

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**GERADOR DE INDUÇÃO COM EXCITAÇÃO
ESTÁTICA, FILTRO ATIVO E ARMAZENAMENTO
DE ENERGIA PARA SISTEMAS EÓLICOS ISOLADOS**

TESE DE DOUTORADO

Jordan Gustavo Trapp

Santa Maria, RS, Brasil

2013

GERADOR DE INDUÇÃO COM EXCITAÇÃO ESTÁTICA, FILTRO ATIVO E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA PARA SISTEMAS EÓLICOS ISOLADOS

Jordan Gustavo Trapp

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de

Doutor em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Felix Alberto Farret, PhD

Santa Maria, RS, Brasil

2013

Universidade Federal de Santa Maria
Centro de Tecnologia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

A comissão examinadora, abaixo assinada,
aprova a Tese de Doutorado

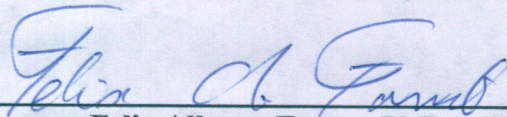
**GERADOR DE INDUÇÃO COM EXCITAÇÃO ESTÁTICA,
FILTRO ATIVO E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA PARA
SISTEMAS EÓLICOS ISOLADOS**

elaborada por
Jordan Gustavo Trapp

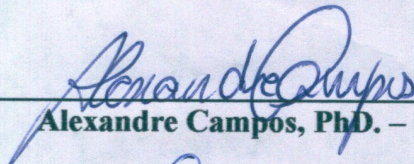
como requisito parcial para obtenção do grau de

Doutor em Engenharia Elétrica

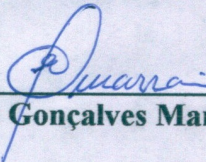
COMISSÃO EXAMINADORA:



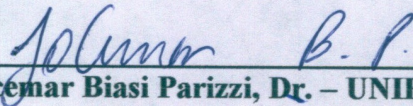
Felix Alberto Farret, PhD. – UFSM
(Presidente / Orientador)



Alexandre Campos, PhD. – UFSM



Enes Gonçalves Marra, Dr. – UFG



Jocemar Biasi Parizzi, Dr. – UNIPAMPA



Aly Ferreira Flores Filho, PhD. – UFRGS

Santa Maria, 01 de Março de 2013

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu orientador, professor Felix Alberto Farret, pela oportunidade de trabalhar com as fontes alternativas, principalmente a eólica, e pela amizade construída ao longo de anos de convivência profissional.

Agradeço a minha família, pais e irmão, Wilton, Tânia e Caio, pela confiança incansável a mim depositada e pela paciência desde a graduação, ainda no curso de engenharia elétrica.

Agradeço a minha companheira, Aline, pela paciência e apoio, do início ao fim desta pesquisa. Agradeço também aos colegas do Centro de Estudos em Energia e Sistemas de Potência – CEESP, pelo trabalho em equipe, companheirismo e amizade.

A todas as pessoas que contribuíram direta e indiretamente para este trabalho o meu muito obrigado.

RESUMO

**Tese de Doutorado
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Santa Maria**

GERADOR DE INDUÇÃO COM EXCITAÇÃO ESTÁTICA, FILTRO ATIVO E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA PARA SISTEMAS EÓLICOS ISOLADOS

**AUTOR: Jordan Gustavo Trapp
ORIENTADOR: Felix Alberto Farret, PhD**

Data e Local da Defesa: Santa Maria, 1 de Março de 2013.

O crescente aumento da demanda mundial de energia elétrica, a escassez cada vez maior das fontes convencionais de energia e a necessidade de redução dos impactos ambientais contribuíram para o acentuado desenvolvimento de novas tecnologias baseadas em fontes limpas e renováveis. Neste contexto, a energia eólica foi uma das tecnologias que mais se desenvolveu nas últimas décadas. Esta fonte tem desempenhado importante papel no avanço das fontes alternativas na matriz energética mundial, pois é uma tecnologia já consolidada e viável economicamente. Acompanhando o desenvolvimento tecnológico das fontes alternativas, o gerador de indução tem se destacado dentre as tecnologias de geradores mais adequadas para sistemas isolados de geração de energia elétrica. Com esta motivação, esta tese propõe uma nova configuração de conversão de energia eólica isolada, utilizando turbinas de velocidade variável, na qual o gerador de indução é excitado eletronicamente por meio de um compensador estático. Ainda mais, o gerador é associado a um filtro ativo shunt para a compensação de cargas não-lineares e desbalanceadas e a um banco de baterias para armazenamento de energia e estabilização do barramento cc, comum aos conversores. São discutidos os principais problemas relacionados ao gerador de indução para esta aplicação através da característica de magnetização e do seu modelo dinâmico, com as soluções propostas para mitigar estes problemas. Os resultados práticos e de simulação obtidos comprovam a efetividade da configuração de conversão de energia eólica proposta, mostrando a capacidade de operação do gerador com carga variável e velocidade variável da turbina. Por fim são apresentadas as principais conclusões e sugestões para trabalhos futuros na mesma linha de pesquisa.

Palavras-chave: Compensador estático. Energia eólica. Filtro ativo. Gerador de indução.

Abstract

PhD Thesis
Post-Graduation Program in Electrical Engineering
Federal University of Santa Maria

INDUCTION GENERATOR WITH STATIC EXCITATION, ACTIVE FILTER AND ENERGY STORAGE FOR STAND-ALONE WIND SYSTEMS

AUTHOR: Jordan Gustavo Trapp
SUPERVISOR: Felix Alberto Farret, PhD

Date and Place of the Presentation: Santa Maria, March, 1st 2013

The growing global demand for electricity, increasing scarcity of the conventional energy sources and the need to reduce environmental impacts contributed to the pronounced development of new technologies based on clean and renewable energy sources. In this context, the wind power is the technology that has had a greater development in recent decades. This source has played an important role in the advancement of alternative sources in the world energy matrix, because the technology is already consolidated and is economically viable. Accompanying the technological development of the alternative sources, the induction generator has stood out among the generators with the technology best suited to generating electricity for isolated energy systems. With this motivation, this thesis proposes a new configuration for an isolated wind energy conversion system using variable speed turbines, in which the induction generator is electronically excited by means of a static compensator. Also, the generator is associated to a shunt active filter for compensation of non-linear and unbalanced loads, and with a battery bank for energy storage and DC bus stabilization. It is also discussed the main problems with the induction generator related to the magnetization characteristic and its dynamic model, and the proposed solutions to mitigate these problems. The results confirm the effectiveness of the proposed wind energy conversion system, showing its operational capability with variable load and variable turbine speed. Finally it is presented the main conclusions of this work and suggestions for future works in the same line of research.

Keywords: Active filter. Induction generator. Static compensator. Wind energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Sistema de conversão de energia eólica proposto	33
Figura 3.1 – Curvas de torque em relação ao escorregamento para V_i constante	44
Figura 3.2 – Curvas de torque em relação à velocidade angular para V_i constante	45
Figura 3.3 – Curvas de torque em relação ao escorregamento para V_i/f constante	46
Figura 3.4 – Curvas de torque em relação à velocidade angular para V_i/f constante	46
Figura 3.5 – Circuito equivalente por fase do GI, em regime permanente, associado à carga e aos capacitores de auto-excitação	47
Figura 3.6 – Variação do ponto de operação em relação à frequência e a reatância capacitiva	48
Figura 3.7 Variação do ponto de operação na característica de torque do GI	49
Figura 3.8 – Sistema de geração utilizado para análise dinâmica do GIAE	52
Figura 3.9 – Resultados de simulação para (a) tensão terminal do GI e (b) corrente de estator	53
Figura 3.10 – Resultados de simulação para (a) frequência, (b) Torque mecânico e (c) potência ativa no gerador e na carga	54
Figura 3.11 – Resultados de simulação para (a) tensão gerada, (b) Corrente de estator, (c) torque mecânico, (d) frequência e (e) potência ativa no gerador e na carga	55
Figura 3.12 – GI associado a compensador estático com baterias no barramento cc	57
Figura 3.13 – Resultados de simulação para (a) tensão gerada, (b) corrente de estator, (c) potência ativa e de referência, (d) rotação e (e) frequência, para tensão e frequência constante	58
Figura 3.14 – Curva de potência versus rotação da turbina eólica de 1 kW do Apêndice D ..	59
Figura 3.15 – Curvas modificadas de potência versus rotação para caracterização da operação do gerador	60
Figura 3.16 – Resultados de simulação para (a) tensão gerada, (b) corrente de estator, (c) potência ativa e de referência e (d) frequência, para tensão constante e Curva A	60
Figura 3.17 – Resultados de simulação para (a) tensão gerada, (b) corrente de estator, (c) potência ativa e de referência e (d) frequência, para tensão constante e Curva B	61
Figura 3.18 – Resultados de simulação para (a) tensão gerada, (b) corrente de estator, (c) potência ativa e de referência e (d) frequência, para v_i/f constante e Curva A	62
Figura 3.19 – Resultados de simulação para (a) tensão gerada, (b) corrente de estator, (c)	

potência ativa e de referência e (d) frequência , para v_i/f constante e Curva B	63
Figura 3.20 – Resultados de simulação para (a) tensão gerada, (b) corrente de estator e (c) corrente na carga, para carga desbalanceada	67
Figura 3.21 – Detalhes da figura 3.20 para (a) tensão gerada, (b) corrente de estator e (c) corrente na carga, para carga desbalanceada	68
Figura 3.22 – Resultados de simulação para (a) tensão gerada, (b) corrente de estator e (c) corrente na carga, para carga desbalanceada e não-linear na fase a	69
Figura 3.23 – Detalhes da figura 3.22 para (a) tensão gerada, (b) corrente de estator e (c) corrente na carga, para carga desbalanceada e não-linear na fase a	70
Figura 3.24 – Resultados de simulação para (a) tensão gerada, (b) corrente de estator e (c) corrente na carga, para carga balanceada e não-linear nas três fases	71
Figura 3.25 – Detalhes da figura 3.24 para (a) tensão gerada, (b) corrente de estator e (c) corrente na carga, para carga balanceada e não-linear nas três fases	72
Figura 3.26 – Resultados de simulação para (a) corrente de saída do STATCOM e (b) corrente de estator para carga balanceada e não-linear nas três fases	72
Figura 4.1 – Esquema completo da planta de geração proposta	75
Figura 4.2 – Curva de máxima potência da turbina em relação à rotação para $\beta = 0^\circ$	76
Figura 4.3 – Curvas de potência da turbina do Apêndice C em relação à rotação para (a) $\beta = 1,2^\circ$ e (b) $\beta = 2^\circ$	77
Figura 4.4 – Diagrama do controle de ângulo das pás da turbina eólica	77
Figura 4.5 – Configuração 1: Conversor série	78
Figura 4.6 – Configuração 2: Conexão direta gerador/carga	79
Figura 4.7 – Curvas de torque da máquina de indução do Anexo 2 em relação à rotação, para a região de operação como gerador e frequências de 55 Hz, 57,5 Hz e 60 Hz	80
Figura 4.8 – Diagrama de blocos para o controle do STATCOM	85
Figura 4.9 – Diagrama de blocos para o controle do inversor	88
Figura 4.10 – Diagrama de conexão do filtro ativo shunt entre a fonte e a carga	88
Figura 4.11 – Esquema básico de controle do filtro ativo	89
Figura 4.12 – Decomposição das componentes de potência em real e imaginária	90
Figura 4.13 – Diagrama de blocos para o controle do filtro ativo shunt	94
Figura 5.1 – Resultados de simulação para (a) velocidade do vento, (b) rotação do gerador, (c) frequência de referência, (d) tensão de referência do STATCOM	

e (e) potência de referência e do gerador para a Configuração 1	99
Figura 5.2 – Resultados de simulação para (a) tensão gerada e (b) corrente de estator	100
Figura 5.3 – Resultados de simulação para (a) tensão na carga e (b) corrente na carga	100
Figura 5.4 – Detalhes para (a) tensão no gerador e (b) corrente de estator, para a Configuração 1	101
Figura 5.5 – Detalhes para (a) tensão na carga e (b) corrente na carga, para a Configuração 1	101
Figura 5.6 – Conteúdo harmônico da tensão na carga	102
Figura 5.7 – Resultados de simulação para (a) tensão no barramento cc e (b) correntes no barramento cc para o STATCOM, inversor e baterias, para a Configuração 1	103
Figura 5.8 – Detalhes para (a) tensão no barramento cc e (b) correntes no barramento cc ...	104
Figura 5.9 – Resultados de simulação para (a) velocidade do vento e beta, (b) rotação do gerador, (c) frequência de referência e (d) tensão de referência do STATCOM	105
Figura 5.10 – Resultados para a potência de referência do gerador, carga e do filtro ativo ..	105
Figura 5.11 – Resultados de simulação para (a) velocidade do vento, (b) rotação do gerador, (c) frequência de referência, (d) tensão de referência do STATCOM e (e) potência de referência e do gerador, para a Configuração 2	106
Figura 5.12 – Resultados da Configuração 2 para (a) tensão gerada e (b) corrente de estator	107
Figura 5.13 – Detalhes para (a) tensão no gerador e (b) corrente de estator	107
Figura 5.14 – Resultados de simulação para (a) corrente da carga, (b) corrente entre gerador e carga, (c) corrente do filtro ativo e (d) corrente do STATCOM, para a Configuração 2	108
Figura 5.15 – Detalhes para (a) corrente da carga, (b) corrente entre gerador e carga, (c) corrente do filtro ativo e (d) corrente do STATCOM durante alterações de carga	109
Figura 5.16 – Resultados de simulação para (a) Potências de referência, do GI, da carga e do SAF, (b) corrente no barramento cc devido ao STATCOM e ao SAF e (c) tensão no barramento cc	110
Figura 5.17 – Resultados de simulação da (a) rotação do gerador, (b) frequência de referência, (c) tensão de referência do STATCOM e (d) potência de referência e do gerador, para as duas configurações do circuito de potência	111
Figura 5.18 – Resultados da Configuração 2 da (a) tensão gerada e (b) corrente de estator, para as duas configurações do circuito de potência	112
Figura 5.19 – Detalhes da (a) tensão no gerador e (b) corrente de estator, para as duas	

configurações do circuito de potência	112
Figura 5.20 – Resultados de simulação da (a) corrente da carga, (b) corrente entre gerador e carga, (c) corrente do filtro ativo e (d) corrente do STATCOM, para as duas configurações do circuito de potência	113
Figura 5.21 – Detalhes da (a) corrente da carga, (b) corrente entre gerador e carga, (c) corrente do filtro ativo e (d) corrente do STATCOM durante a mudança de configurações	114
Figura 5.22 – Detalhes da (a) corrente da carga, (b) corrente entre gerador e carga, (c) corrente do filtro ativo e (d) corrente do STATCOM, para comutação de cargas	115
Figura 5.23 – Resultados de simulação da (a) corrente da carga, (b) corrente entre gerador e carga, (c) corrente do filtro ativo e (d) corrente do STATCOM, para as duas configurações do circuito de potência, alteração de P_{SAF} e monitoramento de ângulo	116
Figura 5.24 – Resultados experimentais com velocidade variável para (a) tensão no barramento cc e (b) tensão de fase no gerador (V_a)	118
Figura 5.25 – Resultados experimentais para a (a) tensão no barramento cc e sinal do Encoder, (b) tensão nas fases a e b do gerador (V_a e V_b) e corrente na fase a (I_a), e de simulação para (c) tensão no barramento cc, (d) rotação, (e) tensão nas fases a e b do gerador (V_a e V_b) e (f) e corrente na fase a (I_a), para 1340 RPM	118
Figura 5.26 – Resultados experimentais para a (a) tensão no barramento cc e sinal do Encoder, (b) tensão nas fases a e b do gerador (V_a e V_b) e corrente na fase a (I_a), e de simulação para (c) tensão no barramento cc, (d) rotação, (e) tensão nas fases a e b do gerador (V_a e V_b) e (f) e corrente na fase a (I_a), para 1531 RPM	119
Figura 5.27 – Resultados experimentais para a (a) tensão no barramento cc e sinal do Encoder, (b) tensão nas fases a e b do gerador (V_a e V_b) e corrente na fase a (I_a), e de simulação para (c) tensão no barramento cc, (d) rotação, (e) tensão nas fases a e b do gerador (V_a e V_b) e (f) e corrente na fase a (I_a), para 1745 RPM	120
Figura 5.28 – Resultados experimentais para a (a) tensão no barramento cc e sinal do Encoder, (b) tensão nas fases a e b do gerador (V_a e V_b) e corrente na fase a (I_a), e de simulação para (c) tensão no barramento cc, (d) rotação, (e) tensão nas fases a e b do gerador (V_a e V_b) e (f) e corrente na fase a (I_a), para 1932 RPM	121
Figura 5.29 – Resultados para rotação variável e dois valores de carga para a tensão nas fases a e b do gerador (V_a e V_b), corrente de estator na fase a do gerador (I_a) e corrente de carga na fase a	122

Figura 5.30 – Resultados (a) experimentais e (b) de simulação, para 1250 RPM, da tensão na fase a do gerador (V_a), tensão na fase a da carga (V_{oa}) e corrente de estator (I_a)	123
Figura 5.31 – Resultados (a) experimentais e (b) de simulação, para 1408 RPM, da tensão na fase a do gerador (V_a), tensão na fase a da carga (V_{oa}) e corrente de estator (I_a)	124
Figura 5.32 – Resultados (a) experimentais e (b) de simulação, para 1572 RPM, da tensão na fase a do gerador (V_a), tensão na fase a da carga (V_{oa}) e corrente de estator (I_a)	124
Figura 5.33 – Resultados (a) experimentais e (b) de simulação, para 1738 RPM, da tensão na fase a do gerador (V_a), tensão na fase a da carga (V_{oa}) e corrente de estator (I_a)	125
Figura 5.34 – Resultados (a) experimentais e (b) de simulação, para 1890 RPM, da tensão na fase a do gerador (V_a), tensão na fase a da carga (V_{oa}) e corrente de estator (I_a)	125
Figura A1 – Circuito equivalente da máquina de indução com transformador ideal	141
Figura A2 – Circuito equivalente final por fase da máquina de indução em regime permanente	142
Figura A3 – Circuito do estator e do ramo de magnetização	144
Figura A4 – Circuito equivalente após a transformação de impedância	144
Figura B1 – Característica de magnetização para (a) $V_i \times I_m$ e (b) $V_e \times I_m$	146
Figura B2 – Indutância de magnetização em função de (a) I_m e (b) V_e	147
Figura B3 – Característica de magnetização $V_e \times I_m$ para diferentes frequências	148
Figura B4 – Circuito equivalente do GI em regime permanente, por fase, conectado ao capacitor de auto-excitação	149
Figura B5 – Representação do processo de auto-excitação	150
Figura C1 – Modelo da máquina de indução implementado no PSim [®]	152
Figura C2 – Circuito de leitura de frequência e ramo de magnetização de cada fase	153
Figura D1 – Curvas de C_p em relação a λ para diferentes β	155
Figura D2 – Curvas de potência versus rotação para diferentes velocidades de vento	156
Figura D3 – Modelo do PSim [®] e variáveis informadas ao modelo	156
Figura E1 – Modelo Thevenin da bateria Chumbo-ácido	157

Figura F1 – Circuito equivalente do filtro LC passa-baixa	160
Figura F2 – Resposta em frequência do filtro com e sem o resistor adicional	162
Figura F3 – Circuito equivalente do filtro LC passa-baixa com os valores calculados	162
Figura G.1 – Tensão e corrente com degrau de carga: 166 Ω para 166 Ω //169 Ω e para 166 Ω	163
Figura G.2 – Tensão e corrente com degrau de carga: 166 Ω //169 Ω para 166 Ω	163
Figura G.3 – Tensão e corrente com degrau de carga: 500 Ω //169 Ω para 500 Ω	164
Figura G.4 – Tensão nas três fases e corrente na fase a com carga de 500 Ω	164
Figura G.5 – Tensão nas três fases e corrente na fase a com carga de 166 Ω	165
Figura G.6 – Tensão e correntes nas fases a e b com carga de 500 Ω //169 Ω	165
Figura G.7 – Tensão nas fases a e b e correntes nas fases a e b	166
Figura G.8 – Tensão nas fases a e b e correntes nas fases a e c	166
Figura G.9 – Tensão nas três fases e corrente na fase a com carga não-linear	166
Figura G.10 – FFT da tensão na fase a para carga não-linear	167
Figura G.11 – FFT da corrente da carga não-linear	167
Figura AN-3.1 – Curva de saturação relativa aos dados da tabela A3	172
Figura AN-3.2 – Relação entre a indutância magnetizante e a corrente do estator	172
Figura AN-3.3 – Máquina de indução utilizada experimentalmente	173
Figura AN-3.4 – Máquina de indução utilizada experimentalmente - Detalhe da placa de identificação	173
Figura AN-4.1 – Protótipo implementado em laboratório - Vista frontal e lateral esquerda	174
Figura AN-4.2 – Protótipo implementado em laboratório - Vista frontal e lateral direita	175
Figura AN-4.3 – Placas de medição de tensão e corrente, placas de controle (DSP) e fontes auxiliares	175
Figura AN-4.4 – Módulos de potência, placas para interface do sinal PWM e filtros de saída	176
Figura AN-4.5 – Detalhe dos módulos de potência e placas para interface do sinal PWM ..	176
Figura AN-4.6 – Motor de cc e gerador de indução	177

LISTA DE TABELAS

Tabela A1 – Comparativo entre sistemas de armazenamento de energia	168
Tabela A2 – Valores rms da tensão de fase versus corrente de estator – Característica de magnetização	170
Tabela A3 – Valores rms da tensão de fase versus corrente de estator – Característica de magnetização	171

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	–	Agência Nacional de Energia Elétrica
abc	–	Coordenadas abc
ca	–	Corrente alternada
cc	–	Corrente contínua
CEPEL	–	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CPT	–	Conservative Power Theory
DFIG	–	Dual field induction generator
DHT	–	Distorção harmônica total
dq0	–	Coordenadas dq0
EPE	–	Empresa de Pesquisa Energética
FPC	–	Full power converter
GI	–	Gerador de indução
GIAE	–	Gerador de indução auto-excitado
GIP	–	Gerador de ímã permanente
GIRB	–	Gerador de indução com rotor bobinado
GS	–	Gerador síncrono controlado
HCC	–	Hill climbing control
ICC	–	Índice de unidades consumidoras com tensão crítica
IEA	–	International Energy Agency
MPPT	–	Maximum power point track
PCHs	–	Pequenas centrais hidrelétricas
PI	–	Proporcional/integral
PLL	–	Phase lock loop
RI	–	Conjunto retificador/inversor
rms	–	Root mean square
SIN	–	Sistema Interligado Nacional
SIPOT	–	Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro
SRF	–	Synchronous Reference Theory
STATCOM	–	Static compensator
SVC	–	Static VAR compensator
TCR	–	Thyristor controlled reactor
TEVF	–	Turbina eólica de velocidade fixa
TEVV	–	Turbina eólica de velocidade variável

Triac	–	Diodos de silício ligados em antiparalelo
TSC	–	Thyristor switched capacitor
WWEA	–	World Wind Energy Association
$\alpha\beta$	–	Coordenadas Alfa e beta

LISTA DE SÍMBOLOS

V_i	–	Tensão de alimentação da máquina de indução
f	–	Frequência
I_s	–	Corrente de estator
V_e	–	Tensão no ramo de magnetização
R_s	–	Resistência de estator
X_s	–	Reatância própria do estator
I_r	–	Corrente do circuito do rotor
R_r	–	Resistência do rotor
X_r	–	Reatância do rotor
I_m	–	Corrente de magnetização
X_m	–	Reatância do ramo de magnetização
C_{ex}	–	Capacitância de auto-excitação
R_{ser}	–	Resistência série da carga
L_{ser}	–	Indutância série da carga
X_{C1}	–	Reatância 1 dos capacitores de auto-excitação
X_{C2}	–	Reatância 2 dos capacitores de auto-excitação
X_{C3}	–	Reatância 3 dos capacitores de auto-excitação
X_{C4}	–	Reatância 4 dos capacitores de auto-excitação
T_1	–	Torque 1
T_2	–	Torque 2
f_i	–	Frequência intermediária
C_{eq}	–	Capacitor equivalente
R_p	–	Resistência paralela
P_{mec}	–	Potência mecânica
T_{mec}	–	Torque mecânico
ω_r	–	Rotação angular
C_{cc}	–	Capacitância do barramento cc
V_{ref}	–	Tensão de referência
V_{cc}	–	Tensão no barramento cc
I_{bat}	–	Corrente do banco de baterias
$I_{cc\ STATCOM}$	–	Corrente no barramento cc do compensador estático
$I_{cc\ SAF}$	–	Corrente no barramento cc do filtro ativo
$I_{cc\ Inv}$	–	Corrente no barramento cc do inversor

L_f	–	Indutor do filtro LC
C_f	–	Capacitor de filtro LC
$V_{a,b,c}$	–	Tensão nas fases a, b e c do gerador
$I_{a,b,c}$	–	Corrente nas fases a, b e c do gerador
$V_{oa,ob,oc}$	–	Tensão nas fases a, b e c da carga
I_{comp_a}	–	Corrente de saída do filtro ativo na fase a
I_{comp_b}	–	Corrente de saída do filtro ativo na fase b
I_{comp_c}	–	Corrente de saída do filtro ativo na fase c
$I_{oa,ob,oc}$	–	Corrente nas fases a, b e c na carga
β	–	beta (ângulo de ataque das pás)
RPM_{GI_ref}	–	Rotação de referência do gerador
RPM_{GI}	–	Rotação atual do gerador
$C_{Pmáx}$	–	Coefficiente de potência máximo
λ_{ot}	–	Lambda ótimo
λ_a	–	Lambda atual
RPM_{turb}	–	Rotação da turbina
R_{turb}	–	Raio da turbina
V_w	–	Velocidade do vento
G_{MV}	–	Ganho do multiplicador de velocidade
P_{erro}	–	Erro de potência
K_c	–	Ganho do controlador
P_{ref}	–	Potência de referência
P_{turb}	–	Potência disponível na turbina
f_{base}	–	Frequência base
f_{nom}	–	Frequência nominal do gerador
Δf	–	Varição de frequência
K_p	–	Ganho proporcional do controlador
K_i	–	Ganho integral do controlador
V_{fpico}	–	Valor de pico da tensão de fase
f_{inv}	–	Frequência da tensão sintetizada pelo inversor
θ_{ref}	–	Ângulo de referência para o controle
P_{ref_SAF}	–	Potência ativa de referência do filtro
$G_F(S)$	–	Função de transferência
ω_c	–	Frequência natural do circuito
ζ	–	Coefficiente de amortecimento
$V_{d,q}$	–	Tensões em coordenadas dq0

$I_{d,q}$	–	Correntes em coordenadas dq0
$V_{\alpha,\beta}$	–	Tensões em coordenadas $\alpha\beta$
$I_{\alpha,\beta}$	–	Correntes em coordenadas $\alpha\beta$
\tilde{P}	–	Potência ativa oscilante
\tilde{Q}	–	Potência reativa oscilante
P_{disp}	–	Potência disponível
P_{carga}	–	Potência da carga

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	3
RESUMO	4
ABSTRACT	5
LISTA DE FIGURAS	6
LISTA DE TABELAS	12
LISTA DE ABREVIATURAS	13
LISTA DE SÍMBOLOS	15
1 INTRODUÇÃO	21
1.1 A Energia Eólica no Brasil e no Mundo	22
1.2 Panorama Energético Brasileiro	24
1.3 Sistemas Eólicos de Conversão de Energia e Geradores para Aplicações Isoladas ..	26
1.4 Tecnologias das Turbinas Eólicas	27
1.5 Sistemas de Armazenamento de Energia	29
1.6 Gerador de Indução Isolado e Conectado à Rede	31
1.7 Planta de Conversão de Energia Eólica Proposta	32
1.8 Objetivos	34
1.9 Organização do texto	34
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	36
3 ANÁLISE DA MÁQUINA DE INDUÇÃO COMO GERADOR	43
3.1 Análise da Máquina de Indução em Regime Permanente	43
3.2 Análise Dinâmica da Máquina de Indução	51
3.2.1 Análise Dinâmica do Gerador de Indução Auto-Excitado (GIAE)	52
3.2.2 Análise Dinâmica do Gerador de Indução Excitado por Conversor Estático	56
3.2.2.1 Modo de Operação com Tensão e Frequência Constante	57
3.2.2.2 Modo de Operação com Rotação e Frequência Variável e Análise Utilizando a Curva de Potência versus Rotação de Turbinas Eólicas	58
a) Submodo A	61

	19
b) Submodo B	63
c) Comparação entre os Submodos A e B	64
d) Efeitos da Operação com Tensão e Frequência Variável para a Carga	65
3.2.3 Gerador de Indução Excitado por Conversor Estático Alimentando Cargas	
Não-Lineares e Desbalanceadas	66
3.3 Resumo do Capítulo	73
4 PLANTA DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA PROPOSTA	74
4.1 Descrição da Planta de Geração Proposta	74
4.1.1 Configuração 1	78
4.1.2 Configuração 2	79
4.2 Compensador Estático – STATCOM	80
4.2.1 Operação do STATCOM	81
4.3 Inversor	86
4.3.1 Operação do Inversor	86
4.4 Filtro Ativo Shunt	88
4.4.1 Operação do Filtro Ativo Shunt	89
4.5 Resumo do Capítulo	86
5 RESULTADOS PRÁTICOS E DE SIMULAÇÃO	96
5.1 Modelos Matemáticos Utilizados nas Simulações	96
5.1.1 Modelo da Turbina Eólica	97
5.1.2 Modelo da Máquina de Indução	97
5.1.3 Modelo da Bateria de Chumbo-ácido	97
5.2 Resultados de Simulação	98
5.2.1 Resultados de Simulação com a Configuração 1: STATCOM – Inversor	98
5.2.2 Resultados de Simulação com a Configuração 2: STATCOM – Filtro Ativo Shunt ...	104
5.3 Resultados Experimentais e de Simulação	117
5.3.1 Resultados Experimentais e de simulação do STATCOM	117
5.3.1 Resultados Experimentais e de simulação da Configuração 1:	
STATCOM – Inversor	123
5.4 Resumo do Capítulo	125
6 CONCLUSÕES E CONTINUIDADE DO TRABALHO	127

6.1 Conclusões	127
6.2 Aspectos Considerados Originais desta Tese	131
6.3 Continuidade do Trabalho	131
BIBLIOGRAFIA	133
APÊNDICE A	140
APÊNDICE B	146
APÊNDICE C	151
APÊNDICE D	154
APÊNDICE E	157
APÊNDICE F	160
APÊNDICE G	163
ANEXO 1	168
ANEXO 2	170
ANEXO 3	171
ANEXO 4	174
ANEXO 5	178
ANEXO 6	194

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

As fontes alternativas e, em particular as renováveis de energia tiveram um crescimento significativo nas últimas décadas. Isto se deve, principalmente, à necessidade de crescimento econômico permanente das nações e o consequente crescimento energético, às atuais limitações das fontes convencionais de energia, à busca de novas tecnologias economicamente viáveis e politicamente corretas e, sobretudo, devido ao compromisso com a preservação ambiental. A busca e a cooperação dos governos para que estas fontes estejam cada vez mais presentes na matriz energética mundial é outro ponto importante que favoreceu o contínuo desenvolvimento na área energética e resultou em massivos investimentos em fontes limpas e renováveis de energia nos países desenvolvidos ou em desenvolvimento.

