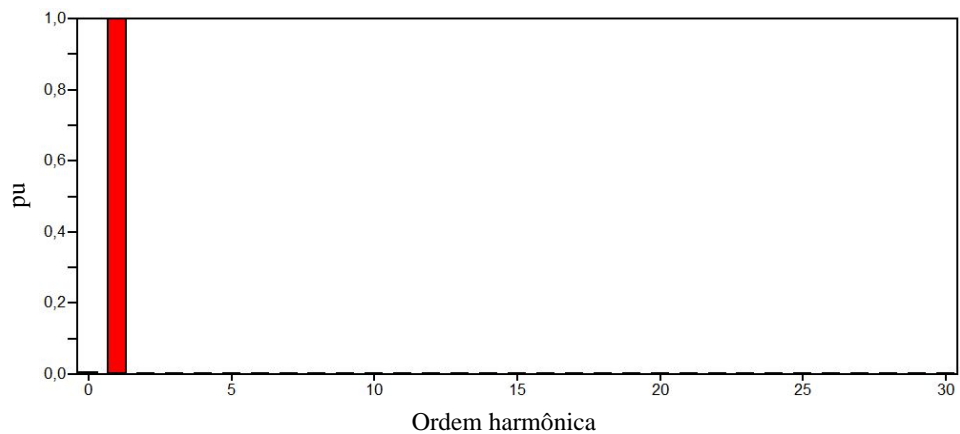


Figura 4.8 – *Histograma das tensões harmônicas do gerador (em pu) – Caso 1.*

De maneira análoga às tensões, na sequência, são apresentados os resultados das correntes correspondentes, na saída do gerador elétrico. A figura 4.9 apresenta o oscilograma das correntes de linha.

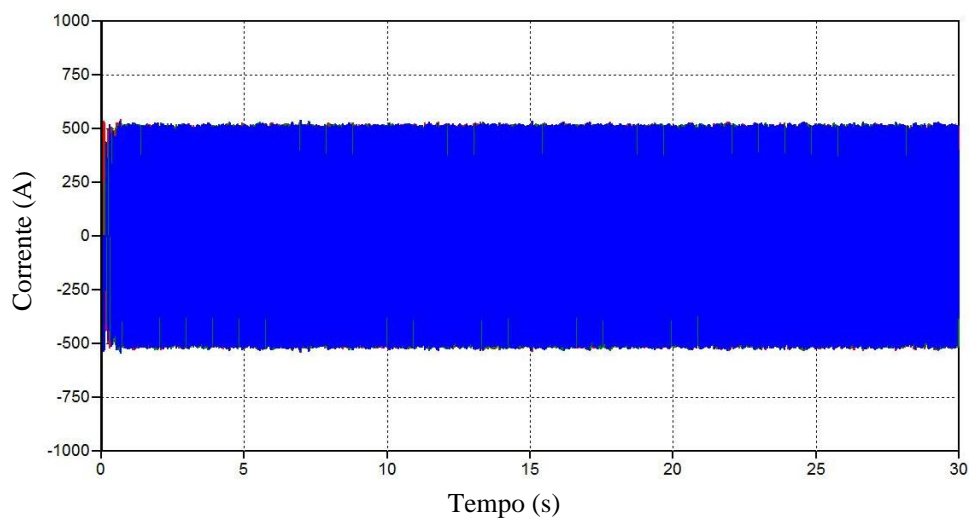


Figura 4.9 – *Oscilograma das correntes trifásicas do gerador – Caso 1.*

Novamente, objetivando uma melhor apreciação destas, a figura 4.10 mostra um zoom das correntes obtidas. As formas de onda das correntes apresentam-se bastante distorcidas,

fato este esperado e atribuído ao suprimento, por parte do gerador, de uma carga constituída por um retificador trifásico. O valor eficaz das correntes é da ordem de 349,3 A.

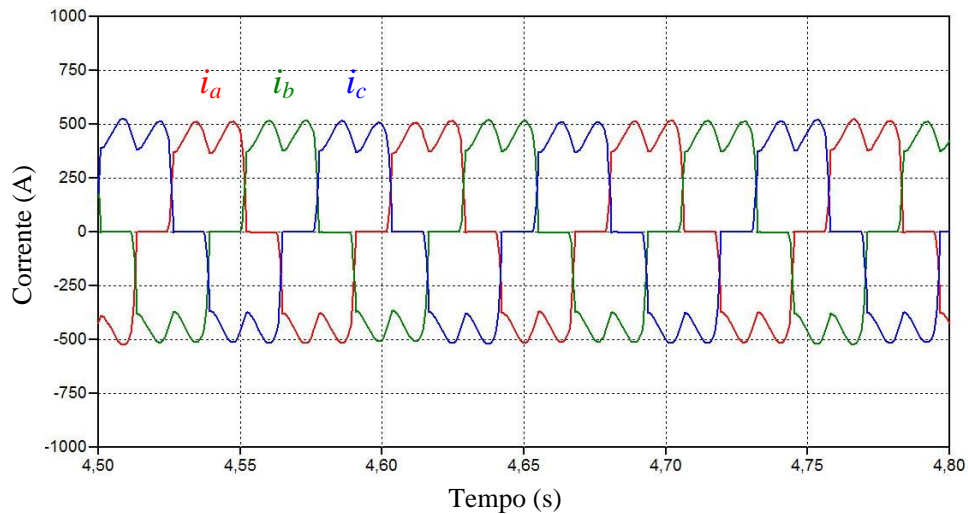


Figura 4.10 – Detalhamento das correntes trifásicas do gerador – Caso 1.

A figura 4.11 mostra o histograma das correntes harmônicas anteriormente referidas. O valor aproximado da distorção harmônica total de corrente é da ordem de 28,96%, como tradicionalmente ocorre para tais cargas.

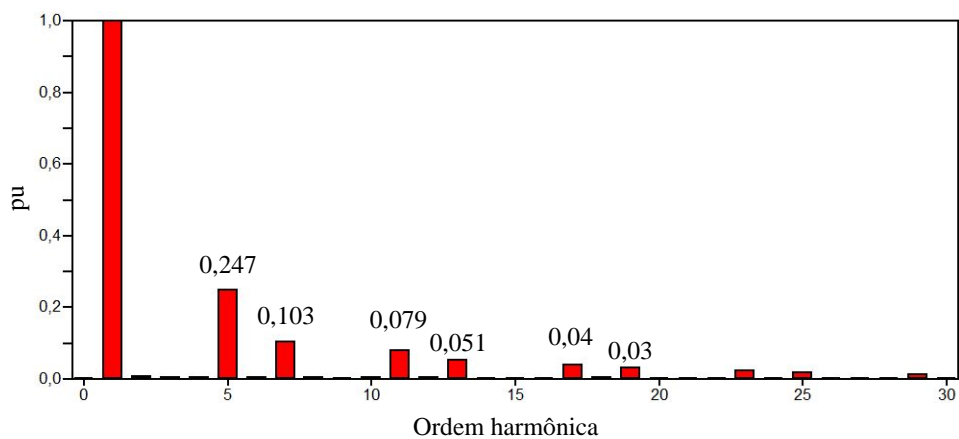


Figura 4.11 – Histograma das correntes harmônicas do gerador (em pu) – Caso 1.

4.4.3 – Resultados e análises para o ponto 03

Os registros para este ponto compreendem as grandezas relativas ao elo CC do complexo. Com este intuito, na sequência, apresenta-se a tensão CC através da figura 4.12. Na mesma é ainda adicionado um zoom para maior clareza da sua forma de onda.

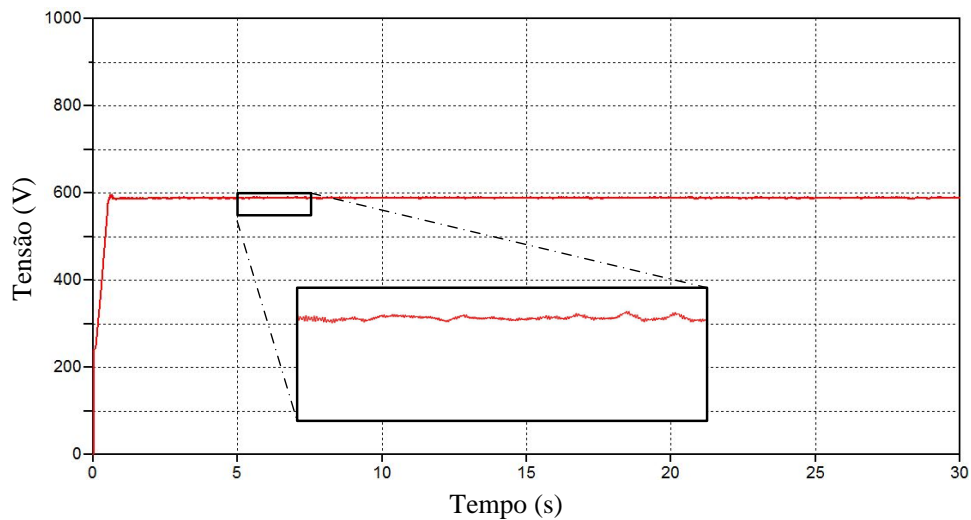


Figura 4.12 – Tensão no elo CC – Caso 1.

Complementarmente, a figura 4.13 ilustra a corrente contínua no elo CC, bem como seu respectivo zoom. Nota-se que esta apresenta uma grande variação de amplitude, acompanhando os picos das correntes do gerador.

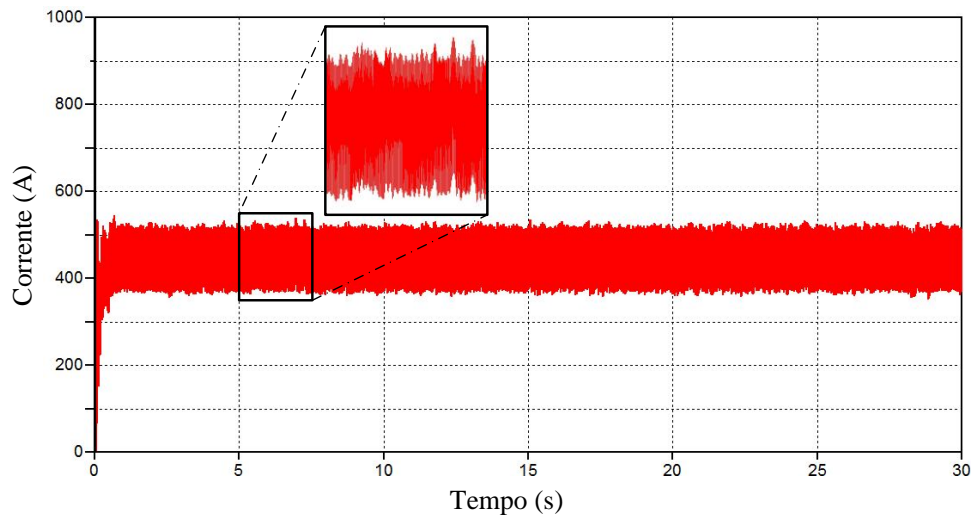


Figura 4.13 – Corrente no elo CC – Caso 1.

4.4.4 – Resultados e análises para o ponto 04

Os estudos associados com as grandezas para o ponto 04 evidenciam as tensões existentes na saída do inversor de frequência, como mostrado na figura 4.14. Vale ressaltar que os valores compreendidos entre o instante inicial e 0,5 s abrangem um pequeno intervalo de tempo durante o qual o disjuntor que acopla o aerogerador com o transformador elevador não está fechado. Portanto, a tensão apresentada no gráfico da figura abaixo, para tal instante, é devida a tensão do primário do transformador induzida pelo seu acoplamento com a rede elétrica. Tal configuração pode ser evidenciada pela figura 4.1.

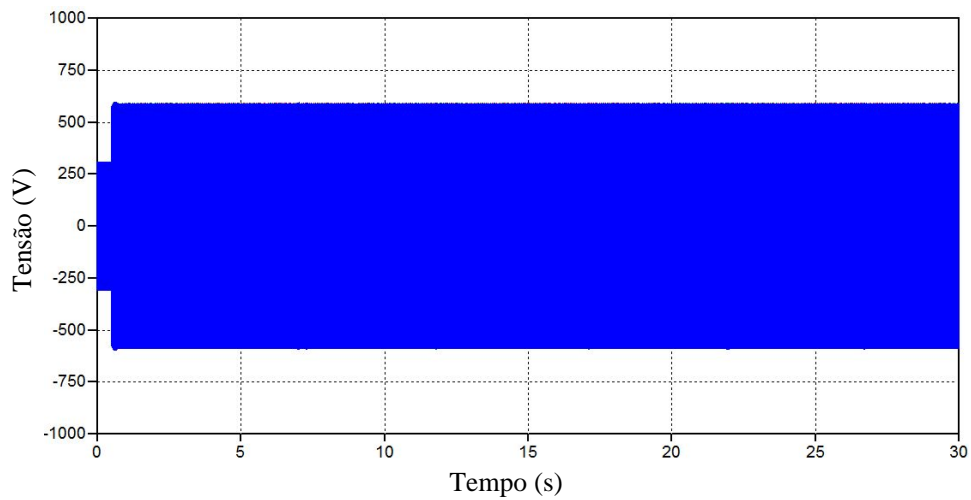


Figura 4.14 – Oscilogramas das tensões trifásicas na saída do inversor – Caso 1.

Com o intuito de analisar, em maiores detalhes, a forma de onda chaveada, a figura 4.15 destaca um zoom do funcionamento do sistema. De modo a oferecer maior clareza para a sua interpretação, apenas a tensão AB é mostrada. Tal tensão produz um valor eficaz de 324,4 V.

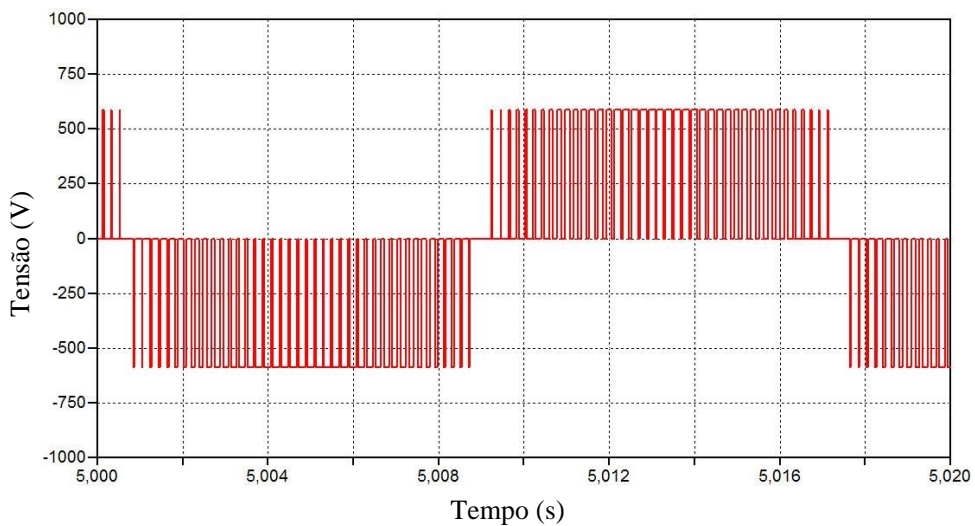


Figura 4.15 – Detalhamento da tensão entre-fases AB do inversor – Caso 1.

Objetivando oferecer informações sobre o expressivo conteúdo harmônico contido na tensão mostrada anteriormente, a figura 4.16 apresenta o espectro harmônico (em pu) da

tensão supra citada. Através desta, constata-se que as ordens mais pronunciadas são aquelas nas imediações da frequência de chaveamento utilizada para o processo de inversão, ou seja, 5 kHz.

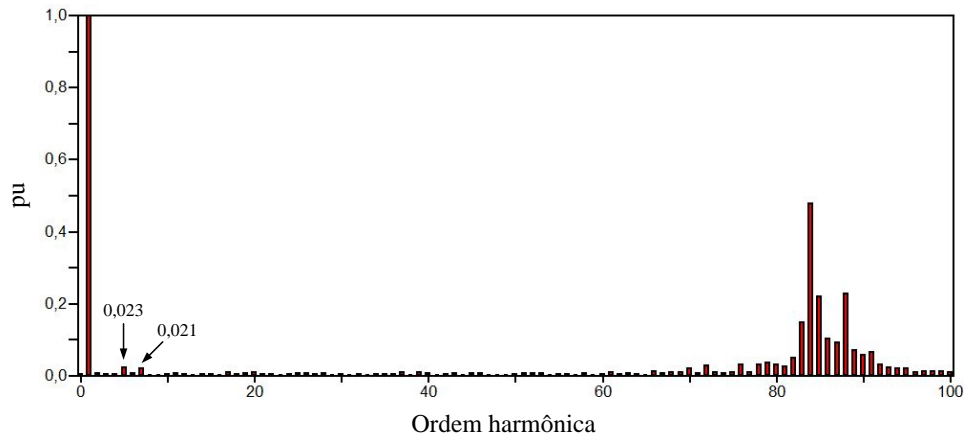


Figura 4.16 – *Histograma das tensões harmônicas da saída do inversor (em pu) – Caso 1.*

4.4.5 – Resultados e análises para o ponto 05

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 dissertação, 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 obtidas junto a este ponto, os indicadores que permitem diagnosticar o grau de degradação da energia elétrica.

Um aspecto a ser destacado refere-se a representação da concessionária, a qual, para fins desta dissertação, se apresenta com características ideais, ou seja, sua rede se apresenta com tensões senoidais, equilibradas, amplitudes constantes, frequência de 60 Hz, etc. Somado

Capítulo IV – Estudos computacionais de desempenho do modelo implementado

a tais propriedades, assume-se ainda um sinal de vento sem quaisquer turbulências de grande amplitude (rajadas e rampas).

Dentro dos princípios postos, a figura 4.17 ilustra as tensões de linha no PAC. No detalhe destas, mostrado na figura 4.18, nota-se que os oscilogramas apresentam-se praticamente senoidais, mantendo uma pequena deformação de alta frequência, a qual poderia ser eliminada com a inserção de um filtro após os terminais do inversor. O valor eficaz das tensões, em regime permanente, é igual a 13.720 V, apresentando-se, pois, dentro dos limites da legislação vigente e fornecidos na tabela 4.1.

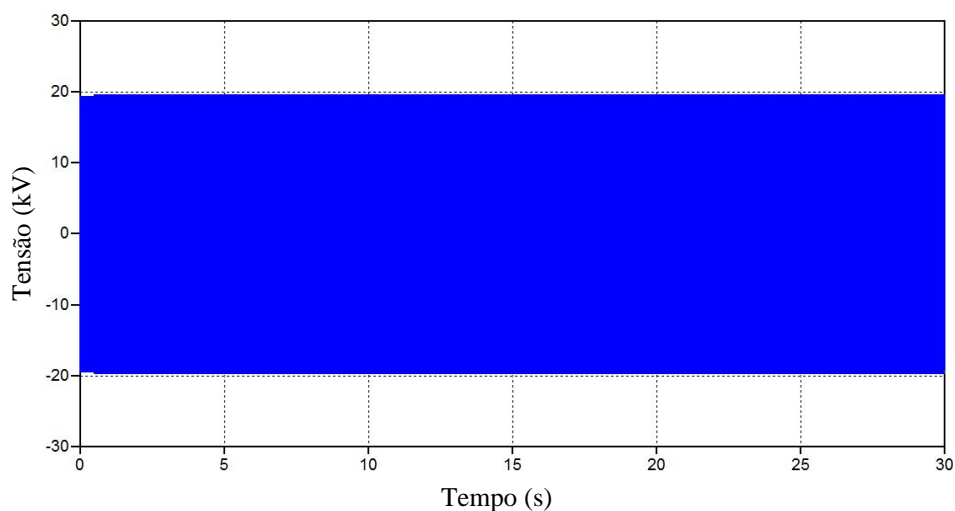


Figura 4.17 – Tensões trifásicas no PAC – Caso 1.

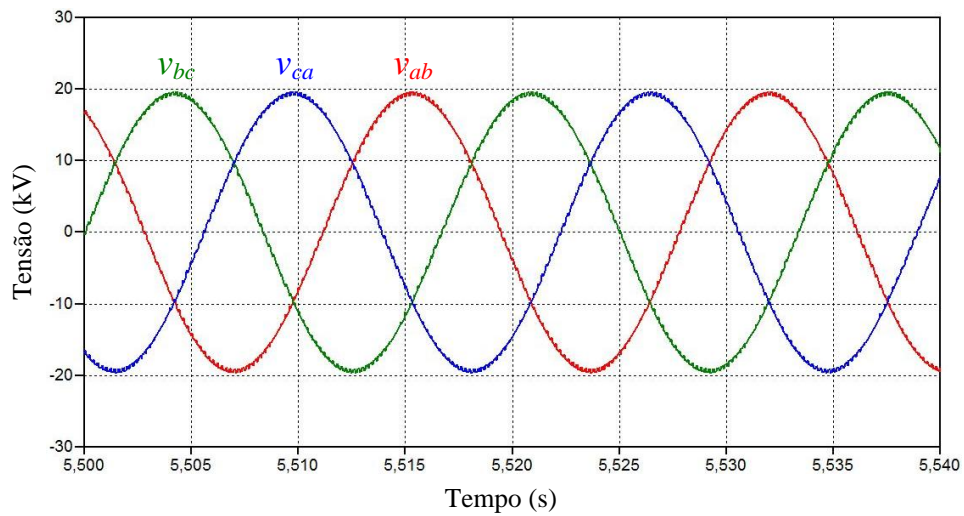


Figura 4.18 – Detalhamento das tensões trifásicas no PAC – Caso 1.
O espectro harmônico da tensão, mostrado na figura 4.19, atesta a inexistência de componentes harmônicas significativas.

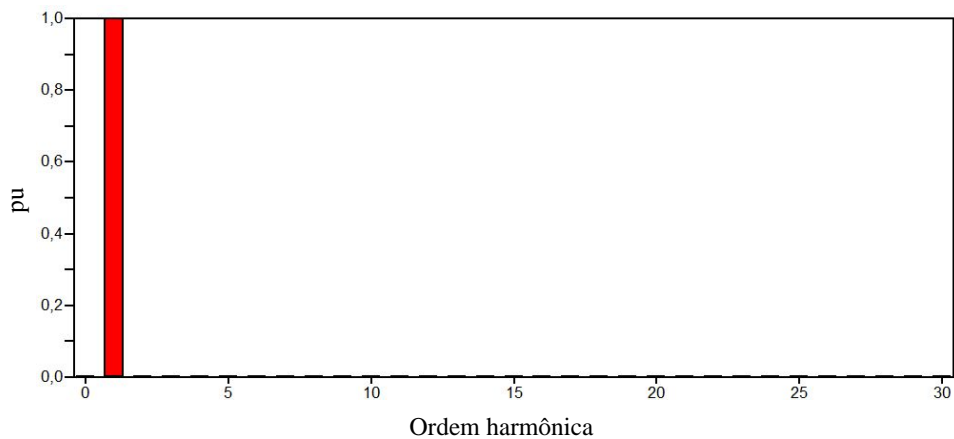


Figura 4.19 – Histograma das tensões harmônicas no PAC (em pu) – Caso 1.

Os oscilogramas das correntes injetadas no PAC estão mostrados na figura 4.20.

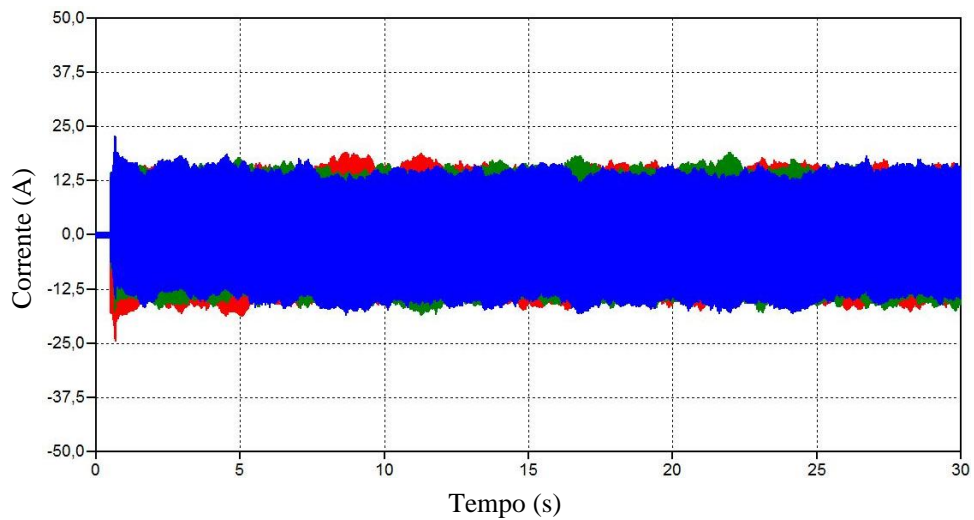


Figura 4.20 – Correntes trifásicas injetadas no PAC – Caso 1.