Nos últimos anos, as fontes alternativas desempenharam um papel fundamental para tornar a matriz energética mais limpa e pouco dependente das fontes convencionais e poluentes, como o petróleo e o carvão. A necessidade de preservação ambiental e também a redução das emissões de carbono são fatores limitantes para a implantação de novas centrais de geração a partir de fontes convencionais, baseadas em combustíveis fósseis. Hoje, o desenvolvimento tecnológico alcançado com as fontes alternativas de energia, principalmente a eólica, tornou sua utilização economicamente viável, consolidando sua industrialização e tornando possível o aproveitamento de uma energia abundante no planeta e até então pouco explorada.

No âmbito das fontes alternativas e renováveis, a energia eólica se destaca e tem sido a fonte que mais cresce no mundo nos últimos anos, possibilitando tanto o fornecimento de energia a grandes centros consumidores, mas também para pequenas comunidades isoladas sem acesso à energia elétrica. Segundo dados da Agência Internacional de Energia (*IEA*, 2012), são estimados mais de um bilhão e meio de pessoas sem acesso à energia elétrica no mundo e, deste total, em torno de 85 % vivem em áreas rurais. Em muitas aplicações em

áreas remotas ou em comunidades isoladas da rede elétrica, as fontes alternativas de energia têm suma importância, pois podem potencializar as características energéticas de cada região, eliminando a dependência das fontes convencionais, além de melhorar os aspectos produtivos e ambientais destas comunidades. Portanto, incentivos técnicos, econômicos e ambientais em todas as esferas da sociedade podem contribuir para tornar um país autossuficiente em energia, social e culturalmente desenvolvido, ambientalmente correto e sustentável.

1.1 A Energia Eólica no Brasil e no Mundo

A energia eólica tem apresentado um grande crescimento em todo o mundo. Em muitos países, principalmente na Europa e na América do Norte, as fontes alternativas de energia têm apresentado um contínuo crescimento, dando expressiva contribuição para a matriz energética. Este aumento foi proporcionado pelo investimento maciço em energia eólica, representando um crescimento na geração de energia elétrica a partir desta fonte de 24,3 GW em 2001 para 159,2 GW em 2009 e 254 GW até Junho de 2012, em todo o mundo, conforme dados do Relatório Mundial de Energia Eólica de 2009 e de 2012 da Associação Mundial de Energia Eólica (World Wind Energy Association – WWEA). Conforme dados da mesma agência, de 1998 até 2009 a energia eólica teve um crescimento médio anual de 29%. Até o final de 2012 estimava-se uma capacidade total instalada no mundo de 273 GW e, as projeções para o ano 2020 baseadas no contínuo desenvolvimento desta tecnologia e no uso disseminado da energia eólica, indicam que a capacidade mundial instalada pode chegar a 1900 GW.

Após anos de estagnação no uso desta tecnologia a América Latina apresentou, a partir de 2008, grande crescimento na capacidade instalada, totalizando 1.4 GW. Este crescimento se deu principalmente pelos investimentos em energia eólica realizados pelo México, o qual aumentou em 372,9 % sua capacidade (de 84 MW em 2008 para 402 MW em 2009 e 1,5 MW em 2012) e pelo Brasil, o qual aumentou em 77,3 % sua capacidade instalada (de 338,5 MW em 2008 para 600 MW em 2009), conforme dados da WWEA.

De acordo com os dados publicados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, do Ministério de Minas e Energia, foram comercializados 1805,7 MW no primeiro leilão de energia eólica do Brasil voltado exclusivamente para esta fonte. Estes 1,8 GW, entregues até 2012, contabilizaram 2,4 GW para o mesmo ano, somados aos 600 MW já instalados. Entretanto, os últimos dados divulgados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

contabilizaram até janeiro de 2013 uma potência Eolielétrica instalada de 1,82 GW. Os empreendimentos em construção contabilizam 1,95 GW e os empreendimentos outorgados e que ainda não iniciaram a sua construção contabilizam 5,6 GW. Ou seja, nos próximos anos o Brasil contará com cerca de 10 GW de potência instalada a partir da fonte eólica. Isto representa um grande avanço para a consolidação da geração eólica no Brasil, demonstrado também pelo grande crescimento em menos de uma década.

O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro publicado pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL estima um potencial de 143,47 GW utilizando torres de 50 m de altura, em terra, e ventos médios anuais de 7 m/s. Ou seja, os dados divulgados não contemplam o potencial offshore (sobre rios, lagos e mar), ventos superiores a 7 m/s e a utilização de torres de maior altura, o que sinaliza para um potencial disponível ainda maior. Comparando estes 143,47 GW com a potência de 128,8 GW instalada no Brasil até dezembro de 2012 (*ANEEL, 2012*), pode-se ter uma melhor dimensão da capacidade eólica do país.

O Mapa Eólico do Rio Grande do Sul, publicado pelo governo do estado, fornece um potencial de 15,5 GW sobre terra e 18,5 GW sobre água, somente na Lagoa dos Patos, na Lagoa Mirim e na Lagoa Mangueira. Os dados também se referem às torres de 50 m e ventos com médias anuais iguais a 7 m/s. Com torres de 100 m de altura, o potencial em terra pode alcançar 115,2 GW, ou seja, praticamente a potência instalada no país hoje.

Segundo o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, as regiões mais propícias para aproveitamentos eólicos em nosso país seriam: toda a região litorânea e o sudeste do Rio Grande do Sul; litoral da região Nordeste; interior dos estados de Minas Gerais, Bahia; Paraná, Santa Catarina; interior de São Paulo; oeste e centro de Mato Grosso do Sul; Norte de Roraima e Piauí; e ainda alguns locais do litoral de Santa Catarina, Rio de Janeiro e Espírito Santo. Com exceção do Norte de Roraima e litoral do Pará, toda a Região Norte não apresenta médias anuais de velocidade de vento que possibilitem aproveitamentos eólicos, mesmo em pequena escala. Ainda, os estados do Maranhão e de Goiás apresentam pequenos pontos isolados aproveitáveis. O estado do Mato Grosso também não apresenta condições de vento favoráveis para a utilização da energia dos ventos. Coincidentemente, as regiões energeticamente aproveitáveis se localizam próximas às regiões com maior densidade demográfica e que concentram a maior parte das linhas de transmissão do Sistema Interligado Nacional – SIN, possibilitando a interligação de parques eólicos ali instalados com as demais fontes de geração conectadas ao SIN.

1.2 Panorama Energético Brasileiro

O sistema energético brasileiro é constituído basicamente pelo SIN, interligando centrais geradoras de energia eléctrica da maior parte do território nacional, e também por sistemas isolados predominantes na região Norte do país. Segundo dados do Atlas de Energia Eléctrica do Brasil – 3ª Edição (ANEEL, 2008) o SIN estava constituído até dezembro de 2008 por 900 linhas de transmissão, totalizando 89,2 mil quilómetros de extensão e respondendo por 96,6% de toda a capacidade instalada no país. Os sistemas isolados são formados basicamente por centrais térmicas a base de óleo Diesel, óleo combustível ou biomassa. Também constituem estes sistemas algumas PCHs, uma central fotovoltaica e dois parques eólicos. Todo o sistema nacional de geração de energia eléctrica até o final de 2012 era constituído por 397 micro-usinas hidreléctricas, 1605 termeléctricas, 435 PCHs, 204 usinas hidreléctricas, 2 usinas nucleares, 82 parques eólicos e 11 parques de energia solar fotovoltaica, conforme dados da ANEEL (ANEEL, 2012). Conforme o Atlas de Energia Eléctrica do Brasil – 3ª Edição (ANEEL, 2008), no mesmo ano eram 17 centrais eólicas em operação no Brasil, o que demonstra o rápido crescimento no aproveitamento desta fonte.

Como ocorre na região norte do Brasil, mas também em outras regiões de forma menos expressiva, existem muitas comunidades isoladas da rede eléctrica ou do SIN, necessitando de formas alternativas de acesso a energia eléctrica. Quando disponíveis, as fontes alternativas de energia podem suprir comunidades isoladas de forma satisfatória.

A maior parte dos aproveitamentos isolados no Brasil se encontra nas regiões norte e centroeste, decorrente da baixa densidade demográfica destas regiões e, conseqüentemente, da falta de linhas de transmissão do SIN. Em muitas dessas localidades é possível a implantação das centrais de geração de energia eléctrica a partir dos ventos, de acordo com o Atlas Eólico Brasileiro, além da possibilidade de se utilizar as demais fontes alternativas de energia, como a biomassa e as PCHs. Embora estas regiões sejam mais adequadas ao uso das fontes alternativas, outras localidades rurais sem electricidade em todo o Brasil também podem ser beneficiadas pela implantação de parques eólicos. Outro fato relevante é a qualidade da energia eléctrica fornecida pelas concessionárias para muitos consumidores, principalmente rurais, a qual é precária, crítica e muitas vezes de forma intermitente.

No Estado do Rio Grande do Sul, por exemplo, conforme dados apresentados pela Comissão de Serviços Públicos da Assembléia Legislativa, através do Relatório Final RDI 111/2007, “Qualidade da Energia Eléctrica Distribuída no Meio Rural e em Centros Urbanos de Pequenos Municípios” (Assembléia Legislativa, 2007), o ICC ANEEL (Índice de unidades

consumidoras com tensão crítica), indicava em 2007 que uma das concessionárias atuantes tinha um percentual de 37,2% de residências alimentadas com tensão crítica. Já outra concessionária para o mesmo período apresentava um percentual de 21,5% de residências alimentadas com tensão crítica. Deste percentual, a maioria das residências que apresentavam níveis críticos se localizava da zona rural. Outro Fator importante era o percentual da população sem acesso à eletricidade, que chegava a 80 % em 2008 na população do meio rural, conforme dados levantados pelo Governo Federal.

Conforme dados do Relatório Final RDI 109/2011 da Subcomissão para Tratar da Qualidade da Energia Elétrica Rural de 2011 (*Assembléia Legislativa*, 2011), a partir da implantação do programa “LUZ PARA TODOS”, o problema da falta de energia elétrica no meio rural foi praticamente resolvido no Estado do Rio Grande do Sul. Entretanto, gerou-se outro problema, relacionado à qualidade na energia entregue aos consumidores. Não houve, segundo o relatório, a contrapartida técnica necessária por parte das concessionárias para a efetiva energização destas comunidades rurais. O desenvolvimento propiciado pelo acesso à eletricidade trouxe o contínuo aumento de carga e conseqüente degradação da qualidade de energia, traduzida em frequentes interrupções no seu fornecimento ou a existência de ramais com tensão precária ou crítica. De acordo com a legislação vigente estabelecida pela ANEEL, tensão precária está na faixa de 189 V até 233 V e tensão crítica abaixo de 189 V ou acima de 233 V. Isto demonstra a necessidade de investimentos em linhas de transmissão e distribuição, principalmente no meio rural para melhoria da qualidade de energia entregue ao consumidor.

Uma forma de resolver estes problemas seria a implantação de pequenas centrais robustas de geração de energia elétrica a partir das fontes alternativas de energia. As características produtivas do meio rural associadas ao tipo de relevo, regime de chuvas e de ventos, apontam de forma satisfatória para fontes alternativas, como Biomassa, PCHs e centrais eólicas de pequeno porte. A implantação de centrais eólicas, por exemplo, poderia servir de apoio às redes já existentes, substituí-las por completo ou assistir comunidades isoladas de redes de distribuição. Além disso, reduziria a dependência da fonte hidráulica de grande escala, reduzindo impactos ambientais e atuando de forma complementar a energia hídrica existente, uma vez que pode apresentar complementaridade no regime de ventos na maior parte das regiões potencialmente aproveitáveis em relação ao regime de precipitação, como é o caso do Rio Grande do Sul.

1.3 Sistemas Eólicos de Conversão de Energia e Geradores para Aplicações Isoladas

Existem muitas tecnologias de turbinas eólicas, cada uma com características específicas e para as mais diversas aplicações. As turbinas comumente utilizadas e com maior disponibilidade no mercado são as turbinas de eixo horizontal com três pás. Estas turbinas são utilizadas tanto para pequenos aproveitamentos eólicos, isolados da rede elétrica, como para médios e grandes parques eólicos, normalmente conectados à rede.

Pequenas turbinas eólicas são utilizadas em pequenos aproveitamentos, da ordem de watts até dezenas de quilowatts. Nestas turbinas, são comumente utilizadas tecnologias de fácil acesso, de baixo custo e que exijam pouca manutenção. Além disso, exige-se que a qualidade da energia fornecida à carga seja apropriada, mantendo-se dentro de limites seguros de frequência e tensão.

As turbinas eólicas de pequeno porte utilizam basicamente duas tecnologias de geradores, operando com velocidade fixa ou variável. As turbinas com velocidade fixa são mais frequentemente associadas ao gerador de indução com rotor tipo gaiola (GI) enquanto que as turbinas com velocidade variável são geralmente associadas ao gerador de ímãs permanente (GIP). O GIP é utilizado porque apresenta excitação própria, facilitando assim a retificação da tensão gerada. Entretanto, possui um custo elevado devido principalmente aos elementos magnéticos que compõe os ímãs, existem poucos fabricantes no Brasil dificultando sua comercialização e estão disponíveis no mercado para potências da ordem de poucos quilowatts para aplicações isoladas da rede elétrica.

Já o GI está disponível em uma gama ampla de potências, seu custo é reduzido em relação ao GIP devido à economia de escala, além de ser uma máquina de fácil substituição e manutenção. Embora existam muitas opções disponíveis no mercado nacional para sistemas de conversão de energia eólica de pequena potência com o GIP, tais sistemas são oriundos de importação. Isto aumenta o custo do conjunto turbina/gerador, além de tornar a reposição de peças ou do próprio gerador mais onerosa. Neste contexto, as vantagens do gerador de indução se tornam evidentes e contribuem para a consolidação das tecnologias atuais e para o desenvolvimento de novas tecnologias.

1.4 Tecnologias das Turbinas Eólicas

Em aproveitamentos eólicos de pequena escala utilizado o Gerador de Ímãs Permanente (GIP) associado a uma turbina de eixo vertical sem controle de ângulo das pás, a

um banco de baterias e a um conjunto retificador/inversor (RI). O conjunto RI é necessário, pois a velocidade variável da turbina eólica resulta numa tensão gerada com frequência e amplitude, também variáveis. Assim, a carga é alimentada com frequência e tensão fixas. Este tipo de sistema de conversão de energia eólica é o mais difundido, pois se trata de uma tecnologia tecnicamente de fácil acesso e que apresenta resultados razoáveis utilizando conversores de baixo custo. Neste tipo de planta de geração são utilizadas baterias no barramento cc do conjunto RI, sendo favorável para a estabilização da tensão e do fluxo de potência, e para o armazenamento de energia. Como o barramento cc deve apresentar tensão fixa, o inversor sintetiza uma forma de onda senoidal com amplitude estabilizada e frequência fixa com o uso de controladores convencionais. Este gerador apresenta características favoráveis para utilização em pequena escala, pois possui excitação própria, pequeno peso e volume, apresenta baixo índice de manutenção, é uma máquina robusta e pode operar com rotação variável. Desse modo, pode extrair a potência máxima da turbina para cada regime de vento. Entretanto, o GIP apresenta desvantagens quanto ao elevado custo de fabricação e a sua disponibilidade comercial é oriunda de importação. Outro fator importante é a degradação acentuada que a tensão gerada sofre decorrente de cargas não-lineares devido à impedância interna da máquina. Para grandes turbinas eólicas, o GIP é conectado a um conversor com potência nominal igual à do gerador, chamado na literatura de Full Power Converter (FPC). Este conversor processa toda a energia do sistema, transferindo a potência disponível no gerador para a carga ou para a rede elétrica.

Outro tipo de gerador muito utilizado em sistemas de geração eólica é o Gerador de Indução com Campo Duplo ou Duplamente Alimentado, conhecido na literatura por Dual Field Induction Generator (DFIG). O DFIG opera de maneira similar ao GIP em turbinas com velocidade variável, mas a vantagem em relação ao GIP está na menor potência do conversor que deve processar apenas 30% da potência máxima do gerador, aproximadamente. Isto se traduz na redução do custo dos conversores. Entretanto, a velocidade de operação deve ficar em torno de $\pm 30\%$ da rotação nominal (*Muller et al.*, 2002). Como o DFIG utiliza anéis coletores para interligar seus enrolamentos de campo ao conversor, ele apresenta um índice de manutenção elevado e de alto custo, além de não ser uma máquina robusta como o GIP.

O Gerador de Indução com rotor tipo gaiola (GI) é utilizado em PCHs e em turbinas eólicas de pequeno, médio e grande porte. Além disso, o GI é preferido para muitas aplicações devido às suas vantagens em relação a outras máquinas, como baixo custo, pouca manutenção, robustez, ausência de escovas e anéis coletores, inerente proteção a sobrecargas e autoproteção natural contra curto-circuito quando opera com auto-excitação. Sendo assim, o

GI é um bom candidato em aplicações com fontes alternativas de energia, principalmente em áreas remotas sem acesso à rede elétrica. Comparando-se o GI com o GIP, este último apresenta um campo magnético não controlável, além de ocorrer o decaimento magnético dos ímãs permanentes ao longo do tempo proporcionalmente ao uso, dependendo do projeto do gerador (*Seyoum et al.*, 2001). O GI pode ser empregado em turbinas eólicas de velocidade fixa, sendo esta velocidade controlada pela variação do ângulo das pás da turbina. Esta tecnologia é simples, barata e robusta, pois o conjunto necessita somente da turbina, de um multiplicador de velocidade, do gerador e de um transformador para conexão com a rede.

A desvantagem do GI operando com rotação fixa neste tipo de turbina está na incapacidade de extrair a máxima potência do vento. Entretanto, para turbinas de velocidade variável, o gerador de indução pode operar satisfatoriamente empregando diversas técnicas de controle. Além disso, o GI dispõe de uma ampla gama de opções de interfaces de potência adequadas para cada tipo de aplicação, faixa de custo e necessidade de produção de energia. Muitos trabalhos técnicos e artigos científicos têm sido publicados atualmente a respeito de dispositivos eletrônicos associados ao GI, capazes de melhorar a qualidade de energia fornecida à carga ou à rede elétrica, permitindo assim uma maior aplicabilidade. Existem fabricantes de turbinas eólicas que utilizam o GI associado a um FPC, para melhorar a conexão com a rede e operar com rotação variável da turbina, extraíndo a máxima potência do vento. Neste caso, há o custo adicional do conversor em virtude da melhora na qualidade e na produção de energia. Para pequenos aproveitamentos eólicos, o GI isolado pode ser utilizado desde que seja associado a dispositivos capazes de regular a tensão gerada e a frequência dentro de uma faixa segura e aceitável.

Fabricantes de turbinas eólicas de grande porte também utilizam o Gerador Síncrono (GS), normalmente associado a um conversor com potência reduzida para excitação das bobinas de campo, e uma interface com potência igual ao do gerador, para conexão com a rede. Outros fabricantes ainda utilizam o Gerador de Indução com Rotor Bobinado (GIRB), operando também com rotação fixa. Neste gerador a corrente injetada na rede pode ser controlada pelo controle do torque da máquina, controlando assim a potência ativa.

Em plantas de geração de baixas potências com turbinas eólicas de velocidade fixa ou variável, o GI é o melhor candidato devido ao baixo custo, robustez, baixa manutenção e grande disponibilidade comercial. O fato de gerador de indução já ter uma economia de escala consolidada é um fator importante para propiciar a produção em larga escala de turbinas eólicas baseadas nesta tecnologia. Deve-se salientar que na maioria das aplicações com o GIP não é necessário utilizar um multiplicador de velocidade entre a turbina e o gerador,

eliminando o custo do multiplicador. Entretanto, máquinas com grande número de pólos apresentam maior custo do que máquinas convencionais de até oito pólos. Já no GI, o multiplicador de velocidade deve estar presente na maioria das aplicações devido à quantidade de pólos da máquina ser baixa, da ordem de oito pólos, visando aproveitar a economia de escala. Com isto, há o custo adicional do multiplicador de velocidade e perdas inerentes. Entretanto, pode-se ter um custo maior ou menor de um tipo de turbina eólica em relação ao outro, dependendo da faixa de potência ou da característica comercial local.

1.5 Sistemas de Armazenamento de Energia

Existem inúmeras formas de armazenamento de energia que podem ser utilizados com as fontes alternativas de energia ou para dar apoio à rede elétrica. Quando em conjunto com a rede, podem ser utilizados para fornecer energia nos horários de maior demanda, descentralizando assim a produção de energia. Ainda, podem auxiliar na regulação da tensão, melhorar a estabilidade da rede ou armazenar energia para garantir a operação de sistemas elétricos que não podem sofrer interrupções, como em Hospitais e controle de tráfego urbano, etc. Tais sistemas de armazenamento em conjunto com as fontes alternativas de energia têm a função de armazenar energia durante o tempo em que a demanda da carga ou da rede é menor do que a produção de energia. Além disso, tais armazenamentos podem contribuir para melhorar a regulação da tensão gerada e também melhorar a estabilidade da rede local à qual o sistema de armazenamento está conectado (*DOE/NETL, 2008; ITRE, 2008, Sandia National Laboratories, 2007/2011*).

Algumas formas de armazenamento são extremamente sofisticadas, como os volantes de grande velocidade com mancais magnéticos, sistemas de ar comprimido em cavernas, supercondutores e baterias avançadas. Outros têm sua tecnologia já difundida e consolidada no mercado e na sociedade científica, como baterias de chumbo-ácido ou de íons de lítio, eletrólise e armazenamento de hidrogênio em cilindros ou gasômetros, retro bombeamento, ou ar comprimido em cilindros de ar. O retro bombeamento é uma forma convencional para armazenar energia e tem a sua tecnologia consolidada, mas somente é viável com condições favoráveis de relevo, disponibilidade de água e para potências da ordem de centenas de Megawatts (*DOE/NETL, 2008*). O armazenamento em baterias de chumbo-ácido é uma alternativa de baixo custo para pequenos aproveitamentos elétricos até 100 kW, mas seu uso é questionado em decorrência dos materiais usados em seu processo de fabricação que requerer

reciclagem e reaproveitamento após sua vida útil (ITRE, 2008). Hoje os impactos ambientais gerados pela fabricação e descarte dessas baterias são minimizados por leis que limitam a emissão de substâncias tóxicas ao meio ambiente e pela reciclagem e recolhimento obrigatório. Além disso, tais baterias podem ser seladas para evitar vazamentos, aumentar a segurança em operação e também prolongar a sua vida útil. Outras tecnologias de baterias em desenvolvimento têm grande potencial de competição em relação às baterias convencionais. No entanto, tais tecnologias ainda não estão consolidadas ou ainda estão em fase de desenvolvimento. Algumas tecnologias de baterias são adequadas para aplicações onde a densidade de potência é o fator mais importante. Já para aplicações estacionárias, onde o peso do sistema de armazenamento não é o fator de decisão predominante, o armazenamento convencional é geralmente escolhido pelo seu custo reduzido, disponibilidade comercial e fácil manutenção e reposição.

No Anexo 1 são apresentados dados de várias tecnologias de armazenamento de energia, principalmente de tipos de baterias, onde algumas têm a tecnologia consolidada e outras em fase de consolidação ou aprimoramento. Os dados do Anexo 1 se referem a mais de uma fonte de consulta e estas são citadas no mesmo anexo. Existem vários pontos de decisão que levariam um projeto de armazenamento de energia utilizar uma ou outra tecnologia. Os fatores de decisão seriam o tamanho da central de geração ao qual o sistema de armazenamento seria utilizado, os custos da instalação por kWh, a manutenção, eficiência (CA para CA), e o tempo de vida útil ou de reposição. Conforme dados do Anexo 1, considerando os custos, aplicabilidade e tempo de vida, podem existir mais de uma tecnologia igualmente favorável para determinado uso. Entretanto, a disponibilidade comercial e facilidade de reposição e manutenção são fatores relevantes de decisão para a tecnologia com melhor custo-benefício.

Sistemas de conversão de energia eólica isolados, limitados a potências de 100 kW, normalmente utilizam armazenamento de energia. Por meio do Anexo 1 percebe-se que as baterias, independente da tecnologia, são adequadas para este fim,

1.6 Gerador de Indução Isolado e Conectado à Rede

Existem duas formas distintas de utilização do GI. Uma delas é a conectada com a rede, no qual a velocidade da máquina primária é controlada para atuar na curva de torque do gerador e, conseqüentemente, na potência ativa injetada na rede. A excitação da máquina de indução é realizada pela própria rede, pelo fornecimento de potência reativa capacitiva. O

controle da potência através do controle de velocidade pela máquina primária é muito pobre, pois deve agir na rotação de uma turbina eólica ou hidráulica, por exemplo, que apresentam grande inércia. Deste modo, variações bruscas de carga geram oscilações nas potências ativa e reativa da rede, podendo acelerar a fadiga do conjunto turbina/gerador, reduzindo a sua vida útil (*Marinescu et al.*, 2005).

De forma isolada o GI pode operar com rotação controlada, fixa ou variável, dependendo da aplicação. No gerador de indução auto-excitado (GIAE) são usados capacitores para a auto-excitação. A amplitude da tensão gerada e a frequência dependem do valor dos capacitores, das características de magnetização do gerador, da sua rotação e da carga. Com capacitores de auto-excitação há limitação em potência pelo custo elevado do banco de capacitores, além de apresentar uma regulação de tensão pobre e relacionada diretamente com a carga e com a velocidade. Para atender à carga nominal, cargas indutivas ou para garantir o processo de auto-excitação, devem-se usar grandes bancos de capacitores. Isto aumenta seu custo e reduz a vida útil do GI devido ao aumento demasiado da corrente de magnetização. Além disso, a desconexão repentina de cargas pode causar sobretensão nos enrolamentos (*Grantham et al.*, 1989). Para minimizar estes problemas, geralmente são associados ao GIAE conversores estáticos ou compensadores de reativos para efetuar o controle da corrente de magnetização e, conseqüentemente, da tensão gerada.