Analisando o oscilograma das correntes trifásicas, percebe-se uma oscilação nas amplitudes das mesmas, fato este que poderia ser atribuído à aleatoriedade da componente ruído do vento e ao ajuste do controle do inversor. Para clareza, a figura 4.21 apresenta um zoom para uma das regiões de operação. O valor eficaz para tais correntes é de 10,69 A.

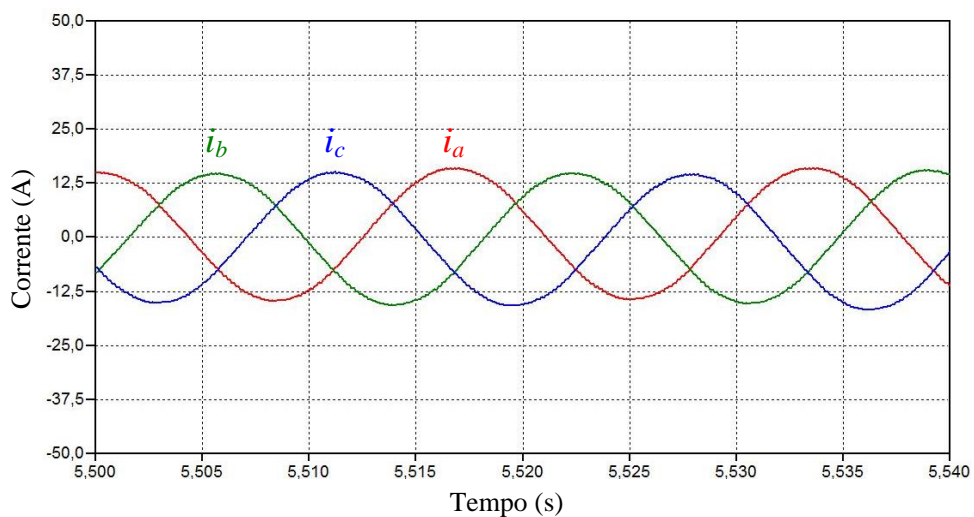


Figura 4.21 – Detalhamento do oscilograma das correntes trifásicas injetadas no PAC – Caso 1.

A figura 4.22 fornece o espectro de frequências das correntes injetadas no PAC. Analisando, mais uma vez, as figuras 4.17 e 4.18, constata-se que, apesar da oscilação da corrente injetada, a tensão na rede se mantém inalterada. É válido ressaltar, que por conta da oscilação de tensão, uma análise do espectro de frequência verdadeiro seria de grande valia.

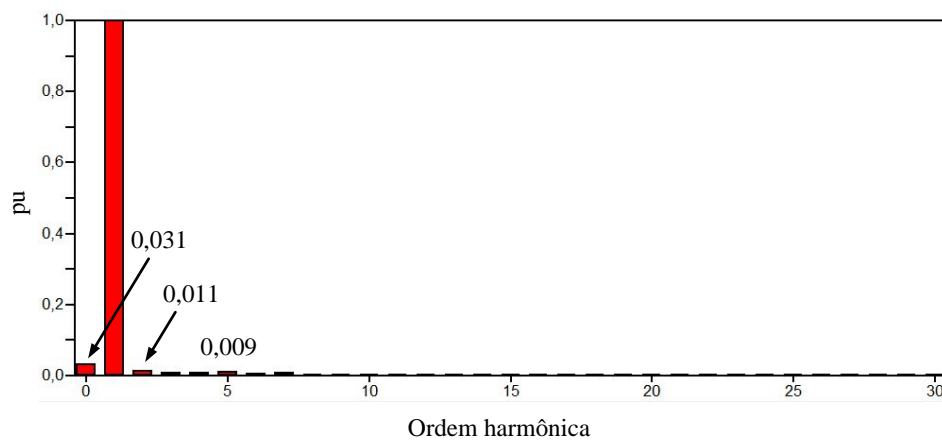


Figura 4.22 – *Correntes harmônicas injetadas no PAC (em pu) – Caso 1.*

Para finalizar o Caso 1, têm-se a figura 4.23, a qual fornece o perfil da potência ativa injetada na rede elétrica pelo WECS. A mesma figura oferece também um zoom para uma região típica da operação. A comparação dos resultados obtidos com aqueles atrelados com a potência mecânica injetada no gerador (figura 4.5) evidencia que a potência elétrica está em consonância com o suprimento primário de energia. O rendimento do sistema de conversão (gerador, conversor e transformador), para o presente caso, é de aproximadamente 93 %, visto que a potência constatada no PAC encontra-se em torno de 253 kW.

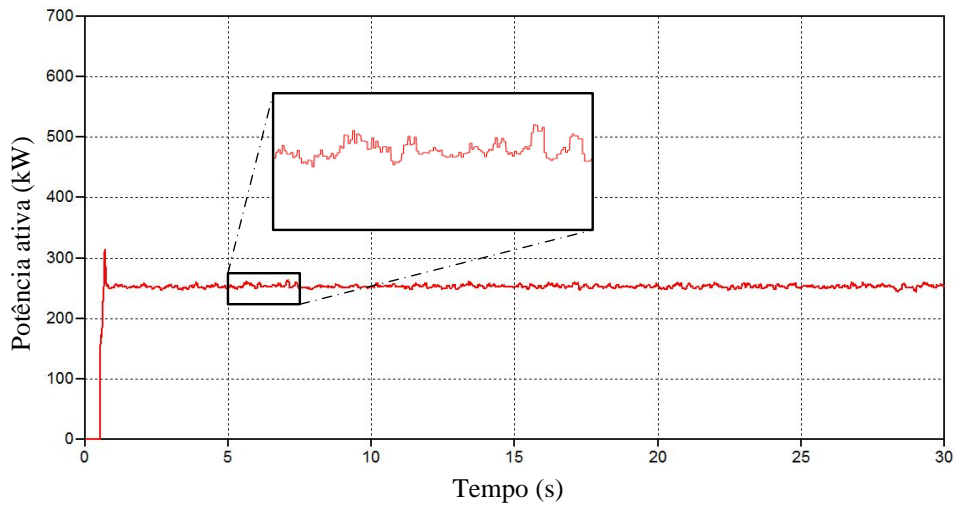


Figura 4.23 – Potência ativa injetada no PAC (em pu) – Caso 1.

4.4.6 – Resultados e análises para o ponto 06

A figura 4.24 apresenta as correntes CA que fluem da concessionária para a carga $P + jQ$. Esta tem o intuito de ser comparada com a corrente que é entregue pelo aerogerador (figura 4.20).

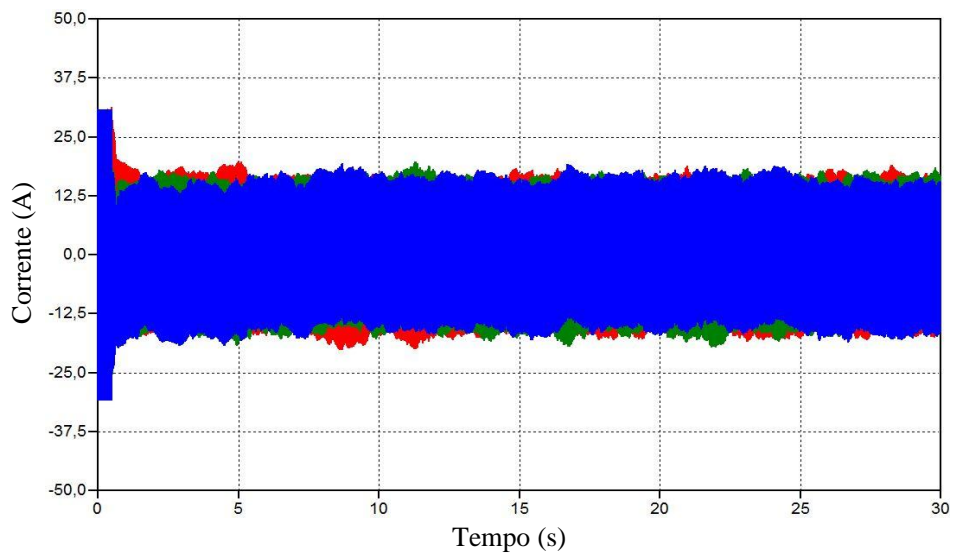


Figura 4.24 – Correntes trifásicas da concessionária para a carga $P + jQ$ – Caso 1.

4.5 – Resultados do Caso 2

Dando prosseguimento aos estudos, o presente caso objetiva avaliar o comportamento do sistema eólico para uma condição de vento apresentando turbulências de amplitudes significativas. Tal vento é constituído pela componente base de 9 m/s e por ruídos aleatórios, além de uma rajada e uma rampa com amplitudes iguais a 2,5 m/s. Pretende-se com este caso avaliar o desempenho dos diversos módulos que compõem o WECS perante essa nova característica da energia primária. Ressalva-se que, em nenhum instante, o vento impõe uma potência à turbina eólica acima da nominal, o que dispensa a atuação do controle *Pitch*.

4.5.1 – Resultados e análises para o ponto 01

A figura 4.25 mostra o sinal de vento utilizado nos estudos deste caso, com um zoom para o pico da rajada e um para o da rampa. Esta evidencia a presença da componente base, ruído, rajada e rampa.

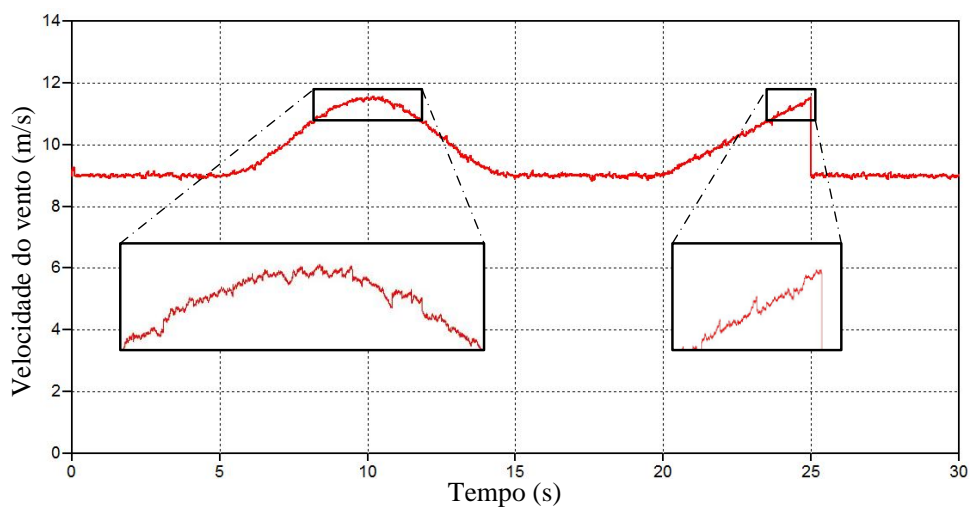


Figura 4.25 – Velocidade do vento – Caso 2.

A figura 4.26 apresenta a velocidade mecânica do eixo do rotor e do gerador elétrico, como resultado do vento aplicado. Esta evidencia a sensibilidade da velocidade do rotor quando da ocorrência de mudanças de comportamento da fonte primária. Novamente, a figura destaca na forma de zooms, a rajada e a rampa. Neste caso, constata-se que, de modo semelhante ao sinal de vento utilizado, a velocidade mecânica também apresenta duas variações significativas. Tais efeitos estão intimamente vinculados com as propriedades selecionadas para o vento, somado com a atuação do controle do inversor, o qual, como anteriormente estabelecido, sempre busca uma velocidade que apresente um coeficiente λ máximo.

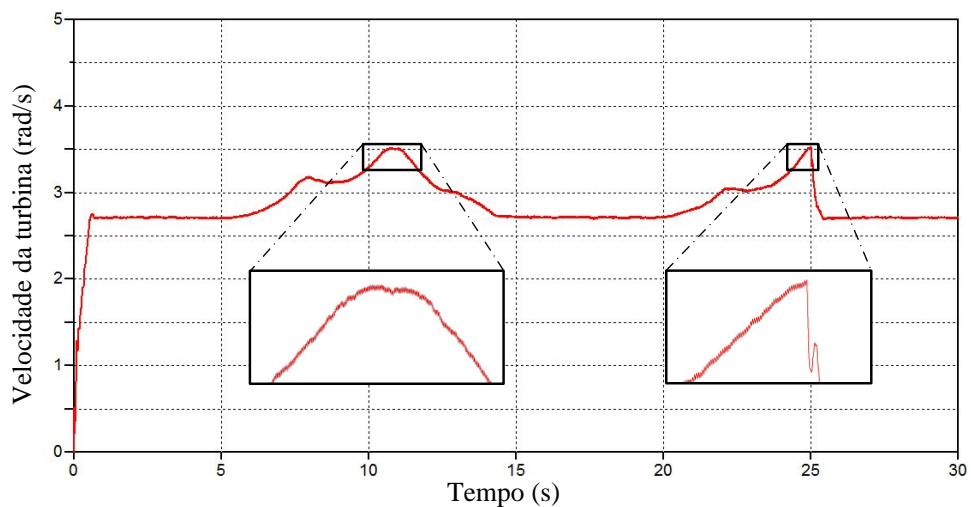


Figura 4.26 – *Velocidade do rotor da turbina eólica – Caso 2.*

O desempenho do coeficiente de potência (C_p) ou eficiência da turbina está mostrado na figura 4.27. O valor desta grandeza sofre pequenas variações transitórias durante o tempo em que a rajada ou a rampa estão presentes, reduzindo ligeiramente o seu valor. Como na rampa a variação de velocidade do vento cai instantaneamente de 11,5 para 9 m/s, este coeficiente decresce para aproximadamente 0,375. Isto se justifica pelo fato que o sistema de

controle, como tradicionalmente ocorre, atua com uma constante de tempo. No entanto, este declive do C_p é existente para um curto intervalo de tempo.

Com o intuito facilitar a visualização das variações supra ditas, a figura 4.27 também apresenta um zoom no momento da rajada e quando da ocorrência da rampa.

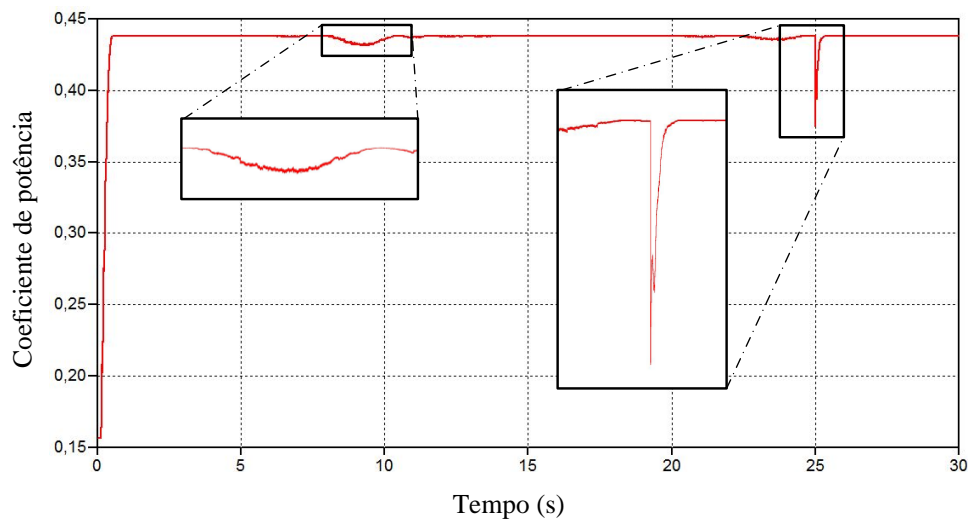


Figura 4.27 – Coeficiente de potência da turbina eólica – Caso 2.

A potência aerodinâmica extraída do vento, e disponibilizada no eixo do gerador, encontra-se ilustrada na figura 4.28, a qual apresenta, também, um zoom para a rajada e um para a rampa. A potência aerodinâmica antes da imposição da rajada e da rampa se apresentava em torno de 271 kW, valor este que no momento dos picos da rajada e da rampa, atingiram níveis próximos de 563 kW. Salienta-se que o forte incremento desta potência deve-se ao fato de a mesma ser proporcional ao cubo da velocidade do vento.

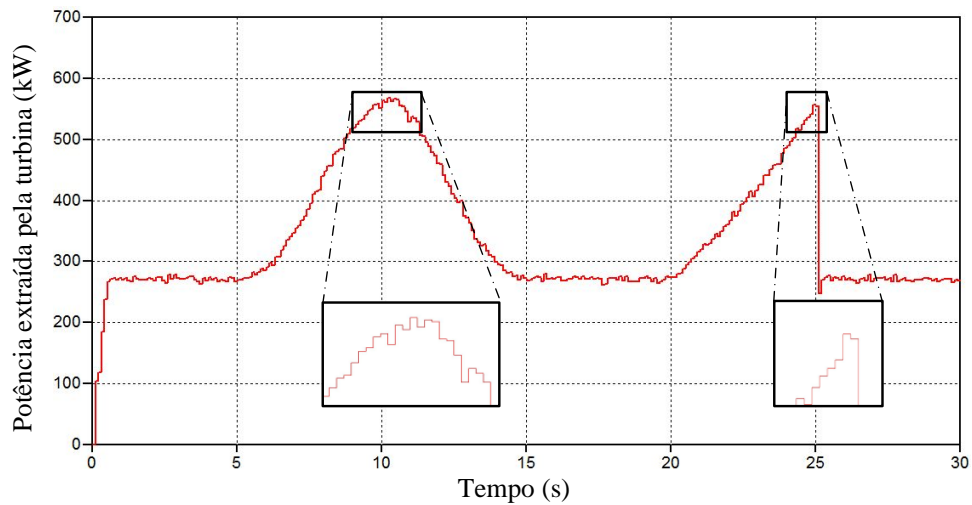


Figura 4.28 – Potência disponibilizada no eixo da turbina eólica – Caso 2.

4.5.2 – Resultados e análises para o ponto 02

A figura 4.29 mostra o oscilograma das tensões trifásicas nos terminais de saída do gerador síncrono. Observa-se, na figura, que estas grandezas têm sua amplitude referenciada com a velocidade que apresenta o rotor do gerador. É importante salientar que o sistema sob estudo é do tipo velocidade variável, dessa forma, a frequência dos sinais gerados também são alteradas quando ocorrem variações na velocidade do vento.

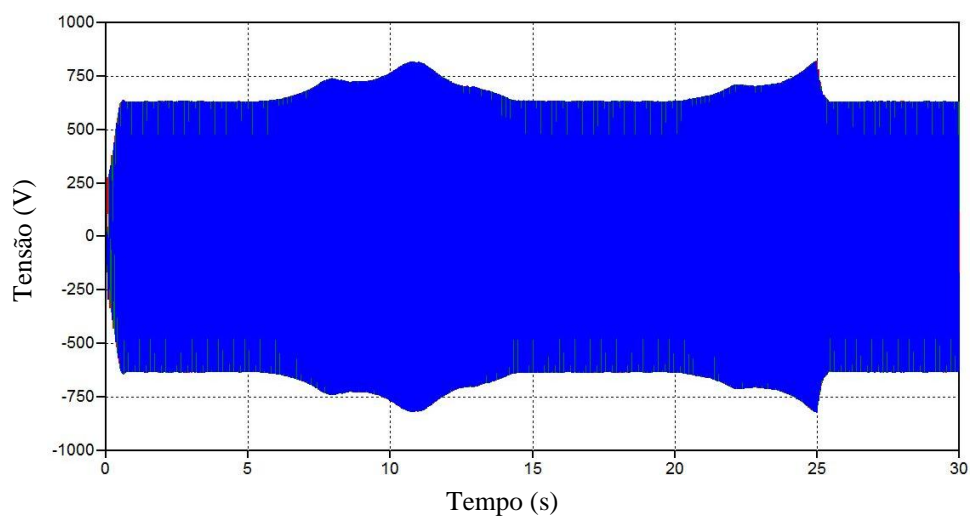


Figura 4.29 – Oscilograma das tensões do gerador – Caso 2.

Capítulo IV – Estudos computacionais de desempenho do modelo implementado

As figuras 4.30 e 4.31 apresentam detalhes das tensões mostradas anteriormente. Enquanto a primeira ilustra o momento da rajada, a segundo volta-se para a rampa. Antes de tais turbulências a tensão eficaz se encontrava por volta de 446 V em 13 Hz, e no momento da rajada e da rampa, obteve-se, para ambas as situações, valores nas imediações de 577 V em 16,7 Hz.

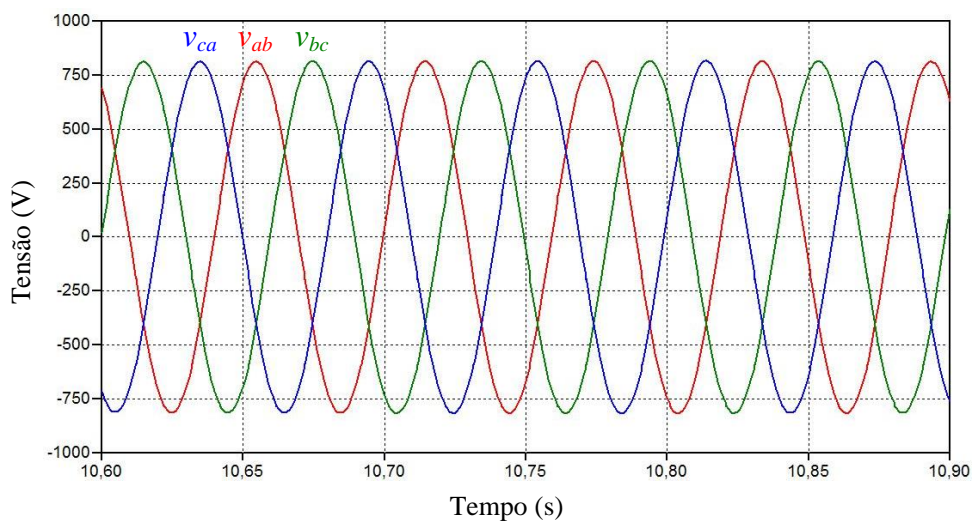


Figura 4.30 – Detalhamento das tensões do gerador no momento da rajada – Caso 2.

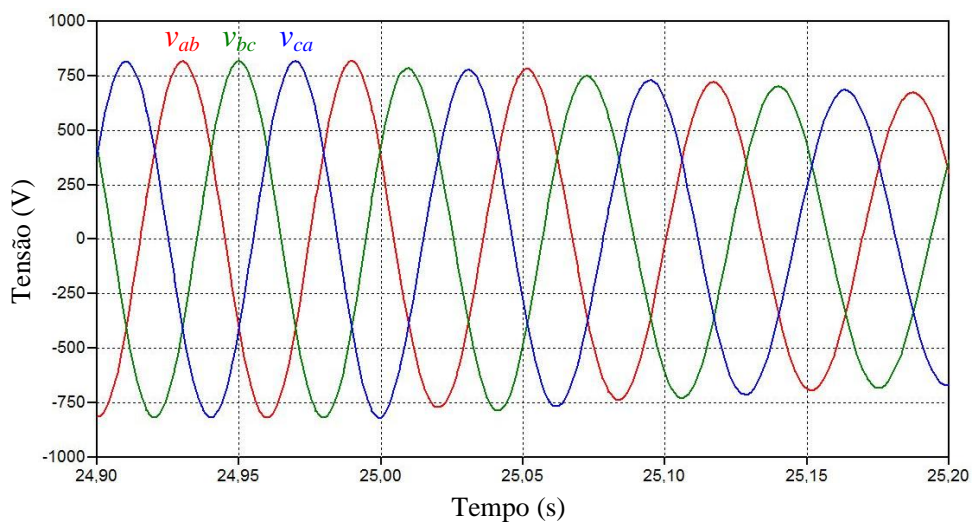


Figura 4.31 – Detalhamento das tensões do gerador no momento da rampa – Caso 2.

Capítulo IV – Estudos computacionais de desempenho do modelo implementado

A figura 4.32 apresenta as correntes nos terminais do gerador. Em decorrência da rajada e da rampa, a corrente também passa por duas oscilações em suas magnitudes e frequências, ambas vinculadas com os períodos de manifestação das turbulências em foco.

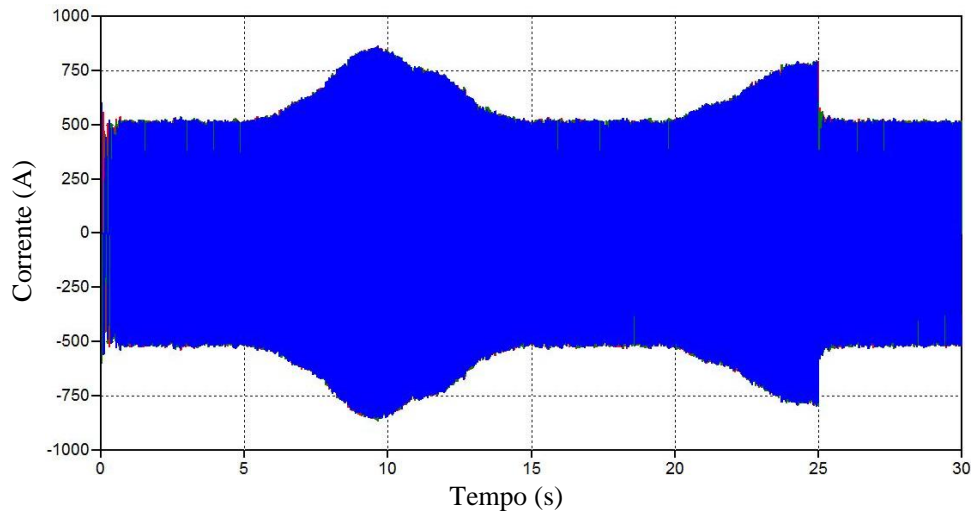


Figura 4.32 – Correntes na saída do gerador – Caso 2.

Como realizado para as tensões, as figuras 4.33 e 4.34 apresentam zooms das correntes do gerador, sendo a primeira para o momento da rajada e a segunda para o da rampa. As correntes, cujo valor eficaz na situação estabilizada encontrava-se por volta de 366 A, atingiram níveis de 629,7 A e 587,2 A, respectivamente.

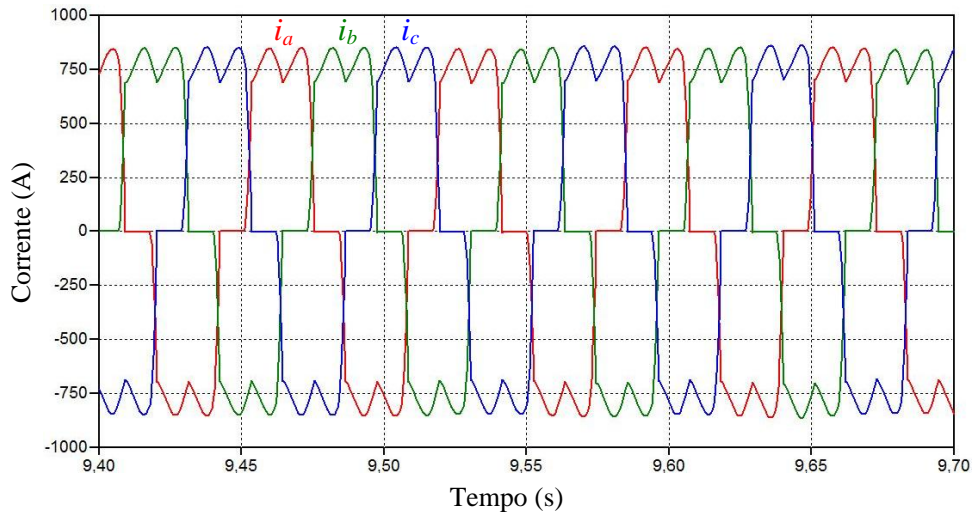


Figura 4.33 – Detalhamento das correntes do gerador no momento da rajada – Caso 2.

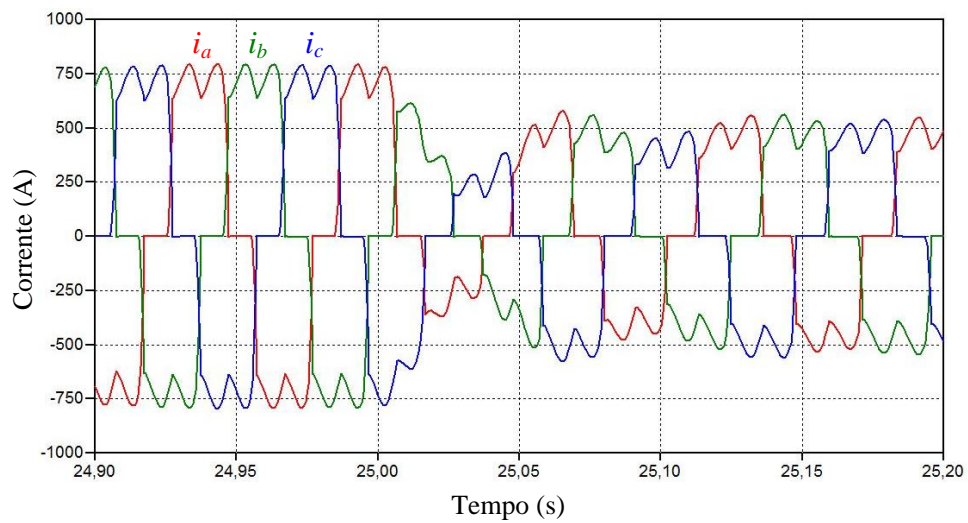


Figura 4.34 – Detalhamento das correntes do gerador no momento da rampa – Caso 2.

4.5.3 – Resultados e análises para o ponto 03

O desempenho da tensão do elo CC encontra-se ilustrado na figura 4.35. Como esperado, esta grandeza acompanha a tensão de saída do gerador, a qual, como já observado,

depende das velocidades impostas ao gerador. A mesma figura indica duas áreas com zooms, uma relacionada para o pico no instante da rajada e outra no instante da rampa.

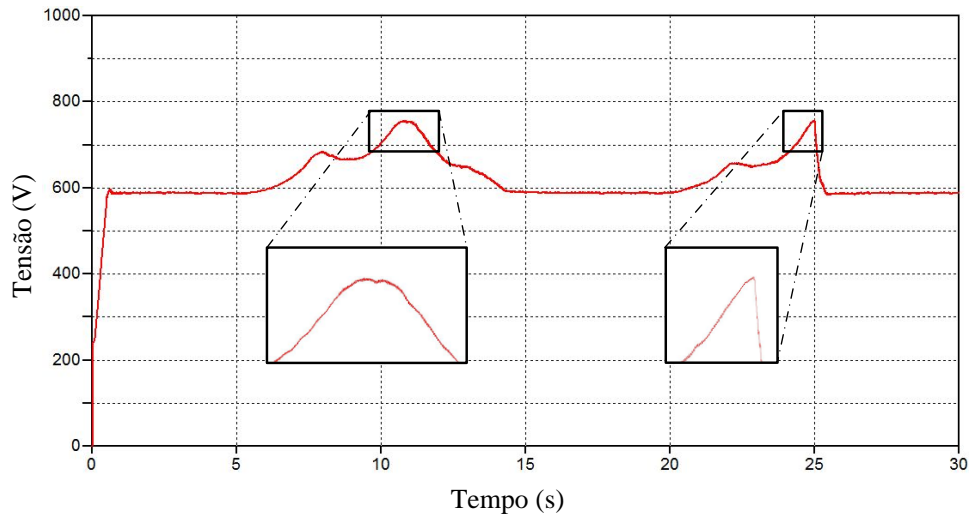


Figura 4.35 – Tensão no elo CC – Caso 2.

Na sequência das análises, tem-se a figura 4.36, a qual apresenta a corrente passante no elo CC. Para uma melhor compreensão, esta contém, como na figura anterior, um zoom para o pico da corrente na rajada e um na rampa.

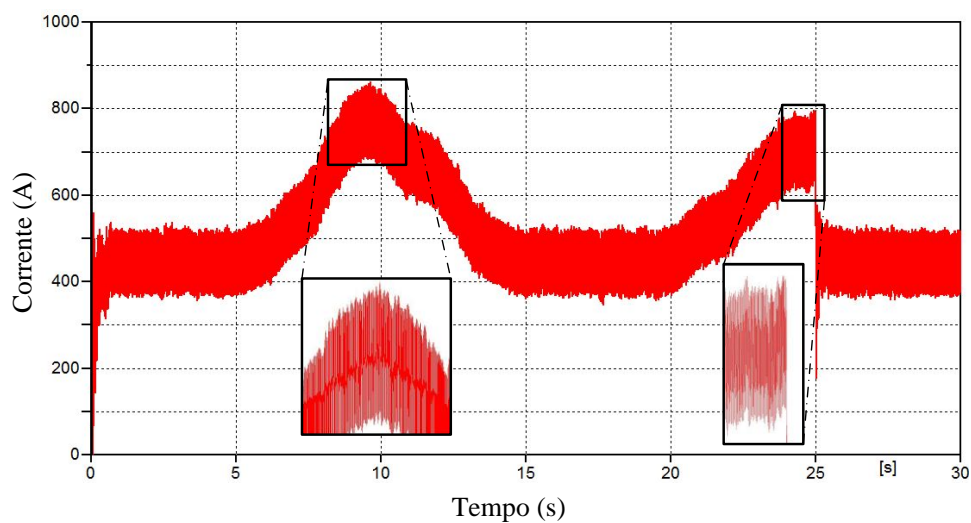


Figura 4.36 – Corrente no elo CC – Caso 2.

4.5.4 – Resultados e análises para o ponto 04

O oscilograma das tensões trifásicas nos terminais de saída do inversor está mostrado na figura 4.37. Como era de se esperar, esta tem a sua amplitude delimitada pela tensão do elo CC.

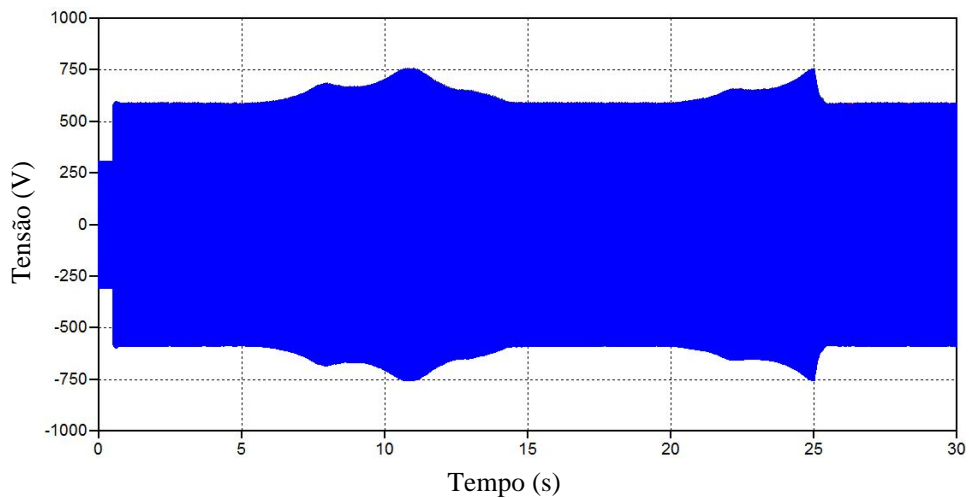


Figura 4.37 – Oscilograma das tensões trifásicas na saída do inversor – Caso 2.

As figuras 4.38 e 4.39 oferecem detalhes da tensão AB da figura anterior para os instantes de rajada e de rampa. Esta segunda evidencia o momento em que a rampa de vento cessa, por consequência, o controle do inversor aumenta a potência injetada para que a máquina volte a uma velocidade tal qual propicie um C_p com um valor ótimo. Com isso, fica clara a modificação da tensão gerada pelo controle de geração de pulso.

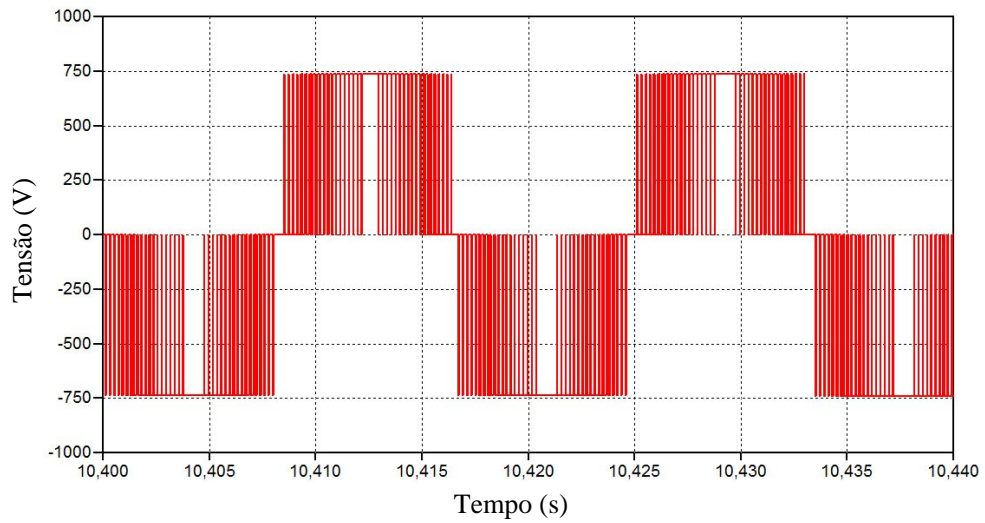


Figura 4.38 – Detalhamento da tensão AB da saída do inversor no instante da rajada – Caso 2.

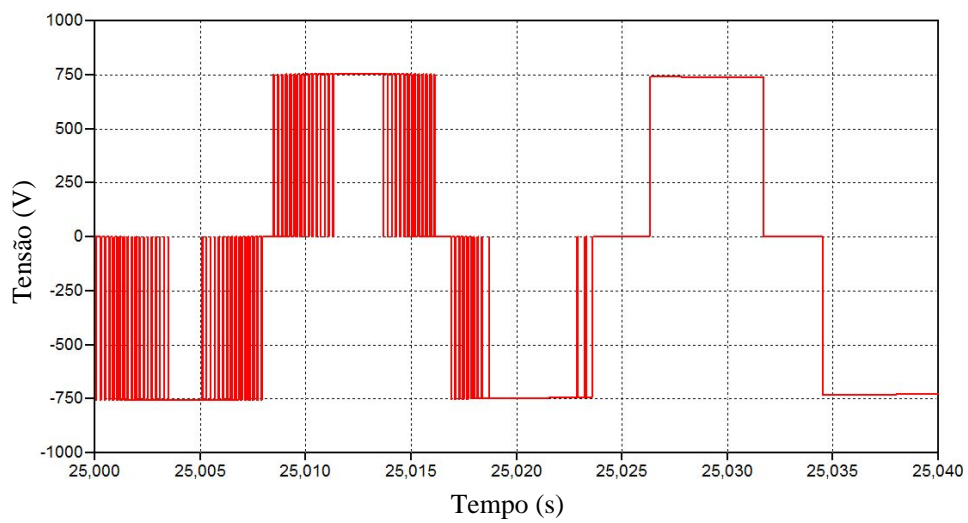


Figura 4.39 – Detalhamento da tensão AB da saída do inversor no instante da rampa – Caso 2.

4.5.5 – Resultados e análises para o ponto 05

O oscilograma das tensões trifásicas no ponto de acoplamento comum está mostrado na figura 4.40. Na sequência, encontram-se as figuras 4.41 e 4.42, as quais, como para os casos anteriores, apresentam zooms das referidas tensões quando da ocorrência da rajada e da

rampa. Os valores eficazes das tensões, antes e durante as turbulências, não indicaram variações significativas, mantendo-se em aproximadamente 13.720 kV.

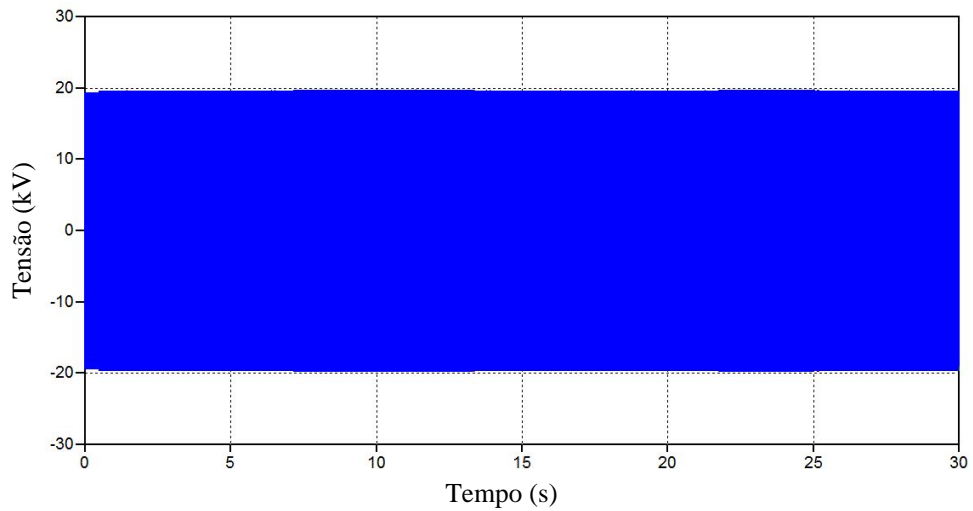


Figura 4.40 – Oscilograma das tensões trifásicas no PAC – Caso 2.

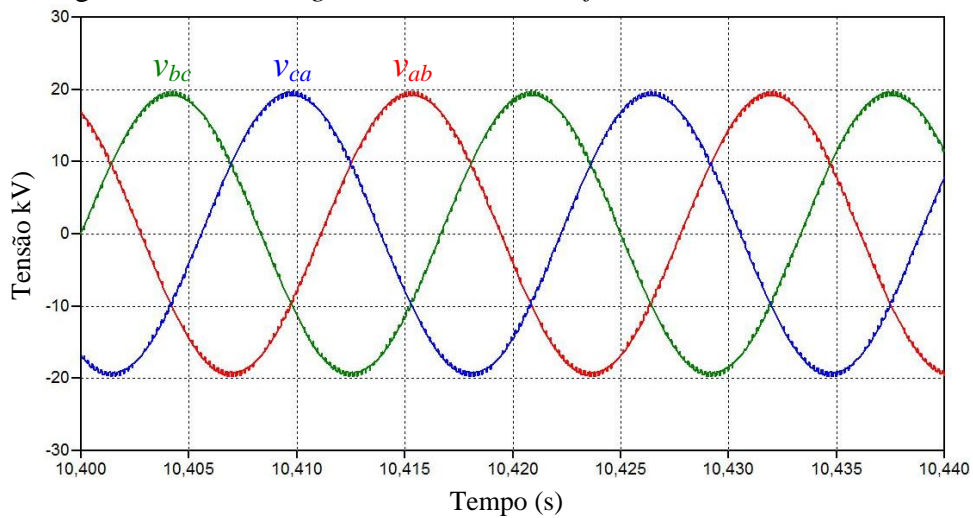


Figura 4.41 – Detalhamento das tensões trifásicas no PAC no momento da rajada – Caso 2.

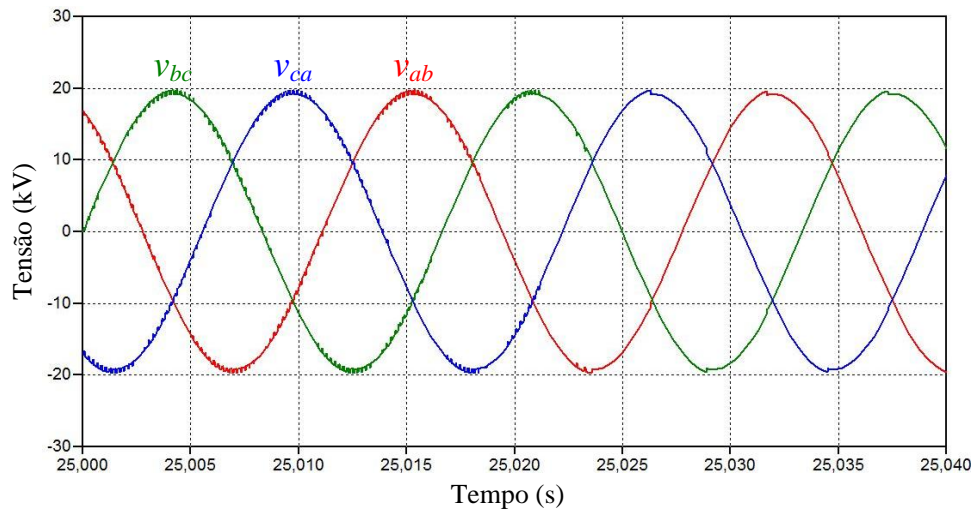


Figura 4.42 – Detalhamento das tensões trifásicas no PAC no momento da rampa – Caso 2.

O espectro harmônico relativo às tensões das figuras 4.41 e 4.42 foi omitido pelo fato de se apresentar, como para o Caso 1, com um inexpressivo conteúdo harmônico.

A figura 4.43 apresenta as correntes injetadas no PAC. Conforme já comentado, estas grandezas mostram-se bastante sensíveis a variações do vento, pois, variações da fonte primária de energia, necessariamente, implicam em variações das potências. Vale lembrar que as potências são dependentes do cubo da velocidade do vento e também são afetadas pelos coeficientes de potência.

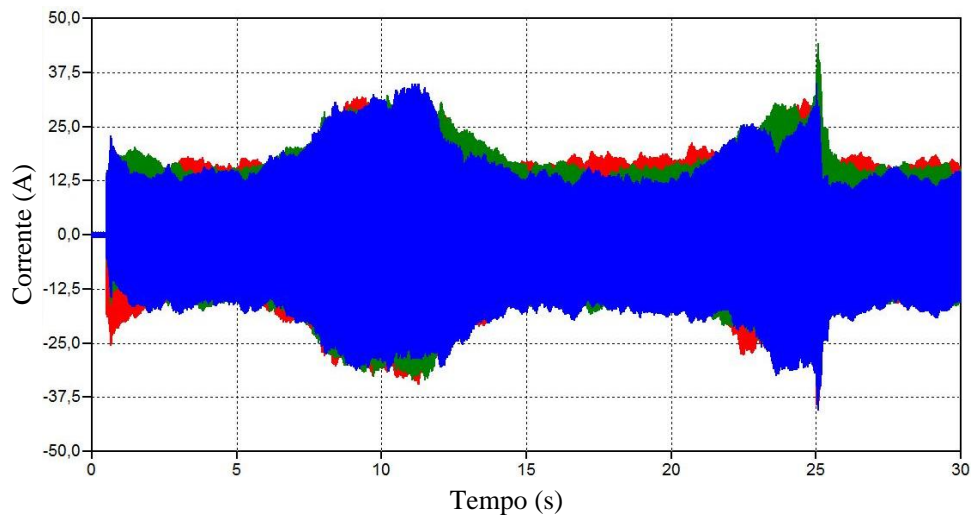


Figura 4.43 – Oscilograma das correntes injetadas no PAC – Caso 2.

As figuras 4.44 e 4.45 apresentam zooms destas correntes nos instantes de rajada e de rampa, respectivamente. Mais uma vez, referindo-se ao caso da rampa, a figura correspondente evidencia que, em situações para as quais a tensão do elo CC não é suficiente para que o inversor gere as tensões requeridas com características senoidais, as mesmas se apresentam com consideráveis distorções. Isto determina um forte impacto sobre as formas de onda das correntes, todavia, sem maiores efeitos na rede elétrica.

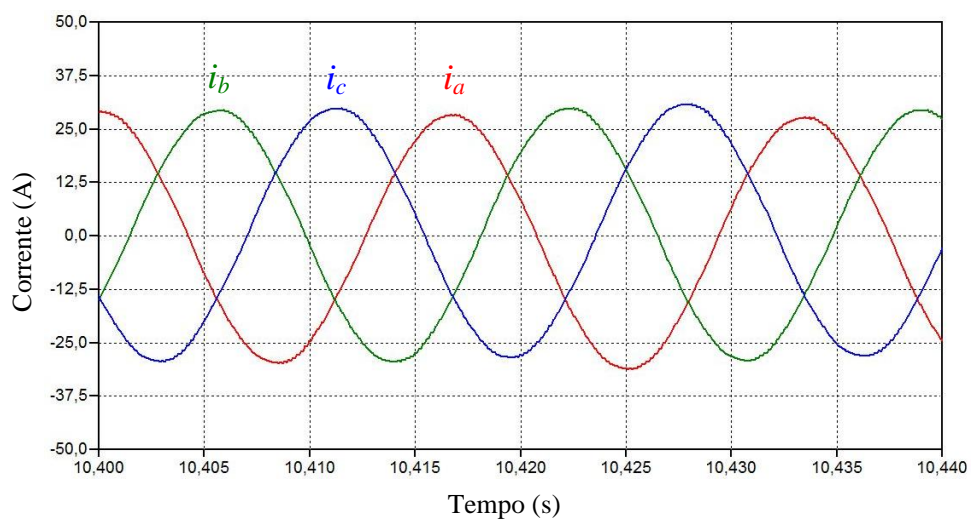


Figura 4.44 – Detalhamento das correntes injetadas no PAC no momento da rajada – Caso 2.