Outra forma de excitação do GI é através de conversor estático, a partir do barramento cc. Assim, é sintetizada a tensão e frequência adequadas para cada rotação ou para cada potência disponível na máquina primária. Neste contexto se destaca o conversor trifásico com chaves totalmente controladas, onde se torna possível sintetizar uma tensão senoidal com baixo conteúdo harmônico, com capacidade de controle dinâmico muito rápido e garantia de estabilidade do sistema de conversão de energia elétrica. Isto traz vantagens em relação à segurança do conjunto, controle da potência ativa, estabilidade, eficiência e vida útil. Ou seja, a qualidade da energia fornecida à carga pode ficar dentro dos padrões estabelecidos na legislação, desde que se utilize um controle adequado.

As vantagens claras do GIAE somente com capacitores de auto-excitação são sua simplicidade e capacidade de autoproteção contra curto-circuito. O custo do GI com conversor estático é compensado pela melhoria na qualidade de energia. O fator de decisão para se utilizar determinado tipo de geração fica relacionado, então, ao tipo de carga ou à necessidade de aplicação.

1.7 Planta de Conversão de Energia Eólica Proposta

Esta tese propõe uma nova configuração para uma planta de conversão de energia eólica, visando atender comunidades ou cargas isoladas da rede pública de energia e utilizar o gerador de indução tipo gaiola (GI). O gerador é excitado e controlado por conversor estático operando como compensador estático (STATCOM), e está associado à turbina eólica de velocidade variável. Devido a suas características de operação e modo de interligação de todos os subsistemas, a configuração proposta utiliza conversor com potência reduzida em relação à potência do gerador. Por meio do conversor estático é controlada a potência do gerador, controlando-se assim a rotação da turbina. Este controle de potência e de rotação possibilita a turbina operar no seu ponto de máxima potência em diferentes velocidades de vento, sendo esta característica explorada neste trabalho. Aliado ao controle da potência gerada, o conversor também tem a função de controlar a frequência e a tensão na carga e no gerador. Por meio do controle do fluxo da potência ativa do gerador é gerenciada a carga para o barramento cc da planta de geração.

No barramento cc é utilizado um banco de baterias chumbo-ácido para efetuar o armazenamento dos excedentes de energia elétrica sendo esta uma característica desejável em sistemas alternativos de energia elétrica isolados da rede. Além disso, o banco de baterias tem a função de melhorar o controle e a estabilização do fluxo de potência ativa efetuado pelo conversor e dispensar o banco de capacitores de auto-excitação. Também tem a função de alimentar a carga em baixos regimes de velocidade de vento ou na ausência deste. Um segundo conversor estático é conectado à planta que opera com duas configurações distintas: Na primeira configuração o gerador é desconectado da carga e o fluxo de potência do gerador para a carga se dá por meio de um circuito série. Portanto, o segundo conversor atua agora como inversor e passa a alimentar a carga através do barramento cc. Na segunda configuração ele opera como filtro ativo shunt para a compensação de cargas não-lineares e desbalanceadas. Este conversor tem a função de carregar as baterias, auxiliando o STATCOM durante os excedentes de energia, e ainda auxilia a alimentação da carga quando não há potência gerada suficiente.

A figura 1.1 mostra a configuração proposta nesta tese e as interligações entre gerador, carga e conversores. Como observado na figura 1.1, o barramento cc é comum aos dois conversores e a carga pode ser alimentada diretamente pelo gerador ou apenas ser alimentada através do inversor, dependendo da potência disponível na turbina.

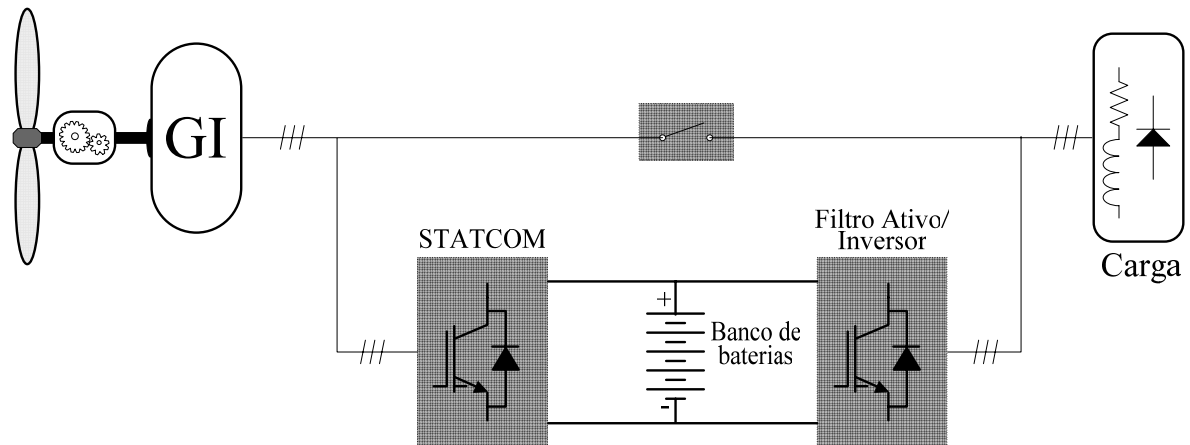


Figura 1.1 – Sistema de conversão de energia eólica proposto.

O controle da máxima potência utilizado nesta proposta é o controle pelo lambda ótimo da turbina, conhecido na literatura por Tip Speed Ratio control (TSR-MPPT) e é indispensável para a captura da máxima potência do vento pela turbina eólica. O controle do compensador estático é realizado em coordenadas $dq0$, atrelado à rotação do gerador e referenciado à potência máxima instantânea disponível na turbina e vinculada ao MPPT. O controle do filtro ativo/inversor usa o mesmo sistema de coordenadas no modo inversor e coordenadas $\alpha\beta$ no modo filtro ativo.

Ao longo deste texto, é apresentada a análise da operação da máquina de indução como gerador, para o gerador de indução auto-excitado com bancos de capacitores e excitado eletronicamente através de conversor estático. O controle adotado para os conversores é apresentado e discutido para cada modo de operação. São apresentados também os resultados de simulação com o sistema proposto, associado a um modelo matemático de turbina eólica, ao modelo matemático do GI e aos conversores e circuitos de controle. Também são apresentados resultados práticos de um protótipo para 1.1 kW implementado em laboratório. Por fim são apresentadas as principais conclusões e contribuições deste trabalho.

1.8 Objetivos

Esta tese tem como principais objetivos:

- 1) propor um sistema de conversão de energia eólica associado ao gerador de indução para fornecimento de energia elétrica para cargas ou comunidades isoladas da rede;
- 2) utilizar o gerador de indução tipo gaiola como peça chave na composição de um sistema de conversão de energia elétrica visando o baixo custo;
- 3) eliminar os capacitores de auto-excitação em plantas isoladas da rede elétrica com o gerador de indução;
- 4) excitar eletronicamente o gerador de indução através de conversor estático, a partir do barramento cc;
- 5) utilizar armazenamento de energia em baterias chumbo-ácido e utilizar esta energia armazenada para a alimentação da carga quando a fonte primária for escassa;
- 6) minimizar os problemas causados por cargas desbalanceadas e não-lineares conectadas diretamente ao GI;
- 7) utilizar turbinas eólicas operando com velocidade variável para maximizar a produção de energia;
- 8) implementar computacionalmente a conversão de energia elétrica proposta através do modelo matemático-circuital;
- 9) implementar um protótipo do sistema de conversão proposto nesta tese;
- 10) avaliar, discutir e apresentar os resultados obtidos na presente proposta.

1.9 Organização do texto

Os capítulos desta tese estão organizados como segue:

- Capítulo 1: introduz os temas que fazem parte desta tese, discutindo cada item pertinente à pesquisa e ao trabalho proposto.
- Capítulo 2: apresenta a revisão bibliográfica dos assuntos, no todo ou em parte, referenciando de maneira crítica e construtiva as alternativas utilizadas até o presente, e alicerçando também os conceitos e soluções aqui apresentados.
- Capítulo 3: apresenta a teoria sobre a máquina de indução, seu princípio de funcionamento, análises pertinentes, operação como gerador auto-excitado e excitado eletronicamente, principais problemas e soluções adotadas para o trabalho proposto.

- Capítulo 4: apresenta o sistema de conversão de energia elétrica proposto, suas características de operação e diretrizes para funcionamento de todo o sistema. Além do mais, este capítulo apresenta o Compensador Estático, princípio de operação, controle e análise da sua operação em conjunto com a máquina de indução operando como gerador. Inclui-se também o Filtro Ativo Shunt/Inversor, seu princípio de funcionamento e o controle adotado.
- Capítulo 5: apresenta os resultados de simulação e os práticos obtidos com o protótipo.
- Capítulo 6: apresenta as principais conclusões e contribuições da tese, os aspectos considerados originais e propõe melhorias para a continuidade do trabalho.

CAPÍTULO 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O motor de indução foi apresentado ao mundo em 1885 por Galileo Ferraris e, em 1887, Nikola Tesla construiu um protótipo de motor bifásico com rotor em curto-circuito. Embora o motor de indução construído por Tesla tenha despertado interesse pela patente do projeto, não foi utilizado pela indústria, pois apresentava um rendimento abaixo de 50 % (*Ferraris, 1885; Tesla, 1888*). Somente em 1889, o engenheiro eletrotécnico Dobrowolsky, da firma AEG, entrou com um pedido de patente de um motor de indução trifásico com rotor de gaiola. Em 1889, Dobrowolsky inicia a primeira fabricação em série de motores de indução, com potências entre 0,4 e 7,5 kW (*Steinmetz, 1897; King, 1962; Day et al., 1996*). Desde então, com a consolidação da transmissão e da distribuição da energia elétrica em corrente alternada, e com o desenvolvimento das novas técnicas de fabricação e de novos materiais magnéticos, sua utilização na indústria e outras áreas ganhou força. As características construtivas e de operação da máquina de indução, como robustez, custo reduzido, construção simples, pouca manutenção, alta densidade de potência, grande torque de partida, fácil substituição e disponibilidade comercial, tornaram essa máquina ideal para o uso industrial (*Fitzgerald et al., 1975; Chapman, 2004; Seyoum et al., 2001*). Por ter essas características, a máquina de indução é a preferida entre muitos autores também para aplicações em sistemas alternativos de geração de energia elétrica (*Perumal et al., 2006; Sandhu et al., 2008*) e, principalmente em geração eólica (*Yidong et al., 2010*).

Em meados de 1930 foram apresentados os primeiros trabalhos utilizando o motor de indução como gerador, descrevendo seu princípio de funcionamento e a auto-excitação através de capacitores conectados em seus terminais. (*Bassett et al., 1935; Wagner, 1939*) demonstraram que o gerador de indução auto-excitado por banco de capacitores (GIAE) apresentava uma regulação de tensão insatisfatória e frequência variável, mesmo quando alimentava cargas puramente resistivas.

O GIAE apresenta tensão e frequência variáveis, dependentes da velocidade da máquina primária e da carga que alimenta (*Seyoum et al.*, 2001; *Nejmi et al.*, 2002). Estas variações de carga ou de velocidade podem provocar sobretensão e sobrecorrente nos enrolamentos, reduzindo o desempenho, ocasionando flutuações no torque, fadiga no isolamento e sobreaquecimento (*Grantham et al.*, 1989).

Muitos trabalhos têm sido apresentados com o intuito de minimizar os problemas da regulação insatisfatória de tensão e frequência variável de operação do GIAE. Uma alternativa para mitigar estes problemas utiliza reguladores de velocidade para a máquina primária, que mantêm a frequência dentro de limites aceitáveis (*Nejmi et al.*, 2002). Tais reguladores são volumosos e pesados, apresentam uma resposta muito pobre e possuem uma dinâmica muito lenta, além de causar fadiga mecânica e hidráulica (*Marinescu et al.*, 2005). Isto ocorre porque o controle deve atuar na rotação das turbinas hidráulicas, eólicas, etc., que geralmente apresentam grande inércia. Além disso, o regulador de velocidade, juntamente com o conjunto gerador, pode representar até 50% dos custos dos equipamentos em pequenas centrais hidrelétricas (*Viana*, 1997). Desta forma, outros autores propõem o uso de reguladores de tensão através da compensação de reativos e de reguladores de velocidade através de cargas auxiliares, atuando na velocidade da máquina primária pelo aumento ou redução do torque do gerador. Com esta estratégia de controle, a regulação da tensão é dinamicamente mais rápida e a frequência permanece variável numa faixa estreita, sem necessidade de atuação na máquina primária (*Murthy et al.*, 1998; *Marra et al.*, 2000; *Marinescu et al.*, 2005).

Os compensadores estáticos de reativos, conhecidos na literatura como “Static VAR compensator”, ou SVC, são constituídos basicamente por três tipos de topologias: TCR (thyristor controlled reactor), TSC (thyristor switched capacitor) e STATCOM (Static compensator). O TCR e o TSC utilizam bancos trifásicos auxiliares de capacitores ou indutores, comutados através de tiristores que alteram a corrente média que circula por estes componentes. O resultado é uma maior ou menor corrente, capacitiva ou indutiva, fornecida ao gerador de indução (GI). Ou seja, pode-se controlar de forma eletrônica o fluxo de reativos, regulando a tensão (*Al-Saffar et al.*, 1998; *Ahmed et al.*, 2004). Entretanto, o TCR e o TSC não são hábeis em manter a frequência fixa, necessitando de cargas auxiliares variáveis em CA para executar este controle. Como estes SVCs utilizam chaves eletrônicas com comutação em baixa frequência, acionadas pelo ângulo de disparo, eles injetam harmônicos de baixa ordem no barramento ca, degradando a forma de onda da tensão (*Kuperman et al.*, 2004; *Singh et al.*, 2006). Já o STATCOM é constituído de um conversor trifásico com chaves totalmente controladas, acionadas com modulação por largura de pulso senoidal (SPWM) em

alta frequência. Dessa forma, o STATCOM pode injetar corrente praticamente senoidal somente com harmônicos de alta ordem apenas, tipicamente próximos à frequência de comutação das chaves (Singh et al., 2006). O STATCOM é capaz de fornecer potência reativa, capacitiva ou indutiva, podendo ser usado de forma satisfatória na regulação de tensão em geradores de indução (Kuperman et al., 2004). Além disso, pode-se controlar a excitação para se obter melhor resposta dinâmica à transitórios de carga (Wekhnde et al., 2001).

O controle de frequência no GI também pode ser realizado com o STATCOM. Neste caso, a potência ativa é controlada para que o torque do gerador se iguale ao torque da máquina primária. O excedente de energia pode ser dissipado em cargas auxiliares conectadas ao barramento cc do conversor. Também é muito comum o uso de cargas auxiliares em ca para controlar a tensão e a frequência (Farret et al., 1995; Bonert et al., 1998; Seyoum et al., 2003).

Os sistemas isolados de conversão de energia eólica com gerador de indução e armazenamento de energia são plenamente praticáveis para potências até 100 kW (Simões et al., 2006). Outra forma muito utilizada para controle da potência ativa é a conexão de baterias no barramento cc do conversor. Esta configuração ainda possibilita o armazenamento de energia – característica desejável em sistemas alternativos de baixa potência, isolados da rede elétrica – e melhora a estabilidade do sistema pelo melhor controle da tensão no barramento cc e, conseqüentemente, do fluxo da potência ativa (Jayaramaiah et al., 2006; Perumal et al., 2006). Ainda mais, o banco de baterias pode prover a partida correta e segura do sistema de geração durante interrupções na geração ou desligamentos, devido à manutenção da tensão no barramento cc (Jayaramaiah et al., 2006; Simões et al., 2006). As baterias, comuns ou avançadas de chumbo-ácido (que não requerem manutenção) são uma alternativa viável e muito competitiva atualmente para armazenamento de energia em larga escala, geração distribuída e aplicações em qualidade de energia. Embora a vida útil das baterias de chumbo-ácido seja menor (de cinco a seis anos) do que outras tecnologias de baterias (da ordem de oito a dez anos), esta menor vida útil é compensada pelo seu custo reduzido, disponibilidade comercial e manutenção desnecessária (Schoenung et al., 2003; Schoenung, 2011).

O fluxo das potências ativa e reativa entre o STATCOM e o GI pode ser controlado através do controle da tensão sintetizada pelo conversor (Kumdur, 1993; Jenkins et al., 2000; Kuperman et al., 2004). O controle do fluxo magnético da máquina ocorre por meio da amplitude da tensão e frequência, a partir barramento cc do conversor. Normalmente este tipo de controle requer somente sensores de tensão e corrente para o gerador (Kuperman et al., 2004). Pode-se ainda controlar a excitação do GI atuando-se diretamente no controle do fluxo

magnético da máquina. Desse modo, o gerador pode operar com velocidade variável e no ponto ótimo de torque (*Cárdenas et al.*, 2004; *Seyoum et al.*, 2001). O ponto negativo desta técnica é a necessidade de medição da rotação, embora existam técnicas que realizam este controle indiretamente pela estimativa de fluxo, usando-se somente sensores de tensão e corrente. Esta técnica é conhecida na literatura como controle por estimação indireta de fluxo. (*Cárdenas et al.*, 2004; *Lazarini et al.*, 2007; *Neema et al.*, 2009).

O GI também costuma ser associado a circuitos série, através da conexão de retificadores não controlados e inversores entre o gerador e a carga. Desta forma a tensão ca da carga é desacoplada da tensão ca do gerador por meio do barramento cc. Entretanto, retificadores com comutação de linha drenam corrente com grande distorção, com harmônicos de baixa ordem, causando redução ainda maior do fator de potência, vibração mecânica e distorção na tensão gerada (*Muljadi et al.*, 2000; *Kuo et al.*, 2002; *wu*, 2009; *Karugaba et al.*, 2009). Em pequenas centrais de geração, onde o custo é o principal ponto considerado e a corrente drenada do GI não compromete a tensão na carga, os retificadores não controlados são uma boa opção (*Nesba et al.*, 2009).

Wu, 2009, propôs a conexão de um STATCOM em paralelo com o GI, para compensar a corrente distorcida drenada por retificadores não-controlados. Ele demonstrou que a corrente do retificador pode ser compensada satisfatoriamente pelo STATCOM, e que o custo desta configuração é reduzido devido ao retificador não-controlado e a um compensador com potência reduzida (40% da potência do gerador).

Outras estratégias de compensação série, associadas ao gerador de indução, utilizam conversores totalmente controlados, para excitação eletrônica do gerador, para retificação da tensão gerada e para inversão e posterior alimentação da carga. Esta configuração é conhecida na literatura como “link back-to-back”, uma vez que são conectados dois conversores trifásicos totalmente controlados com barramento cc comum. Com o adequado controle do conversor, é possível excitar eletronicamente o GI com velocidade variável, sendo a topologia mais empregada para a aplicação em turbinas eólicas de grande potência com velocidade variável conectadas à rede elétrica (*Peña, et al.*, 2001; *Cárdenas et al.*, 2004). Além disso, pode-se obter resposta dinâmica rápida e o correto controle do torque da máquina (*Cárdenas et al.*, 2004).

Normalmente o barramento cc do conversor back-to-back é constituído de capacitores eletrolíticos. Nesta configuração, a tensão no barramento cc pode sofrer instabilidades causadas por distúrbios tanto na rede como na máquina primária. Usando-se baterias no barramento cc o sistema se torna mais estável. Além disso, em plantas de geração isoladas, o

conversor back-to-back com baterias no barramento cc pode ser utilizado para controle de tensão e frequência utilizando turbinas de velocidade fixa ou variável (Goel *et al.*, 2009). Apesar de ser uma boa alternativa para conversão de energia elétrica operando com rotação variável, toda a energia transferida do gerador para a carga circula pelos conversores. Com isto aumentam-se os custos, pois se utiliza um conversor de maior potência. Esta configuração também apresenta menor eficiência devido às perdas acumuladas de cada estágio do circuito.

A compensação em paralelo, com o STATCOM, mostra ser a tecnologia que melhor regula a tensão e a frequência quando associado ao GI (Wekhnde *et al.*, 2001; Kuperman *et al.*, 2004). Quando funcionando com capacitores de auto-excitação, com valores adequados ao atendimento satisfatório de todas as cargas do gerador, o STATCOM pode operar para compensar cargas não-lineares, desequilibradas, ou até mesmo para alimentar cargas críticas durante curtos intervalos de tempo. Neste contexto, o STATCOM passa a operar como um filtro ativo, e chamado desta forma pela função que desempenha. Quando os capacitores têm valores reduzidos, o compensador estático pode ser usado para auxiliar na excitação do GI, operando assim como capacitores eletrônicos variáveis. Quando não há capacitores de auto-excitação, o STATCOM deve fornecer toda a energia reativa para excitação da máquina. Dessa forma, não é possível a compensação de cargas não-lineares e desequilibradas, uma vez que a tensão sintetizada pelo conversor deve ser senoidal. Nestas circunstâncias deve ser utilizado um filtro ativo para compensar as não-linearidades da carga. De acordo com Kuo *et al.*, 2002, as cargas não-lineares conectadas ao GI drenam corrente com grande conteúdo harmônico, causando distorção também na tensão gerada. Dependendo da carga não-linear utilizada, como por exemplo, o retificador trifásico não-controlado com filtro capacitivo, pode causar até 10% de distorção harmônica na tensão.

O conversor operando como STATCOM pode trabalhar como filtro ativo apenas alterando o seu controle. com isso, pode-se garantir a qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores mesmo na presença de cargas com características não-lineares e sem custo adicional ao sistema de conversão. Os filtros mais utilizados associados aos sistemas de geração de energia de pequena escala e para a compensação de cargas não-lineares e desbalanceadas, são os Filtros Ativos Shunt (em paralelo com a carga). Tais filtros utilizam técnicas de controle baseadas no fluxo das potências ativa e reativa, onde devem atuar. Akagi *et al.*, 1983, propôs uma nova teoria para controle de filtros ativos em sistemas trifásicos, chamada “Generalized Theory of the Instantaneous Reactive Power in Three-Phase Circuits”, também conhecida por “teoria p-q”. Esta teoria é válida tanto para regime permanente quanto para o transitório equilibrado. Entretanto, a teoria p-q apresenta alguns problemas conceituais

(Willems, 1992). Watanabe et al., 2004 apresentou problemas e soluções para a teoria p-q, onde os problemas poderiam ser resolvidos com filtros adequados para determinação das componentes de potência, ou pelo uso de circuitos de sincronismo (PLL), caso as tensões no ponto de conexão não sejam senoidais.

A teoria da potência conservativa (Conservative Power Theory, CPT) foi proposta por Tenti et al., 2003 e é baseada na definição de potência instantânea complexa sob condições não senoidais, representando uma extensão da potência complexa definida para condições senoidais. A CPT apresenta melhores resultados do que a teoria p-q quando a carga é não-linear e a tensão está deteriorada (Paredes et al., 2009).

Outro método muito difundido na literatura é a “Synchronous Reference Frame Theory” (SRF) (Zaveri et al., 2009). Este método foi apresentado por (Bhattacharya et al., 1991) e é baseado nos componentes harmônicos que mudam sua frequência em coordenadas rotacionais, e são melhores isoladas com os filtros passa alta. Além disso, a SRF apresenta resposta rápida para variações de carga, baixa distorção harmônica total (DHT) na corrente da fonte e fator de potência elevado (Zaveri et al., 2009).

Com um PLL, a teoria p-q pode apresentar resultados satisfatórios muito similares às técnicas mais avançadas (Watanabe et al., 2004). Interpretando corretamente a teoria p-q e usando-se filtros adequados para a obtenção das potências oscilantes ativas e reativas, pode-se compensar corretamente cargas desbalanceadas e não-lineares (Watanabe et al., 2010).

O STATCOM e os filtros ativos trazem muitas melhorias para a operação do gerador de indução. Em turbinas eólicas de velocidade variável (TEVV) normalmente a compensação utilizada é a série, pois nestes casos utilizam-se conversores de potência entre o gerador e a carga para processar e transferir a energia capturada do vento. A TEVV é a única que pode operar no ponto de máxima potência para cada velocidade de vento (Goel et al., 2009), pois pode trabalhar com coeficiente máximo de potência ($CP_{m\acute{a}x}$). O GI com compensação em paralelo pode operar com rotação fixa ou variável, dependendo da variação máxima em frequência que é admissível.

A conversão de energia eólica proposta nesta tese busca minimizar os problemas associados ao gerador de indução associado a turbinas eólicas de velocidade variável, em sistemas isolados de energia elétrica e, ao mesmo tempo, explora as características positivas deste gerador, buscando maximizá-las.

Os problemas supracitados, envolvendo o GI e suas aplicações na geração de energia elétrica, são mais bem explorados qualitativamente e quantitativamente nos próximos capítulos. Com base no modelo dinâmico e nas características de magnetização e de operação

da máquina de indução, podem-se determinar os principais problemas associados a sua operação como gerador e as medidas necessárias para mitigar estes problemas. Portanto, o capítulo subsequente apresenta as características de funcionamento do gerador de indução e os problemas associados com o GIAE. Também apresenta as características de operação do GI associadas ao compensador estático de reativos, de acordo com o regime de rotação e tipo de carga, associadas à turbina eólica e a sua dinâmica de operação e ao filtro ativo shunt.

CAPÍTULO 3

ANÁLISE DA MÁQUINA DE INDUÇÃO COMO GERADOR

A análise da máquina de indução através do circuito equivalente por fase em regime permanente possibilita relacionar o torque disponível no rotor em função das variáveis de operação, como tensão de alimentação, frequência, escorregamento e, também, em função dos parâmetros internos da máquina (*Fitzgerald et al., 1975; Chapman, 2004*). Assim, os princípios de funcionamento da máquina de indução, como motor e gerador, podem ser descritos e analisados. A operação como gerador pode ser descrita por meio da sua característica de saturação. Entretanto, esta abordagem é suficiente quando a frequência sofre pouca variação ou quando a velocidade de acionamento é variável dentro de uma faixa estreita. Dessa forma, a análise pode ser simplificada (*Murthy et al., 1982; Wang et al., 1997*). Quando o gerador é acionado com grande variação de velocidade, se refletindo em uma grande variação de frequência, pode-se utilizar a característica de torque ou pode-se empregar um modelo dinâmico para realizar a sua análise (*Grantham et al., 1989, Wang et al., 1997*). Ainda mais, o modelo dinâmico possibilita sua implementação em programas de simulação de circuitos, sendo uma ferramenta para estudo e análise em regimes transitórios.

3.1 Análise da Máquina de Indução em Regime Permanente

A máquina de indução pode ser analisada utilizando os seus parâmetros internos e o circuito equivalente por fase, em regime permanente, através de uma equação que relaciona o torque com os parâmetros internos e com as demais variáveis externas à máquina, como tensão, rotação e escorregamento. Entretanto, esta abordagem é adequada para a análise da máquina de indução somente em regime permanente e sem considerar o efeito da saturação magnética.

A partir da equação de torque, dada pela equação (3.1), é possível analisar a operação do gerador de indução em regime permanente. A equação (3.1) é discutida no Apêndice A.

$$T_{mec} = 3 \cdot \left(\frac{V_{th}^2}{\left(R_{th} + \frac{R_r}{s} \right)^2 + (X_{th} + X_r)^2} \right) \cdot \frac{R_r}{\omega_s s} \quad (3.1)$$

Através de (3.1) é possível mostrar graficamente a variação de torque em função da velocidade angular elétrica do estator, ou velocidade síncrona, da velocidade angular elétrica do rotor e ainda em função do escorregamento. Dessa forma, as características de torque da máquina de indução ficam bem evidenciadas em relação a sua frequência de acionamento e rotação. A equação (3.1) é adequada na determinação do torque para a operação da máquina de indução como gerador, acionado por uma máquina primária e alimentado por uma fonte de tensão com frequência fixa ou variável. Para frequências distintas têm-se curvas diferentes de torque. As variáveis citadas no texto e relacionadas com a análise em regime permanente são definidas nos Apêndices A e B.