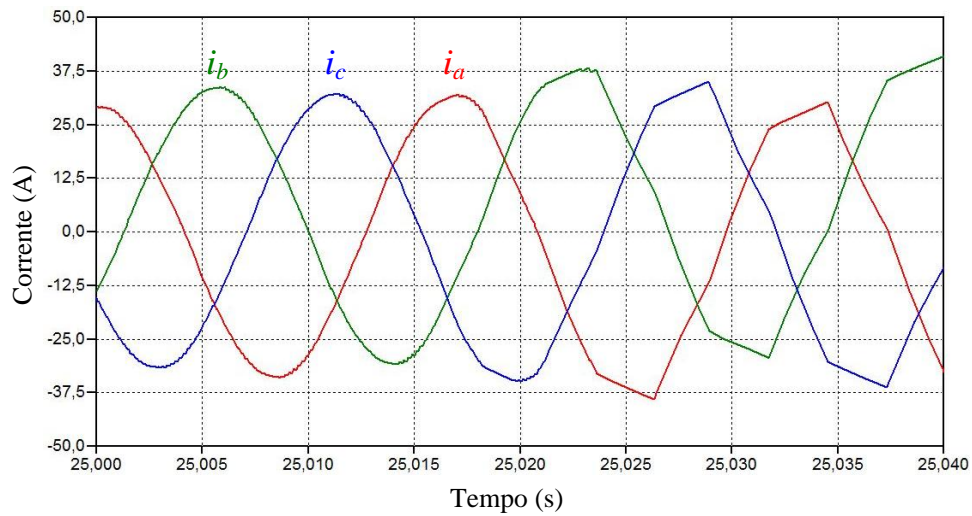


Figura 4.45 – Detalhamento das correntes injetadas no PAC no momento da rampa – Caso 2.

A figura 4.46 apresenta o espectro harmônico das correntes injetadas no PAC nos momentos subsequentes ao término da rampa, mais especificamente em um tempo de um ciclo com início em 25,025 s. Esta evidencia uma forte predominância das componentes de ordem 5 e 7, como previsto nas discussões do Capítulo III. Vale salientar que a referida distorção na tensão e corrente perdura por aproximadamente 10 ciclos, não influenciando, assim, a operação do WECS.

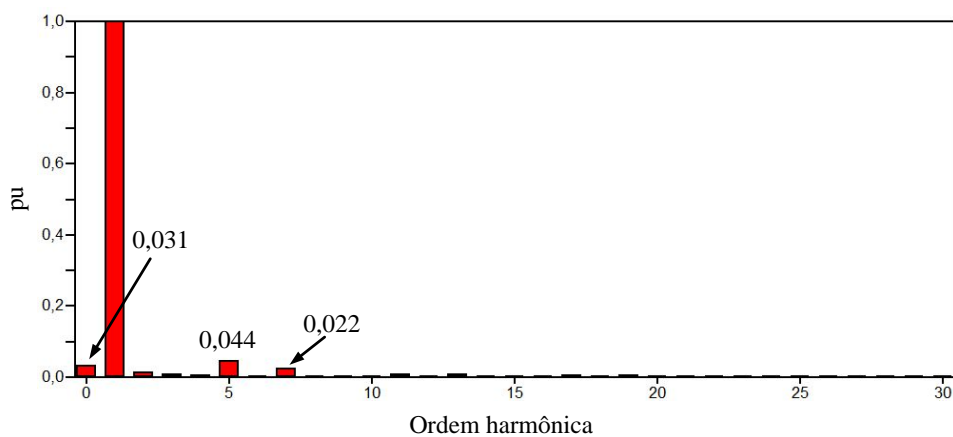


Figura 4.46 – Espectro harmônico das correntes injetadas no PAC (em pu) após o final da rampa – Caso 2.

A figura 4.47 mostra a potência ativa gerada pelo sistema eólico como resposta ao vento incidente. A mesma, ainda detalha o momento do pico relativo à rajada e à rampa. O perfil indicado evidencia que a potência injetada na rede acompanha a disponibilizada no eixo do aerogerador, salvo situações em que o controle do inversor diminui ou aumenta a sua injeção para que a turbina fique em uma velocidade próxima do patamar desejado para o coeficiente λ .

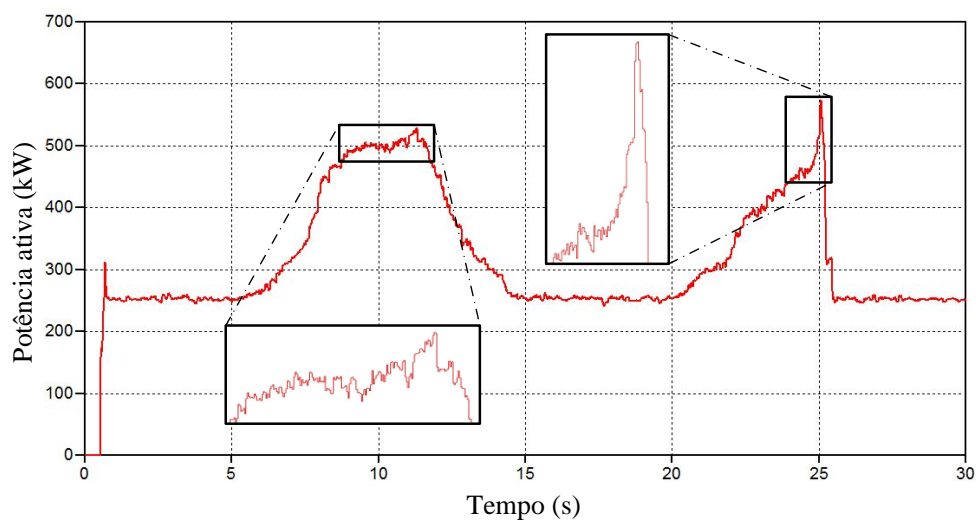


Figura 4.47 – Potência ativa injetada pelo WECS no PAC – Caso 2.

4.5.6 – Resultados e análises para o ponto 06

A figura 4.48 apresenta as correntes CA que fluem da concessionária para a carga $P + jQ$. Esta tem o intuito de ser comparada com a corrente que é entregue pelo aerogerador (figura 4.43).

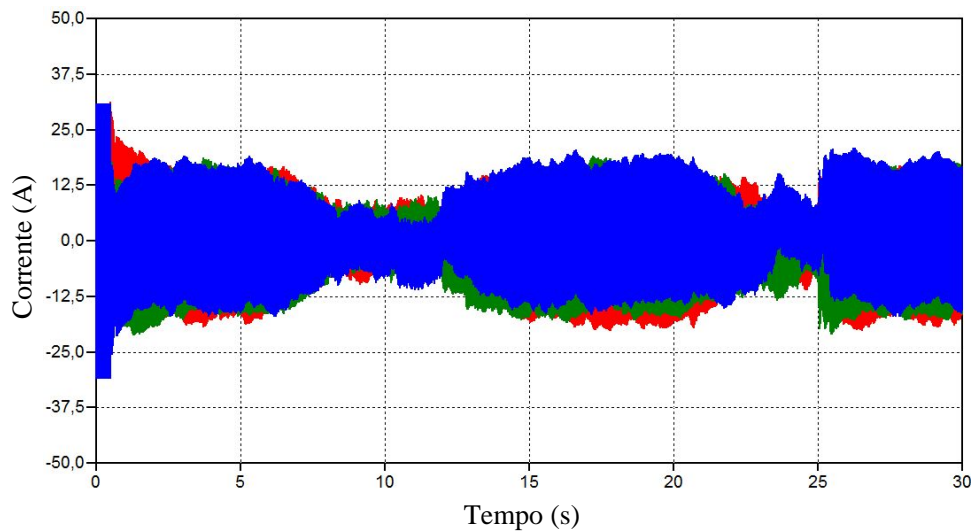


Figura 4.48 – *Correntes trifásicas da concessionária para a carga $P + jQ$ – Caso 2.*

4.6 – Resultados do Caso 3

Este caso destina-se, fundamentalmente, a ilustrar a influência do controle *Pitch*. Tal controle, como já destacado, tem por propósito o ajuste do ângulo de passo das pás da turbina eólica, proporcionando, assim, que estas entrem numa região operativa com perda aerodinâmica. O intuito desta ação é limitar a potência transmitida para o eixo do gerador, de forma a compatibilizar uma energia mecânica em consonância com os limites de potência do gerador.

Para fins desta investigação as características do vento são configuradas da seguinte forma: componente base de 9 m/s, ruído, e componentes rajada e rampa, ambas com amplitude de 4,5 m/s.

4.6.1 – Resultados e análises para o ponto 01

A figura 4.49 mostra a forma de onda da velocidade do vento aplicada à turbina eólica. Observa-se que este possui, além da componente base igual a 9 m/s e respectivos

ruídos, uma rajada e uma rampa. Estas turbulências conduzem a valores de pico para a velocidade em torno de 13,5 m/s. A figura também ressalta zooms para os momentos mais críticos das alterações sofridas pelo vento.

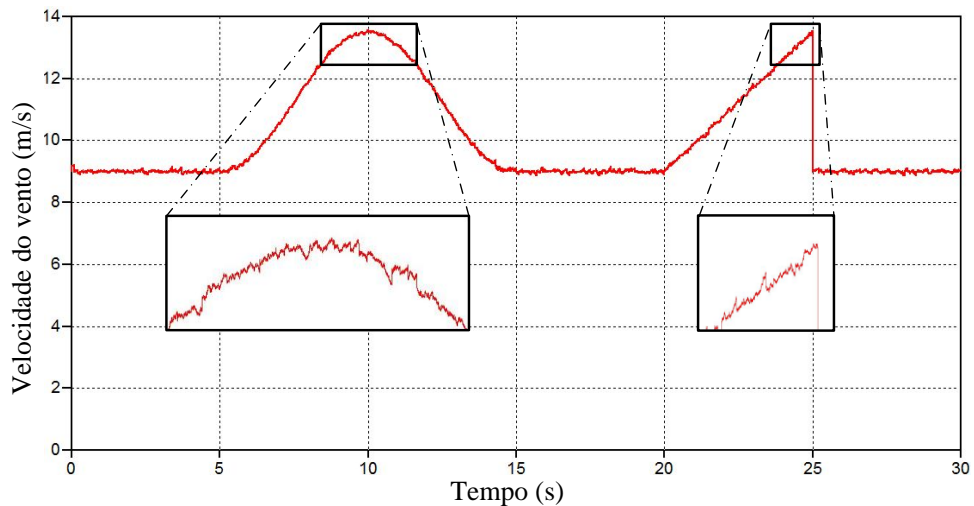


Figura 4.49 – *Velocidade do vento – Caso 3.*

A figura 4.50 é indicativa da velocidade mecânica do eixo do gerador como resultado do vento aplicado, além de zooms para os momentos da rajada e da rampa. Nota-se que, além das influências da velocidade do vento e do controle do inversor, este é afetado pelo controle *Pitch*, o qual delimita a transferência de energia.

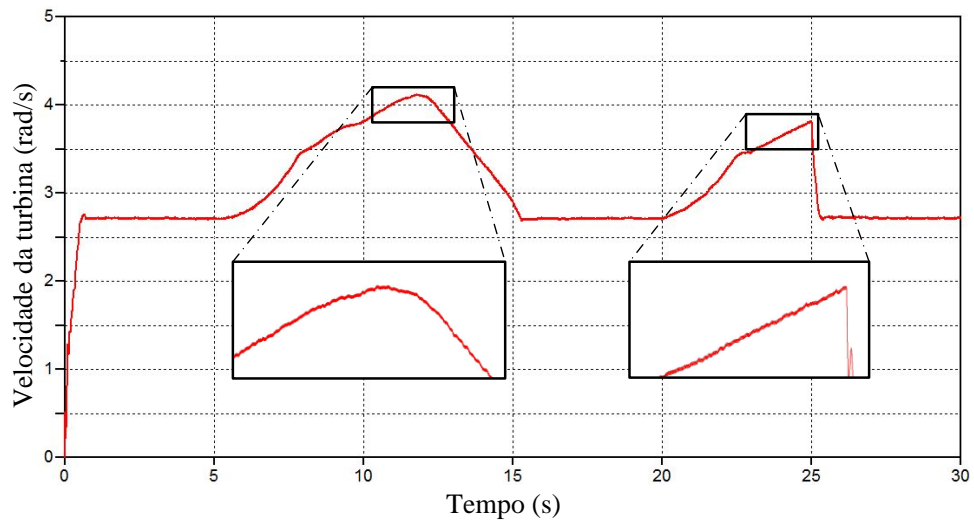


Figura 4.50 – Velocidade do rotor da turbina eólica – Caso 3.

O desempenho do coeficiente de potência (C_p), ou eficiência da turbina, está mostrado na figura 4.51, na qual se observa zooms para os momentos da rajada e da rampa. Percebe-se que, nos períodos em que os distúrbios ultrapassam os valores pré-estabelecidos no controle, tal coeficiente cai consideravelmente, fato este atribuído a alteração do ângulo de passo.

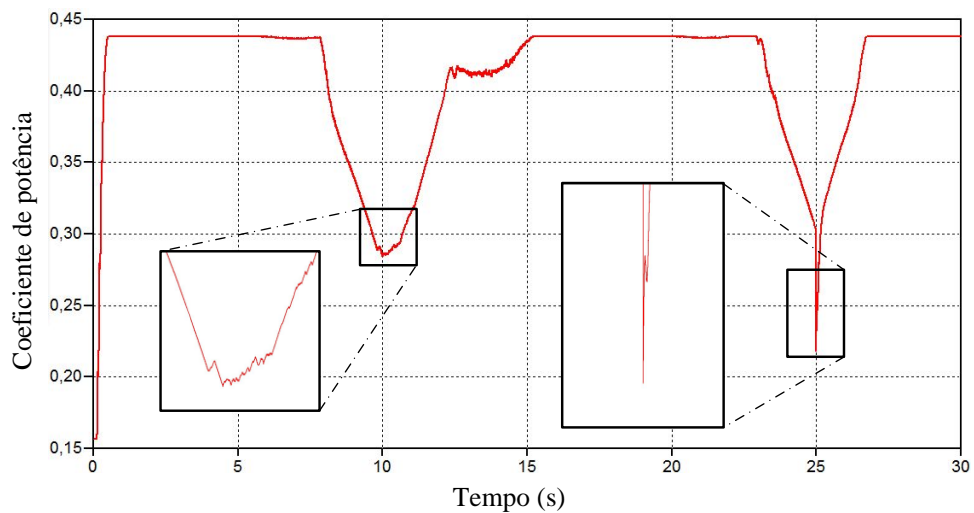


Figura 4.51 – Coeficiente de potência (C_p) da turbina eólica – Caso 3.

A potência aerodinâmica extraída do vento e aplicada ao eixo do gerador está ilustrada na figura 4.52, assim como os zooms correspondentes aos períodos de interesse. Os resultados revelam que a potência extraída pela turbina é limitada a um valor máximo de 600 kW, como programado. Ressalta-se que o controle *Pitch* é mecânico e, por conseguinte, detêm uma resposta de atuação relativamente lenta, se comparado com a do controle do inversor. Sua velocidade de atuação é de $5^\circ/\text{s}$, fazendo com que, em alguns segundos, a potência ultrapasse o valor desejado, e, no término da rampa, este controle demanda certo tempo para retornar à posição de 0° , quando o C_p ótimo é restaurado.

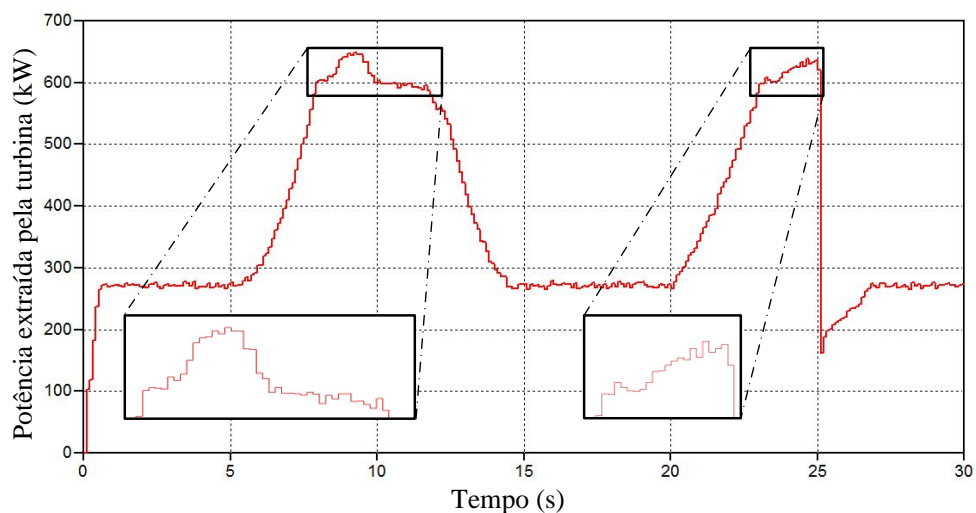


Figura 4.52 – Potência aerodinâmica extraída pela turbina eólica – Caso 3.

4.6.2 – Resultados e análises para o ponto 02

A figura 4.53 mostra o oscilograma das tensões trifásicas nos terminais de saída do gerador.

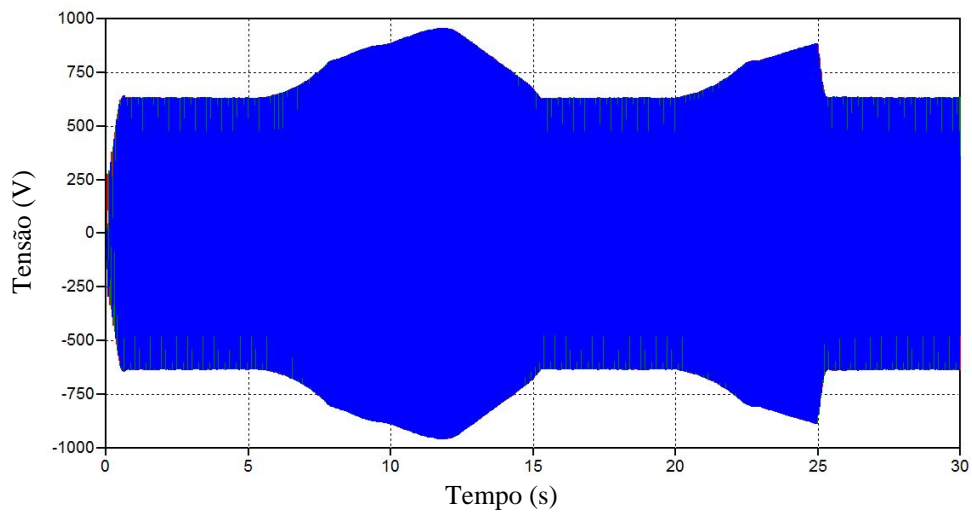


Figura 4.53 – Tensões trifásicas de saída do gerador – Caso 3.

Para possibilitar uma melhor visualização do sinal, as figuras 4.54 e 4.55 apresentam zooms das tensões anteriores. A primeira figura está associada com o instante da rajada enquanto que a segunda representa a situação operacional quando da ocorrência da rampa. Como para o Caso 2, as tensões eficazes se apresentam com valores máximos de 676,7 V em 19,6 Hz (rajada) e 626,0 V em 18,4 Hz (rampa).

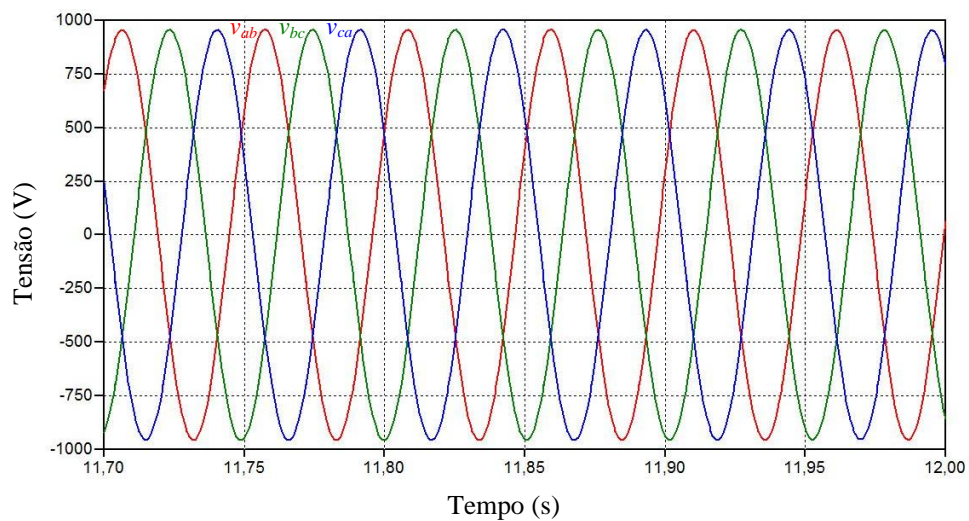


Figura 4.54 – Detalhamento das tensões trifásicas do gerador no momento da rajada – Caso 3.

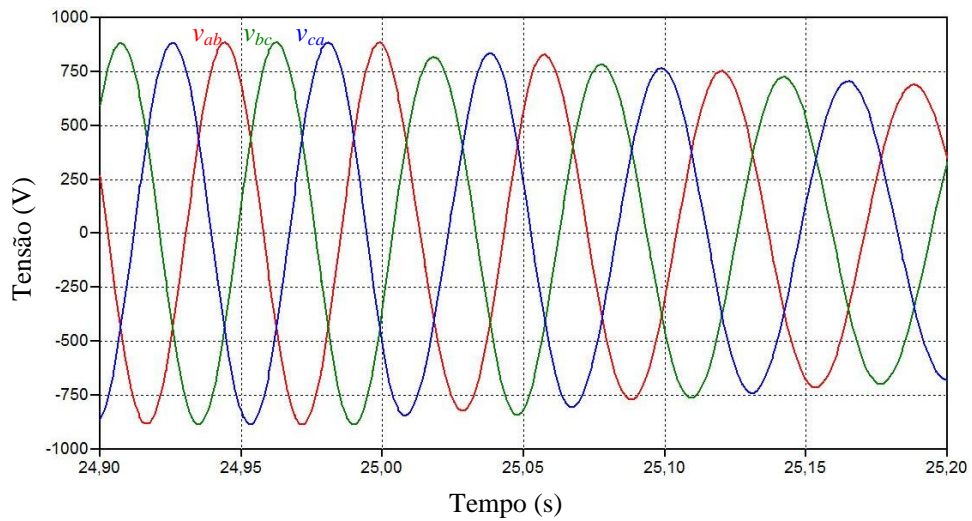


Figura 4.55 – Detalhamento das tensões trifásicas do gerador no momento da rampa – Caso 3.

De maneira análoga às tensões, os resultados das correntes correspondentes na saída do gerador são mostrados na figura 4.56.

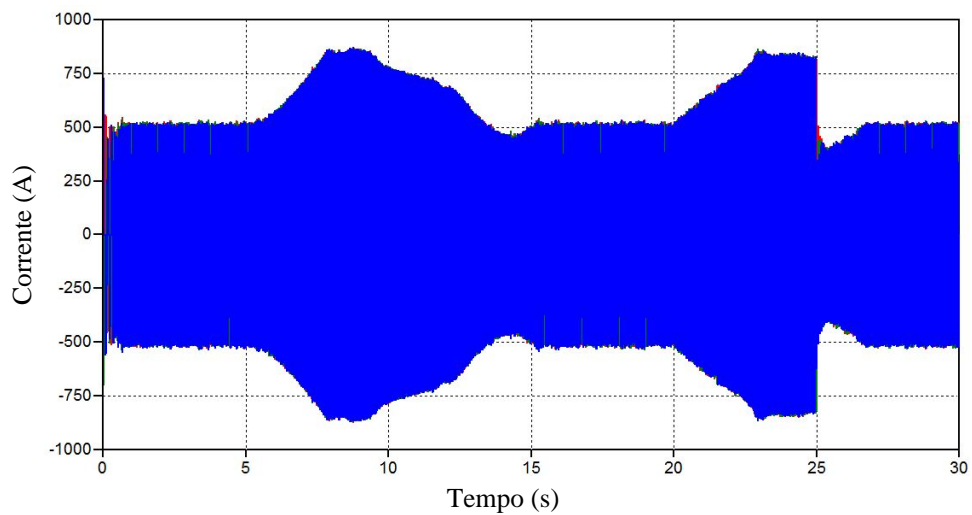


Figura 4.56 – Correntes trifásicas de saída do gerador – Caso 3.

Novamente, objetivando uma melhor apreciação das formas de onda, detalhes das correntes nos terminais do gerador estão ilustrados nas figuras 4.57 e 4.58, sendo essas,

respectivamente, para o momento da rajada e o da rampa. Os valores eficazes destas correntes chegam a 644,8 A na rajada e a 599,7 A na rampa.

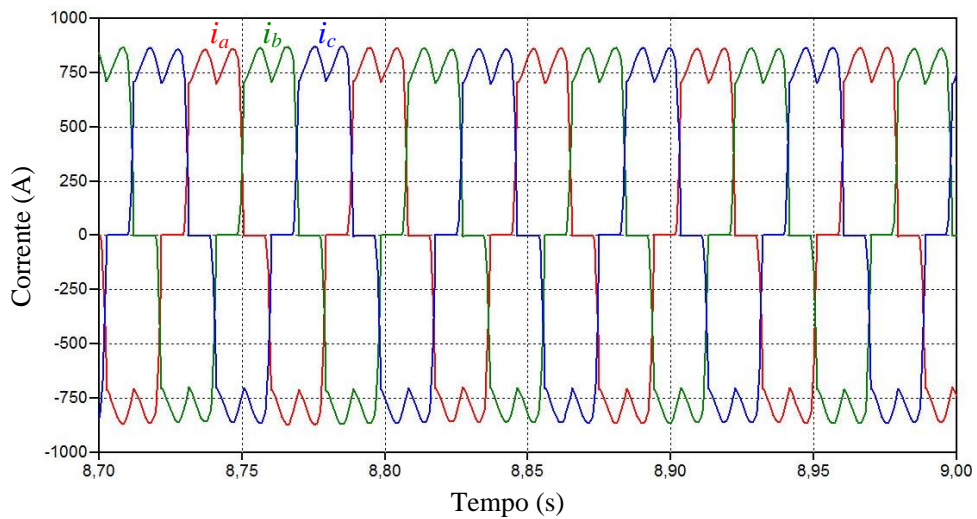


Figura 4.57 – Detalhamento das correntes trifásicas do gerador no momento da rajada – Caso 3.

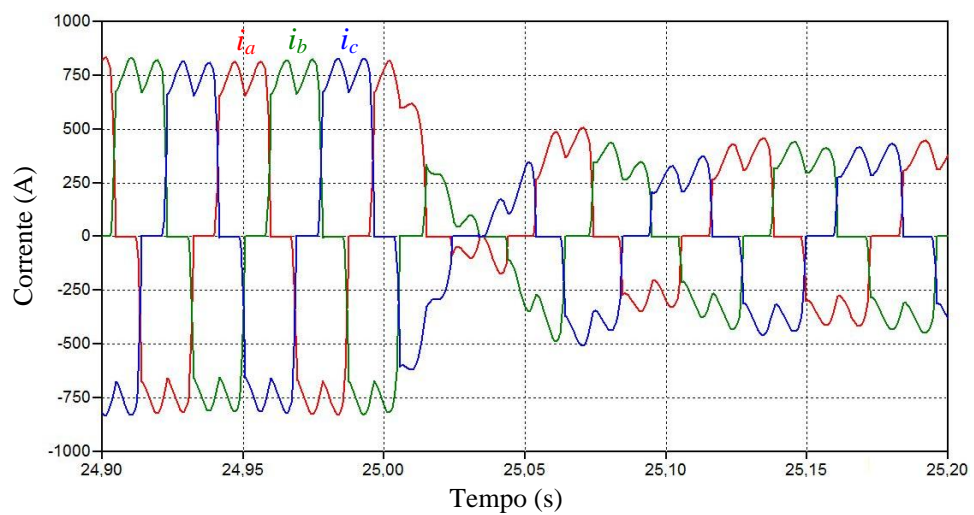


Figura 4.58 – Detalhamento das correntes trifásicas do gerador no momento da rampa – Caso 3.

4.6.3 – Resultados e análises para o ponto 03

A figura 4.59 ilustra o comportamento da tensão do elo CC. Tal figura, ainda contempla zooms para os instantes das turbulências (rajada e rampa).

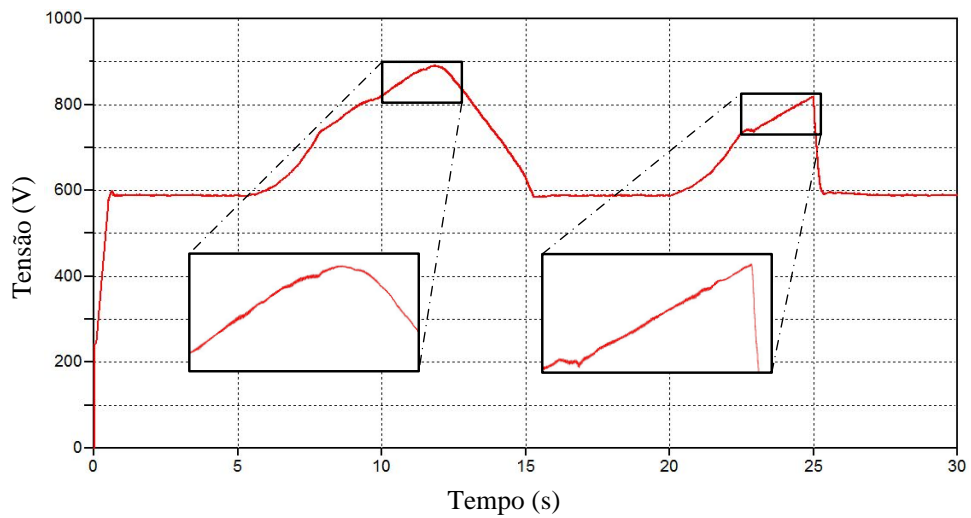


Figura 4.59 – Tensão do elo CC – Caso 3.

Na sequência, encontra-se a figura 4.60, a qual ilustra o comportamento da corrente do elo CC. Como para a tensão, a corrente acompanha as amplitudes das correntes de saída do gerador. A presente figura também destaca os zooms para os momentos supra mencionados.

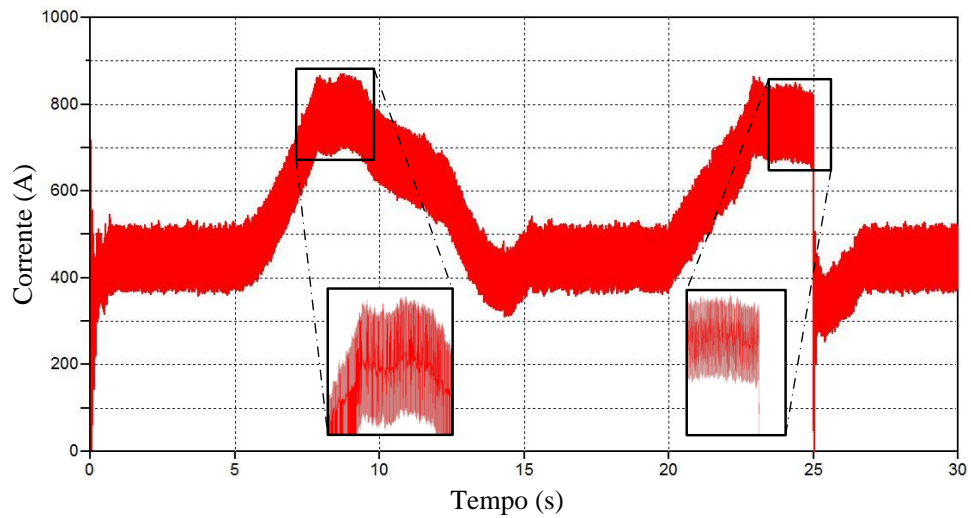


Figura 4.60 – Corrente do elo CC – Caso 3.

4.6.4 – Resultados e análises para o ponto 04

O oscilograma das tensões trifásicas nos terminais de saída do inversor de frequência é mostrado na figura 4.61.

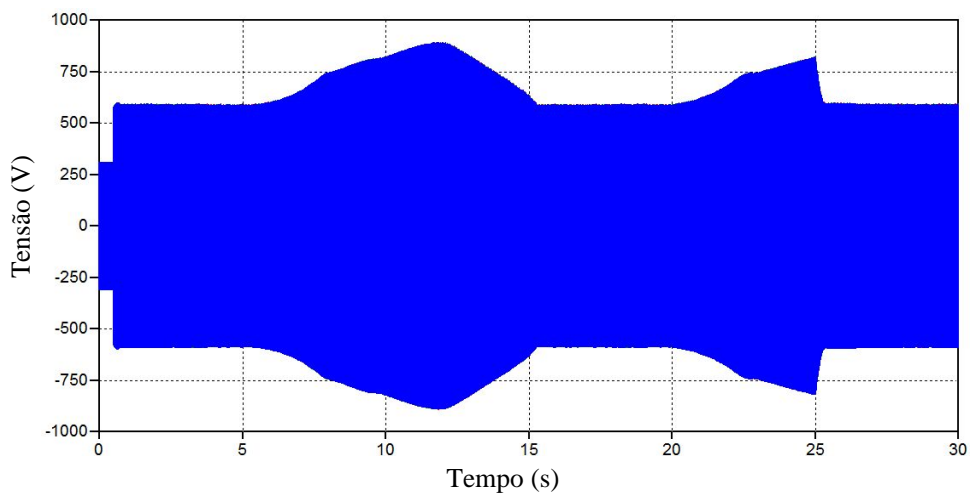


Figura 4.61 – Oscilograma das tensões nos terminais de saída do inversor – Caso 3.

Detalhes da forma de onda da tensão AB da figura anterior podem ser visualizados nas figuras 4.62 e 4.63, correspondentes, respectivamente aos instantes da ocorrência da

rajada e da rampa. Em especial, a figura 4.63 evidencia, como ocorrido para o Caso 2, a modificação da tensão injetada, conforme determinado pelo controle do inversor.

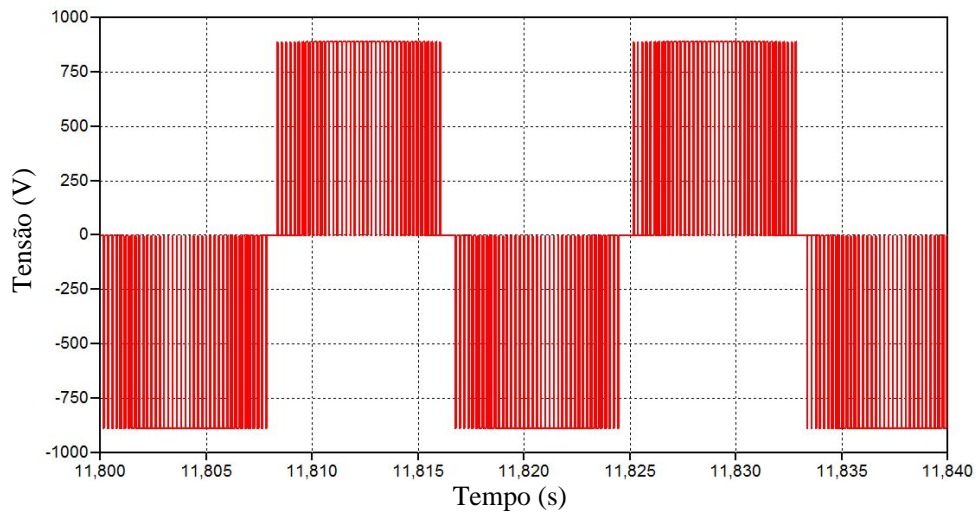


Figura 4.62 – Detalhamento da tensão AB de saída do inversor no momento da rajada – Caso 3.

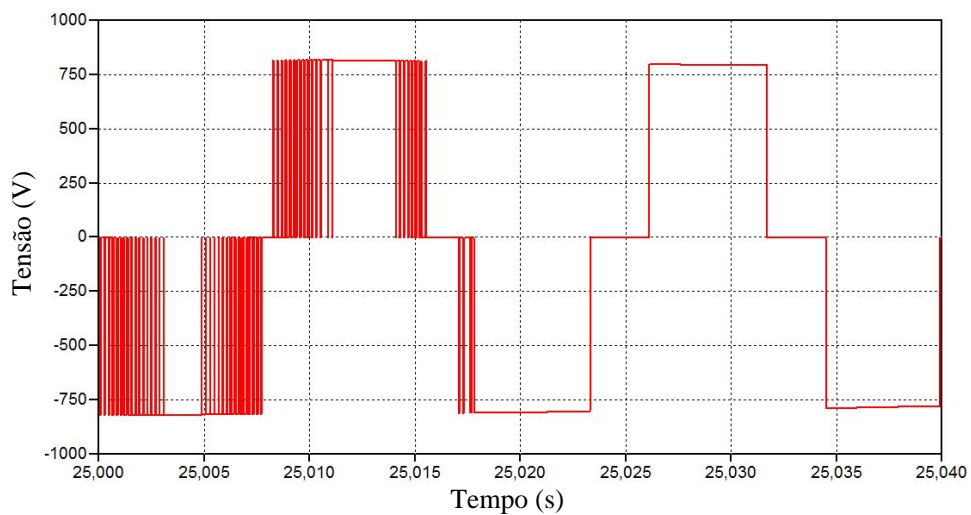


Figura 4.63 – Detalhamento da tensão AB de saída do inversor no momento da rampa – Caso 3.

4.6.5 – Resultados e análises para o ponto 05

A figura 4.64 ilustra o oscilograma das tensões de linha no ponto de acoplamento comum - PAC. Na sequência, têm-se as figuras 4.65 e 4.66, as quais apresentam zooms para o instante da rajada e da rampa. Nota-se que os oscilogramas apresentam-se praticamente senoidais, evidenciando que, mesmo com o complexo eólico injetando a sua potência máxima, o mesmo não influencia significativamente as tensões da rede. Os valores eficazes para estas grandezas permaneceram em torno de 13.720 V.

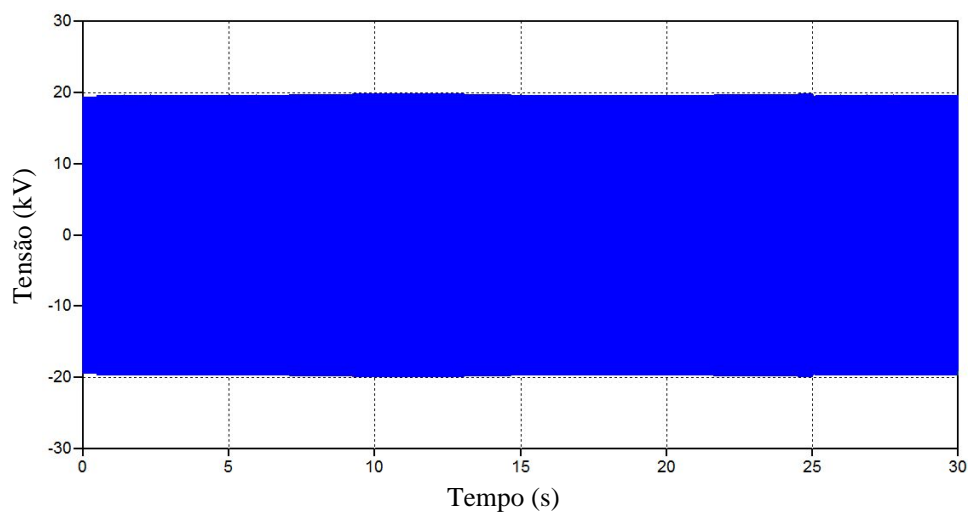


Figura 4.64 – Oscilograma das tensões trifásicas no PAC – Caso 3.

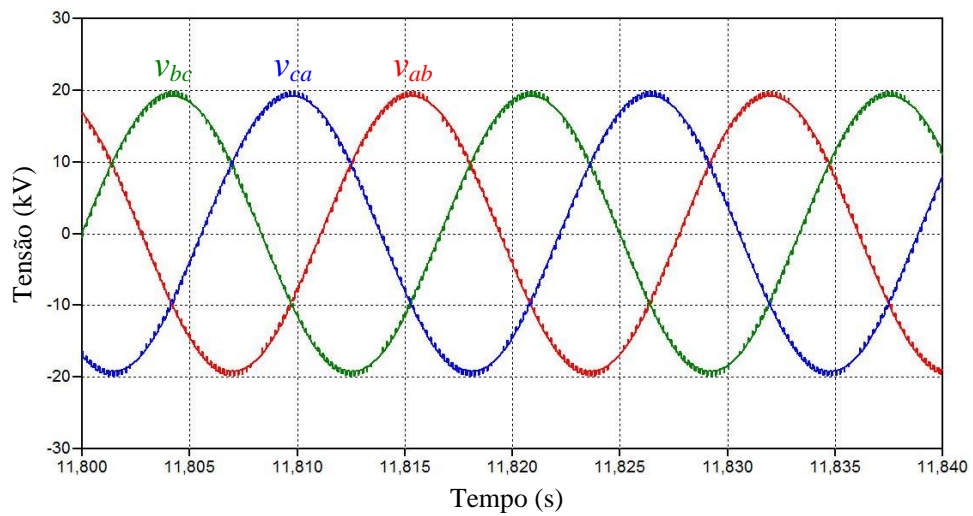


Figura 4.65 – Detalhamento das tensões trifásicas no PAC no momento da rajada – Caso 3.

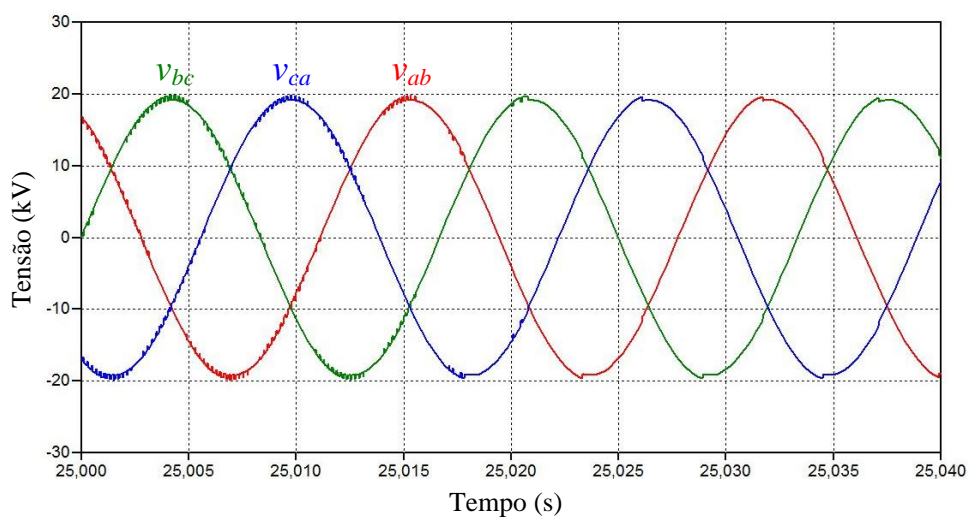


Figura 4.66 – Detalhamento das tensões trifásicas no PAC no momento da rampa – Caso 3.

As correntes injetadas no PAC são apresentadas na figura 4.67. Novamente, verificam-se expressivas oscilações causadas pelas características do vento imposto e ação dos controles envolvidos.

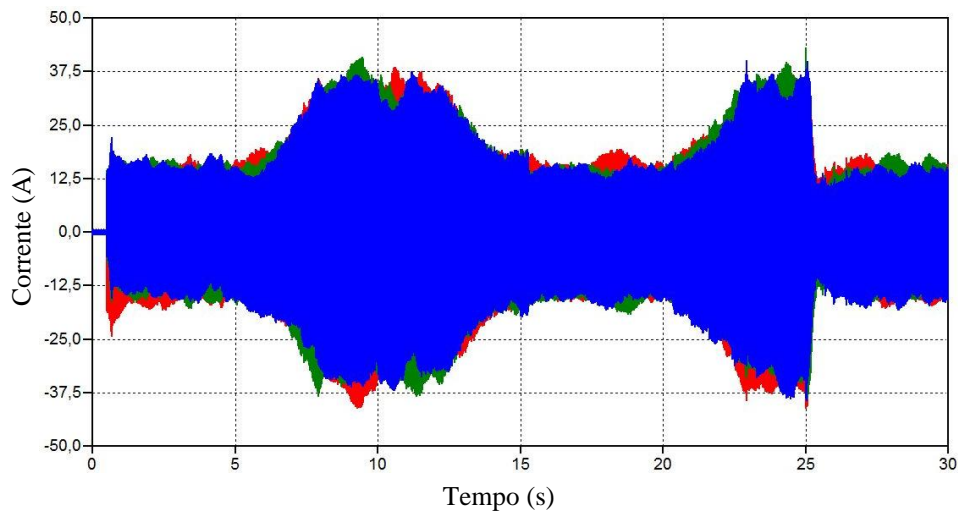


Figura 4.67 – Oscilograma das correntes trifásicas injetadas no PAC – Caso 3.

As figuras 4.68 e 4.69 apresentam zooms destas correntes nos instantes de rajada e de rampa, respectivamente. Como para o Caso 2, destaca-se que a forma de onda referente ao momento do término da rajada se apresenta com um significativo conteúdo harmônico, fato este que perdura por um período de 11 ciclos. Por tal motivo, o fenômeno não se apresenta como motivos para maiores preocupações, até porque a tensão correspondente não foi significativamente afetada.

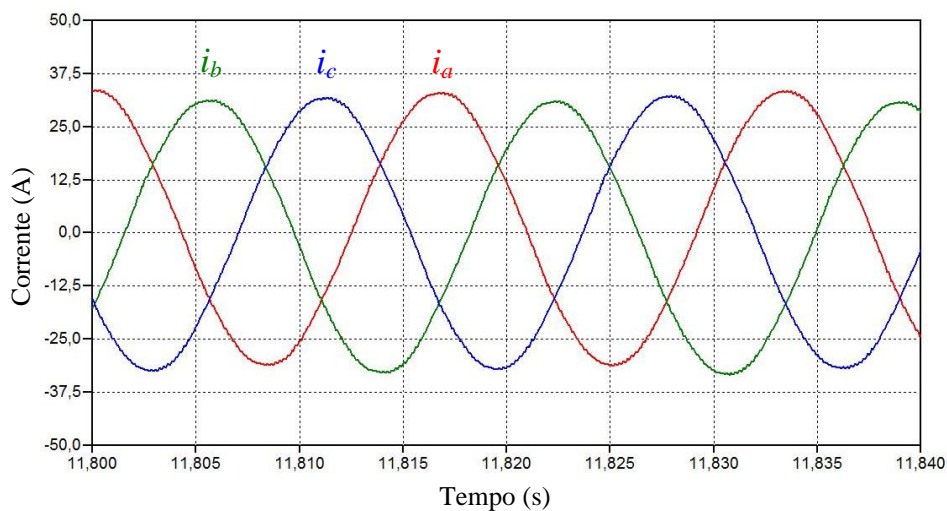


Figura 4.68 – Detalhamento das correntes injetadas no PAC no momento da rajada – Caso 3.

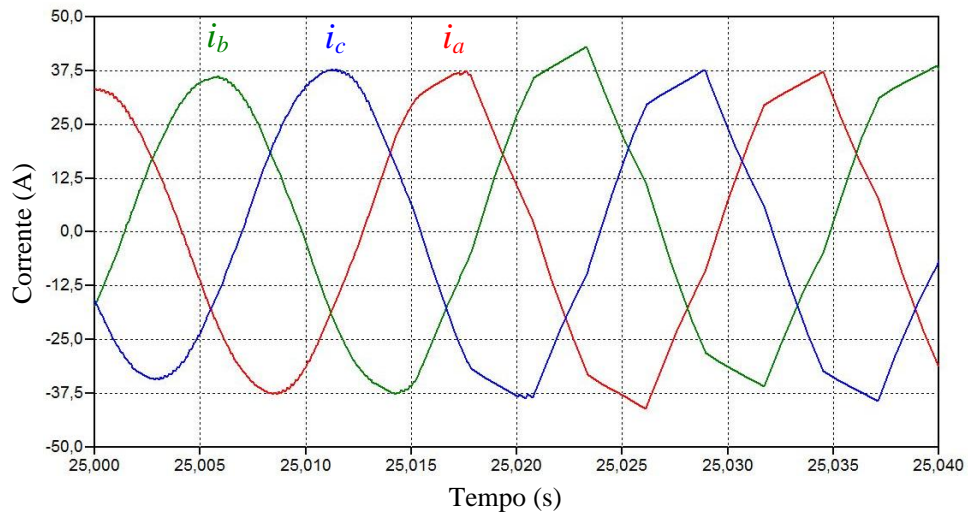


Figura 4.69 – Detalhamento das correntes injetadas no PAC no momento da rampa – Caso 3.

O espectro harmônico da corrente anterior, para a região de maior distorção, pode ser visualizado na figura 4.70.

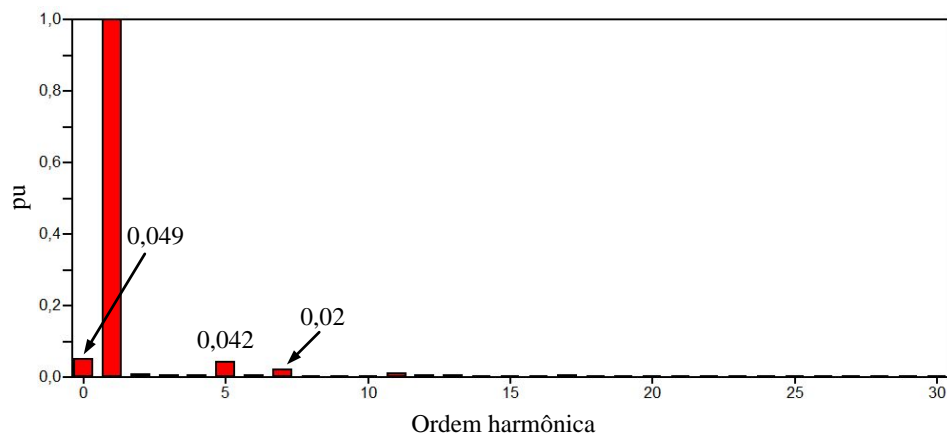


Figura 4.70 – Espectro harmônico das correntes injetadas no PAC (em pu) após o final da rampa – Caso 3.