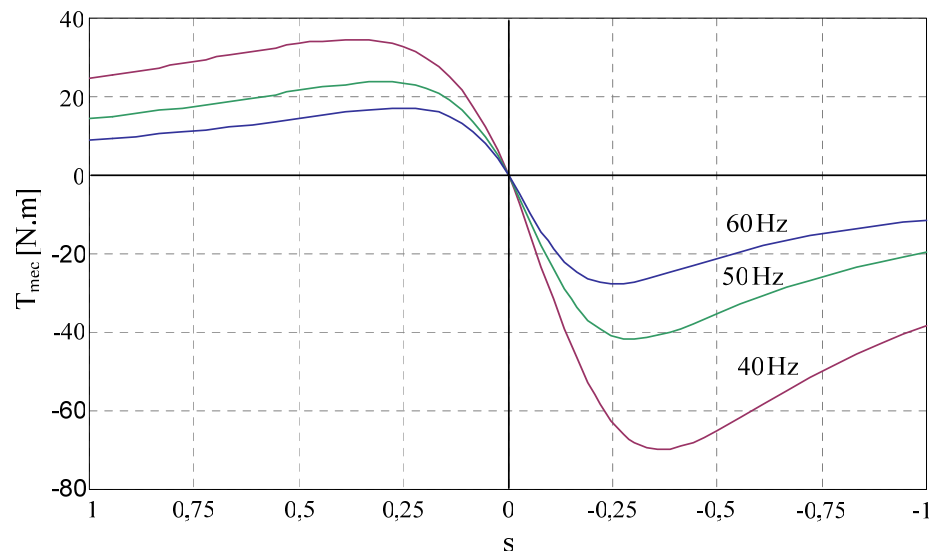


Figura 3.1 – Curvas de torque em relação ao escorregamento para V_i constante.

As figuras 3.1 a 3.4 apresentam as curvas de torque da máquina de indução do Anexo 2 para as frequências de 40 Hz, 50 Hz e 60 Hz. Na figura 3.1 tem-se as curvas de torque em

relação ao escorregamento, mantendo a tensão de alimentação V_i constante e no seu valor nominal. Como os parâmetros internos (reatâncias do rotor, do estator e do ramo de magnetização) são proporcionais à frequência, as reatâncias indutivas se tornam menores para menores frequências. A figura 3.2 mostra as curvas de torque em relação à velocidade angular do rotor, também para a tensão de alimentação constante.

O maior torque de partida e nominal obtidos na região de operação da máquina de indução como motor é devido ao aumento do fluxo magnético no entreferro proporcionalmente ao aumento da corrente. Este aumento de corrente é consequência da redução das impedâncias próprias do rotor e estator à medida que a frequência é reduzida. Assim, na equação 3.1 o torque se torna maior para menores frequências. Este aumento de torque também ocorre quando a máquina opera como gerador, como é observado nas figuras 3.1 e 3.2.

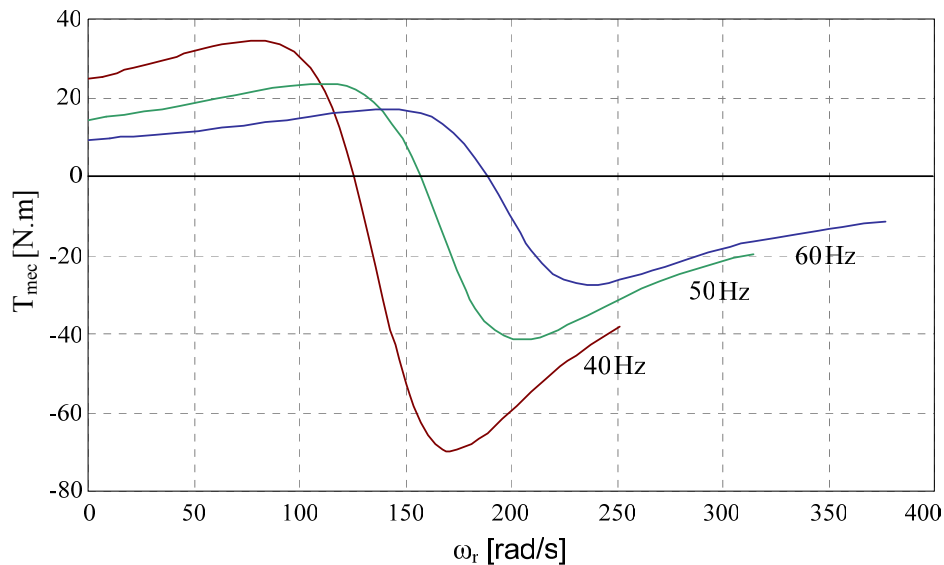


Figura 3.2 – Curvas de torque em relação à velocidade angular para V_i constante.

O acionamento da máquina de indução pode ser realizado mantendo-se a relação V_i/f constante. Com isto, obtém-se pouca variação do torque para diferentes frequências e mesmo escorregamento. Esta característica é desejável para acionamentos, pois o torque de partida é maior e é mantido praticamente constante durante a aceleração da máquina. O torque nominal é atingido com o aumento da frequência até o seu valor nominal. A corrente de partida nesta

forma de acionamento é menor em relação à partida convencional, devido à variação suave da rotação e, conseqüentemente, ao menor torque e à menor potência exigidos na partida.

Na figura 3.3 são apresentadas as curvas de torque em relação ao escorregamento e na figura 3.4 são mostradas as curvas de torque em relação à velocidade angular elétrica do rotor, mantendo-se a relação V_i/f constante, calculada a partir dos seus valores nominais.

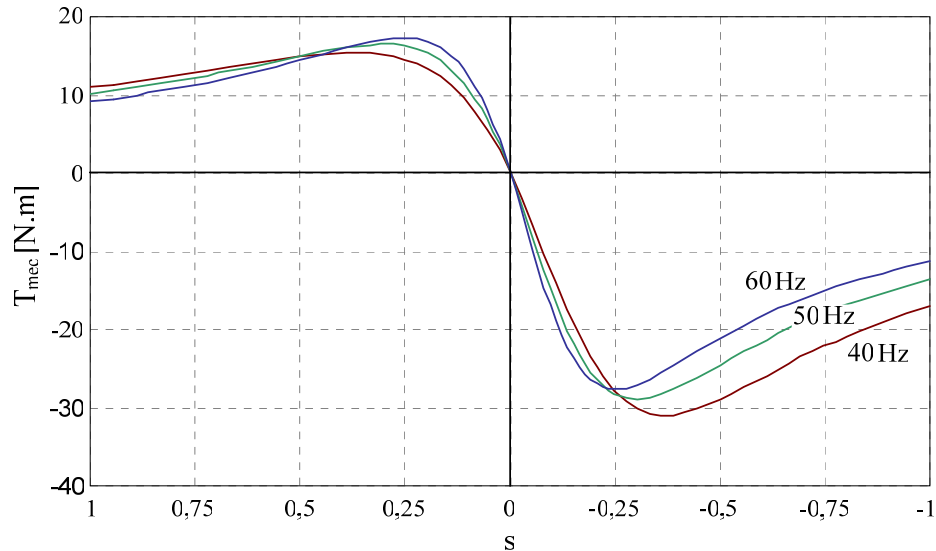


Figura 3.3 – Curvas de torque em relação ao escorregamento para V_i/f constante.

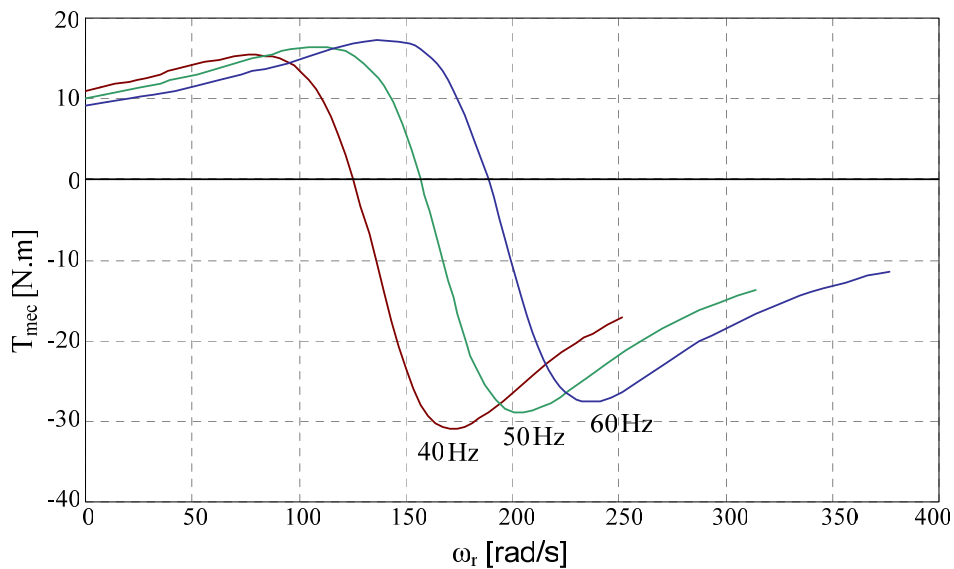


Figura 3.4 – Curvas de torque em relação à velocidade angular para V_i/f constante.

A característica de magnetização é importante para a análise do gerador de indução, pois a partir dos dados de saturação magnética pode-se definir o ponto de operação do gerador e definir o valor dos capacitores de auto-excitação, quando for o caso do gerador de indução auto-excitado. A característica de magnetização, o efeito da conexão dos capacitores e o processo de auto-excitação estão descritos no Apêndice B. Através desta abordagem, aplicada ao circuito equivalente por fase, em regime permanente, pode-se analisar o efeito da conexão de cargas junto ao gerador de indução auto-excitado. A figura 3.5 mostra o circuito equivalente em regime permanente, por fase, com a conexão da carga e capacitor de auto-excitação.

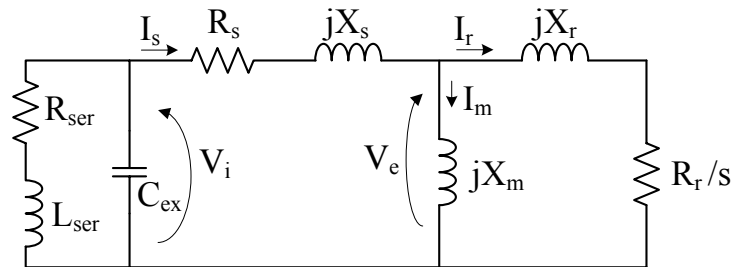


Figura 3.5 – Circuito equivalente por fase do GI, em regime permanente, associado à carga e aos capacitores de auto-excitação.

O valor dos capacitores e as condições de operação do gerador, como frequência e velocidade de acionamento, têm influência direta no ponto de operação do gerador. Além disso, a carga também influencia no escorregamento do gerador. Cargas indutivas tendem a se opor à reatância do banco de capacitores, reduzindo o seu valor efetivo, alterando o ponto de operação e reduzindo assim a tensão gerada.

Estes efeitos podem ser explicados graficamente através da figura 3.6, considerando que o gerador opera com velocidade constante e no ponto A da curva de 60 Hz. Se for conectada uma carga com característica resistiva e indutiva, esta terá influência no valor efetivo dos capacitores, ou seja, o valor da reatância X_{C1} terá um valor menor. Portanto, X_{C1} passará a ter o valor X_{C2} , definindo um novo ponto de operação (ponto B). Entretanto, a frequência da tensão gerada é alterada devido à mudança no escorregamento. Supondo que a conexão da carga acarrete uma alteração de 60 Hz para 57,5 Hz, o novo ponto de operação torna-se o ponto C.

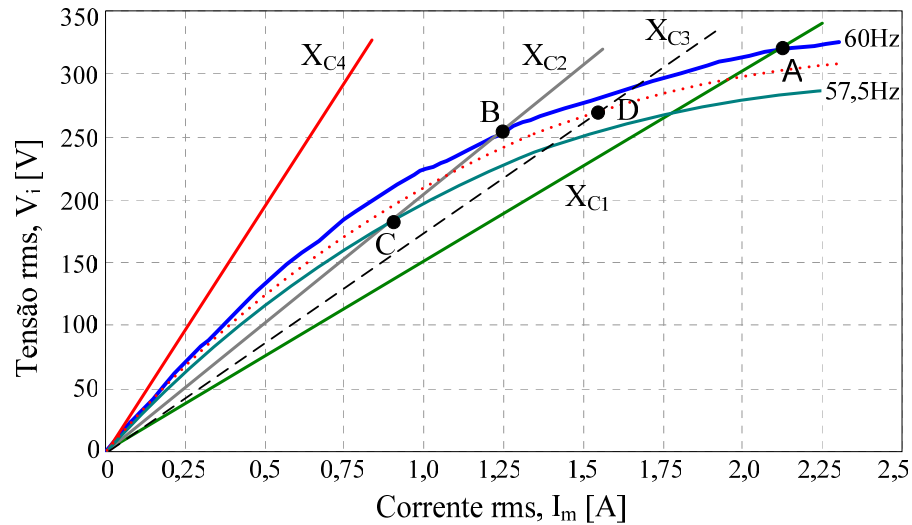


Figura 3.6 – Variação do ponto de operação em relação à frequência e a reatância capacitiva.

Com esta mudança a tensão é menor, a carga diminui e a frequência sofre um acréscimo, reduzindo a reatância do banco capacitivo. Ou seja, o ponto de operação é alterado novamente para um valor de maior tensão, definindo um ponto D, com frequência entre 60 Hz e 57,5 Hz, representada pela linha pontilhada da figura 3.6, e definindo a reatância X_{C3} , representada pela linha tracejada na mesma figura. Como a carga aumenta novamente nesta situação, o ponto de operação se altera para uma frequência entre a curva pontilhada e a curva de 57,5 Hz e entre as reatâncias X_{C2} e X_{C3} . Esta variação no ponto de operação segue até que o ponto de equilíbrio seja alcançado. A variação na velocidade do gerador também acarreta a mudança na frequência da tensão gerada, ocasionando também uma mudança no ponto de operação. A relação V versus I da reatância X_{C4} da Figura 3.6 apresenta um valor elevado de reatância, acima do valor máximo para que ocorra a auto-excitação. Neste caso, a tensão gerada será praticamente nula. O processo de auto-excitação só ocorre com valores adequados dos capacitores de auto-excitação, com velocidades de acionamento do gerador também adequadas (Grantham et al., 1989).

Através das curvas de torque pode-se realizar uma análise aproximada da operação do GIAE, semelhante à realizada por GRILO et al., 2007, dedicada à análise de estabilidade de plantas de geração com o GI operando em conjunto com turbinas eólicas de rotação fixa. Esta abordagem não leva em consideração os efeitos da saturação no núcleo magnético da máquina, pois as curvas de torque das figuras 3.1, 3.2, 3.3 e 3.4 foram obtidas considerando a

indutância de magnetização com valor constante. Entretanto, esta análise é suficiente para compreender a operação do GIAE. Para efeito de análise, é usada a rotação de 1800 RPM e as frequências da 57,5 Hz e 60 Hz. A figura 3.7 mostra a característica de torque para 57,5 Hz e 60 Hz.

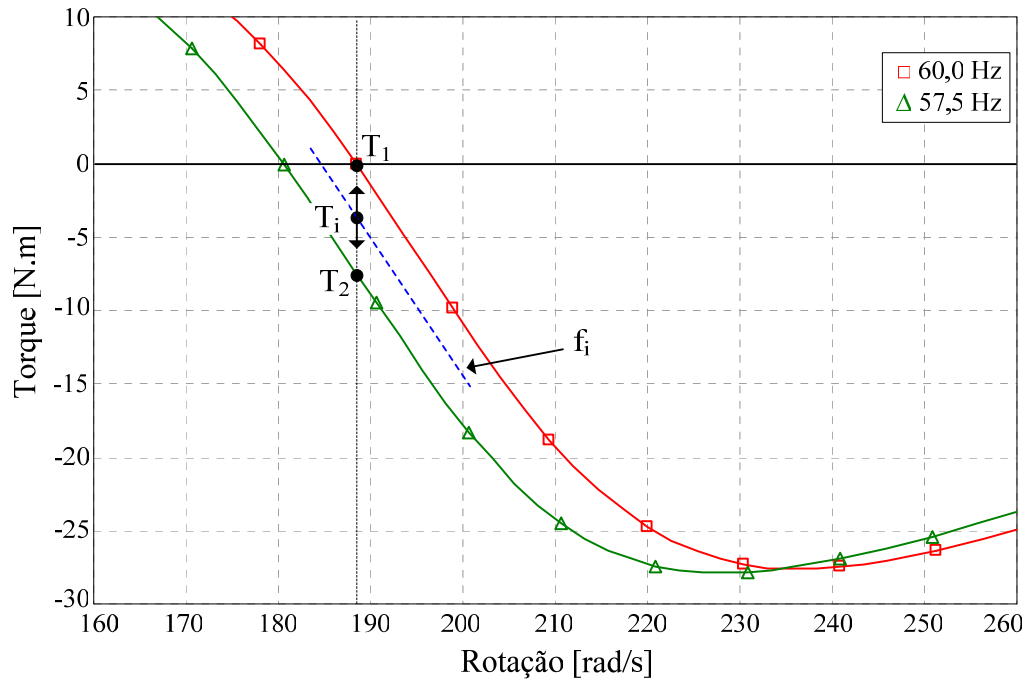


Figura 3.7 - Variação do ponto de operação na característica de torque do GI.

Assim como na figura 3.6, supondo que a conexão da carga aumenta o escorregamento, há uma redução na frequência de 60 Hz para 57,5 Hz. Com isso o ponto de operação é alterado do ponto T_1 para o ponto T_2 , com tensão reduzida em relação ao ponto T_1 de operação a vazio. Entretanto, esta redução de tensão reduz a potência da carga e o ponto de operação é alterado novamente, pois a frequência aumenta para um valor intermediário f_i entre 57,5 Hz e 60 Hz. Nesta condição a tensão se eleva novamente, mas com valor abaixo da tensão a vazio, e o ponto de operação passa para T_i . Ou seja, quando há mudança de carga, o ponto de operação se altera entre as curvas de torque de 57,5 Hz e 60 Hz até se estabilizar, definindo uma frequência intermediária f_i e um torque intermediário T_i . Quando há variação de rotação a frequência é alterada mesmo sem a adição de carga, alterando também o ponto de operação do gerador.

Com cargas resistivas puras a corrente de saída do gerador sofre uma pequena redução em relação à operação sem carga. Isso ocorre por que o escorregamento aumenta, reduzindo a frequência e aumentando levemente a reatância do banco de capacitores. Como a frequência é menor, o torque do gerador aumenta para compensar a potência da carga. Em ambos os casos, a redução dos reativos no gerador implica em uma tensão gerada com amplitude menor em relação à operação a vazio.

A capacitância tem sua reatância efetiva alterada devido à presença de cargas indutivas. Assim, o valor desta reatância pode ser determinado realizando uma transformação de impedância (Simões *et al.*, 2008). Através do circuito da Figura 3.5 pode ser obtido um circuito equivalente em paralelo, transformando-se a impedância série da carga em uma impedância em paralelo. Neste caso, a capacitância equivalente e a resistência resultante podem ser encontradas através das equações (3.2) e (3.3), respectivamente.

$$C_{eq} = C_{ex} - \left[\frac{L_{ser}}{(\omega \cdot L_{ser})^2 + R_{ser}^2} \right] \quad (3.2)$$

$$R_p = \frac{X_{L_{ser}}^2 + R_{ser}^2}{R_{ser}} \quad (3.3)$$

onde $X_{L_{ser}}$ é a reatância correspondente a indutância série da carga e ω é a frequência angular da tensão gerada.

Com isso, tem-se uma carga resistiva e uma capacitância de auto-excitação com valor efetivo menor. Utilizando uma carga de $150 + j207 \Omega$ como exemplo, $19,5 \mu F$ para os capacitores auto-excitação e considerando que a frequência permanece em 60 Hz com a rotação de 1800 RPM, podem ser calculadas a capacitância equivalente e a resistência paralela equivalente por meio das equações (3.2) e (3.3). Assim, obtêm-se os seguintes valores: $C_{eq} = 11,1 \mu F$ e $R_p = 1097 \Omega$. A capacitância de $11,1 \mu F$ obtida mostra o quanto a indutância da carga contribui para a redução do valor efetivo dos capacitores de auto-excitação.

Percebe-se que a tarefa de definir o correto ponto de operação do GIAE através da característica de magnetização ou pela característica de torque apresenta limitações, devido à interdependência das variáveis envolvidas e da contínua mudança destas variáveis em relação

à carga e à rotação e/ou frequência. Por isso, outros métodos devem ser empregados, como a análise através de um circuito equivalente em relação a uma frequência base ou através de um modelo dinâmico da máquina de indução.

3.2 Análise Dinâmica da Máquina de Indução

A operação isolada do GI utilizando capacitores de auto-excitação determina uma tensão gerada variável com frequência também variável, dependente de muitos fatores, como parâmetros do gerador, tamanho do banco de capacitores, velocidade de acionamento, tipo de carga, característica de magnetização e ponto de operação escolhido. O gerador de indução associado com compensadores estáticos também pode operar com tensão, frequência, escorregamento e rotação variáveis. Por isso, determinar as características de operação de sistemas de conversão de energia associados ao gerador, qualitativa e quantitativamente, é uma tarefa matematicamente complexa.

O gerador de indução por ser analisado com base no seu circuito equivalente em regime permanente, por fase, em função de uma frequência base (*Ouazene et al.*, 1983; *Grantham et al.*, 1989; *Simões et al.*, 2008). Entretanto, este método não descreve a operação do GI dentro de uma faixa ampla de rotação. Este método também não pode ser aplicado para caracterizar a partida e os regimes transitórios. Portanto, a completa análise do GI, auto-excitado ou excitado eletronicamente, exige um modelo dinâmico (*Melo et al.*, 1982).

Nesta tese foi utilizado o modelo dinâmico $\alpha\beta\lambda$ da máquina de indução, apresentado por Szczyzny et al, 1991 e posteriormente adicionado ao modelo a característica de saturação por Marra, 1999. O ramo de magnetização foi alterado no modelo original para adequação com o programa de simulação de circuitos. Tal modelo está descrito no Apêndice C e é representado por um circuito equivalente a três condutores e fornece resultados de rotação, torque, tensão e corrente nos terminais do estator e do rotor do modelo assim como na máquina real. O modelo dinâmico é usado aqui para caracterizar qualitativamente a operação do GI com e sem dispositivos eletrônicos para compensação de reativos e na presença ou não de capacitores de auto-excitação. Esta abordagem é conveniente para demonstrar os problemas associados ao gerador de indução e para caracterizar o sistema de conversão de energia eólica proposto nesta tese e as soluções adotadas.

3.2.1 Análise Dinâmica do Gerador de Indução Auto-Excitado (GIAE)

Utilizando o modelo dinâmico da máquina de indução, pode ser descrito e analisado o funcionamento do sistema de geração mostrado na figura 3.8, com suas respectivas cargas. Este circuito foi implementado em software de simulação de circuitos utilizando o modelo dinâmico descrito no Apêndice C.

Os problemas associados ao GIAE e destacados no Capítulo 2, ficam evidenciados através da simulação e foram obtidos utilizando-se os dados da máquina apresentada no Anexo 2 agregados ao circuito da figura 3.8. Foram utilizados ainda capacitores de $C_{eq} = 19,5 \mu\text{F}$, carga resistiva de 315Ω e carga indutiva igual a $150 + j207 \Omega$. A rotação manteve-se constante em 1800 RPM. Com estas cargas obtém-se potência ativa da carga resistiva e aparente da carga RL série com valores muito próximos.

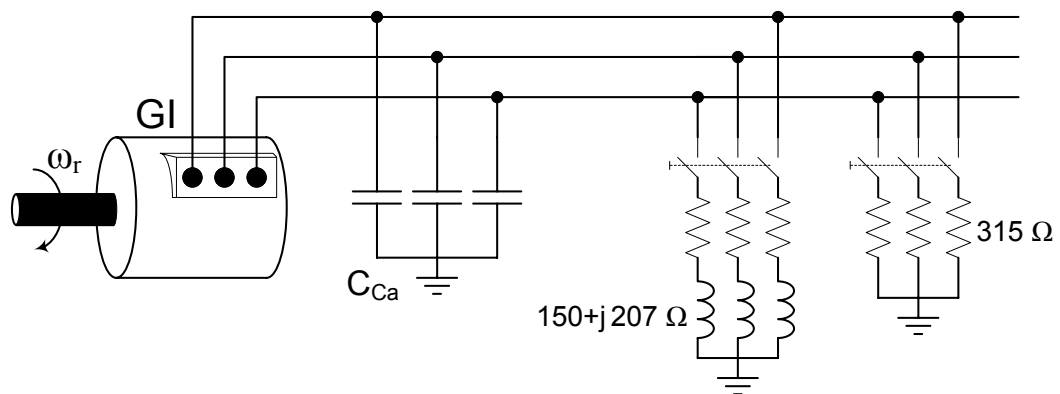


Figura 3.8 – Sistema de geração utilizado para análise dinâmica do GIAE.

No circuito da figura 3.8 utilizado na simulação, o gerador opera a vazio até 1 s, em 1 s é conectada a carga resistiva e em 1,5 s é desconectada a carga resistiva e conectada a carga RL série. A figura 3.9 apresenta os resultados de simulação da tensão gerada e corrente no estator, usando o modelo dinâmico da máquina de indução, os dados do gerador do Anexo 2 e o sistema de geração utilizado para análise dinâmica do GIAE da figura 3.8, com variação de carga (a vazio, carga resistiva e carga RL série).

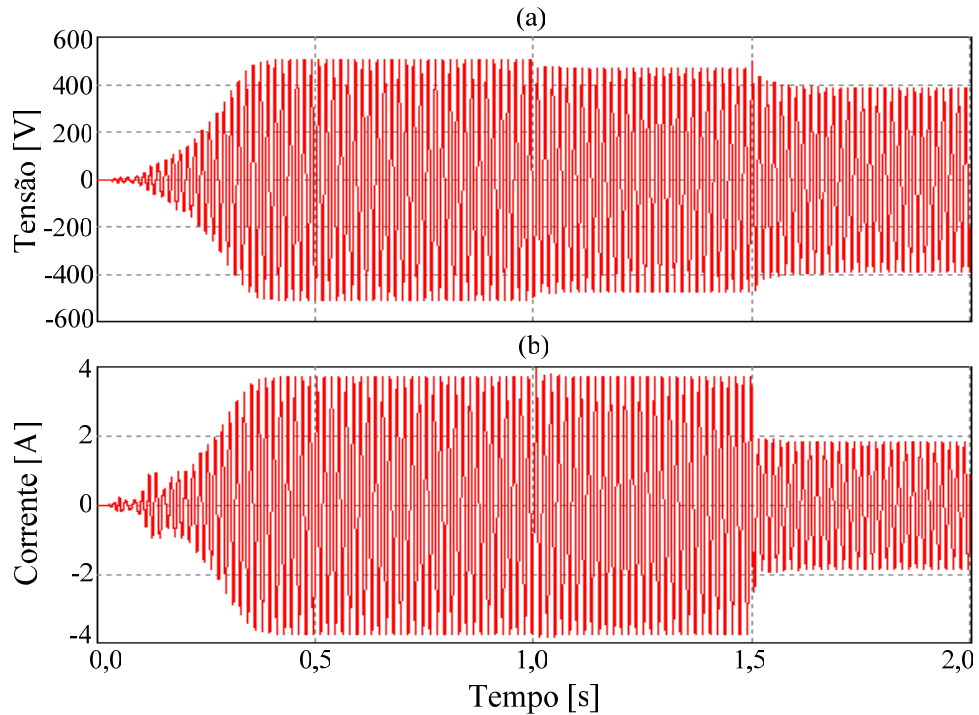


Figura 3.9 – Resultados de simulação para (a) tensão terminal do GI e (b) corrente de estator.

Observa-se que a conexão da carga resistiva em 1 s acarreta uma leve redução na tensão gerada. Após a conexão da carga indutiva em 1,5 s a tensão diminui consideravelmente, se refletindo na redução da corrente de estator, conforme figura 3.9b.

A conexão de cargas indutivas pode ser um fator limitante para a aplicação do GIAE na alimentação destas cargas, pois os indutores compensam os capacitores de auto-excitação se refletindo em uma corrente de excitação menor e, como consequência, em uma tensão gerada também menor e com acentuada queda em relação à operação a vazio.

Já na alimentação de cargas resistivas, a queda de tensão é menor em relação à operação com carga indutiva (*Simões et al.*, 2006; *Simões et al.*, 2008). A figura 3.10 mostra a frequência, o torque e a potência resultantes da simulação da figura 3.9.