Por fim, têm-se a figura 4.71, a qual apresenta a curva da potência ativa gerada pelo WECS. A mesma apresenta zooms nos instantes da rajada e da rampa. Através desta verifica-se que a potência injetada na rede acompanha a disponibilizada no eixo do aerogerador (figura

4.52), salvo situações em que o controle do inversor é alterado visando o ajuste do coeficiente de potência.

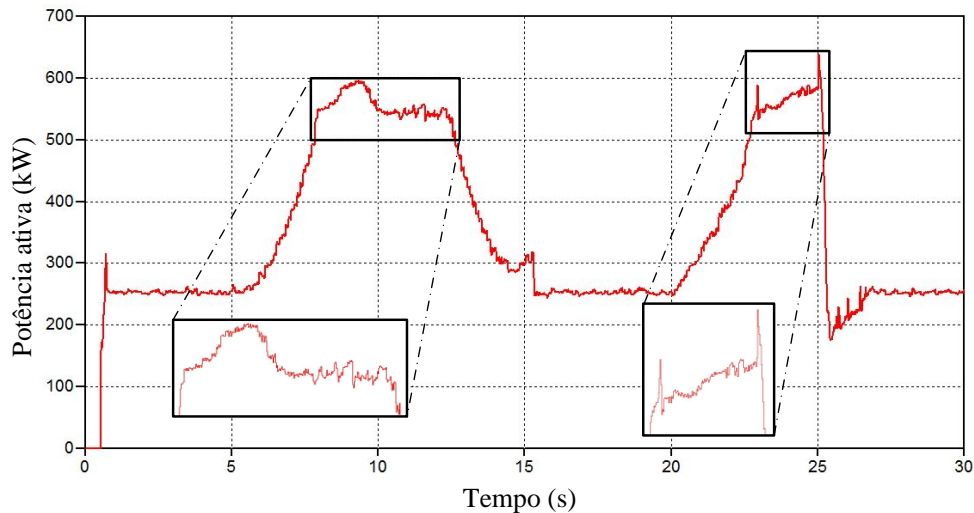


Figura 4.71 – Potência ativa injetada no PAC – Caso 3.

Salienta-se que, na ausência do controle *Pitch*, para a configuração do vento adotada para o caso sob análise, haveria uma injeção de potência da ordem de 850 kW quando a rajada e a rampa estivessem em seus picos. Esta sobrecarga poderia danificar o gerador (e demais equipamentos) ou diminuir sua vida útil.

4.6.6 – Resultados e análises para o ponto 06

A figura 4.72 apresenta as correntes CA que fluem da concessionária para a carga $P + jQ$. Esta tem o intuito de ser comparada com a corrente que é entregue pelo aerogerador (figura 4.67).

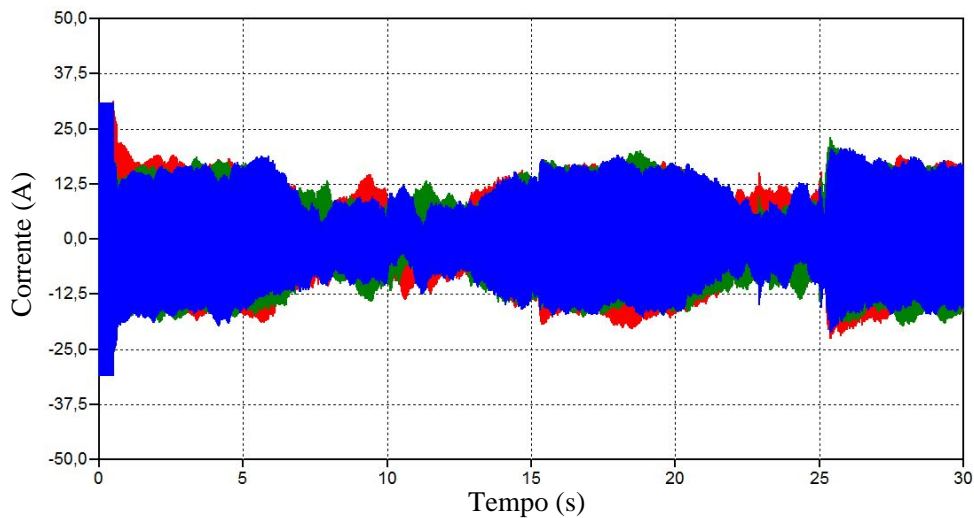


Figura 4.72 – Correntes trifásicas da concessionária para a carga $P + jQ$ – Caso 3.

4.7 – Considerações finais

Este capítulo focou, de forma detalhada, discussões associadas com trabalhos de simulação de um sistema de conversão de energia eólica típico, o qual foi implementado no software desenvolvido e explorado anteriormente.

Objetivando o estabelecimento de valores de referência para os indicadores de qualidade da energia elétrica, num primeiro momento, as atenções foram direcionadas para as grandezas, definições e valores de referência definidos pelo PRODIST.

Na sequência foi caracterizado o sistema a ser simulado bem como os parâmetros representativos e requeridos para a inserção dos dados exigidos pelos modelos das diversas partes componentes do complexo. Dentro deste cenário, ficou então estabelecido que as investigações contemplaram um arranjo constituído por uma unidade eólica de 600 kW conectado a uma rede de distribuição em 13,8 kV. Esta topologia constitui-se numa forma típica com que os parques eólicos são encontrados e conectados. Não obstante a busca por uma situação que traduza a realidade nacional, vale ressaltar que o emprego de uma única

Capítulo IV – Estudos computacionais de desempenho do modelo implementado

unidade geradora, nos termos estabelecidos, resulta num parque gerador relativamente modesto quando comparado com as mais diversas instalações no país e no mundo. Uma vez reconhecido este aspecto, há de se esperar que os impactos advindos da conexão em pauta, em que pese os indicadores de desempenho de qualidade (tensão de regime e distorção harmônica), não serão significativamente afetados. Diante desta realidade, fica entendido que os estudos visam, sobretudo, verificar a consistência do desempenho físico do programa computacional elaborado.

De uma extensa diversidade de situações passíveis de estudos, as atividades realizadas foram concentradas, no âmbito desta dissertação, em três casos básicos, representativos de distintas condições associadas com a fonte primária de energia, qual seja, o vento.

O primeiro caso foi composto por um vento dito “comportado”, o qual foi configurado através de uma componente base e um ruído superposto. O objetivo fundamental desta avaliação se sustenta na ratificação e adequação do modelo para um comportamento simples da fonte primária de energia, possibilitando, assim, meios para uma avaliação crítica da consistência das respostas do programa. Observando, de modo especial, as grandezas junto ao PAC, constatou-se que, para a situação em foco, não houve qualquer anomalia merecedora de destaque. As distorções harmônicas para as grandezas registradas não ultrapassaram, em qualquer momento, os valores de referência definidos pelo PRODIST.

O Caso 2, por sua vez, introduziu, na velocidade do vento, turbulências de elevada amplitude, a saber: rajada e rampa. Com esta característica para a fonte primária, tornou-se possível avaliar o desempenho do complexo sob condições especiais que conduzem a expressivas variações das grandezas envolvidas no processo. Para o citado caso ressalta-se que as amplitudes dos distúrbios superpostos às características anteriores para a fonte primária de energia não foram suficientes para a atuação do controle *Pitch*. No que tange aos impactos

Capítulo IV – Estudos computacionais de desempenho do modelo implementado

sobre os indicadores de qualidade relativos à tensão de regime e distorção harmônica, mais uma vez, não foi detectada qualquer indicativo de anomalia.

O terceiro caso considerado correspondeu, como esclarecido, a uma situação operacional associada com um vento com distúrbios (rajada e rampa) com proporções suficientes para ativar o controle do ângulo de passo das pás. Conforme constatado, tal recurso foi determinante para o processo de delimitação da transmissão de energia ao eixo da turbina eólica, fato este de grande relevância para se evitar sobrecargas nos componentes que perfazem o complexo. Uma vez mais, não houve qualquer indicativo de violação dos padrões de qualidade da energia analisado, ou seja, tensão de regime e distorção harmônica.

Não obstante a tais constatações, deve-se reconhecer que, indicadores como o nível de cintilação luminosa e desequilíbrio não foram avaliados, ficando assim, como sugestão para futuros trabalhos.

CAPÍTULO V

Conclusões

Ao final de cada capítulo foram tecidas considerações a respeito das contribuições alcançadas nas etapas em questão. Não obstante a essas observações, considera-se relevante, nesta fase final da dissertação, sintetizar os principais aspectos, contribuições e avanços obtidos ao longo da pesquisa.

No Capítulo II foram explorados os principais aspectos relativos à tecnologia de geração de energia eólica, os quais são de suma importância à compreensão do tema central focado nesta dissertação. Com este intuito, versaram-se, num primeiro momento, comentários sobre as peculiaridades da fonte primária de energia, o vento, e, somado a isto, foram também apresentadas as bases para a modelagem matemática da potência disponibilizada. Visando contextualizar as opções comercialmente utilizadas para a extração da energia, os trabalhos focaram, na sequência, as turbinas eólicas e respectivos sistemas de controle. No que tange a forma operacional elétrica, foram apresentadas as diversas possibilidades de conexão de uma geração eólica, onde ficou reconhecido que tais configurações podem ser do tipo isolada, híbrida ou diretamente na rede elétrica. Por fim, foi apresentada uma síntese dos tipos de tecnologias utilizadas na geração eólica da atualidade, em que pese os destaques quanto às vantagens referentes às tecnologias que utilizam aerogeradores à velocidade variável.

Capítulo V – Conclusões

Dando prosseguimento, o Capítulo III dedicou-se basicamente a apresentação dos modelos físicos e matemáticos representativos das distintas partes que formam o complexo, bem como a modelagem computacional destas, as quais foram inseridas nas plataformas MODELS e/ou DRAW do ATP. Estas partes, ao final, passaram a incorporar a estrutura computacional empregada, produzindo um mecanismo amigável para usuários interessados em estudos computacionais avaliativos dos impactos sobre os indicadores de qualidade da energia elétrica, quando da operação interconectada de parques eólicos e redes de transmissão ou distribuição disponíveis nas imediações do parque.

Uma vez que a modelagem computacional do WECS foi implementada, as atividades subsequentes e contidas no Capítulo IV foram centradas na análise de situações diversas do desempenho do sistema. Objetivando o estabelecimento de valores de referência para os indicadores de qualidade da energia elétrica, num primeiro momento, as atenções foram direcionadas para as grandezas, definições e valores de referência definidos pelo PRODIST. De posse destes indicadores, voltou-se para a análise do complexo como um todo, para três casos distintos, dando-se ênfase aos resultados obtidos no PAC. O primeiro foi composto por um vento dito “comportado”, o qual se configurou através de uma componente base e um ruído superposto, onde o objetivo era a ratificação e adequação do modelo. Na sequência, o Caso 2, por sua vez, introduziu, na velocidade do vento, turbulências de elevada amplitude, a saber: rajada e rampa. Assim, tornou-se possível avaliar o desempenho do complexo sob condições especiais e que conduzem a expressivas variações das grandezas envolvidas no processo. Por fim, no último caso foi considerado um vento similar ao anterior, no entanto com turbulências de amplitudes maiores, para qual foi necessário ativar o controle *Pitch*. Ressalta-se que em nenhum dos três casos houve qualquer indicativo de violação dos padrões

de qualidade da energia estabelecidos pela norma nacional vigente, dos quais, foram analisadas a tensão de regime e a distorção harmônica.

5.1 – Sugestões para trabalhos futuros

Por fim, diante das constatações finais e reconhecendo a relevância e do tema diante do cenário nacional, podem ser detectados os seguintes pontos para o prosseguimento das investigações:

- Validar a atual modelagem perante medições em campo ou montagens laboratoriais que representem tais complexos;
- Promover estudos de casos sob condições tais que a rede de conexão se apresente com condições não ideais, ou seja, admitindo a existência de componentes harmônicas, afundamentos de tensão, entre outros;
- Analisar outros indicadores de qualidade da energia elétrica, como nível de cintilação luminosa, desequilíbrio e espectro de frequência verdadeiro;
- Realizar simulações contendo diversos geradores, fato este que levaria a uma representação mais fidedigna de parques eólicos e maiores impactos sobre os indicadores de desempenho da qualidade da energia elétrica;
- Ajustar o controle do inversor de frequência visando otimizar as oscilações das correntes injetadas na rede elétrica;
- Implementar, no controle do inversor, recursos associados com o suprimento de potência reativa;
- Aprimorar a modelagem incluindo as funções de proteção do complexo;
- Desenvolver e implementar modelos de um gerador síncrono hexafásico;

Capítulo V – Conclusões

- Adicionar o efeito do sombreamento de torres no conjunto vento/turbina, propiciando assim uma maior fidelidade nos resultados.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA (São Paulo, Brasil). **Atlas mineiro aponta potencial de 40 GW.** Disponível em: <<http://www.abeeolica.org.br/zpublisher/materias/Noticias.asp?id=19454>>. Acesso em: 25 jun. 2010.
- [2] WORD WIND ENERGY ASSOCIATION. *World Wind Energy Report 2009.* Disponível em: <http://www.wwindea.org/home/images/stories/worldwindenergyreport2009_s.pdf>. Acesso em: 25 jun. 2010.
- [3] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Capacidade de Geração do Brasil.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>>. Acesso em: 25 jun. 2010.
- [4] A. F. Bonelli, R. F. Vieira, J. C. de Oliveira, G. C. Guimarães, Z. S. Vitória. **Uma Proposta para Modelagem Laboratorial de Turbinas Eólicas por Motores de Corrente Contínua.** III SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS. 2010, Belém - Pará.
- [5] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA (São Paulo, Brasil). **Menos cara do que parece.** Disponível em: <<http://www.abeeolica.org.br/zpublisher/materias/Noticias.asp?id=19398>>. Acesso em: 25 jun. 2010.
- [6] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA (São Paulo, Brasil). **Ventos ajudam Brasil a diversificar matriz energética.** Disponível em: <<http://www.abeeolica.org.br/zpublisher/materias/Noticias.asp?id=19385>>. Acesso em: 25 jun. 2010.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [7] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA (São Paulo, Brasil). **Nordeste desponta como potencial de energia eólica.** Disponível em: <<http://www.abeeolica.org.br/zpublisher/materias/Noticias.asp?id=19455>>. Acesso em: 25 jun. 2010.
- [8] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA (São Paulo, Brasil). **Leilão de energia eólica surpreende governo e bate outras fontes.** Disponível em: <<http://www.abeeolica.org.br/zpublisher/materias/Noticias.asp?id=19370>>. Acesso em: 25 jun. 2010.
- [9] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA (São Paulo, Brasil). **Wobben crescerá 40% em dois anos.** Disponível em: <<http://www.abeeolica.org.br/zpublisher/materias/Noticias.asp?id=19492>>. Acesso em: 25 jun. 2010.
- [10] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA (São Paulo, Brasil). Estudo apresenta novas áreas para implantação de parques eólicos. Disponível em: <<http://www.abeeolica.org.br/zpublisher/materias/Noticias.asp?id=19428>>. Acesso em: 25 jun. 2010.
- [11] CARVALHO, Bismarck Castillo. **Desenvolvimento de Modelo computacional de Sistemas Eólicos Utilizando Geradores Síncronos para Estudos de Desempenho no Contexto da Qualidade da Energia Elétrica.** 213 f. Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, Brasil, 2006.
- [12] PINTO, Adeon Cecilio. **Modelagem e Análise de Desempenho Dinâmico de Complexos Elétricos Contendo Centrais Eólicas Dotadas de Geradores Síncronos.** 208 f. Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, Brasil, 2007.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [13] NAVES, Paulo Henrique Barbosa. **Uma Contribuição à Modelagem de Complexos Eólicos Contendo Geradores Especiais para Atenuação das Componentes Harmônicas**. 116 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, Brasil, 2007.
- [14] RAMOS, Manoel Cândido de Lima. **Análise do Comportamento de Aerogeradores Frente a Afundamentos Momentâneos de Tensão**. 112 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, Brasil, 2009.
- [15] CUSTÓDIO, Ronaldo dos Santos. **Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2009. 280 p.
- [16] OLIVEIRA, Rodrigo Gaiba de. **Controle e Integração a Rede Elétrica de um Sistema Eólico com Gerador de Indução Duplamente Excitado**. 188 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, Brasil, 2004.
- [17] NETO, Antonio Samuel. **Análise e Controle de Centrais Eólicas a Velocidade Variável Utilizando ATPDraw**. 117 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, Brasil, 2005.
- [18] BAZZO, Thiago de Paula Machado. **Implementação de Controle Vetorial em Geradores Assíncronos**. 83 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil, 2007.
- [19] MACCARINI, Mateus Costa. **Inversor Monofásico Sincronizado para a Conexão de um Gerador Eólico à Rede Elétrica: Estudo, Projeto e Implementação**. 153 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil, 2009.
- [20] LIMA, Marisa Rodrigues de. **O Uso da Energia Eólica como Fonte Alternativa para Solucionar Problemas de Energia e Bombeamento de Água Subterrânea em Locais Isolados**. 45 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal de Lavras, Lavras, Brasil, 2009.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [21] CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. **Energia Eólica: Princípios e Tecnologia**. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/tutorial/tutorial_eolica_e-book.pdf>. Acesso em: 18 jun. 2010.
- [22] Energia para Comunidade na Ilha da Madeira. Disponível em: <http://www.youngreporters.org/article.php3?id_article=756>. Acesso em: 02 jan. 2010.
- [23] GARYHAQ. **Our Climate, Our Choice**. Disponível em: <http://www.youngreporters.org/article.php3?id_article=756>. Acesso em: 08 dez. 2009.
- [24] PINTO, Vandilberto Pereira. **Modelagem e Simulação de uma Planta Eólica Controlada por um Regulador Linear Quadrático Conectada ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica**. 143 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Ceará, Fortaleza, Brasil, 2007.
- [25] FERREIRA, Silvio Luiz Alves. **Análise da Operação de Sistemas Elétricos com Centrais Eólicas Durante Curto-Circuitos**. 138 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, Brasil, 2007.
- [26] ANDERSON, P. M., BOSE, A., *Stability Simulation of Wind Turbine Systems*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS 102, N° 12, December, 1983, pp. 3791 – 3795.
- [27] NUNES, Marcos Vinicius Alves. **Avaliação do Comportamento de Aerogeradores de Velocidade Fixa e Variável Integrados em Redes Elétricas Fracas**. 202 f. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil, 2003.
- [28] KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*. [S.l.]: McGraw-Hill, Inc, 1994.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [29] ROCHA, Charles Alexandre Lenza. **Comportamento de Geradores Síncronos Trifásicos Alimentando Cargas Desequilibradas: uma Abordagem Analítica e Experimental**. 154 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, Brasil, 2001.
- [30] SCHAUDER, P. A., METHA, H. *Vector Analysis and Control of Advanced Static Var Compensators*. IEE Proceedings-C, Vol. 40, Nº 4, Julho, 1993, pp. 299-306.
- [31] PINTO, Adeon Cecilio. **Análise da Influência do STATCOM no Comportamento Dinâmico de Sistemas Elétricos de Potência Utilizando o Simulador “SABER”**. 133 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, Brasil, 2003.
- [32] PEREIRA FILHO, Nicolau. **Técnicas de Modulação por Largura de Pulso Vetorial para Inversores Fonte de Tensão**. 235 f. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, Brasil, 2007.
- [33] KAZMIERKOWSKI, M. P., KRISHNAN, R., BLAABJERG, F. *Control Power Electronics - Selected Problems*. Orlando, Estados Unidos da América: Elsevier Science, 2002. 518 p.
- [34] Lee, D. C., Lee, G. M. *A novel overmodulation technique for space vector PWM inverters*. IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 13, Nov. 1998, pp. 1144-1151.
- [35] Joachim Holtz, Wolfgang Lotzkat and Ashwin M. Khambadkone. **On continuous control of PWM inverters in the overmodulation range including the six-step mode**. IEEE Transactions on Power Electronics, Vol.8, No. 4, Oct 1993, pp. 546-553.
- [36] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [37] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **Procedimentos de Rede – PROREDE.**

APÊNDICE I: Modelo computacional do vento e da turbina eólica

```

MODEL TORQ

INPUT
  omega  --Entrada da velocidade do gerador

OUTPUT
  Tork    --Saida de torque mecanico para o gerador
  vento1  --saida da velocidade do vento (sem o ruido)

DATA
  V_base {dflt:8}  --Componente de velocidade constante do vento
  t0_rj  {dflt:3}  --Tempo inicial da rajada
  tf_rj  {dflt:5}  --Tempo final da rajada
  ap_rj  {dflt:3}  --Amplitude maxima da rajada
  t0_ram {dflt:7}  --Tempo inicial da rampa
  tf_ram {dflt:9}  --Tempo final da rampa
  ap_ram {dflt:0}  --Amplitude maxima da rampa
  M_ruid {dflt:1}  --Multiplicador da amplitude do ruido
  R_turb {dflt:21} --Raio da turbina eolica

VAR
  vento      --Valor final da velocidade do vento
  vento1     --saida da velocidade do vento (sem o ruido)
  Vraj       --Componente rajada do vento
  Vramp      --Componente rampa do vento
  ram[1..400] --Recebe a variavel randomica
  vrui[1..400] --Ruido
  vrui0[1..400] --Somatorio dos ruidos
  vruido     --Componente ruido do vento
  omega1     --Utilizado para nao gerar erroa quando a velocidade esta
              no inicio, ou seja, 0
  lamb       --Lambda
  lamb_i     --Lambda_i
  coef       --Coeficiente de potencia
  Tork       --Torque mecanico aplicado no gerador
  beta       --Angulo de passo das pas da turbina
  Pot        --Potencia transmitida pela turbina

INIT
  Tork:=0.01
  beta:=0
  vruido:=0
  ram[1..400]:=0
  vrui0[1..400]:=0
  vrui[1..400]:=0

ENDINIT

EXEC
  -----Calculo da velocidade do vento-----

  IF t > t0_rj THEN
    IF t < tf_rj THEN
      Vraj:=(ap_rj/2)*[1-cos(2*pi*((t-t0_rj)/(tf_rj-t0_rj)))]
    ELSE
      Vraj:=0
    ENDIF
  ELSE
    Vraj:=0
  ENDIF

```

APÊNDICE I: Modelo computacional do vento e da turbina eólica

```
IF t > t0_ram THEN
  IF t < tf_ram THEN
    Vramp:=ap_ram*[1-((t-tf_ram)/(t0_ram-tf_ram))]
  ELSE
    Vramp:=0
  ENDIF
ELSE
  Vramp:=0
ENDIF

FOR j:=1 TO 300 BY 1
  DO
    IF t >= 0.1*(j-1) and t < 0.1*j THEN
      FOR i:=1 TO 10 BY 1
        DO
          ram[j]:=random()
          vrui[j]:=0.1*[(0.0000002*(i-0.5)*2*pi)**0.5]*
            cos((i-0.5)*200*pi*t*ram[j])
          vrui0[j]:=vrui0[j]+vrui[j]
        ENDFOR
        vruido:=vrui0[j]*M_ruid
      ENDIF
    ENDFOR

    vento:=v_base+vraj+v ramp+vruido
    vento1:=vento-vruido

    -----Calculo do angulo beta-----

    omega1:=omega

    IF omega1 <= 0.01 THEN
      omega1:=0.01
    ENDIF

    Pot:=Tork*omega1
    IF Pot > 600000 THEN
      beta:=beta+(5*timestep)
    ELSE
      beta:=beta-(5*timestep)
    ENDIF
    IF beta > 30 THEN
      beta:=30
    ENDIF
    IF beta < 0 THEN
      beta:=0
    ENDIF

    -----Calculo do coeficiente de potencia-----

    lamb:=omega1*R_turb/vento

    IF lamb <= 3 THEN
      lamb:=3
    ENDIF
    lamb_i:=1/((1/(lamb+0.08*beta))-0.035/((beta**3)+1)))

    coef:=0.22*((116/lamb_i)-0.4*beta-5)*exp(-12.5/lamb_i)

    -----Calculo do torque-----

    Tork:=(0.5*1.225*coef*(pi*R_turb**2)*vento**3)/omega1

  ENDEXEC
ENDMODEL
```