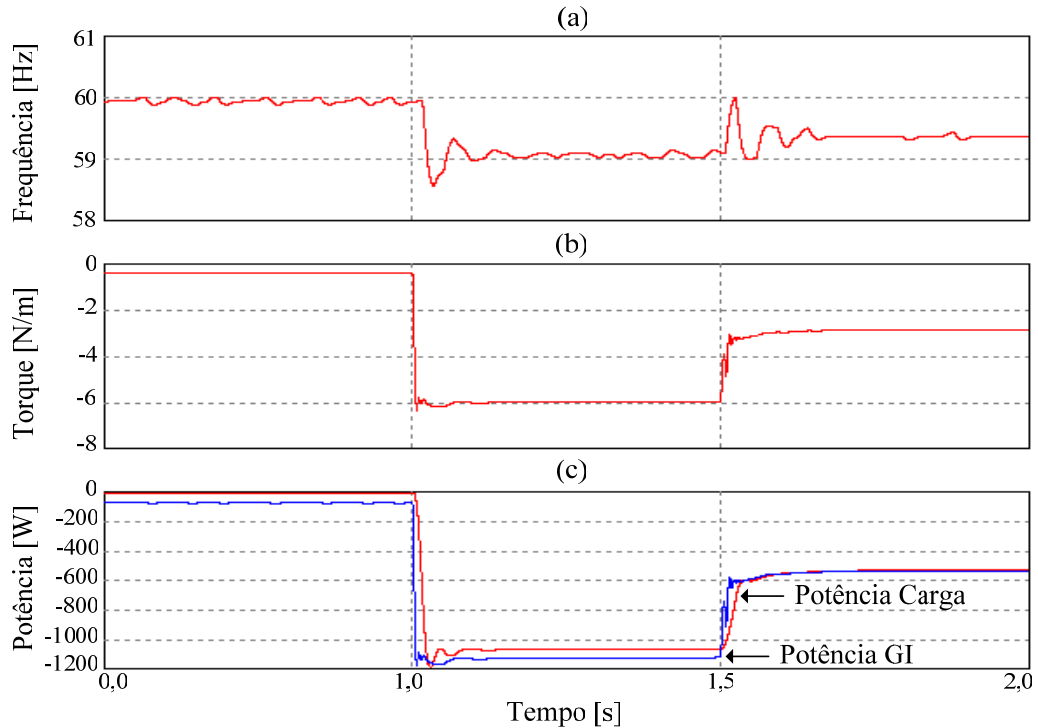


Figura 3.10 – Resultados de simulação para (a) frequência, (b) Torque mecânico e (c) potência ativa no gerador e na carga.

Na figura 3.10 é representado o torque mecânico desenvolvido pelo gerador, a frequência da tensão gerada e a potência ativa, correspondentes aos resultados de simulação das figuras 3.8 e 3.9. Ambos o torque e a potência negativos indicam que a máquina de indução opera como gerador. Observa-se que os resultados para as variáveis mostradas estão de acordo com a análise qualitativa realizada com base nas curvas de saturação e de torque da máquina de indução. Até 1 s o torque fornecido ao gerador deve apenas compensar as perdas por ventilação, atrito e perdas no núcleo magnético, pois o gerador opera a vazio. Portanto, há um consumo de potência ativa relativa a estas perdas mesmo sem a alimentação de cargas. Após a conexão da carga, deve-se considerar ainda a perda por efeito Joule dos enrolamentos do estator e do rotor. De fato isto é observado na figura 3.10c.

A potência mecânica no eixo do gerador, dada em watts, pode ser escrita como a relação entre o torque em N.m e a rotação em rad/s, conforme (3.4).

$$P_{\text{mec}} = T_{\text{mec}} \cdot \omega_r \quad (3.4)$$

No caso apresentado nas simulações, a rotação é de 188,5 rad/s.

Portanto, a potência ativa no gerador, mostrada na figura 3.10c, é o resultado da multiplicação do torque mecânico, mostrado na figura 3.10b, pela rotação de 188,5 rad/s. Observando a potência mecânica fornecida ao gerador e a potência ativa da carga, para carga resistiva, por exemplo, pode-se determinar o rendimento do sistema de conversão de energia da figura 3.8. Neste caso, a potência mecânica é 1120 W e a potência na carga é 1062 W, o que resulta em um rendimento aproximado de 95 %. A Figura 3.11 representa a simulação do circuito da figura 3.8 com redução na rotação do gerador, de 1800 RPM para 1600 RPM, utilizando-se a mesma carga resistiva de 315Ω e RL série de $150 + j207 \Omega$ e o mesmo valor para os capacitores de auto-excitação.

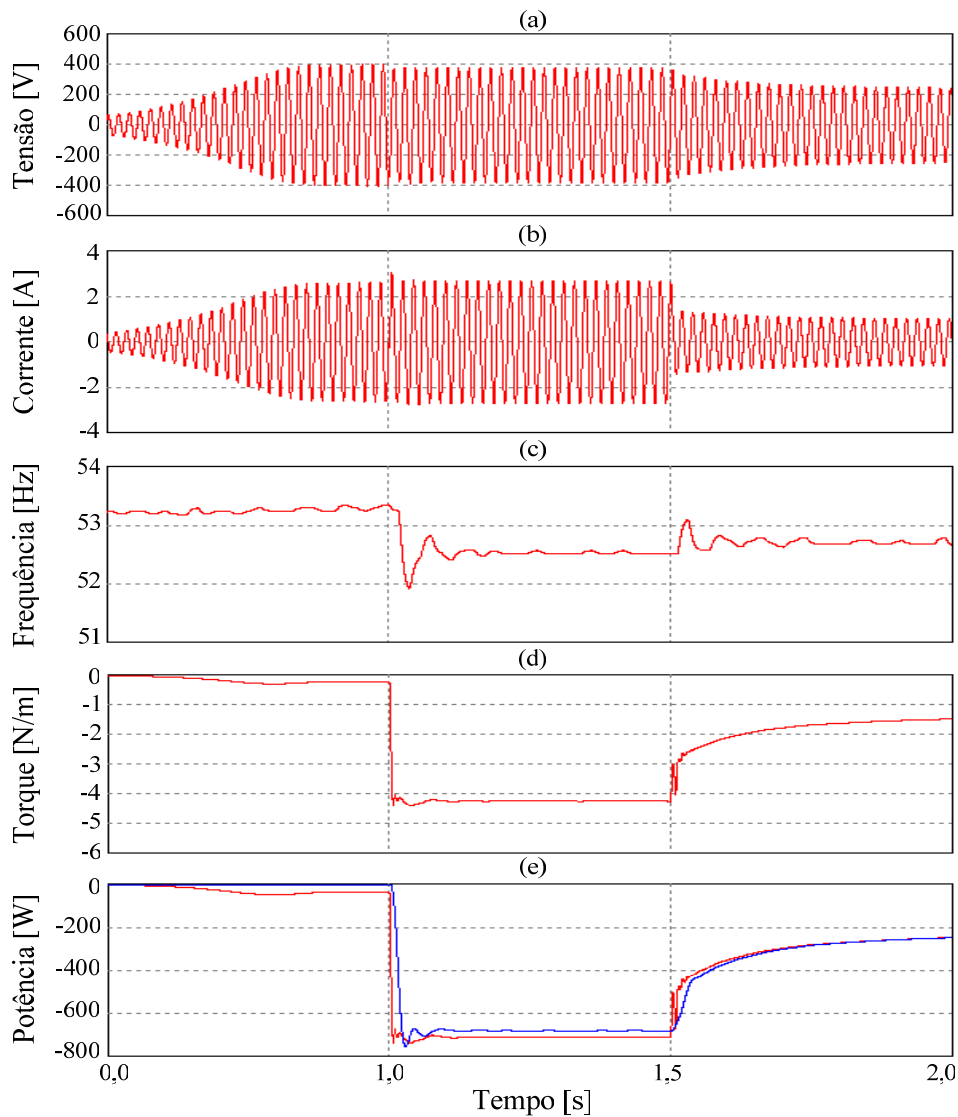


Figura 3.11 – Resultados de simulação para (a) tensão gerada, (b) Corrente de estator, (c) torque mecânico, (d) frequência e (e) potência ativa no gerador e na carga.

Observa-se na figura 3.11 que a redução na rotação acarreta redução na frequência da tensão gerada. Assim, a reatância do banco de capacitores aumenta, reduzindo a potência reativa no gerador e fornecendo uma tensão gerada de menor amplitude. Como a corrente de excitação é menor nesta situação, as perdas por efeito Joule e perdas no ramo de magnetização também são menores em relação ao acionamento com 1800 RPM. Ainda, como a rotação é menor, as perdas por ventilação e atrito serão menores. Embora a configuração com capacitores de auto-excitação tenha seu uso limitado em potência e para o tipo de carga, a frequência varia livremente com a rotação, o escorregamento permanece reduzido e o GIAE opera com boa eficiência (*Ouazene et al.*, 1983).

3.2.2 Análise Dinâmica do Gerador de Indução Excitado por Conversor Estático

Os capacitores de auto-excitação podem ser substituídos por compensadores estáticos (STATCOM) operando com modulação por largura de pulso senoidal (SPWM) ou com modulação por espaços vetoriais (SVM). Assim, o STATCOM pode fornecer potência reativa capacitiva para excitar o gerador e manter a sua operação controlada. Ou seja, pode-se atuar na frequência, na amplitude da tensão gerada, na potência ativa e também pode-se controlar a rotação da máquina primária através do controle do fluxo de potência ativa e, conseqüentemente, do torque do gerador. O uso do conversor possibilita a implementação de inúmeras técnicas de controle para excitar eletronicamente o GI.

São demonstrados aqui dois modos de operação, ambos com rotação variável. Foi definida a análise com rotação variável pelo fato desta tese propor um sistema de conversão de energia eólica baseado em turbinas eólicas de velocidade variável. Um modo mantém a tensão gerada constante e atua na frequência para operar com potência ativa no valor de referência. O outro modo varia a tensão e a frequência de acordo com a rotação, mantendo constante a relação V/f . Este controle é denominado controle escalar e é aplicado normalmente para acionamentos de motores de indução. Ainda, no mesmo modo de operação do GI, a tensão e a frequência variam de acordo com a rotação, mas a frequência é levemente alterada para que o controle do STATCOM atue para manter a potência num valor de referência preestabelecido. Os resultados a seguir foram obtidos com um compensador estático com baterias e capacitor no barramento cc, conforme a figura 3.12. A potência reativa para prover a excitação do gerador é fornecida através do barramento cc, por meio do controle da tensão e frequência sintetizada pelo STATCOM. A potência ativa é transferida do gerador

para o banco de baterias do barramento cc. O objetivo é demonstrar como são afetados a corrente de magnetização e o torque no gerador.

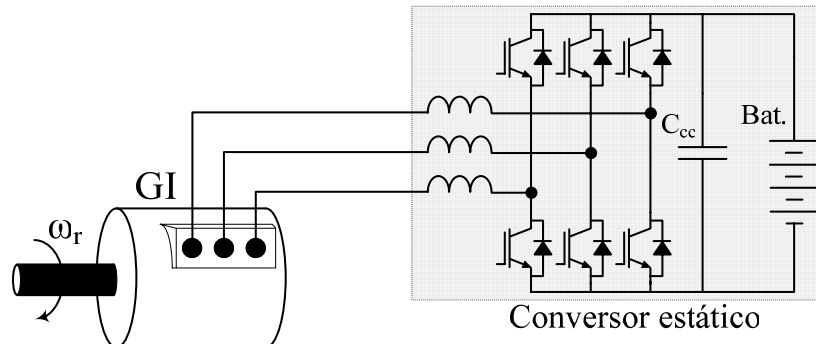


Figura 3.12 – GI associado a compensador estático com baterias no barramento cc.

3.2.2.1 Modo de Operação com Tensão e Frequência Constante

Neste modo de operação a tensão gerada e a frequência são constantes e a potência pode ser controlada livremente, desde que não exceda a potência do gerador, através do controle da rotação da máquina primária. Alterando-se a rotação pode-se atuar no escorregamento do gerador e, conseqüentemente, no torque. A figura 3.13 apresenta resultados típicos de simulação com o modo de operação pela rotação da máquina primária.

Observa-se na figura 3.13c e 3.13d que a mudança na potência de referência atua na rotação da máquina primária, mas a frequência e a tensão permanecem constantes. Ou seja, a alteração na potência de referência implica em alteração do escorregamento do gerador. Assim, o torque é alterado para que a potência da carga siga a referência. Este tipo de controle é geralmente aplicado em geradores de indução conectados à rede, em turbinas eólicas com velocidade fixa e a rotação deve ser mantida sempre num valor acima da rotação síncrona (figura 3.13d).

O sistema de conversão de energia eólica com velocidade fixa não é muito complexo e basicamente é constituído por uma turbina com controle do ângulo das pás, por um multiplicador de velocidade, pelo gerador de indução e por um transformador para acoplamento com a rede. Através do controle do ângulo das pás a velocidade é mantida constante. Assim, o funcionamento do gerador fornece resultados semelhantes aos da figura 3.13.

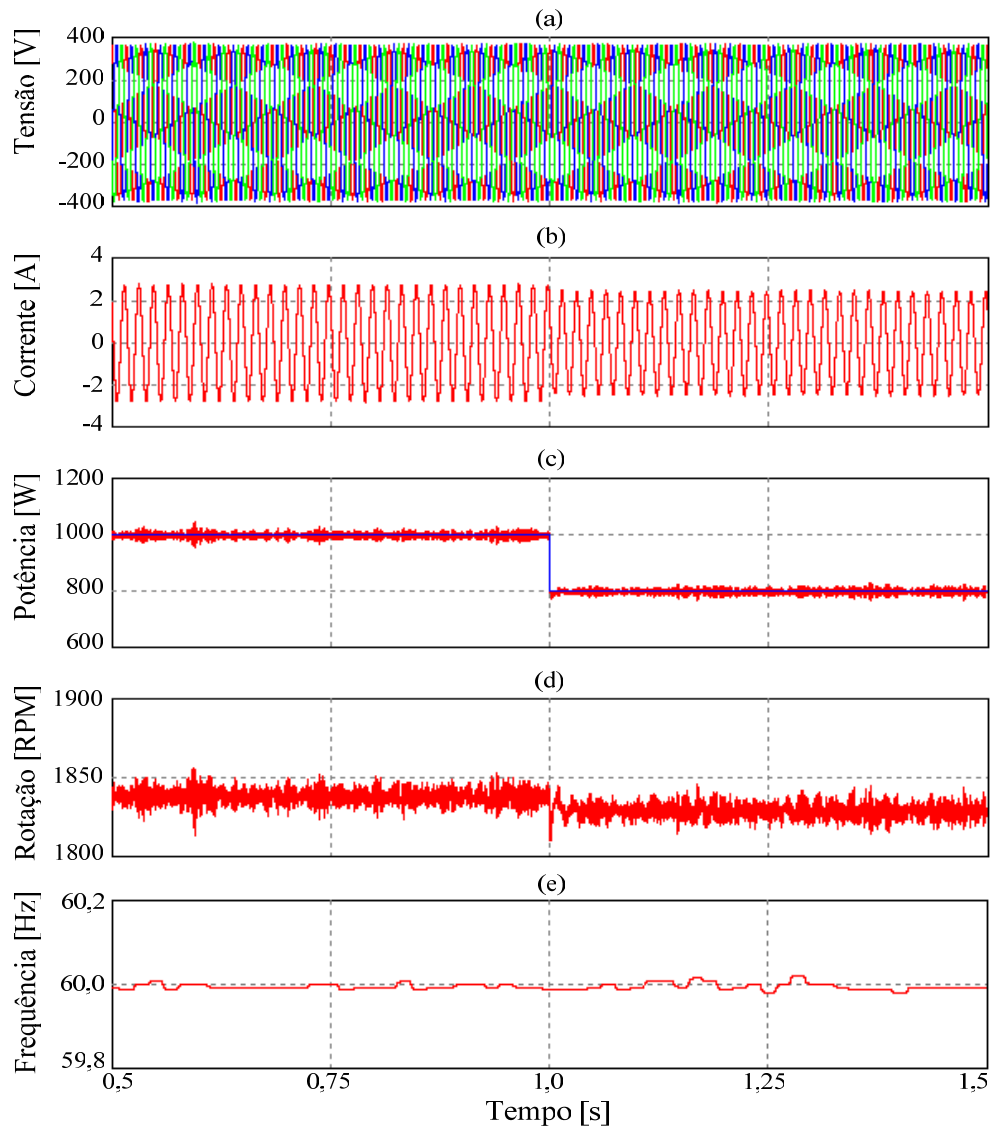


Figura 3.13 – Resultados de simulação para (a) tensão gerada, (b) corrente de estator, (c) potência ativa e de referência, (d) rotação e (e) frequência, para tensão e frequência constante.

3.2.2.2 Modo de Operação com Rotação e Frequência Variável e Análise Utilizando a Curva de Potência versus Rotação de Turbinas Eólicas

A operação do gerador com rotação variável faz com que a frequência seja também variável. Entretanto, a tensão sintetizada pelo STATCOM pode ser constante ou variável com a rotação, definindo assim dois submodos de operação, um com tensão constante e outro com tensão variável. A seguir são explorados os dois submodos de operação mostrando resultados típicos de simulação, levando-se em consideração a curva de potência versus rotação da turbina eólica do Apêndice D. Para tanto, considera-se para análise duas faixas de variação de

rotação, com diferente variação de potência, como mostrado na figura 3.14. Estas faixas são até 550 RPM e de 550 RPM até 650 RPM.

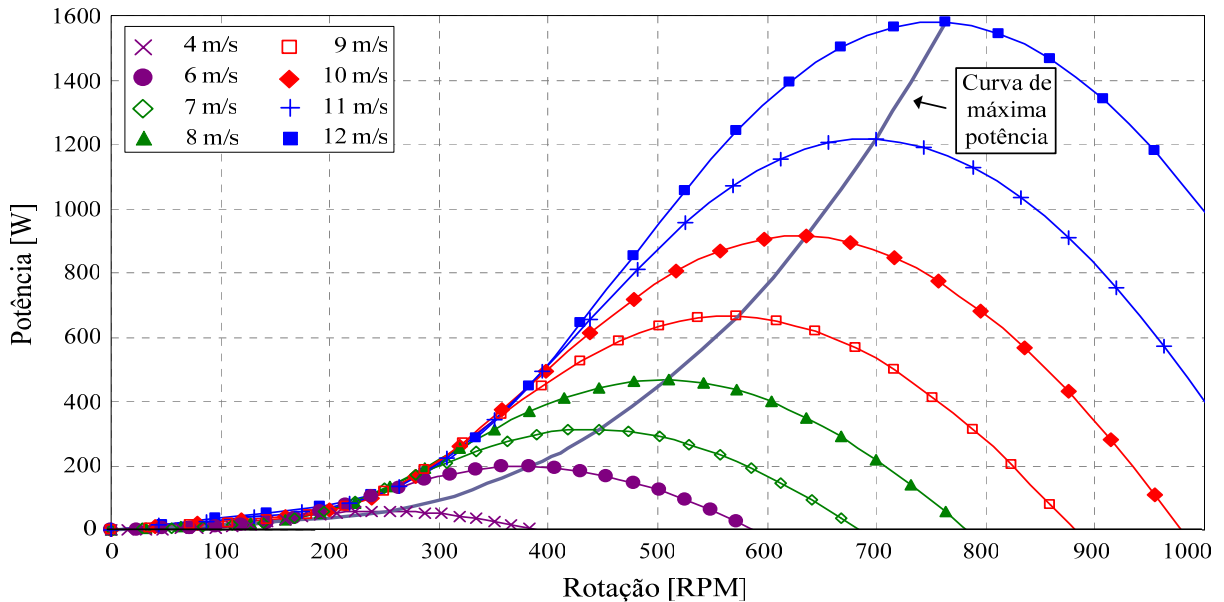


Figura 3.14 – Curva de potência versus rotação da turbina eólica do Apêndice D.

Usando a faixa de rotação de 550 a 650 RPM tem-se uma variação de 630 W para 910 W, aproximadamente, com uma variação de 100 RPM. Esta variação de 100 RPM na turbina se reflete em ± 5 Hz da frequência nominal de um gerador de 60 Hz, se este tiver quatro pólos. Para geradores com baixo número de pólos (menor que doze), deve-se utilizar um multiplicador de velocidade entre a turbina e o gerador para o correto acoplamento. No caso desta tese, onde é utilizado um gerador de quatro pólos, o multiplicador de velocidade tem relação 1:3. Ou seja, para 600 RPM na turbina tem-se 1800 RPM no gerador. A curva de potência versus rotação da figura 3.14 é usada para análise e caracterização da operação do gerador com os submodos de operação com tensão constante (Submodo A) e com tensão variável (Submodo B). Como a potência do gerador pode ser excedida dentro de uma margem de segurança, foram utilizadas duas curvas, como mostra a figura 3.15. Nestas curvas, foram usadas as mesmas faixas de rotação, porém com variações de potência diferentes para caracterizar a operação do gerador com os submodos A e B. A seguir é apresentada a caracterização dos submodos, utilizando-se as curvas da figura 3.15 e definindo-as como referência.

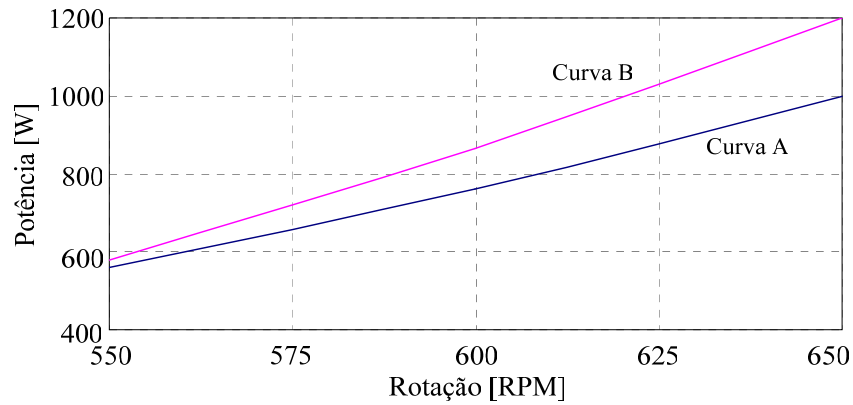


Figura 3.15 – Curvas modificadas de potência versus rotação para caracterização da operação do gerador.

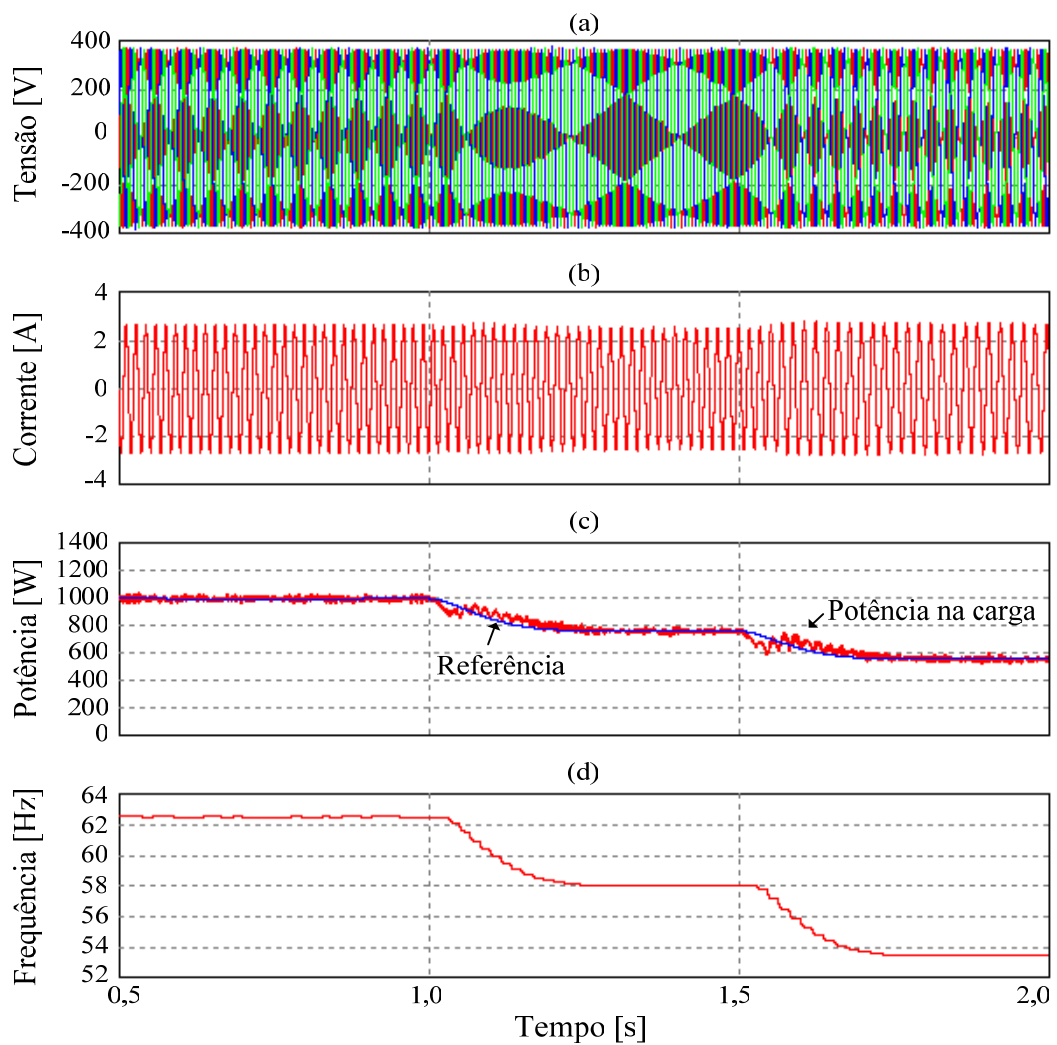


Figura 3.16 – Resultados de simulação para (a) tensão gerada, (b) corrente de estator, (c) potência ativa e de referência e (d) frequência, para tensão constante e Curva A.

a) Submodo A

As figuras 3.16 e 3.17 apresentam resultados típicos da excitação eletrônica do gerador de indução mantendo-se a tensão fixa e variando-se a frequência de acordo com a rotação e com a potência de referência. A figura 3.16 representa os resultados com a curva de maior variação de potência da figura 3.15 (Curva A). Na figura 3.17 é utilizada a Curva B da figura 3.15. A rotação da foi alterada de 650 RPM para 600 PRM em 1 s e, por fim para 550 RPM em 1,5 s, correspondendo a 1950 RPM, 1800 RPM e 1650 RPM, respectivamente, no gerador do Anexo 2. Como é visto nas figuras 3.16 e 3.17, a tensão não se altera durante a variação da rotação. A frequência muda de acordo com a rotação e com a referência de potência.

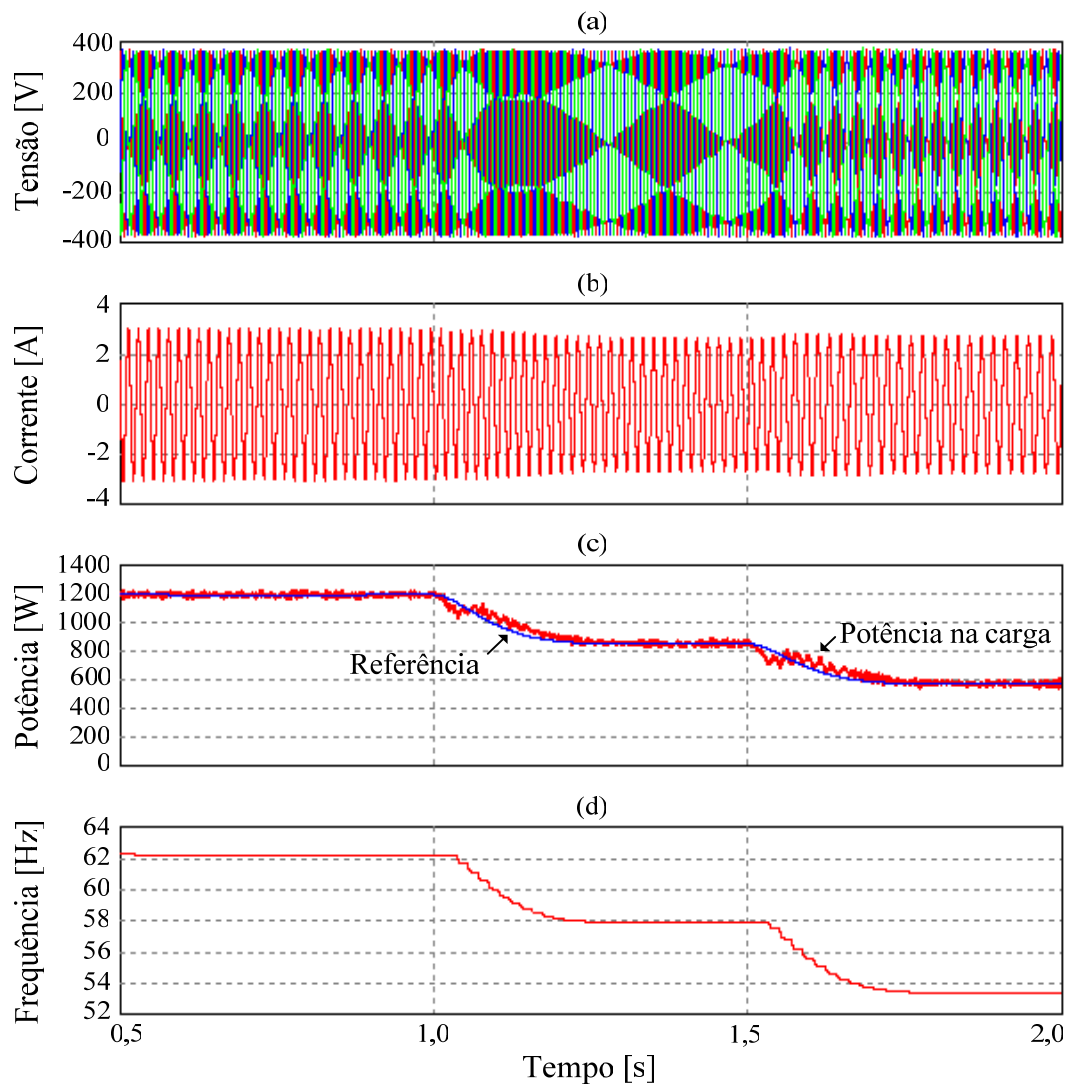


Figura 3.17 – Resultados de simulação para (a) tensão gerada, (b) corrente de estator, (c) potência ativa e de referência e (d) frequência, para tensão constante e Curva B.

A potência ativa mostrada nas figuras 3.16c e 3.17c é a potência fornecida pelo gerador as baterias do baramento cc do conversor. Esta potência é positiva por convenção, por se tratar da potência consumida para carga das baterias a partir do gerador, assim como a potência negativa no gerador indica que o mesmo está fornecendo potência ativa. Pelo fato da frequência variar livremente com a rotação, o rendimento do gerador permanece elevado (Ouzene *et al.*, 1983). O gerador pode operar com a sua tensão nominal de placa, obtendo-se a potência nominal através da potência de referência. Entretanto, a corrente de estator será levemente maior do que a nominal de placa. A tensão de referência sintetizada pelo STATCOM pode ter valor um pouco acima da tensão nominal do gerador. Com isso a corrente de estator se torna menor, reduzindo assim as perdas por efeito Joule.

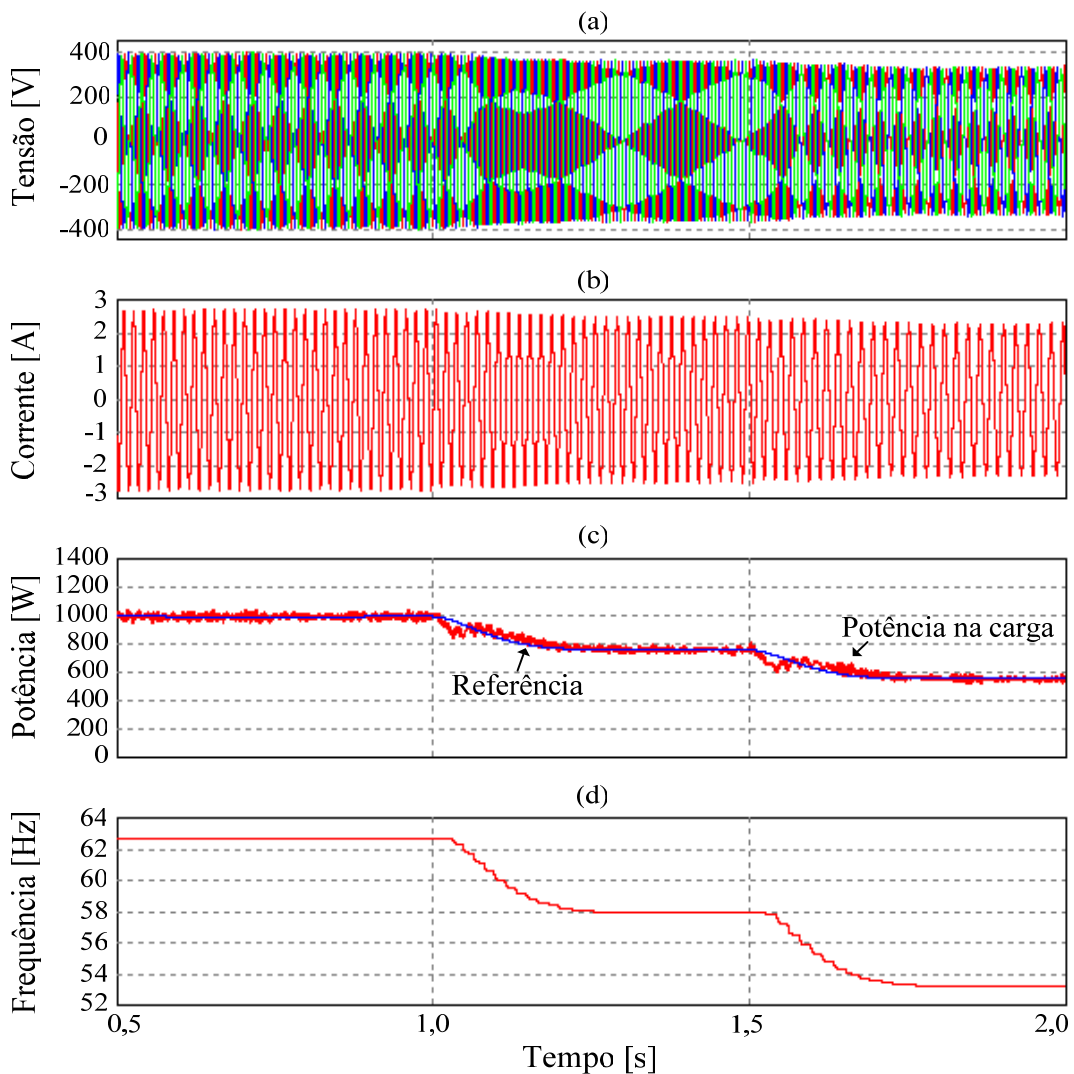


Figura 3.18 – Resultados de simulação para (a) tensão gerada, (b) corrente de estator, (c) potência ativa e de referência e (d) frequência, para v_i/f constante e Curva A.

b) Submodo B

Neste submodo de operação do gerador a relação V/f é mantida quase constante e a variação da tensão gerada fica atrelada à rotação. A relação V/f não é constante devido à operação da máquina de indução como gerador, pois a frequência deve ser levemente alterada para que a potência fornecida à carga siga a referência sob diferentes regimes de rotação.

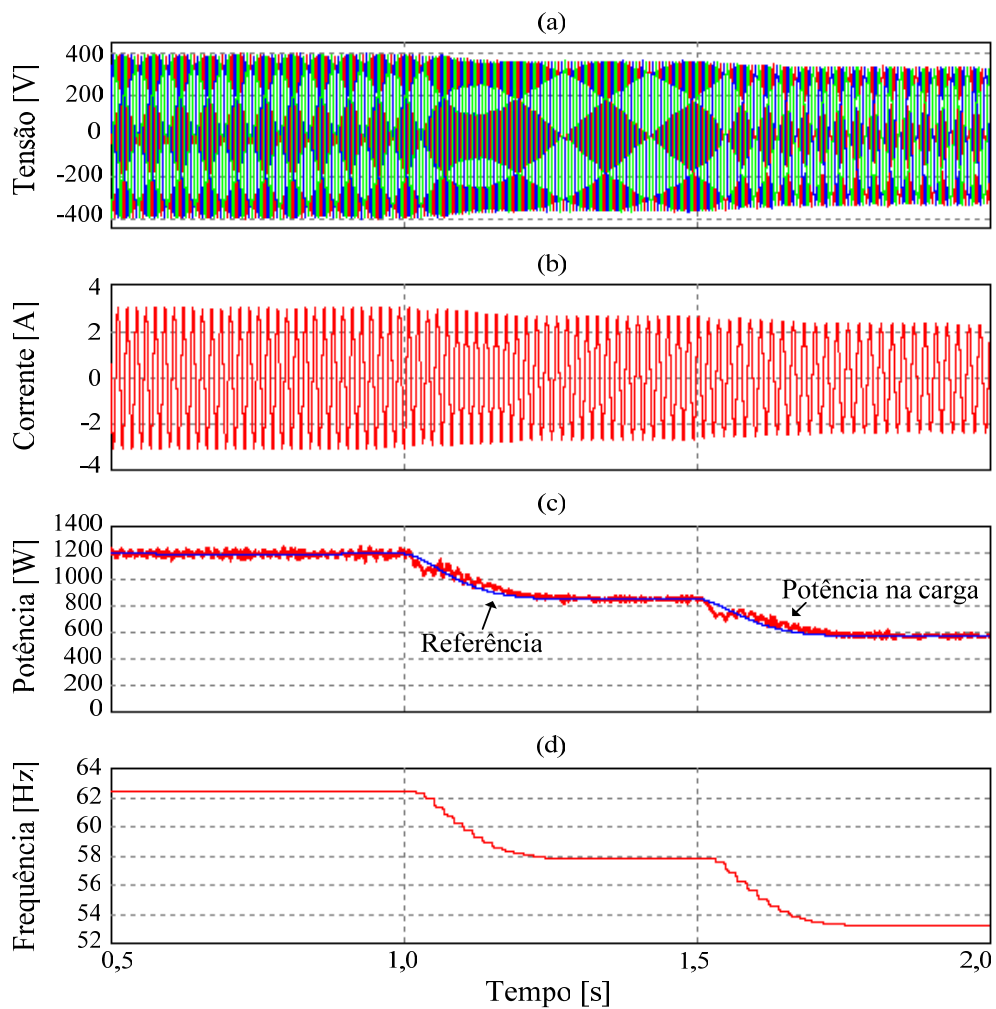


Figura 3.19 – Resultados de simulação para (a) tensão gerada, (b) corrente de estator, (c) potência ativa e de referência e (d) frequência, para v_i/f constante e Curva B.

Através do controle do compensador estático com tensão e frequência variável podem-se obter os resultados típicos mostrados na figura 3.18 e 3.19. Observa-se que, após a redução da rotação, a tensão gerada e a frequência decrescem, seguindo a referência. Como observado, a corrente no estator decresce em comparação com os resultados da figura 3.16 e 3.17, e a

redução é mais acentuada onde a variação da potência de referência é maior. No Submodo B, a tensão gerada segue a tensão de referência, que é atrelada à rotação. No caso da simulação das figuras 3.18 e 3.19, a equação (3.4) fornece a tensão de referência para a correta operação do STATCOM, a partir da rotação nominal do gerador e da rotação atual.

$$V_{\text{ref}} = \frac{\text{RPM}_{\text{GI}} \cdot V_{\text{PO}}}{\text{RPM}_{\text{nom}}} \quad (3.4)$$

onde RPM_{GI} é a rotação atual, RPM_{nom} é a rotação nominal do gerador e V_{PO} é a tensão do ponto de operação escolhido, na rotação nominal.

c) Comparação entre os Submodos A e B

Comparativamente, os dois submodos controlam satisfatoriamente o fluxo de potência ativa do gerador para a carga. O Submodo A mantém a tensão constante sob rotação variável e potência de referência também variável. No entanto, praticamente não há redução da corrente no estator quando a potência decresce. Isto aumenta as perdas por efeito Joule nos enrolamentos, reduzindo assim o rendimento do gerador. Já no Submodo B a corrente de estator é menor à medida que a potência diminui, reduzindo as perdas por efeito. Portanto, operar com o Submodo B, com base na curva de potência versus rotação típica de turbinas eólicas, como é o caso da turbina do Apêndice D, é vantajoso do ponto de vista do gerador.

É importante salientar que turbinas eólicas de velocidade variável normalmente têm potência menor do que a nominal quando a velocidade do vento é menor do que a velocidade nominal. Como consequência da menor velocidade de vento, a rotação também diminui (se a turbina opera no ponto de máxima potência para cada velocidade do vento). Esta característica pode ser visualizada através da curva de potência de turbinas eólicas em geral. Para que o GI opere com rotação variável é necessária também a variação da frequência da tensão gerada, conforme mostram os resultados típicos de simulação com esta característica de operação (figuras 3.16, 3.17, 3.18 e 3.19).

Como comentado no Capítulo 1 em relação ao sistema proposto, a carga permanece conectada ao gerador até que a frequência atinja um valor muito baixo, em torno de 5 Hz abaixo da sua frequência nominal. Portanto, dentro de uma faixa segura, a frequência na carga será variável e isto justifica as duas configurações do circuito de potência.

d) Efeitos da Operação com Tensão e Frequência Variável para a Carga

Do ponto de vista da carga, a escolha do modo de operação do conjunto turbina/gerador depende do tipo de carga e das variações de frequência e tensão a que podem ser submetidas em relação aos seus valores nominais, sem comprometer demasiadamente o seu correto funcionamento.

Basicamente as cargas residenciais mais convencionais são retificadores monofásicos com filtro capacitivo alimentado diretamente da rede ou por transformador (fontes de alimentação de TVs, microondas, computador, etc.), resistências elétricas (chuveiro, forno elétrico, lâmpada incandescente, etc.) e também motores elétricos de indução (ventiladores, ar-condicionado, freezer e geladeira, etc.). No meio rural se costuma utilizar o motor de indução trifásico e/ou monofásico (bombas de água, serras circular, etc.).

Cargas resistivas sofrem redução na sua potência máxima quando alimentadas com tensão reduzida, mas a frequência um pouco acima ou abaixo da nominal não altera o seu funcionamento. Já circuitos retificadores sofrem aumento da ondulação da tensão no barramento cc devido à redução da frequência. Atualmente, muitas das fontes de alimentação são fontes chaveadas. Tais fontes suportam uma grande variação na tensão de entrada. Assim, a variação da frequência é compensada por que há suporte de tensão suficiente no barramento cc para a atuação do circuito de potência e controle mesmo com maior ondulação de tensão.

No caso de motores de indução, a variação da tensão de alimentação com frequência nominal ou a variação da frequência de acionamento com tensão nominal, pode acarretar problemas no seu funcionamento. De acordo com as normas vigentes, o motor de indução deve operar com rendimento perto do nominal mesmo alimentado com tensão 10 % acima ou abaixo da nominal, desde que a frequência permaneça no valor nominal. A frequência pode variar 5 % acima e abaixo do valor nominal, mantendo-se a tensão constante. Se a tensão e a frequência variarem em sentidos contrários, o somatório da variação não deve ser superior a 10 %, (*Basotti, 2002, ABNT, 2003; WEG, 2006*). Já a variação no mesmo sentido, caracteriza o controle V/f constante e, desta forma, o motor mantém o torque nominal praticamente constante e não há problemas na operação do motor. Basicamente, os resultados de se manter constante a tensão e reduzir a frequência em motores de indução são:

- Aumento da corrente de magnetização
- Sobre aquecimento
- Redução no rendimento

- Aumento do torque e corrente de partida

Com frequência muito abaixo do valor nominal, a corrente de magnetização aumenta consideravelmente se for mantida constante a tensão. Na curva de potência da turbina eólica utilizada nesta tese e apresentada no Apêndice D, é definida uma variação de rotação de 650 RPM para 550 RPM, onde a frequência varia em ± 5 Hz a partir de 60 Hz, com o gerador alimentando diretamente a carga. Ou seja, frequência permanece praticamente 8,4 % acima e abaixo de 60 Hz. A tensão também sofre uma variação de 8,4 % acima e abaixo da nominal. No capítulo subsequente é explicado por que esta variação de frequência e de tensão é utilizada.

Os resultados de se manter a relação V/f constante no motor de indução para valores abaixo da frequência nominal são:

- Torque nominal permanece constante
- Leve aumento no torque de partida
- Redução na potência nominal
- Leve aumento no rendimento
- Redução na corrente de magnetização

Percebe-se que manter V/f constante, ou quase constante, como é o caso do Submodo B, é o mais adequado para garantir o correto funcionamento de motores de indução. Como a tensão varia 8,4 % acima e abaixo da tensão nominal do gerador, a tensão na carga fica dentro dos limites estabelecidos na norma (*ANEEL, 2010; ANEEL, 2013*), com limites acima e abaixo da tensão crítica.

Deve-se salientar que a tensão gerada a 60 Hz (V_{PO}) foi definida nesta tese em 205 V com base na máquina disponível em laboratório e por questões técnicas, as quais são abordadas no capítulo subsequente.

3.2.3 Gerador de Indução Excitado por Conversor Estático Alimentando Cargas Não-Lineares e Desbalanceadas

Muitas cargas em residências urbanas e rurais têm características não-lineares. Então, estas características podem estar presentes em plantas de geração baseadas no GI. Tais cargas podem ser representadas por chuveiros eletrônicos, retificadores monofásicos de aparelhos eletrônicos, motores universais, saturação de transformadores ou até mesmo retificadores

trifásicos associados a inversor para acionamento de pequenos motores de indução. Por isso, estas cargas não-lineares devem ser incluídas para demonstrar seus efeitos no gerador de indução associado ao compensador estático. Para análise foi utilizado o circuito da figura 3.17 com o Submodo B, com a carga não-linear e desbalanceada conectada nos terminais gerador. Inicialmente foi utilizada uma carga desbalanceada com as seguintes características: fase a - $150 + j207 \Omega$, fase b - $500 + j94 \Omega$ e fase c - 200Ω , para 60 Hz. Foram utilizadas duas rotações diferentes (1800 RPM até 1,1 s e 1650 RPM a partir de 1,1 s), assim como duas potências de referência diferentes, ambas baseadas na curva de potência da turbina eólica do Apêndice D. O resultado da conexão desta carga pode ser visto na figura 3.20.

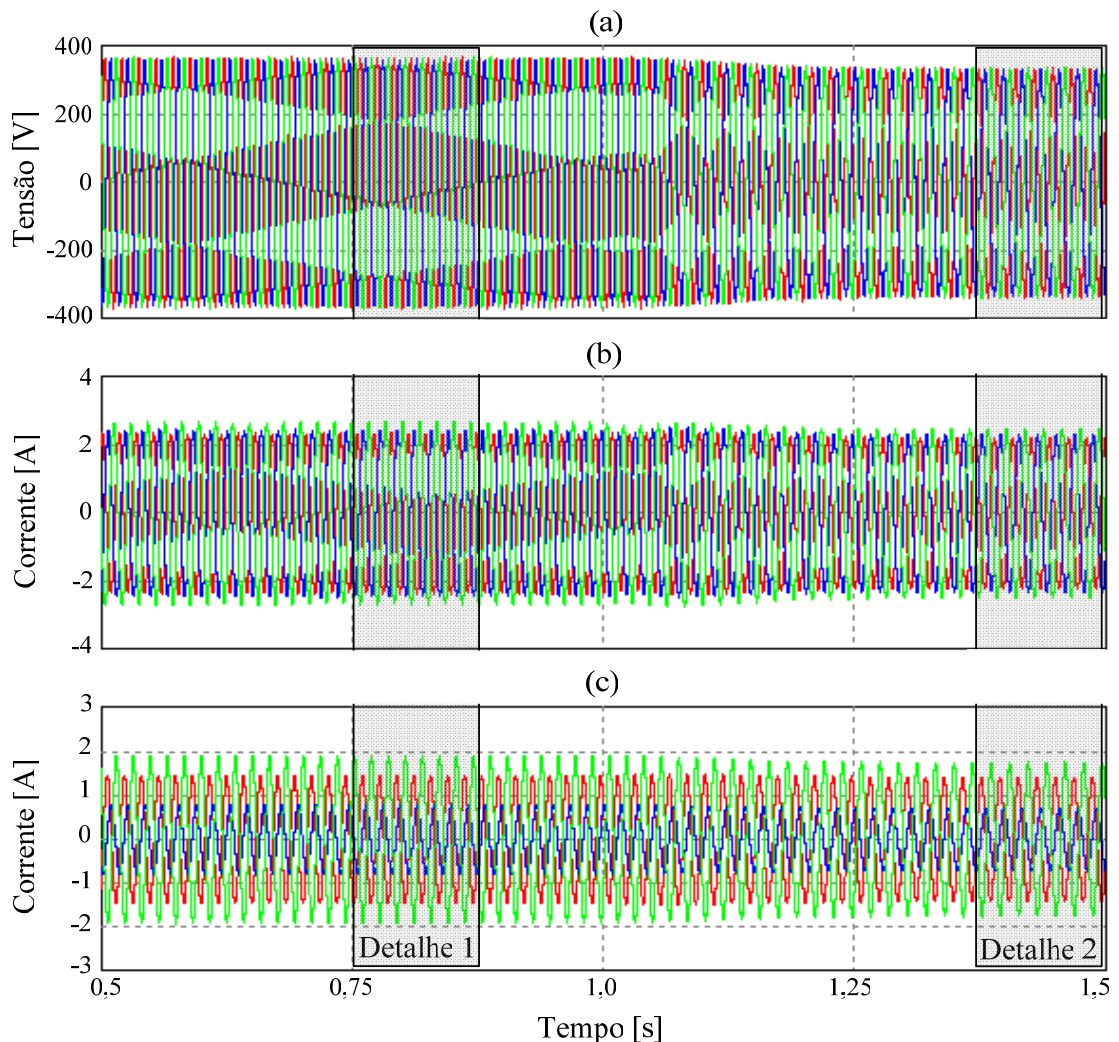


Figura 3.20 – Resultados de simulação para (a) tensão gerada, (b) corrente de estator e (c) corrente na carga, para carga desbalanceada.

Como esperado, a carga balanceada provoca desbalanço nas suas correntes, em cada fase (figuras 3.20c e 3.21c). Como consequência, a corrente de estator e de magnetização também serão desbalanceadas (figuras 3.20b e 3.21b). Isto não é desejável, pois provoca sobre aquecimento no circuito magnético e diminui o rendimento do gerador. Na figura 3.21 são mostrados os detalhes 1 e 2 selecionados na figura 3.20, para melhor visualização.

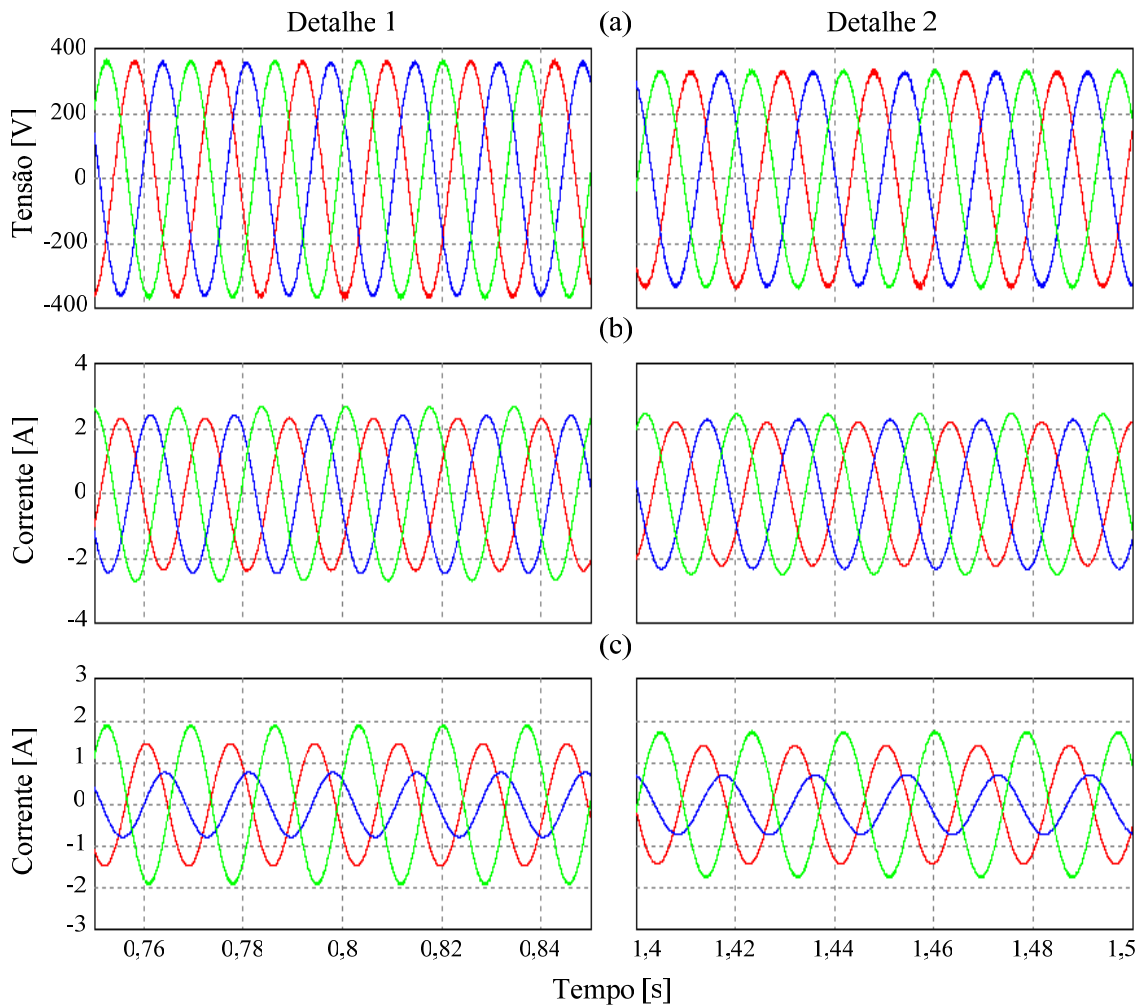


Figura 3.21 – Detalhes da figura 3.20 para (a) tensão gerada, (b) corrente de estator e (c) corrente na carga, para carga desbalanceada.

No resultado apresentado na figura 3.22 foi usada uma carga não-linear conectada na fase a e composta por uma chave bidirecional controlada em série com uma resistência elétrica de 200Ω , para variação da potência na resistência. Tal carga é não-linear e afeta a corrente do estator do gerador. Além disso, uma corrente de magnetização distorcida provoca distorção também na tensão gerada, como é observado na figura 3.22a e 3.23a.

Na figura 3.22 observa-se o mesmo efeito visto na figura 3.20 em relação à corrente do estator. Devido ao desbalanço e distorção da corrente da carga, quase não há redução na corrente do estator. Assim, mesmo que a potência de referência seja reduzida devido à redução da rotação, a corrente de estator permanece quase constante.

Como na simulação da figura 3.20, o desbalanço da carga aliado a sua não-linearidade provoca aumento de corrente do estator e pode aumentar das perdas no gerador.

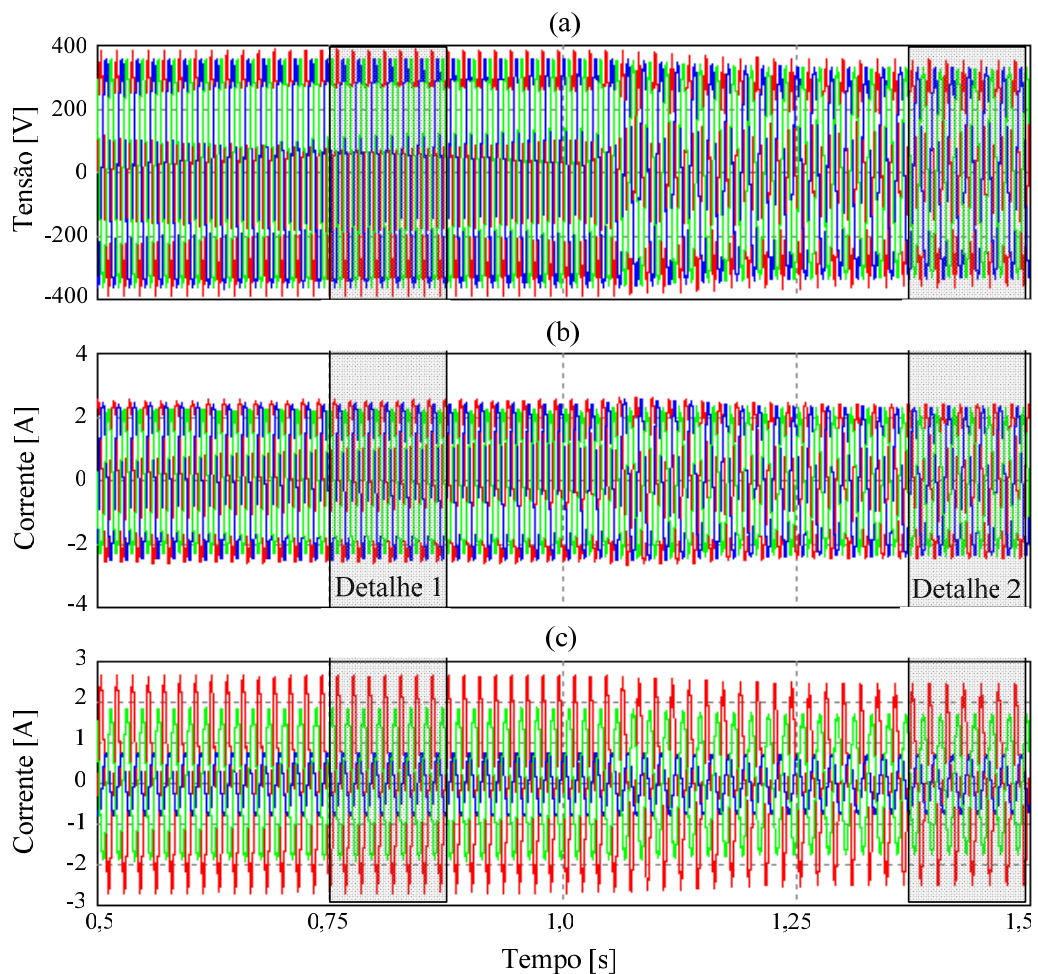


Figura 3.22 – Resultados de simulação para (a) tensão gerada, (b) corrente de estator e (c) corrente na carga, para carga desbalanceada e não-linear na fase a.