APÊNDICE II: Modelo computacional das equações elétricas do gerador síncrono a imã permanente

```

MODEL MS_IP

DATA
  Snom      {df1t:600}      --Potencia trifasica nominal [kVA]
  Vnom      {df1t:600}      --Tensao nominal [V]
  f_nom     {df1t:60}       --Frequencia nominal [Hz]
  p         {df1t:60}       --Numero de polos do gerador
  F_IP      {df1t:5}        --Fluxo do ima permantente
  F_acop    {df1t:0.9}      --Fator de acoplamento entre o ima permanente e
                           o estator (valor entre 0 e 1)
  x1        {df1t:0.0015}   --Reatancia de dispersao de uma fase do estator
                           [pu]
  Xd        {df1t:0.01225}  --Reatancia de eixo direto [pu]
  Xq        {df1t:0.0133}   --Reatancia de eixo em quadratura [pu]
  R_est     {df1t:0.00631}  --Resistencia do estator [pu]

INPUT
  v_mec     --Velocidade do eixo do gerador [rad/s]
  Ia        --Corrente da fase A
  Ib        --Corrente da fase B
  Ic        --Corrente da fase C

OUTPUT
  Va        --Tensao da fase A
  Vb        --Tensao da fase B
  Vc        --Tensao da fase C
  T_el_m    --Conjugado eletromagnetico total

HISTORY
  vel{df1t:0}; integral(vel){df1t:0}  --Auxiliares para a integral da
velocidade
  flux_a{df1t:0}; flux_b{df1t:0}; flux_c{df1t:0}  --Historico dos fluxos

VAR
  Ls        --Valor médio das auto-intutancias do estator
  Lm        --Amplíude da variacao das auto-intutancias e
das indutancias mutuas do estator
  Ms        --Valor médio das intutancias mutuas do estator
  Rabc      --Resistencia do enrolamento A, B e C
  Ls_pu     --Valor medio das auto-intutancias do estator em
pu
  Lm_pu     --Amplíude da variacao das auto-intutancias e
das indutancias mutuas do estator em pu
  Ms_pu     --Valor médio das intutancias mutuas do estator
em pu
  I_est_b   --Corrente base do estator
  L_est_b   --Indutancia base do estator
  R_est_b   --Resistencia base do estator
  v_elet    --Velocidade eltrica do gerador [rad/s]
  vel       --Auxiliar para a integral da velocidade
  teta_mec  --Angulo que define a posição do rotor [rad]
  teta_el   --Deslocamento angular eletrico [rad]

```

APÊNDICE II: Modelo computacional das equações elétricas do gerador síncrono a imã permanente

```

Laa; Lbb; Lcc          --Auto-indutâncias do estator
Lab; Lbc; Lca         --Indutâncias mútuas do estator
LaF; LbF; LcF        --Fator de acoplamento entre o estator e o ímã
                       permanente considerando a posição do rotor
d_LaF; d_LbF; d_LcF  --Derivadas de LaF, LbF e LcF
Va; Vb; Vc           --Tensão da fase A, B e C
flux_a; flux_b; flux_c --Enlace de fluxo do enrolamento da fase C
T_e1_m               --Conjugado eletromagnético total
P_3f                 --Potência instantânea trifásica

EXEC
--Cálculo dos valores base
R_est_b:=(Vnom/sqrt(3))**2/(Snom*1000/3)
I_est_b:=(Snom*1000/3)/(Vnom/sqrt(3))
L_est_b:=(Vnom/sqrt(3))/(2*pi*f_nom*I_est_b)

--Cálculo dos parâmetros internos em pu
Ls_pu:=(1/3)*(Xd+Xq-2*Xl)
Lm_pu:=(1/3)*(Xd-Xq)
Ms_pu:=(1/(12*pi*f_nom))*(Xd+Xq-2*Xl)+(1/3)*(Xd-Xq)

--Cálculo dos parâmetros em valores reais
Ls:=Ls_pu*L_est_b
Lm:=Lm_pu*L_est_b
Ms:=Ms_pu*L_est_b
Rabc:=R_est*R_est_b

--Cálculo da posição do rotor
v_e1et:=(p/2)*v_mec
vel:=v_mec
teta_mec:=integral(vel)
teta_e1:=(p/2)*teta_mec

--Cálculo das indutâncias
Laa:=Ls+Lm*cos(2*(teta_e1))
Lbb:=Ls+Lm*cos(2*(teta_e1-2*pi/3))
Lcc:=Ls+Lm*cos(2*(teta_e1+2*pi/3))
Lab:=-Ms-Lm*cos(2*(teta_e1+pi/6))
Lbc:=-Ms-Lm*cos(2*(teta_e1-pi/2))
Lca:=-Ms-Lm*cos(2*(teta_e1+5*pi/6))
LaF:=F_acop*cos(teta_e1)
LbF:=F_acop*cos(teta_e1-2*pi/3)
LcF:=F_acop*cos(teta_e1+2*pi/3)

--Cálculo das derivadas das indutâncias
d_LaF:=-F_acop*sin(teta_e1)
d_LbF:=-F_acop*sin(teta_e1-2*pi/3)
d_LcF:=-F_acop*sin(teta_e1+2*pi/3)

--Cálculo dos fluxos
flux_a:=Laa*Ia+Lab*Ib+Lca*Ic+LaF*F_IP
flux_b:=Lab*Ia+Lbb*Ib+Lbc*Ic+LbF*F_IP
flux_c:=Lca*Ia+Lbc*Ib+Lcc*Ic+LcF*F_IP

--Cálculo das tensões
Va:=-Rabc*Ia-deriv(flux_a)
Vb:=-Rabc*Ib-deriv(flux_b)
Vc:=-Rabc*Ic-deriv(flux_c)

--Conjugado eletromagnético
T_e1_m:=(P/2)*F_IP*(Ia*d_LaF+Ib*d_LbF+Ic*d_LcF)

--Cálculo da potência trifásica instantânea
P_3f:=Ia*Va+Ib*Vb+Ic*Vc
ENDEXEC
ENDMODEL

```

APÊNDICE III: Modelo computacional do controle de potência injetada na rede elétrica

MODEL PQ

INPUT

Poten --Potencia trifasica disponibilizada pelo gerador
 Va --Tensao no barramento apos o transformador (fase A)
 Vb --Tensao no barramento apos o transformador (fase B)
 Vc --Tensao no barramento apos o transformador (fase C)
 Ia_m --Corrente medida na saida do conversor (fase A)
 Ib_m --Corrente medida na saida do conversor (fase B)
 Ic_m --Corrente medida na saida do conversor (fase C)
 vento --Velocidade do vento [m/s]
 omega --velocidade rotacional do eixo do gerador [rad/s]

OUTPUT

Ea --Tensao a ser aplicada pelo inversor na fase A
 Eb --Tensao a ser aplicada pelo inversor na fase B
 Ec --Tensao a ser aplicada pelo inversor na fase C

DATA

Sn_T {df1t:600} --Potencia nominal do transformador [kVA]
 Vp_T {df1t:0.38} --Tensao fase-fase do primario do transformador [kV]
 Vs_T {df1t:13.8} --Tensao fase-fase do secundario do transformador [kV]
 Zper_T {df1t:5} --Impedancia percentual do transformador
 Rper_T {df1t:0.8} --Resistencia percentual do transformador
 L_s {df1t:0.5} --Indutancia serie entre o conversor e o transformador [mH]
 R_turb {df1t:21} --Raio da turbina eolica [m]
 Lb_OTM {df1t:6.325} --Valor otimo do lambda

HISTORY

vento{df1t:0}; I_alfa{df1t:0} --Historico do vento e de I_alfa
 Ea{df1t:0}; Eb{df1t:0}; Ec{df1t:0}; --Historico das tensoes a serem aplicadas pelo inversor

VAR

Ea, Eb, Ec --Tensoes a serem aplicadas pelo inversor
 Va1, Vb1, Vc1 --Tensoes da rede referidas para o primario do trafo
 Pot --Potencia trifasica disponibilizada pelo turbina eolica
 Xt --Reatancia do transformador
 Lt --Indutancia do transformador
 Rt --Resistencia do transformador
 Vd --Parte real do vetor de referencia V
 Vq --Parte imaginaria do vetor de referencia V
 V --Modulo do vetor de referencia V
 alfa --Angulo do vetor de referencia V
 I_alfa --Corrente alfa medida
 I_beta --Corrente beta medida
 P1 --Potencia ativa injetada medida
 Q1 --Potencia reativa injetada medida
 Q --Potencia reativa
 I_alfa --Corrente alfa calculada
 I_beta --Corrente beta calculada
 Ia, Ib, Ic --Correntes calculadas
 K_I_alfa --Coeficiente de multiplicacao do I_alfa
 lamb --Razao de velocidade entre a ponta da pa e o vento
 sup --Limite superior do lambda

APÊNDICE III: Modelo computacional do controle de potência injetada na rede elétrica

```
infe          --Limite inferior do lambda
sup1          --Limite superior do lambda auxiliar
infe1        --Limite inferior do lambda auxiliar
ct           --Variavel auxiliar de controle 1 (0 - ativa o ajuste;
             1 - ativa a volta do ajuste)
ct2          --Variavel auxiliar de controle 2 (1 - K_I_af subindo;
             2 - K_I_al descendo)
ct3          --Variavel auxiliar de controle 3 (0 - ajuste ate os
             limites sup ou inf; 1 - ajuste ate o labda otimo)
ct4          --Variavel auxiliar de controle 4 (0 - ajuste rapido;
             > 1 ajuste lento)
p_I_al       --Valor anterior de I_alfa
p_Ea, p_Eb, p_Ec --Valores anteriores das tensoes a serem aplicadas
              pelo inversor
L_E          --Limita da variacão das tensoes a serem aplicadas
              pelo inversor
period       --Periodo utilizado para o calculo do valor rms da
              potencia
ponto        --Conador auxiliar para o calculo do periodo
pot          --Somatorio do quadrado das potencias dentro de um
              periodo
pot1         --Ultimo valor rms calculado da potencia
a_rap        --Multiplicador do ajuste rapido do K_I_al
v_a_rap      --Multiplicador da volta do ajuste rapido do K_I_al
a_len        --Multiplicador do ajuste lento do K_I_al
v_a_len      --Multiplicador da volta do ajuste lento do K_I_al
fixo         --Valor de K_I_al quando se esta em operacao constante

INIT
  K_I_al:=1
  ct:=0
  ct2:=2
  ct3:=0
  ponto:=0
  pot:=0
  pot1:=0
  a_rap:=1.00008
  v_a_rap:=1.0005
  a_len:=1.00000025
  v_a_len:=1.0000016
  fixo:=1.033

ENDINIT

EXEC

-----Referenciando a tensao do secundario para o primario-----

Va1:=va*(vp_T/vs_T)
Vb1:=vb*(vp_T/vs_T)
Vc1:=vc*(vp_T/vs_T)

-----Passando os valores de pu para real-----

Xt:=(sqrt((Zper_T**2)-(Rper_T**2))/100)*(((vp_T*1000)**2)/(Sn_T*1000))
Lt:=(Ls/1000)+Xt/(120*pi)
Rt:=(Rper_T/100)*(((vp_T*1000)**2)/(Sn_T*1000))

-----Calculo de v e alfa-----

Vd:=(2/3)*(va1-(vb1/2)-(vc1/2))
Vq:=(2/3)*((sqrt(3)*vb1/2)-(sqrt(3)*vc1/2))

V:=sqrt(Vd**2+Vq**2)
IF V=0 THEN
  v:=0.0001
```

APÊNDICE III: Modelo computacional do controle de potência injetada na rede elétrica

```
ENDIF
alfa:=atan(Vq/Vd)
IF Vd < 0 THEN
  alfa:=alfa+pi
ENDIF
IF Vd > 0 and Vq < 0 THEN
  alfa:=alfa+2*pi
ENDIF
-----Calculo do coeficiente de multiplicacao otimo para I_alfa-----
lamb:=omega*R_turb/vento
sup:=1.005*Lb_OTM
infe:=0.995*Lb_OTM
sup1:=1.02*Lb_OTM
infe1:=0.98*Lb_OTM
ct4:=deriv(vento)
IF ct4 = 0 THEN --Ajuste rapido
  IF lamb > sup1 or lamb < infe1 THEN --Ativa ajuste até o lambda
    otimo
    ct3:=1
  ENDIF
  IF lamb > sup and ct = 0 THEN --Ajuste rapido ate o limite sup
    K_I_al:=K_I_al*a_rap
    ct2:=1
  ENDIF
  IF ct2 = 1 and ct3 = 1 THEN --Ajuste rapido ate o lambda otimo
    K_I_al:=K_I_al*a_rap
    IF lamb <= Lb_OTM THEN
      ct3:=0
    ENDIF
  ENDIF
  IF lamb < infe and ct = 0 THEN --Ajuste rapido ate o limite inf
    K_I_al:=K_I_al/a_rap
    ct2:=2
  ENDIF
  IF ct2 = 2 and ct3 = 1 THEN --Ajuste rapido ate o lambda otimo
    K_I_al:=K_I_al/a_rap
    IF lamb >= Lb_OTM THEN
      ct3:=0
    ENDIF
  ENDIF
  IF ct3 = 0 THEN --Volta ate os limites sup ou inf
    IF lamb >= infe and lamb <= sup THEN --Volta do ajuste rapido
      IF ct2 = 2 THEN
        K_I_al:=K_I_al*v_a_rap
        ct:=1
        IF K_I_al >= fixo THEN
          K_I_al:=fixo
          ct2:=0
          ct:=0
        ENDIF
      ENDIF
      IF ct2 = 1 THEN
        K_I_al:=K_I_al/v_a_rap
        ct:=1
        IF K_I_al <= fixo THEN
```

APÊNDICE III: Modelo computacional do controle de potência injetada na rede elétrica

```
        K_I_al:=fixo
        ct2:=0
        ct:=0
    ENDIF
ENDIF
ELSE
    IF ct = 1 THEN --Garante a volta do ajuste rapido e a ativacao
                    de ct
        IF ct2 = 2 THEN
            K_I_al:=K_I_al*v_a_rap
            IF K_I_al >= fixo THEN
                K_I_al:=fixo
                ct2:=0
                ct:=0
            ENDIF
        ENDIF
        IF ct2 = 1 THEN
            K_I_al:=K_I_al/v_a_rap
            IF K_I_al <= fixo THEN
                K_I_al:=fixo
                ct2:=0
                ct:=0
            ENDIF
        ENDIF
    ENDIF
ENDIF
ELSE --Ajuste lento
    IF poten <= 600000 THEN -- Mantem ajuste lento
        IF lamb > sup1 or lamb < infe1 THEN --Ativa ajuste até o lambda
                                                otimo
            ct3:=1
        ENDIF
        IF lamb > sup and ct = 0 THEN --Ajuste lento ate o limites sup
            K_I_al:=K_I_al*a_len
            ct2:=1
        ENDIF
        IF ct2 = 1 and ct3 = 1 THEN --Ajuste lento ate o lambda otimo
            K_I_al:=K_I_al*a_len
            IF lamb <= Lb_OTM THEN
                ct3:=0
            ENDIF
        ENDIF
        IF lamb < infe and ct = 0 THEN --Ajuste lento ate o limite inf
            K_I_al:=K_I_al/a_len
            ct2:=2
        ENDIF
        IF ct2 = 2 and ct3 = 1 THEN --Ajuste lento ate o lambda otimo
            K_I_al:=K_I_al/a_len
            IF lamb >= Lb_OTM THEN
                ct3:=0
            ENDIF
        ENDIF
        IF ct3 = 0 THEN --Volta ate os limites sup ou inf
            IF lamb >= infe and lamb <= sup THEN --Volta do ajuste lento
                IF ct2 = 2 THEN
                    K_I_al:=K_I_al*v_a_len
                
```

```

        ct:=1
        IF K_I_al >= fixo THEN
            K_I_al:=fixo
            ct2:=0
            ct:=0
        ENDIF
    ENDIF
    IF ct2 = 1 THEN
        K_I_al:=K_I_al/v_a_len
        ct:=1
        IF K_I_al <= fixo THEN
            K_I_al:=fixo
            ct2:=0
            ct:=0
        ENDIF
    ENDIF
ELSE
    IF ct = 1 THEN --Garante a volta do ajuste lento e a
                    ativacao de ct
        IF ct2 = 2 THEN
            K_I_al:=K_I_al*v_a_len
            IF K_I_al >= fixo THEN
                K_I_al:=fixo
                ct2:=0
                ct:=0
            ENDIF
        ENDIF
        IF ct2 = 1 THEN
            K_I_al:=K_I_al/v_a_len
            IF K_I_al <= fixo THEN
                K_I_al:=fixo
                ct2:=0
                ct:=0
            ENDIF
        ENDIF
    ENDIF
ENDIF

ENDIF

ELSE --Para ajuste

    K_I_al:=0.95

ENDIF

ENDIF

IF K_I_al > 1.25 THEN --Limite superior de K_I_al
    K_I_al:=1.25
ENDIF
IF K_I_al < 0.75 THEN --Limite inferior de K_I_al
    K_I_al:=0.75
ENDIF

-----Calculo do I_alfa1, I_beta1, P1 e Q1-----

I_a11:=(2/3)*(cos(alfa)*Ia_m+cos(alfa-2*pi/3)*
            Ib_m+cos(alfa+2*pi/3)*Ic_m)
I_be1:=(2/3)*(-sin(alfa)*Ia_m-sin(alfa-2*pi/3)*
            Ib_m-sin(alfa+2*pi/3)*Ic_m)

P1:=(3/2)*v*I_a11
Q1:=(3/2)*v*I_be1

```

APÊNDICE III: Modelo computacional do controle de potência injetada na rede elétrica

```
-----Calculo das correntes-----

period:=0.1/timestep
IF ponto < period THEN
  Pot:=Pot+Poten**2
  ponto:=ponto+1
ELSE
  Pot1:=sqrt(Pot/period)
  ponto:=0
  Pot:=0
ENDIF

Q:=0

I_alfa:=(2/3)*(Pot1/V)*K_I_a1
p_I_al:=prevval(I_alfa)
IF t >= 0.5 THEN
  IF (I_alfa/p_I_al) > 1.00005 THEN
    I_alfa:=p_I_al*1.00005
  ENDIF
  IF (I_alfa/p_I_al) < 0.99995 THEN
    I_alfa:=p_I_al/1.00005
  ENDIF
ENDIF

I_beta:=(2/3)*(Q/V)

Ia:=cos(alfa)*I_alfa-sin(alfa)*I_beta
Ib:=cos(alfa-2*pi/3)*I_alfa-sin(alfa-2*pi/3)*I_beta
Ic:=cos(alfa+2*pi/3)*I_alfa-sin(alfa+2*pi/3)*I_beta

-----Calculo das tensoes a serem aplicadas-----

p_Ea:=prevval(Ea)
p_Eb:=prevval(Eb)
p_Ec:=prevval(Ec)

Ea:=Vl1+Rt*Ia+Lt*deriv(Ia)
Eb:=Vl1+Rt*Ib+Lt*deriv(Ib)
Ec:=Vl1+Rt*Ic+Lt*deriv(Ic)

L_E:=(0.0017857143*(0.0000125/timestep)*I_alfa+0.071428571*
(0.0000125/timestep))

IF (Ea-p_Ea) > L_E THEN
  Ea:=P_Ea+L_E
ENDIF
IF (Ea-p_Ea) < L_E THEN
  Ea:=P_Ea-L_E
ENDIF

IF (Eb-p_Eb) > L_E THEN
  Eb:=P_Eb+L_E
ENDIF
IF (Eb-p_Eb) < L_E THEN
  Eb:=P_Eb-L_E
ENDIF

IF (Ec-p_Ec) > L_E THEN
  Ec:=P_Ec+L_E
ENDIF
IF (Ec-p_Ec) < L_E THEN
  Ec:=P_Ec-L_E
ENDIF

ENDEXEC
```

APÊNDICE IV: Modelo computacional da geração de pulsos para as chaves do inversor de frequência

MODEL PULSOS

INPUT

Vcc --Tensão existente no link DC
Va --Entrada de tensão de referencia - fase A
Vb --Entrada de tensão de referencia - fase B
Vc --Entrada de tensão de referencia - fase C

OUTPUT

Ch1 --Comando de fechamento da chave 1 (1-fechado; 0-aberto)
Ch3 --Comando de fechamento da chave 3 (1-fechado; 0-aberto)
Ch5 --Comando de fechamento da chave 5 (1-fechado; 0-aberto)
Ch4 --Comando de fechamento da chave 4 (1-fechado; 0-aberto)
Ch6 --Comando de fechamento da chave 6 (1-fechado; 0-aberto)
Ch2 --Comando de fechamento da chave 2 (1-fechado; 0-aberto)

VAR

Vd --Parte real do vetor de referencia V
Vq --Parte imaginaria do vetor de referencia V
V --Modulo do vetor de referencia V
alfa --Angulo do vetor de referencia V
ta --Tempo do vetor de chaveamento mais proximo e atrasado do
vetor de referencia V para o MODO LINEAR
tb --Tempo do vetor de chaveamento mais proximo e adiantado do
vetor de referencia V para o MODO LINEAR
Ts --Tempo de um ciclo de chaveamento
ponto --Auxiliar pra identificacao do termino de um ciclo de
chaveamento
n_passos --Numero de ciclos de chaveamento que ja ocorreu
tempop --Tempo total dos ciclos de chaveamento anteriores
Ch1 --Comando de fechamento da chave 1 (1-fechado; 0-aberto)
Ch3 --Comando de fechamento da chave 3 (1-fechado; 0-aberto)
Ch5 --Comando de fechamento da chave 5 (1-fechado; 0-aberto)
Ch4 --Comando de fechamento da chave 4 (1-fechado; 0-aberto)
Ch6 --Comando de fechamento da chave 6 (1-fechado; 0-aberto)
Ch2 --Comando de fechamento da chave 2 (1-fechado; 0-aberto)
Vcc1 --Auxiliar da tensão existente no link DC, utilizado para não
dar erro quando Vcc=0
m --Indice de modulacao
zona --Zona de atuacao, ou seja, a zona que o vetor V se encontra
alfa1 --Angulo do vetor V dentro da sua zona de atuacao
modo --Seleção do modo de operacao
modo1 --Modo de operação senoidal(0) ou hexagonal (1) para o MODO I
teta --Angulo em que Vm cruza com o hexagono de referencia
Vm --Raio da trajetoria circular estendida
ta1 --Tempo do vetor de chaveamento mais proximo e atrasado do
vetor de referencia V para o MODO I quando linear
tb1 --Tempo do vetor de chaveamento mais proximo e adiantado do
vetor de referencia V para o MODO I quando linear
ta2 --Tempo do vetor de chaveamento mais proximo e atrasado do
vetor de referencia Vm para o MODO I quando não linear
alfa2 --Angulo de manutencao para o MODO II
alfa3 --Angulo ja modificado, utilizado para o MODO II
ta3 --Tempo do vetor de chaveamento mais proximo e atrasado do
vetor de referencia V para o MODO II

INIT

Ts:=22*timestep

APÊNDICE IV: Modelo computacional da geração de pulsos para as chaves do inversor de frequência

```
ponto:=0
n_passos:=0
tempop:=0
alfa:=0
ta:=0.0004125
tb:=0
modo:=0
zona:=1
```

```
ENDINIT
```

```
EXEC
```

```
IF ponto < 22 THEN
```

```
-----
-----Sequencia de chaveamento-----
-----
```

```
-----Chaveamento para o MODO LINEAR-----
-----
```

```
IF modo = 0 THEN
```

```
IF zona = 1 THEN
```

```
Ch1:=1
```

```
Ch3:=0
```

```
Ch5:=0
```

```
Ch4:=0
```

```
Ch6:=1
```

```
Ch2:=1
```

```
IF ta < (t-tempop) THEN
```

```
Ch3:=1
```

```
Ch5:=0
```

```
Ch6:=0
```

```
Ch2:=1
```

```
ENDIF
```

```
IF (ta+tb) < (t-tempop) THEN
```

```
Ch3:=1
```

```
Ch5:=1
```

```
Ch6:=0
```

```
Ch2:=0
```

```
ENDIF
```

```
ENDIF
```

```
IF zona = 2 THEN
```

```
Ch1:=1
```

```
Ch3:=1
```

```
Ch5:=0
```

```
Ch4:=0
```

```
Ch6:=0
```

```
Ch2:=1
```

```
IF ta < (t-tempop) THEN
```

```
Ch1:=0
```

```
Ch3:=1
```

```
Ch4:=1
```

```
Ch6:=0
```

```
ENDIF
```

```
IF (ta+tb) < (t-tempop) THEN
```

```
Ch1:=0
```

```
Ch3:=0
```

```
Ch4:=1
```

```
Ch6:=1
```

```
ENDIF
```

```
ENDIF
```

```
IF zona = 3 THEN
```

```
Ch1:=0
```

```
Ch3:=1
```