Na figura 3.23 são mostrados os detalhes 1 e 2 selecionados na figura 3.22, para melhor visualização. Percebe-se através desta figura que a carga não-linear além de impor uma corrente de magnetização distorcida, tem influência também na forma de onda da tensão gerada, o qual apresentará também distorção.

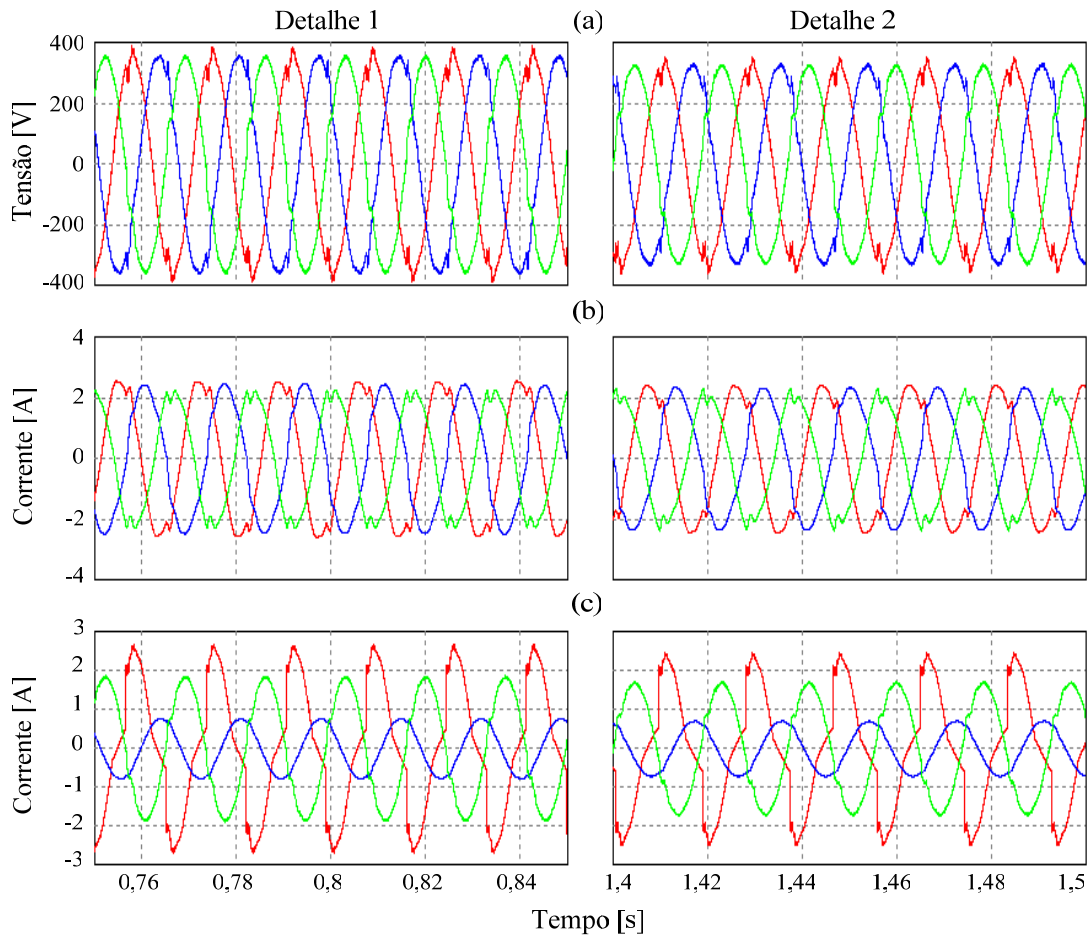


Figura 3.23 – Detalhes da figura 3.22 para (a) tensão gerada, (b) corrente de estator e (c) corrente na carga, para carga desbalanceada e não-linear na fase a.

Na figura 3.24 foram usadas cargas não-lineares nas três fases com pouco desbalanço. As cargas não compostas por resistências conectadas nos terminais do gerador e em paralelo com retificadores monofásicos com filtro capacitivo no barramento cc. Os resultados de simulação são apresentados nas figuras 3.24. Na figura 3.25 são mostrados os detalhes selecionados na figura 3.24. Assim como nas figuras 3.20 a 3.23, a corrente distorcida drenada pelos retificadores monofásicos, nas figuras 3.24 e 3.25, afeta a corrente de estator e também a tensão gerada.

A tensão e a corrente de magnetização distorcida podem afetar cargas sensíveis, além de gerar oscilações mecânicas na turbina, ruído acústico e eletromagnético. Ainda, podem causar flutuações no torque do gerador e, por consequência, flutuações na máquina primária, levando à fadiga mecânica nos enrolamentos e mancais do gerador, nos mancais da máquina

primária e ainda estrutural como, por exemplo, na torre e nas pás de aerogeradores (*Grantham et al., 1989*).

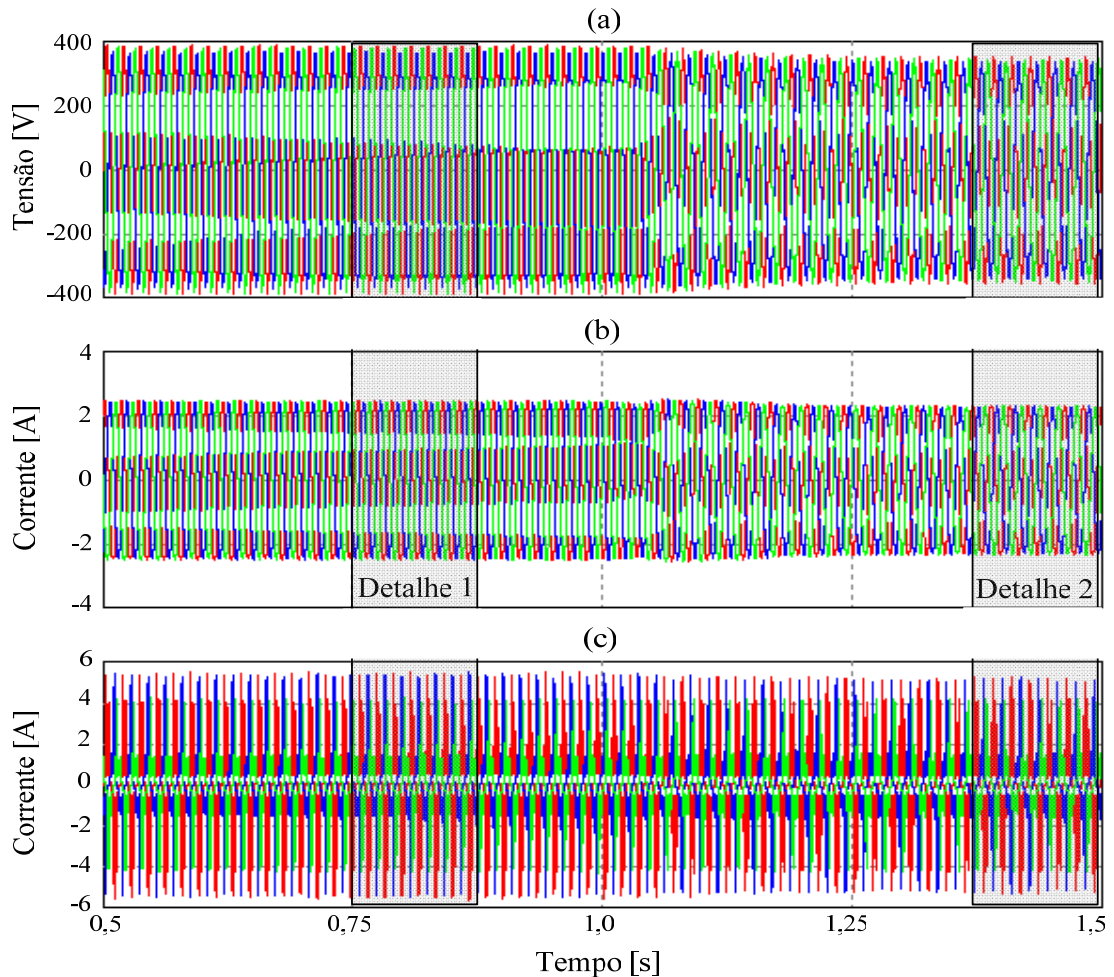


Figura 3.24 – Resultados de simulação para (a) tensão gerada, (b) corrente de estator e (c) corrente na carga, para carga balanceada e não-linear nas três fases.

Na figura 3.26 é mostrada também a corrente de saída do compensador estático, corrente esta que deve ser senoidal para a correta excitação do gerador. Como visto, a distorção da corrente de carga afeta a corrente do STATCOM.

Percebe-se que cargas não-lineares e desbalanceadas conectadas ao GI, associado ao compensador estático, degradam a operação do STATCOM, a corrente de magnetização e a forma de onda da tensão gerada. Portanto, este problema deve ser considerado em plantas de geração baseadas em gerador de indução excitados eletronicamente através de conversor estático e medidas devem ser tomadas para mitigar estes problemas.

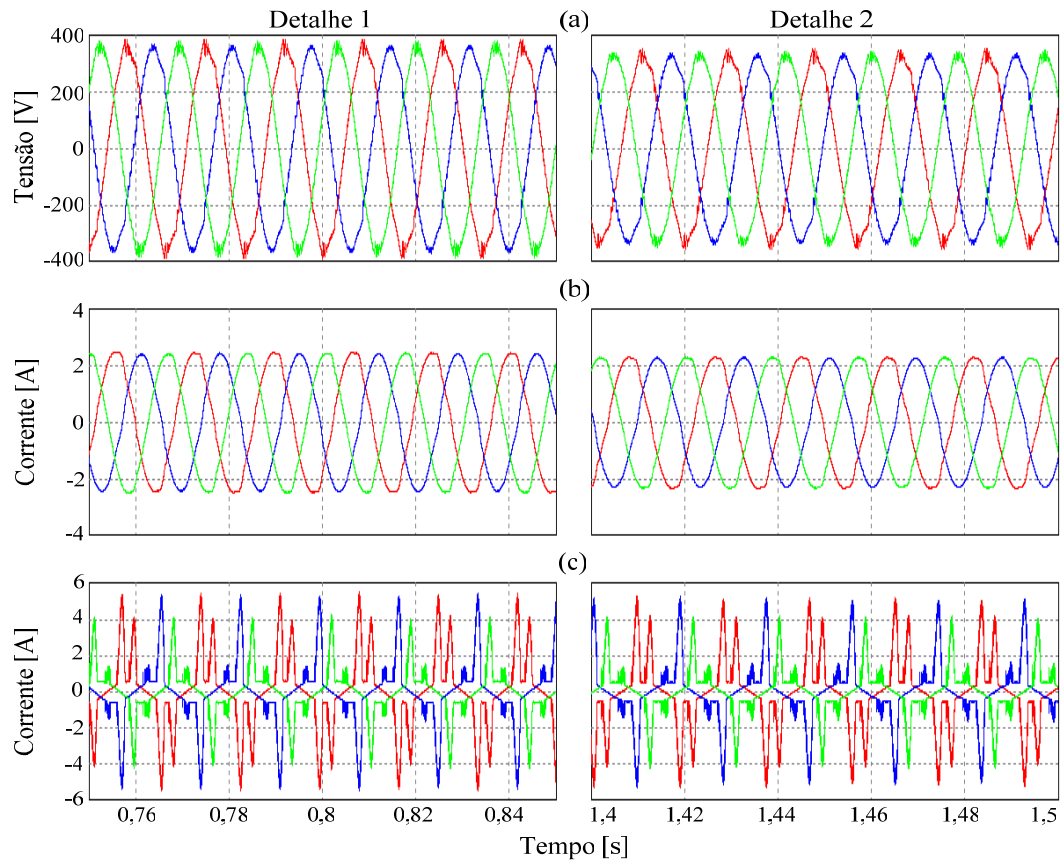


Figura 3.25 – Detalhes da figura 3.24 para (a) tensão gerada, (b) corrente de estator e (c) corrente na carga, para carga balanceada e não-linear nas três fases.

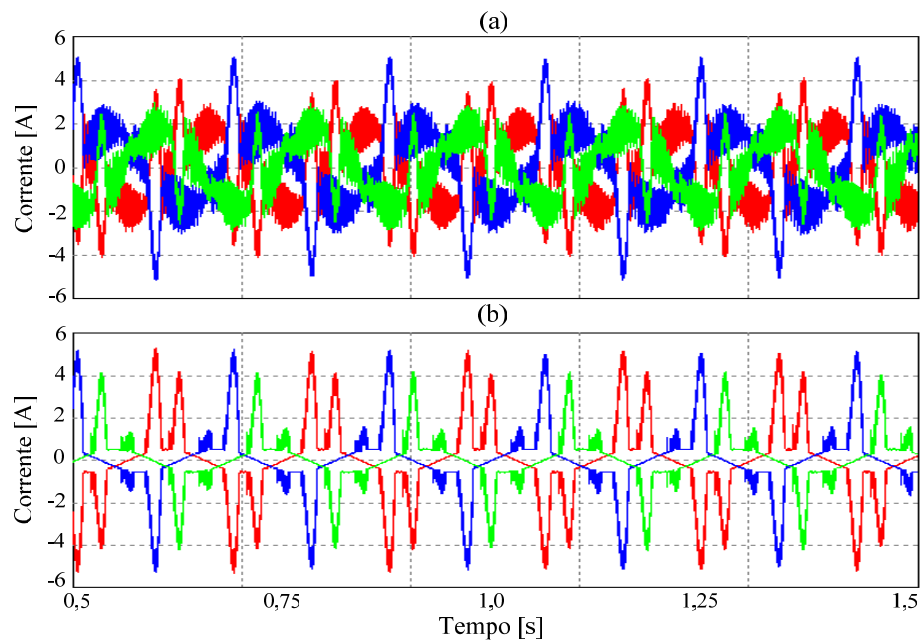


Figura 3.26 – Resultados de simulação para (a) corrente de saída do STATCOM e (b) corrente e estator para carga balanceada e não-linear nas três fases.

3.3 Resumo do Capítulo

Este capítulo discutiu as características de operação da máquina de indução analisando o circuito equivalente por fase, em regime permanente. Tal análise fornece uma equação de torque em função dos parâmetros internos da máquina e das variáveis externas tensão, frequência e rotação. Esta equação descreve a operação da máquina de indução como motor e como gerador somente em regime permanente, desconsiderando o efeito da saturação magnética. Este capítulo também aborda a análise dinâmica do GI através de um modelo dinâmico. Este modelo permite analisar o GI em regime transitório, pois o funcionamento com rotação, carga, frequência e tensão variáveis só pode ser descrito fielmente através esta ferramenta. O modelo dinâmico pode ser implementado em programas de simulação com interface matemática/circuitual, demonstrando as características de operação do GIAE e de dispositivos associados ao GI, como o compensador estático (STATCOM).

A característica de magnetização com saturação da máquina de indução possibilita a sua operação como gerador de forma isolada. A operação isolada requer um meio externo para auto-excitação, e isto é obtido convencionalmente por meio de capacitores com valores adequados conectados no estator. Conforme mostrado neste capítulo, a aplicação do GIAE não é adequada para alimentar cargas com grande variação de potência ativa e reativa ou quando não há controle de rotação da máquina primária. Quando conectado à rede, a própria fornece a potência reativa necessária para o correto funcionamento do gerador, controlando-se a rotação de acordo com a potência de referência preestabelecida.

O GI também pode ser associado ao conversor estático, pois este tem a capacidade de controlar os fluxos de potência reativa e ativa entre gerador, carga e barramento cc. Ainda, pode manter a tensão gerada estabilizada em um valor de referência ou controlar a potência ativa também num valor de referência. Conforme observado e discutido no item 3.2, o submodo mais adequado para o STATCOM é através da relação V/f constante, mas com uma pequena variação na frequência, necessária para que a potência ativa seja controlada de acordo com a referência.

Como visto nas figuras 3.20 a 3.26, a conexão de cargas não-lineares degrada a forma de onda da tensão gerada e da corrente de estator, afetando a sua operação e causando efeitos indesejáveis no gerador, STATCOM e na carga. Portanto, é de extrema valia a utilização de dispositivos eletrônicos com a capacidade de compensar cargas não-lineares e também desbalanceadas. Para este caso pode-se aplicar um filtro ativo trifásico do tipo “shunt” (em paralelo com a carga), levando-se em conta a viabilidade técnica e econômica.

CAPÍTULO 4

PLANTA DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA PROPOSTA

Este capítulo apresenta o sistema de conversão de energia eólica proposto, baseado no gerador de indução, em turbinas eólicas de velocidade variável e em dois conversores estáticos. É apresentado e discutido o circuito de potência e suas características funcionais relacionadas à planta de geração e às características dinâmicas das turbinas eólicas. São mostrados e discutidos os modos de operação para o circuito de potência e como cada modo de operação atua em conjunto com a turbina eólica e com a carga. É também apresentado o controle adotado para cada conversor, controle este atrelado aos modos de operação. Este trabalho explora as características das turbinas eólicas de velocidade variável extraindo a máxima potência para cada regime de vento. Em virtude disto, é adicionado ao controle de excitação do gerador um controlador para rastrear constantemente o ponto de máxima potência da turbina (MPPT). Este controle é atrelado à rotação da turbina e à velocidade do vento. Os dois conversores utilizados desempenham tarefas diferentes. Um atua como compensador estático (STATCOM) e o outro como filtro ativo do tipo “shunt” (SAF) e ainda como inversor, de maneira complementar. Em conjunto com o circuito de potência é empregado um banco de baterias conectado ao barramento cc. O circuito apresentado e discutido neste capítulo baseia-se nos dados da turbina do Apêndice D e do gerador de indução do Anexo 2.

4.1 Descrição da Planta de Geração Proposta

A operação isolada do GI possibilita uma maior flexibilidade em relação às plantas de geração conectadas à rede elétrica. A configuração aqui proposta explora as características funcionais das turbinas eólicas de velocidade variável, trabalhando com a tensão gerada com

amplitude e frequência variáveis, ambos dentro de uma faixa segura para as cargas convencionais comumente encontradas em residências urbanas e também rurais. Com esta característica pode-se operar a máquina primária com velocidade variável, maximizando a produção de energia. A figura 4.1 mostra o circuito de potência da planta de geração proposta, associada à turbina eólica, ao gerador e à carga. Nesta figura também podem ser visualizadas todas as variáveis utilizadas no controle dos conversores, como rotação, tensão e corrente.

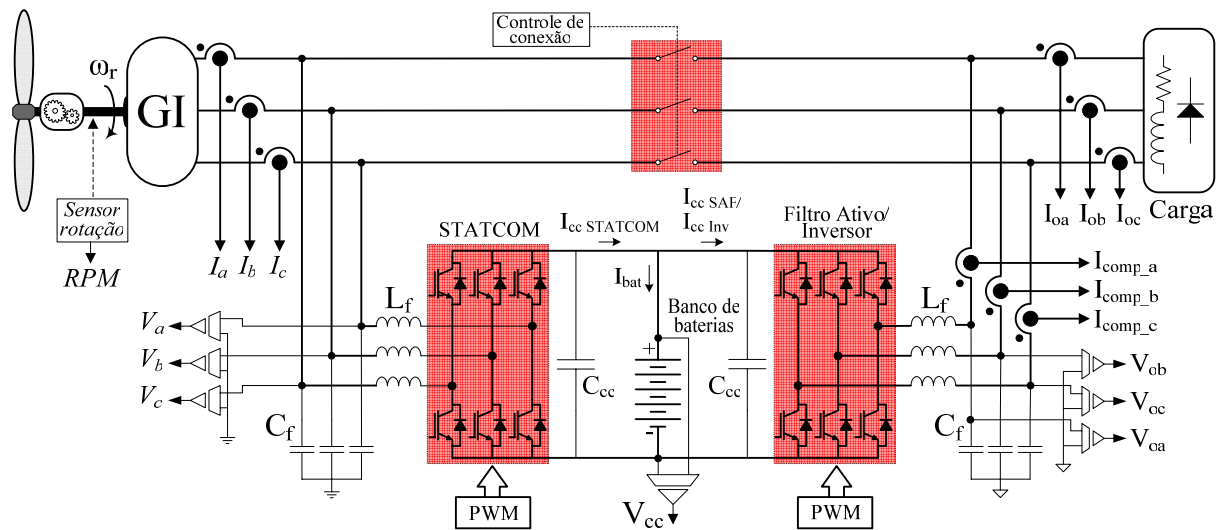


Figura 4.1 – Esquema completo da planta de geração proposta.

Os dois conversores apresentados no esquema da figura 4.1 são trifásicos e totalmente controlados, empregando chaves IGBT. O conversor conectado ao gerador executa a tarefa de compensador estático controlando a excitação do GI, a amplitude da tensão gerada, a frequência e o nível de carga e descarga do banco de baterias. O conversor conectado à carga opera como inversor, alimentando a carga a partir do barramento cc, mas também opera como filtro ativo, compensando possíveis cargas desbalanceadas e não-lineares. A operação nos dois modos de operação deste conversor se dá de maneira complementar. A chave auxiliar no barramento ca entre o gerador e a carga tem a função de abrir esta conexão quando o conversor da carga está no modo inversor. O gerador e a carga permanecem conectados dentro de uma faixa segura de tensão e frequência para a carga. O banco de baterias no barramento cc pode armazenar energia nos excedentes de geração, possibilita a alimentação da carga na ausência de vento e melhora a estabilização da tensão cc, tensão gerada e da velocidade do conjunto turbina/gerador (Jayaramaiah et al., 2006; Perumal et al., 2006).

O diferencial do esquema mostrado na figura 4.1 em relação às plantas eólicas convencionais é que a carga permanece conectada ao gerador mesmo com tensão e frequência variáveis. Outro diferencial é a presença de um conversor atuando de duas formas distintas, uma como inversor e outra como filtro ativo. A figura 4.2 mostra a curva de máxima potência da turbina mostrada no Apêndice D em relação à rotação para $\beta = 0^\circ$.

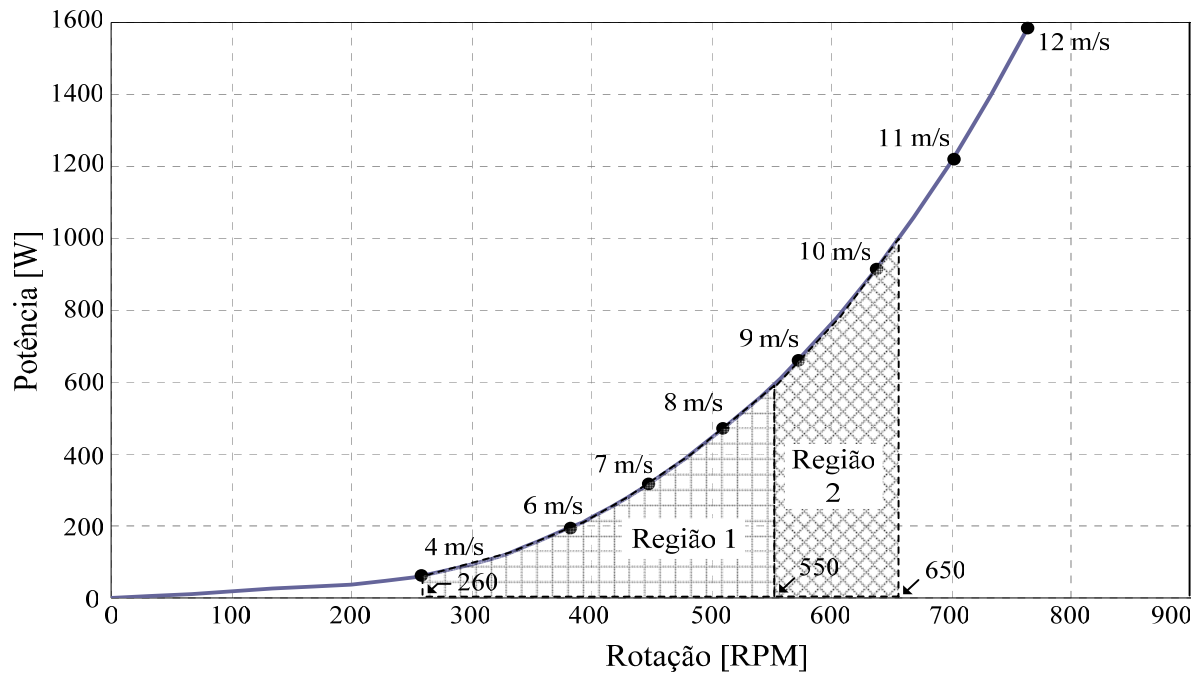


Figura 4.2 – Curva de máxima potência da turbina em relação à rotação para $\beta = 0^\circ$.

São definidas duas regiões na curva de máxima potência da figura 4.2, dentre as quais o circuito de potência da figura 4.1 pode atuar. Com velocidade de vento abaixo de 4 m/s (aproximadamente 260 RPM na turbina) a geração é interrompida. De 4 m/s até 8,5 m/s aproximadamente (260 a 550 RPM), é definida como Região 1 de trabalho. De 8,5 m/s até 10,3 m/s aproximadamente (550 a 650 RPM), o sistema opera na Região 2. Acima de 10,3 m/s é ativado o freio aerodinâmico da turbina através do controle de ângulo das pás. Neste caso a potência é limitada à potência do gerador e a rotação permanece em 650 RPM na turbina. Para velocidades de vento elevadas (da ordem de 20 m/s) o sistema de conversão deve ser desligado. Na figura 4.3a e 4.3b são mostradas as curvas de potência para $\beta = 1,2^\circ$ e para $\beta = 2^\circ$, respectivamente. Esta figura mostra como a atuação na aerodinâmica da turbina, através do controle do ângulo das pás, atua para limitar a potência e a rotação.

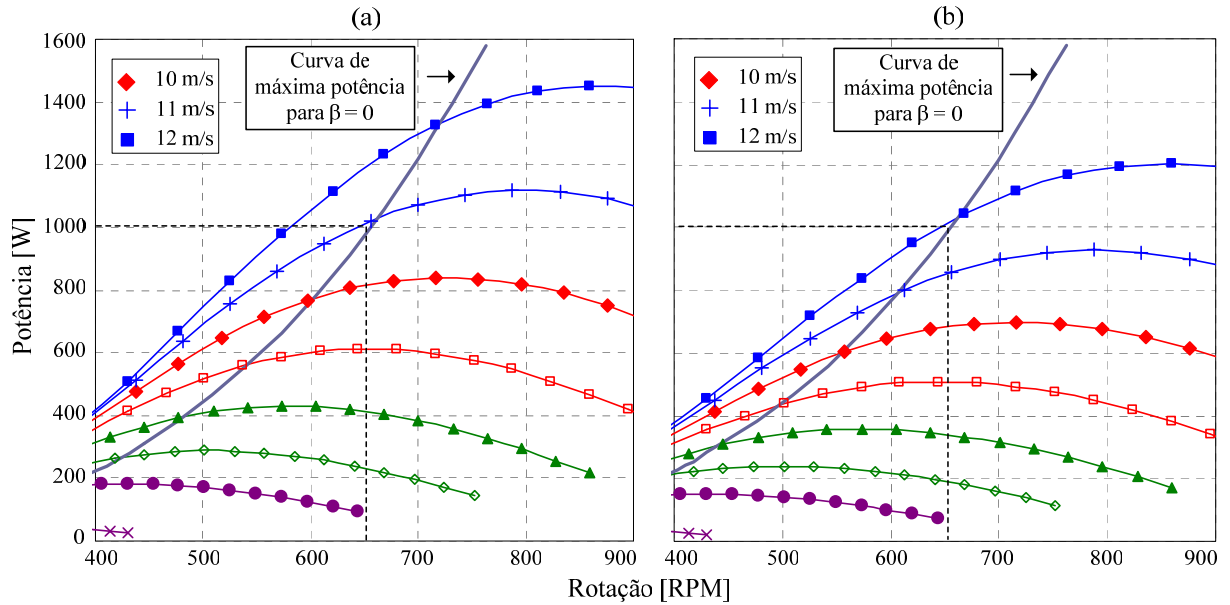


Figura 4.3 – Curvas de potência da turbina do Apêndice D em relação à rotação para (a) $\beta = 1,2^\circ$ e (b) $\beta = 2^\circ$.