APÊNDICE IV: Modelo computacional da geração de pulsos para as chaves do inversor de frequência

```
Ch5:=0
Ch4:=1
Ch6:=0
Ch2:=1
IF ta < (t-tempop) THEN
  Ch1:=0
  Ch5:=1
  Ch4:=1
  Ch2:=0
ENDIF
IF (ta+tb) < (t-tempop) THEN
  Ch1:=1
  Ch5:=1
  Ch4:=0
  Ch2:=0
ENDIF
ENDIF
IF zona = 4 THEN
  Ch1:=0
  Ch3:=1
  Ch5:=1
  Ch4:=1
  Ch6:=0
  Ch2:=0
  IF ta < (t-tempop) THEN
    Ch3:=0
    Ch5:=1
    Ch6:=1
    Ch2:=0
  ENDIF
  IF (ta+tb) < (t-tempop) THEN
    Ch3:=0
    Ch5:=0
    Ch6:=1
    Ch2:=1
  ENDIF
ENDIF
IF zona = 5 THEN
  Ch1:=0
  Ch3:=0
  Ch5:=1
  Ch4:=1
  Ch6:=1
  Ch2:=0
  IF ta < (t-tempop) THEN
    Ch1:=1
    Ch3:=0
    Ch4:=0
    Ch6:=1
  ENDIF
  IF (ta+tb) < (t-tempop) THEN
    Ch1:=1
    Ch3:=1
    Ch4:=0
    Ch6:=0
  ENDIF
ENDIF
IF zona = 6 THEN
  Ch1:=1
  Ch3:=0
  Ch5:=1
  Ch4:=0
  Ch6:=1
  Ch2:=0
  IF ta < (t-tempop) THEN
    Ch1:=1
```

APÊNDICE IV: Modelo computacional da geração de pulsos para as chaves do inversor de frequência

```
        ch5:=0
        ch4:=0
        ch2:=1
    ENDF
    IF (ta+tb) < (t-tempop) THEN
        ch1:=0
        ch5:=0
        ch4:=1
        ch2:=1
    ENDF
ENDIF

-----Chaveamento para o MODO I-----

IF modo = 1 THEN
    IF modo1 = 0 THEN
        IF zona = 1 THEN
            ch1:=1
            ch3:=0
            ch5:=0
            ch4:=0
            ch6:=1
            ch2:=1
            IF ta1 < (t-tempop) THEN
                ch3:=1
                ch5:=0
                ch6:=0
                ch2:=1
            ENDF
            IF (ta1+tb1) < (t-tempop) THEN
                ch3:=1
                ch5:=1
                ch6:=0
                ch2:=0
            ENDF
        ENDF
        IF zona = 2 THEN
            ch1:=1
            ch3:=1
            ch5:=0
            ch4:=0
            ch6:=0
            ch2:=1
            IF ta1 < (t-tempop) THEN
                ch1:=0
                ch3:=1
                ch4:=1
                ch6:=0
            ENDF
            IF (ta1+tb1) < (t-tempop) THEN
                ch1:=0
                ch3:=0
                ch4:=1
                ch6:=1
            ENDF
        ENDF
        IF zona = 3 THEN
            ch1:=0
            ch3:=1
            ch5:=0
            ch4:=1
            ch6:=0
```

APÊNDICE IV: Modelo computacional da geração de pulsos para as chaves do inversor de frequência

```
Ch2:=1
IF ta1 < (t-tempop) THEN
  Ch1:=0
  Ch5:=1
  Ch4:=1
  Ch2:=0
ENDIF
IF (ta1+tb1) < (t-tempop) THEN
  Ch1:=1
  Ch5:=1
  Ch4:=0
  Ch2:=0
ENDIF
ENDIF
IF zona = 4 THEN
  Ch1:=0
  Ch3:=1
  Ch5:=1
  Ch4:=1
  Ch6:=0
  Ch2:=0
  IF ta1 < (t-tempop) THEN
    Ch3:=0
    Ch5:=1
    Ch6:=1
    Ch2:=0
  ENDIF
  IF (ta1+tb1) < (t-tempop) THEN
    Ch3:=0
    Ch5:=0
    Ch6:=1
    Ch2:=1
  ENDIF
ENDIF
IF zona = 5 THEN
  Ch1:=0
  Ch3:=0
  Ch5:=1
  Ch4:=1
  Ch6:=1
  Ch2:=0
  IF ta1 < (t-tempop) THEN
    Ch1:=1
    Ch3:=0
    Ch4:=0
    Ch6:=1
  ENDIF
  IF (ta1+tb1) < (t-tempop) THEN
    Ch1:=1
    Ch3:=1
    Ch4:=0
    Ch6:=0
  ENDIF
ENDIF
IF zona = 6 THEN
  Ch1:=1
  Ch3:=0
  Ch5:=1
  Ch4:=0
  Ch6:=1
  Ch2:=0
  IF ta1 < (t-tempop) THEN
    Ch1:=1
    Ch5:=0
    Ch4:=0
    Ch2:=1
```

APÊNDICE IV: Modelo computacional da geração de pulsos para as chaves do inversor de frequência

```
ENDIF
IF (ta1+tb1) < (t-tempop) THEN
    ch1:=0
    ch5:=0
    ch4:=1
    ch2:=1
ENDIF
ENDIF

ENDIF

IF modo1 = 1 THEN

IF zona = 1 THEN
    IF ta2 >= (t-tempop) THEN
        ch1:=1
        ch3:=0
        ch5:=0
        ch4:=0
        ch6:=1
        ch2:=1
    ELSE
        ch3:=1
        ch6:=0
    ENDIF
ENDIF
ENDIF
IF zona = 2 THEN
    IF ta2 >= (t-tempop) THEN
        ch1:=1
        ch3:=1
        ch5:=0
        ch4:=0
        ch6:=0
        ch2:=1
    ELSE
        ch1:=0
        ch4:=1
    ENDIF
ENDIF
ENDIF
IF zona = 3 THEN
    IF ta2 >= (t-tempop) THEN
        ch1:=0
        ch3:=1
        ch5:=0
        ch4:=1
        ch6:=0
        ch2:=1
    ELSE
        ch5:=1
        ch2:=0
    ENDIF
ENDIF
ENDIF
IF zona = 4 THEN
    IF ta2 >= (t-tempop) THEN
        ch1:=0
        ch3:=1
        ch5:=1
        ch4:=1
        ch6:=0
        ch2:=0
    ELSE
        ch3:=0
        ch6:=1
    ENDIF
ENDIF
ENDIF
IF zona = 5 THEN
```

APÊNDICE IV: Modelo computacional da geração de pulsos para as chaves do inversor de frequência

```
IF ta2 >= (t-tempop) THEN
  ch1:=0
  ch3:=0
  ch5:=1
  ch4:=1
  ch6:=1
  ch2:=0
ELSE
  ch1:=1
  ch4:=0
ENDIF
ENDIF
IF zona = 6 THEN
  IF ta2 >= (t-tempop) THEN
    ch1:=1
    ch3:=0
    ch5:=1
    ch4:=0
    ch6:=1
    ch2:=0
  ELSE
    ch5:=0
    ch2:=1
  ENDIF
ENDIF
ENDIF
ENDIF
-----Chaveamento para o MODO II-----
IF modo = 2 THEN
  IF zona = 1 THEN
    IF ta3 >= (t-tempop) THEN
      ch1:=1
      ch3:=0
      ch5:=0
      ch4:=0
      ch6:=1
      ch2:=1
    ELSE
      ch3:=1
      ch6:=0
    ENDIF
  ENDIF
  IF zona = 2 THEN
    IF ta3 >= (t-tempop) THEN
      ch1:=1
      ch3:=1
      ch5:=0
      ch4:=0
      ch6:=0
      ch2:=1
    ELSE
      ch1:=0
      ch4:=1
    ENDIF
  ENDIF
  IF zona = 3 THEN
    IF ta3 >= (t-tempop) THEN
      ch1:=0
      ch3:=1
      ch5:=0
      ch4:=1
    ENDIF
  ENDIF
ENDIF
```

APÊNDICE IV: Modelo computacional da geração de pulsos para as chaves do inversor de frequência

```
        ch6:=0
        ch2:=1
    ELSE
        ch5:=1
        ch2:=0
    ENDIF
ENDIF
IF zona = 4 THEN
    IF ta3 >= (t-tempop) THEN
        ch1:=0
        ch3:=1
        ch5:=1
        ch4:=1
        ch6:=0
        ch2:=0
    ELSE
        ch3:=0
        ch6:=1
    ENDIF
ENDIF
IF zona = 5 THEN
    IF ta3 >= (t-tempop) THEN
        ch1:=0
        ch3:=0
        ch5:=1
        ch4:=1
        ch6:=1
        ch2:=0
    ELSE
        ch1:=1
        ch4:=0
    ENDIF
ENDIF
IF zona = 6 THEN
    IF ta3 >= (t-tempop) THEN
        ch1:=1
        ch3:=0
        ch5:=1
        ch4:=0
        ch6:=1
        ch2:=0
    ELSE
        ch5:=0
        ch2:=1
    ENDIF
ENDIF
ENDIF
```

```
ponto:=ponto+1
```

```
-----
-----ELSE de realimentacao do ciclo de chaveamento-----
-----
```

```
ELSE
```

```
-----Calculo de v e alfa-----
```

```
Vd:=(2/3)*(va-(Vb/2)-(vc/2))
Vq:=(2/3)*((sqrt(3)*Vb/2)-(sqrt(3)*vc/2))
```

```
IF Vd = 0 THEN
    Vd:=0.00001
ENDIF
```

APÊNDICE IV: Modelo computacional da geração de pulsos para as chaves do inversor de frequência

```
V:=sqrt(Vd**2+Vq**2)
alfa:=atan(Vq/Vd)

IF Vd < 0 THEN
    alfa:=alfa+pi
ENDIF
IF Vd > 0 and Vq < 0 THEN
    alfa:=alfa+2*pi
ENDIF

-----Calculo de m e do modo de operacao-----

Vcc1:=Vcc

IF Vcc1 = 0 THEN
    Vcc1:=0.00001
ENDIF

m:=(V*pi)/(2*Vcc1)

IF m <= 0.907 THEN
    modo:=0
ELSE
    IF m <= 0.951 THEN
        modo:=1
    ELSE
        modo:=2
    ENDIF
ENDIF

-----Calculo da zona de atuacao e seu angulo-----

IF alfa < (pi/3) THEN
    zona:=1
    alfa1:=alfa
ENDIF
IF alfa >= (pi/3) and alfa < (2*pi/3) THEN
    zona:=2
    alfa1:=alfa-pi/3
ENDIF
IF alfa >= (2*pi/3) and alfa < (pi) THEN
    zona:=3
    alfa1:=alfa-2*pi/3
ENDIF
IF alfa >= (pi) and alfa < (4*pi/3) THEN
    zona:=4
    alfa1:=alfa-pi
ENDIF
IF alfa >= (4*pi/3) and alfa < (5*pi/3) THEN
    zona:=5
    alfa1:=alfa-4*pi/3
ENDIF
IF alfa >= (5*pi/3) THEN
    zona:=6
    alfa1:=alfa-5*pi/3
ENDIF

-----Calculo dos tempos de chaveamento do MODO LINEAR-----

IF modo = 0 THEN

IF m >= 0.88025 THEN
    V:=v*0.991777852
ENDIF
IF m < 0.88025 and m >= 0.8535 THEN
    V:=v*1.005
```

APÊNDICE IV: Modelo computacional da geração de pulsos para as chaves do inversor de frequência

```
ENDIF
IF m < 0.8535 and m >= 0.8 THEN
  V:=v*1.017161003
ENDIF
IF m < 0.8 and m >= 0.75 THEN
  V:=v*1.017553215
ENDIF
IF m < 0.75 and m >= 0.7 THEN
  V:=v*1.02125484
ENDIF
IF m < 0.7 and m >= 0.65 THEN
  V:=v*1.028338597
ENDIF
IF m < 0.65 and m >= 0.6 THEN
  V:=v*1.024585536
ENDIF
IF m < 0.6 and m >= 0.55 THEN
  V:=v*1.025780342
ENDIF
IF m < 0.55 and m >= 0.5 THEN
  V:=v*1.034952744
ENDIF
IF m < 0.5 and m >= 0.45 THEN
  V:=v*1.039928479
ENDIF
IF m < 0.45 and m >= 0.4 THEN
  V:=v*1.034222648
ENDIF
IF m < 0.4 and m >= 0.35 THEN
  V:=v*1.045614751
ENDIF
IF m < 0.35 and m >= 0.3 THEN
  V:=v*1.060148846
ENDIF
IF m < 0.3 and m >= 0.25 THEN
  V:=v*1.073955115
ENDIF
IF m < 0.25 THEN
  V:=v*1.085351035
ENDIF

ta:=(sqrt(3)*Ts*v/Vcc1)*sin((pi/3)-alfa1)
tb:=(sqrt(3)*Ts*v/Vcc1)*sin(alfa1)

ENDIF

-----Calculo dos tempos de chaveamento do MODO I-----

IF modo = 1 THEN
  IF m < 0.907 THEN
    teta:=0.495
  ENDIF
  IF m < 0.908 and m >= 0.907 THEN
    teta:=0.46
  ENDIF
  IF m < 0.909 and m >= 0.908 THEN
    teta:=0.445
  ENDIF
  IF m < 0.91 and m >= 0.909 THEN
    teta:=0.43
  ENDIF
  IF m < 0.911 and m >= 0.91 THEN
    teta:=0.415
  ENDIF
  IF m < 0.912 and m >= 0.911 THEN
```

APÊNDICE IV: Modelo computacional da geração de pulsos para as chaves do inversor de frequência

```
teta:=0.405
ENDIF
IF m < 0.913 and m >= 0.912 THEN
  teta:=0.395
ENDIF
IF m < 0.914 and m >= 0.913 THEN
  teta:=0.385
ENDIF
IF m < 0.915 and m >= 0.914 THEN
  teta:=0.375
ENDIF
IF m < 0.916 and m >= 0.915 THEN
  teta:=0.365
ENDIF
IF m < 0.917 and m >= 0.916 THEN
  teta:=0.355
ENDIF
IF m < 0.918 and m >= 0.917 THEN
  teta:=0.345
ENDIF
IF m < 0.919 and m >= 0.918 THEN
  teta:=0.335
ENDIF
IF m < 0.92 and m >= 0.919 THEN
  teta:=0.325
ENDIF
IF m < 0.921 and m >= 0.92 THEN
  teta:=0.315
ENDIF
IF m < 0.922 and m >= 0.921 THEN
  teta:=0.31
ENDIF
IF m < 0.923 and m >= 0.922 THEN
  teta:=0.305
ENDIF
IF m < 0.924 and m >= 0.923 THEN
  teta:=0.295
ENDIF
IF m < 0.925 and m >= 0.924 THEN
  teta:=0.285
ENDIF
IF m < 0.926 and m >= 0.925 THEN
  teta:=0.275
ENDIF
IF m < 0.927 and m >= 0.926 THEN
  teta:=0.265
ENDIF
IF m < 0.928 and m >= 0.927 THEN
  teta:=0.26
ENDIF
IF m < 0.929 and m >= 0.928 THEN
  teta:=0.255
ENDIF
IF m < 0.93 and m >= 0.929 THEN
  teta:=0.245
ENDIF
IF m < 0.931 and m >= 0.93 THEN
  teta:=0.235
ENDIF
IF m < 0.932 and m >= 0.931 THEN
  teta:=0.23
ENDIF
IF m < 0.933 and m >= 0.932 THEN
  teta:=0.225
ENDIF
IF m < 0.934 and m >= 0.933 THEN
```

APÊNDICE IV: Modelo computacional da geração de pulsos para as chaves do inversor de frequência

```
teta:=0.215
ENDIF
IF m < 0.935 and m >= 0.934 THEN
  teta:=0.205
ENDIF
IF m < 0.936 and m >= 0.935 THEN
  teta:=0.195
ENDIF
IF m < 0.937 and m >= 0.936 THEN
  teta:=0.19
ENDIF
IF m < 0.938 and m >= 0.937 THEN
  teta:=0.185
ENDIF
IF m < 0.939 and m >= 0.938 THEN
  teta:=0.175
ENDIF
IF m < 0.94 and m >= 0.939 THEN
  teta:=0.165
ENDIF
IF m < 0.941 and m >= 0.94 THEN
  teta:=0.155
ENDIF
IF m < 0.942 and m >= 0.941 THEN
  teta:=0.145
ENDIF
IF m < 0.943 and m >= 0.942 THEN
  teta:=0.135
ENDIF
IF m < 0.944 and m >= 0.943 THEN
  teta:=0.13
ENDIF
IF m < 0.945 and m >= 0.944 THEN
  teta:=0.12
ENDIF
IF m < 0.946 and m >= 0.945 THEN
  teta:=0.105
ENDIF
IF m < 0.947 and m >= 0.946 THEN
  teta:=0.095
ENDIF
ENDIF

IF m < 0.948 and m >= 0.947 THEN
  teta:=0.085
ENDIF
IF m < 0.949 and m >= 0.948 THEN
  teta:=0.07
ENDIF
IF m < 0.95 and m >= 0.949 THEN
  teta:=0.05
ENDIF
IF m >= 0.95 THEN
  teta:=0.02
ENDIF

Vm:=0.9*(2*sqrt(3)*v*((pi/6)-teta))/(pi*sin((pi/6)-teta))

ta1:=(sqrt(3)*Ts*Vm/Vcc1)*sin((pi/3)-alfa1)
tb1:=(sqrt(3)*Ts*Vm/Vcc1)*sin(alfa1)

ta2:=Ts*((sqrt(3)*cos(alfa1)-sin(alfa1))/(sqrt(3)*
cos(alfa1)+sin(alfa1)))

IF alfa <= teta THEN  --(0-operacao senoidal; 1-operacao hexagonal)
  modo1:=0
ENDIF
```

APÊNDICE IV: Modelo computacional da geração de pulsos para as chaves do inversor de frequência

```
IF alfa <= (pi/3-teta) and alfa > teta THEN
  modo1:=1
ENDIF
IF alfa <= (pi/3+teta) and alfa > (pi/3-teta) THEN
  modo1:=0
ENDIF
IF alfa <= (2*pi/3-teta) and alfa > (pi/3+teta) THEN
  modo1:=1
ENDIF
IF alfa <= (2*pi/3+teta) and alfa > (2*pi/3-teta) THEN
  modo1:=0
ENDIF
IF alfa <= (pi-teta) and alfa > (2*pi/3+teta) THEN
  modo1:=1
ENDIF
IF alfa <= (pi+teta) and alfa > (pi-teta) THEN
  modo1:=0
ENDIF
IF alfa <= (4*pi/3-teta) and alfa > (pi+teta) THEN
  modo1:=1
ENDIF
IF alfa <= (4*pi/3+teta) and alfa > (4*pi/3-teta) THEN
  modo1:=0
ENDIF
IF alfa <= (5*pi/3-teta) and alfa > (4*pi/3+teta) THEN
  modo1:=1
ENDIF
IF alfa <= (5*pi/3+teta) and alfa > (5*pi/3-teta) THEN
  modo1:=0
ENDIF
IF alfa <= (2*pi-teta) and alfa > (5*pi/3+teta) THEN
  modo1:=1
ENDIF
IF alfa > (2*pi-teta) THEN
  modo1:=0
ENDIF
ENDIF
```

-----Calculo dos tempos de chaveamento do MODO II-----

```
IF modo = 2 THEN
  IF m < 0.952 THEN
    alfa2:=0
  ENDIF
  IF m < 0.953 and m >= 0.952 THEN
    alfa2:=0.005
  ENDIF
  IF m < 0.954 and m >= 0.953 THEN
    alfa2:=0.01
  ENDIF
  IF m < 0.955 and m >= 0.954 THEN
    alfa2:=0.015
  ENDIF
  IF m < 0.956 and m >= 0.955 THEN
    alfa2:=0.02
  ENDIF
  IF m < 0.957 and m >= 0.956 THEN
    alfa2:=0.025
  ENDIF
  IF m < 0.958 and m >= 0.957 THEN
    alfa2:=0.03
  ENDIF
  IF m < 0.959 and m >= 0.958 THEN
```

APÊNDICE IV: Modelo computacional da geração de pulsos para as chaves do inversor de frequência

```
    alfa2:=0.035
ENDIF
IF m < 0.96 and m >= 0.959 THEN
    alfa2:=0.045
ENDIF
IF m < 0.961 and m >= 0.96 THEN
    alfa2:=0.05
ENDIF
IF m < 0.962 and m >= 0.961 THEN
    alfa2:=0.055
ENDIF
IF m < 0.963 and m >= 0.962 THEN
    alfa2:=0.065
ENDIF
IF m < 0.964 and m >= 0.963 THEN
    alfa2:=0.07
ENDIF
IF m < 0.965 and m >= 0.964 THEN
    alfa2:=0.075
ENDIF
IF m < 0.966 and m >= 0.965 THEN
    alfa2:=0.085
ENDIF
IF m < 0.967 and m >= 0.966 THEN
    alfa2:=0.09
ENDIF
IF m < 0.968 and m >= 0.967 THEN
    alfa2:=0.095
ENDIF
IF m < 0.969 and m >= 0.968 THEN
    alfa2:=0.105
ENDIF
IF m < 0.97 and m >= 0.969 THEN
    alfa2:=0.11
ENDIF
IF m < 0.971 and m >= 0.97 THEN
    alfa2:=0.115
ENDIF
IF m < 0.972 and m >= 0.971 THEN
    alfa2:=0.125
ENDIF
IF m < 0.973 and m >= 0.972 THEN
    alfa2:=0.135
ENDIF
IF m < 0.974 and m >= 0.973 THEN
    alfa2:=0.14
ENDIF
IF m < 0.975 and m >= 0.974 THEN
    alfa2:=0.145
ENDIF
IF m < 0.976 and m >= 0.975 THEN
    alfa2:=0.155
ENDIF
IF m < 0.977 and m >= 0.976 THEN
    alfa2:=0.165
ENDIF
IF m < 0.978 and m >= 0.977 THEN
    alfa2:=0.17
ENDIF
IF m < 0.979 and m >= 0.978 THEN
    alfa2:=0.175
ENDIF
IF m < 0.98 and m >= 0.979 THEN
    alfa2:=0.185
ENDIF
IF m < 0.981 and m >= 0.98 THEN
```

APÊNDICE IV: Modelo computacional da geração de pulsos para as chaves do inversor de frequência

```
    alfa2:=0.195
ENDIF
IF m < 0.982 and m >= 0.981 THEN
    alfa2:=0.205
ENDIF
IF m < 0.983 and m >= 0.982 THEN
    alfa2:=0.215
ENDIF
IF m < 0.984 and m >= 0.983 THEN
    alfa2:=0.225
ENDIF
IF m < 0.985 and m >= 0.984 THEN
    alfa2:=0.235
ENDIF
IF m < 0.986 and m >= 0.985 THEN
    alfa2:=0.245
ENDIF
IF m < 0.987 and m >= 0.986 THEN
    alfa2:=0.255
ENDIF
IF m < 0.988 and m >= 0.987 THEN
    alfa2:=0.265
ENDIF
IF m < 0.989 and m >= 0.988 THEN
    alfa2:=0.275
ENDIF
IF m < 0.99 and m >= 0.989 THEN
    alfa2:=0.29
ENDIF
IF m < 0.991 and m >= 0.99 THEN
    alfa2:=0.3005
ENDIF
IF m < 0.992 and m >= 0.991 THEN
    alfa2:=0.315
ENDIF
IF m < 0.993 and m >= 0.992 THEN
    alfa2:=0.33
ENDIF
IF m < 0.994 and m >= 0.993 THEN
    alfa2:=0.345
ENDIF
IF m < 0.995 and m >= 0.994 THEN
    alfa2:=0.36
ENDIF
IF m < 0.996 and m >= 0.995 THEN
    alfa2:=0.38
ENDIF
IF m < 0.997 and m >= 0.996 THEN
    alfa2:=0.4
ENDIF
IF m < 0.998 and m >= 0.997 THEN
    alfa2:=0.425
ENDIF

IF m < 0.999 and m >= 0.998 THEN
    alfa2:=0.49
ENDIF
IF m < 1 and m >= 0.999 THEN
    alfa2:=0.005
ENDIF
IF m >= 1 THEN
    alfa2:=0.5235
ENDIF

IF alfa1 <= alfa2 THEN
    alfa3:=0
```

APÊNDICE IV: Modelo computacional da geração de pulsos para as chaves do inversor de frequência

```
ELSE
  IF alfa1 > ((pi/3)-alfa2) THEN
    alfa3:=pi/3
  ELSE
    alfa3:=((alfa1-alfa2)/((pi/6)-alfa2))*(pi/6)
  ENDIF
ENDIF

ta3:=Ts*((sqrt(3)*cos(alfa3)-sin(alfa3))/
  (sqrt(3)*cos(alfa3)+sin(alfa3)))

ENDIF

-----Realimentacao do ciclo de chaveamento-----

ponto:=1
n_passos:=n_passos+1
tempop:=n_passos*Ts

ENDIF

ENDEXEC

ENDMODEL
```