Na figura 4.3a, a potência e rotação máxima (1000 W e 650 RPM) são atingidas com velocidade do vento de 11 m/s. Já na figura 4.3b, esta condição é obtida com velocidade do vento de 12 m/s. O controle de ângulo das pás é efetuado através da leitura da rotação do gerador e comparação com a rotação máxima de referência. Esta técnica garante estabilidade ao controle de rotação da turbina para velocidades acima da nominal (*Zhang et al.*, 2008; *Ali et al.*, 2010). A figura 4.4 mostra o diagrama de blocos do controle de ângulo das pás.

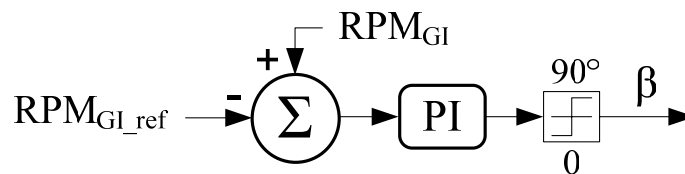


Figura 4.4 – Diagrama do controle de ângulo das pás da turbina eólica.

As duas regiões de trabalho da figura 4.2 definem as duas configurações distintas para o circuito de potência da figura 4.1. A Região 1 de trabalho define a Configuração 1 do circuito de potência, e a Região 2 define a Configuração 2. A seguir são apresentadas as duas configurações e as características funcionais de cada uma.

4.1.1 Configuração 1

Na Região 1 da curva da figura 4.2 a turbina dispõe de 600 W sob a rotação máxima de 550 RPM, correspondendo à rotação de 1650 RPM no gerador. Como consequência, em toda esta região a frequência é menor que 55 Hz e a tensão gerada menor que o limite mínimo. Isto ocorre por que a tensão e frequência são variáveis no gerador, de acordo com a sua rotação. Desta forma a carga não pode ser alimentada diretamente pelo gerador e o circuito de potência da figura 4.1 constitui-se num conversor série (conversor back-to-back). Nesta configuração o conversor do lado do gerador trabalha como compensador estático, excitando o gerador e controlando o fluxo de potência ativa para o barramento cc. O conversor do lado da carga opera como inversor, alimentando a carga por meio do barramento cc. Nesta configuração a potência máxima do conjunto turbina/gerador/STATCOM é de 600 W e do inversor 1 kW. A figura 4.5 mostra a Configuração 1.

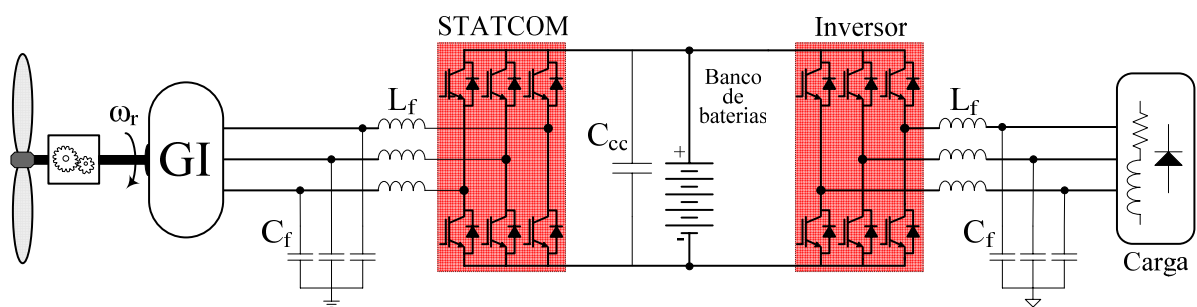


Figura 4.5 – Configuração 1: Conversor série.

Nesta configuração o STATCOM controla a potência que é transferida da turbina para o barramento cc. Além disso, através do MPPT inserido ao controle de excitação, a turbina trabalha com coeficiente de potência máximo ($C_{Pm\acute{a}x}$). A tensão e a frequência variam livremente com a rotação. O controle do inversor é designado para que a tensão e a frequência sejam fixas na carga. A frequência permanece em 55 Hz e a tensão deve permanecer acima da tensão crítica definida em norma (ANEEL, 2013), no caso, 189 V. Nos itens subsequentes são mostrados os valores de tensão de referência utilizados para o controle do STATCOM e do inversor.

4.1.2 Configuração 2

Na Região 2 da curva da figura 4.2 a potência na turbina varia de 600 W sob rotação mínima de 550 RPM, para 1 kW sob rotação máxima de 650 RPM. Esta variação de rotação no gerador corresponde aos limites inferior e superior de 1650 RPM e 1950 RPM. A frequência nesta região poderá variar de 55 Hz até 65 Hz, atrelada à rotação. A tensão gerada também varia neste caso, desde o valor mínimo até o máximo (para 60 Hz foi definido 330 V, de pico). Os valores de referência são descritos dentro do controle de cada conversor nos itens subsequentes. Nesta região, é permitida a conexão direta da carga com o gerador e o circuito de potência passa a configurar-se como na figura 4.6. Nesta configuração o conversor do lado do gerador continua trabalhando como compensador estático e usando o mesmo modo de controle. Já o conversor do lado da carga auxilia o STATCOM na carga das baterias e também é utilizado como filtro ativo para compensação de possíveis cargas desbalanceadas ou não-lineares. Com isso, é adicionada outra característica funcional ao conversor do lado da carga sem qualquer dispositivo adicional. A figura 4.6 mostra a Configuração 2.

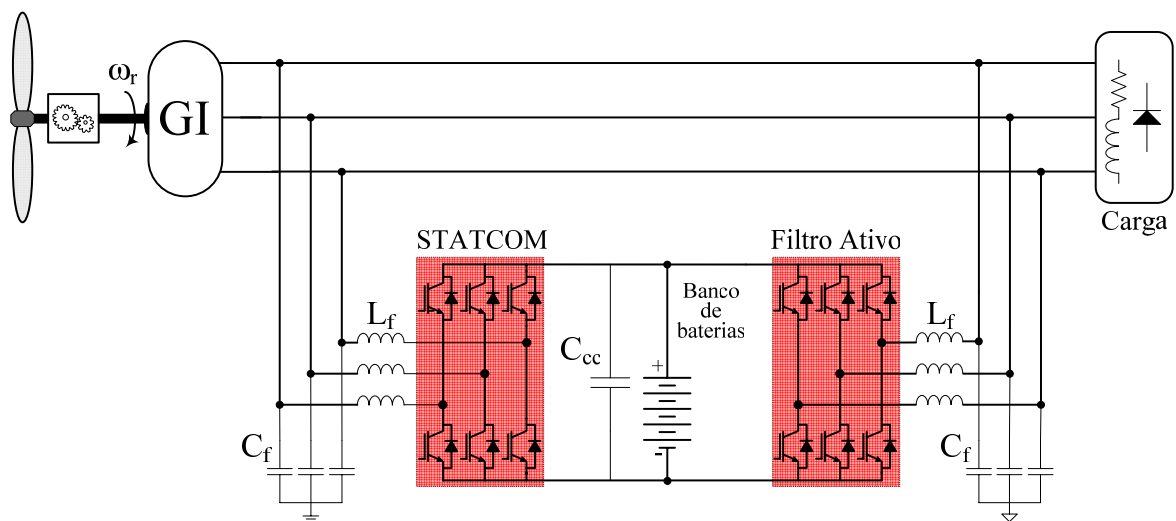


Figura 4.6 – Configuração 2: Conexão direta gerador/carga.

Nesta configuração o modo de controle da planta é alterado para que o conversor do lado da carga trabalhe como filtro ativo sem alterações no circuito de potência. Entretanto, é necessário monitorar as correntes de saída do conversor e da carga, como mostra a figura 4.1.

4.2 Compensador Estático – STATCOM

O compensador estático (STATCOM) é um conversor trifásico utilizando chaves totalmente controladas e operando com modulação por largura de pulso senoidal (SPWM), conforme mostra a figura 4.1. Este conversor é comumente conhecido na literatura como Voltage Source Inverter (VSI) e, nesta configuração, ele é capaz de sintetizar uma tensão senoidal com reduzido conteúdo harmônico (*Rashid, 1993; Mohan et al., 1995*). Através do controle adequado da tensão sintetizada pelo STATCOM, pode-se ter o controle do fluxo das potências ativa e reativa entre o gerador e o conversor (*Kuperman et al., 2004*). O STATCOM, quando associado ao GI e controlado adequadamente, pode controlar satisfatoriamente a tensão gerada. Ainda, pode regular a frequência pelo ajuste da velocidade da máquina primária, controlando-se o fluxo da potência ativa (*Kumdur, 1993; Jenkins et al., 2000*). No caso da turbina eólica, o controle da rotação é atrelado ao MPPT. Através das curvas de torque do GI pode ser mostrado como o STATCOM deve atuar sobre o gerador. A figura 4.7 mostra as curvas de torque da máquina de indução do Anexo 2, para a região de operação como gerador e para diferentes frequências.

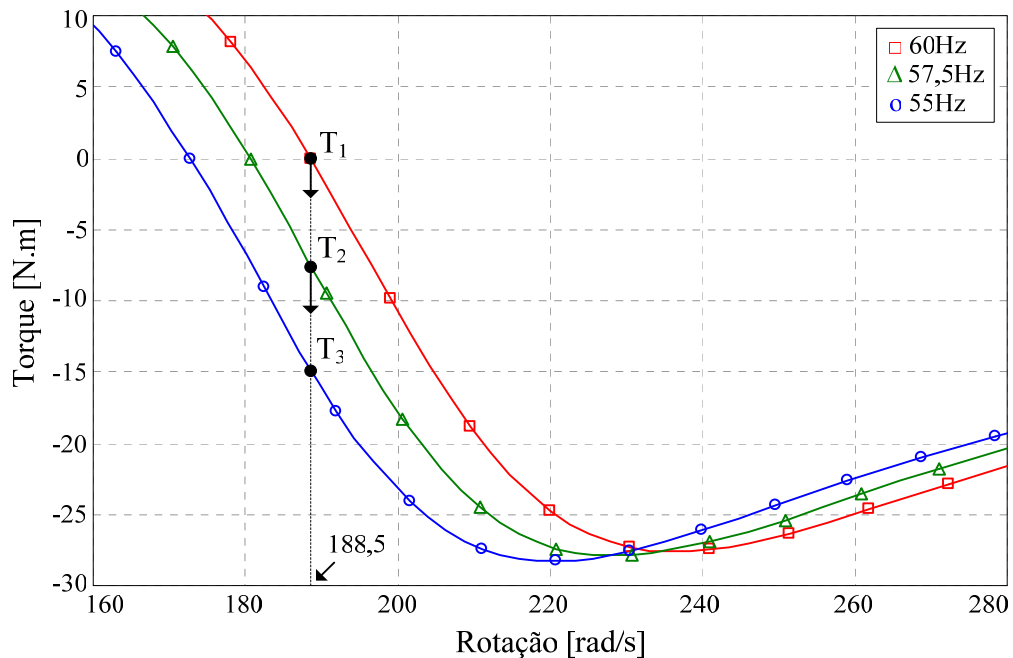


Figura 4.7 – Curvas de torque da máquina de indução do Anexo 2 em relação à rotação, para a região de operação como gerador e frequências de 55 Hz, 57,5 Hz e 60 Hz.

O STATCOM deve sintetizar a tensão de acordo com o ponto de operação escolhido na curva de saturação do gerador. Também, a frequência deve ser variada de acordo com a rotação e com a potência de referência. Como mostrado na figura 4.7, se a rotação do gerador está no valor nominal de 1800 RPM (188,5 rad/s) e a tensão sintetizada pelo STATCOM tem frequência de 60 HZ, o torque desenvolvido será nulo. Assim, define-se o ponto T_1 na figura 4.7. Mantendo-se a rotação constante e reduzindo-se a frequência para 57,5 Hz, o torque aumenta até o ponto T_2 . O torque negativo indica que a máquina de indução está operando como gerador. Se a frequência for reduzida novamente, agora para 55 Hz, o torque aumenta até atingir o ponto T_3 . Assim, definem-se três potências distintas relacionadas a cada torque com rotação constante. Se a rotação for alterada, um novo ponto de torque é definido e a frequência deve variar para se buscar o ponto desejado. Portanto, o controle da potência no gerador está atrelado ao controle da frequência.

4.2.1 Operação do STATCOM

A operação do STATCOM é baseado na rotação do gerador e na potência disponíveis na turbina em função da velocidade do vento. A rotação é obtida através de um sensor de rotação junto ao eixo do gerador e a velocidade do vento é medida através de um anemômetro. A potência máxima disponível na turbina para cada regime de vento é obtida através da relação entre a velocidade de ponta das pás e a velocidade do vento (Tip Speed Ratio – λ), onde se busca operar no ponto ótimo da turbina com λ ótimo (λ_{ot}) e com $C_{Pm\acute{a}x}$. O λ atual é comparado com o λ_{ot} para que o controle busque o valor ótimo. Este método é conhecido como TSR-MPPT e mantém a turbina com $C_{Pm\acute{a}x}$ e garante a máxima extração da energia do vento (*Abdulla et al.*, 2012). Entretanto, a curva de máxima potência da turbina deve ser conhecida, assim como o seu λ_{ot} . A curva de máxima potência deve ser armazenada em uma tabela de leitura, na qual disponibiliza o valor correspondente da atual condição de trabalho da turbina. Assim, o controle do STATCOM atua para buscar a referência de potência previamente armazenada, a partir do cálculo de λ atual, o qual pode ser calculado pela equação (4.1).

$$\lambda_a = \frac{RPM_{turb}}{0,1047 \cdot R_{turb} \cdot V_w} \quad (4.1)$$

onde RPM_{turb} é a rotação da turbina, R_{turb} é o comprimento das pás e V_w é a velocidade do vento. O valor 0,1047 é o fator de conversão da rotação da turbina em RPM para velocidade de ponta das pás em m/s. A rotação da turbina é calculada por (4.2).

$$RPM_{turb} = RPM_{GI} / G_{MV} \quad (4.2)$$

onde RPM_{GI} é a rotação do gerador e G_{MV} é o ganho do multiplicador de velocidade entre a turbina e o gerador.

O resultado de (4.2) é comparado com o λ_{ot} , gerando o erro de potência dado por (4.3).

$$P_{erro} = (\lambda_{ot} - \lambda_a) \cdot K_c \quad (4.3)$$

onde K_c é o ganho proporcional do controlador.

A potência de referência disponível na turbina para o controle do STATCOM é calculada por (4.4).

$$P_{ref} = P_{turb} - P_{erro} \quad (4.4)$$

onde P_{turb} é um valor da curva de máxima potência armazenada referente aos valores atuais da velocidade do vento e rotação da turbina.

Através de (4.5) é calculada a frequência base atrelada à rotação e à frequência nominal do gerador.

$$f_{base} = \frac{RPM_{GI} \cdot f_{nom}}{1800} \quad (4.5)$$

A partir da comparação entre a potência de referência e a potência instantânea fornecida pelo gerador, é calculada a variação necessária em frequência (Δf) para que o controle siga a referência. Δf é calculado por:

$$\Delta f = (P_{\text{ref}} - P_{\text{GI}}) \cdot \left(K_p + \frac{K_i}{S} \right) \quad (4.6)$$

onde P_{GI} é a potência ativa do gerador.

P_{GI} é calculada a partir da tensão e da corrente nas três fases do gerador em coordenadas dq. As transformações de abc para dq0 são mostradas como segue:

$$\begin{bmatrix} V_d^1 \\ V_q^1 \\ V_o \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) & \cos \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \\ \sin \theta & \sin \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) & \sin \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

onde o ângulo θ é nulo para o cálculo de V_d^1 , V_q^1 , I_d e I_q .

$$\begin{bmatrix} I_d \\ I_q \\ I_o \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) & \cos \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \\ \sin \theta & \sin \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) & \sin \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

A potência do gerador é calculada por (4.9).

$$P_{\text{GI}} = \left(V_d^1 \cdot I_d + V_q^1 \cdot I_q \right) \cdot 3/2 \quad (4.9)$$

A frequência de referência da tensão sintetizada pelo STATCOM será dada por:

$$f_{\text{ref}} = f_{\text{base}} - \Delta f \quad (4.10)$$

A tensão de referência para o controle do STATCOM é proporcional à rotação do gerador e ao ponto de operação escolhido na curva de saturação. Assim, a tensão de referência é calculada por:

$$V_{\text{ref}} = \frac{\text{RPM}_{\text{GI}} \cdot V_{\text{PO}}}{1800} \quad (4.11)$$

O controle da tensão gerada e da frequência é realizado em coordenadas dq. Portanto, a frequência de referência da equação (4.10) é utilizada para gerar o ângulo de referência para a mudança de coordenadas de abc para dq0 e de dq0 para abc. Assim, a partir do ângulo de referência e da amplitude da tensão em coordenadas dq (V_{q_ref}), a tensão de referência em coordenadas abc são calculadas usando a transformada de Park. O ângulo de referência é gerado através de um integrador com “reset”, conforme (4.12).

$$\theta_{\text{ref}} = \begin{cases} \frac{f_{\text{ref}}}{t_c} \cdot \frac{1}{S} & , \text{ se } \theta_{\text{ref}} \leq 2\pi \\ 0 & , \text{ se } \theta_{\text{ref}} > 2\pi \end{cases} \quad (4.12)$$

onde t_c é a constante de tempo do integrador.

Assim, o ângulo varia de 0 a 2π , em radianos, de acordo com o inversor da frequência. As tensões em coordenadas dq são dadas por:

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \\ V_o \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} \cos \theta_{\text{ref}} & \cos \left(\theta_{\text{ref}} - \frac{2\pi}{3} \right) & \cos \left(\theta_{\text{ref}} + \frac{2\pi}{3} \right) \\ \sin \theta_{\text{ref}} & \sin \left(\theta_{\text{ref}} - \frac{2\pi}{3} \right) & \sin \left(\theta_{\text{ref}} + \frac{2\pi}{3} \right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

Como θ_{ref} varia de 0 a 2π , a equação (4.13) fornece valores contínuos para V_d e V_q . A tensão V_{q_ref} é a própria tensão V_{ref} . Portanto, as tensões de compensação em coordenadas dq são obtidas por (4.14) e (4.15).

$$V_d^* = (V_{d_ref} - V_d) \cdot \left(K_p + \frac{K_i}{S} \right) \quad (4.14)$$

$$V_q^* = (V_{q_ref} - V_q) \cdot \left(K_p + \frac{K_i}{S} \right) \quad (4.15)$$

A variável V_d é comparada com zero ($V_{d_ref} = 0$) para gerar corretamente as tensões de referência. As variáveis V_a^* , V_b^* e V_c^* são as tensões de referência para o modulador PWM, e são calculadas por (4.16).

$$\begin{bmatrix} V_a^* \\ V_b^* \\ V_c^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta_{ref} & \sin \theta_{ref} & 1 \\ \cos \left(\theta_{ref} - \frac{2\pi}{3} \right) & \sin \left(\theta_{ref} - \frac{2\pi}{3} \right) & 1 \\ \cos \left(\theta_{ref} + \frac{2\pi}{3} \right) & \sin \left(\theta_{ref} + \frac{2\pi}{3} \right) & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_d^* \\ V_q^* \\ V_o \end{bmatrix} \quad (4.16)$$

onde V_o é nulo.

A utilização das variáveis em coordenadas dq tipicamente apresenta resposta dinâmica rápida, pois os controladores atuam em componentes contínuas. A figura 4.8 apresenta o diagrama de blocos com o controle do STATCOM baseado nas equações (4.1) à (4.16).

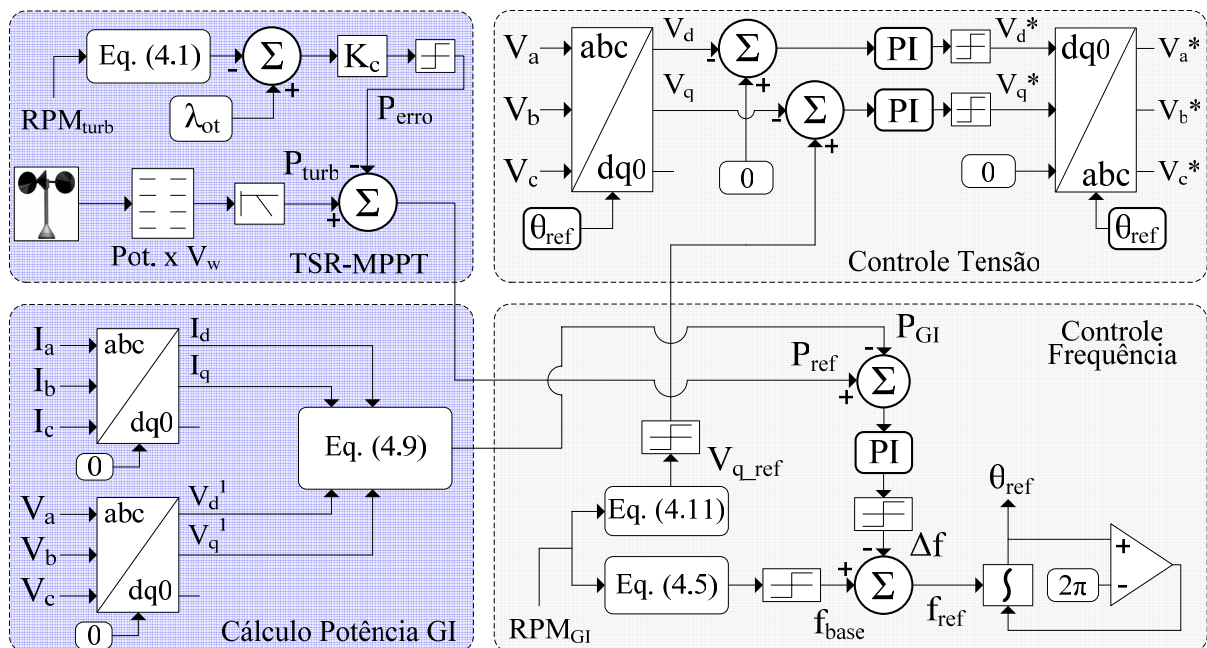


Figura 4.8 – Diagrama de blocos para o controle do STATCOM.

4.3 Inversor

O inversor é baseado no conversor trifásico totalmente controlado e entra em operação quando a frequência cai abaixo do valor mínimo definido em projeto. Assim, juntamente com o STATCOM, constitui o circuito de potência da figura 4.5. A tensão de referência e a frequência de referência são determinados de acordo com as características de operação da planta de geração proposta. Ou seja, mantém-se a carga conectada ao gerador até que a frequência caia abaixo da frequência mínima. Isto implica também na redução da tensão da carga, pois o controle do STATCOM atua para manter V/f quase constante. Assim, a frequência e a tensão são mantidas com valores fixos abaixo do nominal. No capítulo subsequente serão definidos os valores nominais da tensão gerada, sintetizada pelo STATCOM, e da tensão sintetizada pelo inversor. A frequência é mantida em 55 Hz.

A tensão de saída é sintetizada a partir do barramento cc. Portanto, a tensão no barramento cc deve ter um valor mínimo suficiente para que o controle do inversor atenda satisfatoriamente a carga com os valores de referência. Utilizando a SPWM convencional, a dois níveis, a tensão de pico entre fase e neutro é dada por:

$$V_{f_{\text{pico}}} = \frac{1}{2} \cdot M \cdot V_{cc} \quad (4.17)$$

onde M é o índice de modulação e V_{cc} é a tensão do barramento cc.

4.3.1 Operação do Inversor

O inversor é controlado em tensão e este controle é realizado em coordenadas dq. Para tanto, são medidas as tensões de cada fase na carga, cujos valores são comparados com a referência preestabelecida. A frequência do inversor é definida como f_{inv} .

A tensão de compensação em coordenadas dq varia em função da carga. Portanto, M varia de acordo com as tensões de controle e está relacionado com a componente q da tensão medida. A equação 4.18 fornece a tensão em coordenadas dq, a partir da tensão na carga. O ângulo φ é gerado de maneira análoga à equação 4.12, entretanto a frequência de referência é constante.

$$\begin{bmatrix} V_{d_inv} \\ V_{q_inv} \\ V_o \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} \cos \varphi & \cos\left(\varphi - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\varphi + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \text{sen } \varphi & \text{sen}\left(\varphi - \frac{2\pi}{3}\right) & \text{sen}\left(\varphi + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{oa} \\ V_{ob} \\ V_{oc} \end{bmatrix} \quad (4.18)$$

Através de (4.19) e (4.20) são obtidas as tensões de compensação em coordenadas dq.

$$V_{q_inv}^* = (V_{q_ref_inv} - V_q) \cdot \left(K_p + \frac{K_i}{S} \right) \quad (4.19)$$

$$V_{d_inv}^* = (0 - V_d) \cdot \left(K_p + \frac{K_i}{S} \right) \quad (4.20)$$

A equação 4.20 fornece a tensão de referência $V_{q_ref_inv}$ em função da frequência mínima de conexão direta entre carga e gerador, da frequência nominal e do ponto de operação escolhido. A tensão de referência $V_{q_ref_inv}$ é calculada por:

$$V_{q_ref_inv} = \frac{f_{inv} \cdot V_{PO}}{60} \quad (4.21)$$

Por fim, as tensões de compensação $V_{d_inv}^*$ e $V_{q_inv}^*$ são transformadas para coordenadas abc para o controle do modulador PWM através de (4.22).

$$\begin{bmatrix} V_{a_inv}^* \\ V_{b_inv}^* \\ V_{c_inv}^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \varphi & \text{sen } \varphi & 1 \\ \cos\left(\varphi - \frac{2\pi}{3}\right) & \text{sen}\left(\varphi - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\varphi + \frac{2\pi}{3}\right) & \text{sen}\left(\varphi + \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{d_inv}^* \\ V_{q_inv}^* \\ V_o \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

Na figura 4.9 é mostrado o diagrama de blocos com o controle do inversor.

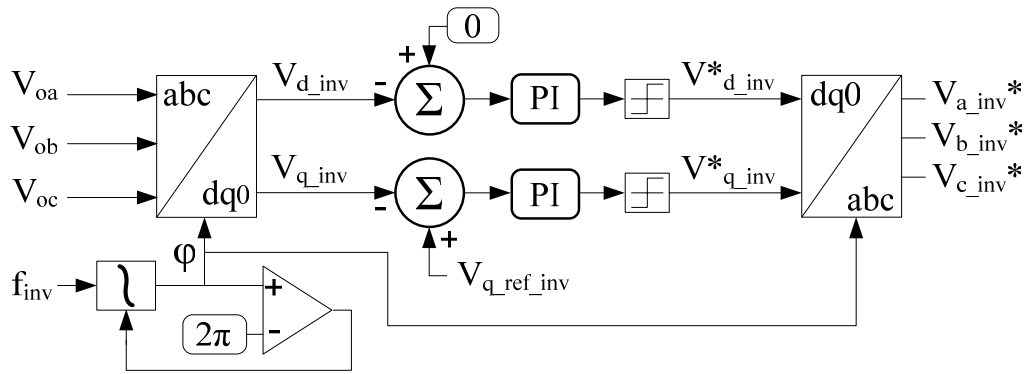


Figura 4.9 – Diagrama de blocos para o controle do inversor.

4.4 Filtro Ativo Shunt

Quando a rotação da turbina é suficientemente alta para garantir mais de 55 Hz para a frequência da tensão gerada, o circuito de potência permanece na configuração 2 (figura 4.6). Nesta configuração o conversor do lado da carga auxilia no carregamento do banco de baterias ou na alimentação da carga a partir do barramento cc. O controle é alterado para que o conversor atue como filtro ativo “shunt”. O filtro ativo shunt (SAF) também utiliza o VSI trifásico com chaves totalmente controladas, mas difere do STATCOM e do inversor na função que desempenha e no tipo de controle que é utilizado. Sua principal função é compensar cargas não lineares, que normalmente degradam a forma de onda da tensão da fonte se a sua impedância for elevada ou constituir-se em um sistema fraco de energia elétrica (potência comparável com a da carga). Além disso, cargas desbalanceadas também podem ser compensadas para minimizar este problema. A figura 4.10 apresenta um esboço da conexão do filtro ativo entre a fonte e a carga mostrando os fluxos de potência existentes.

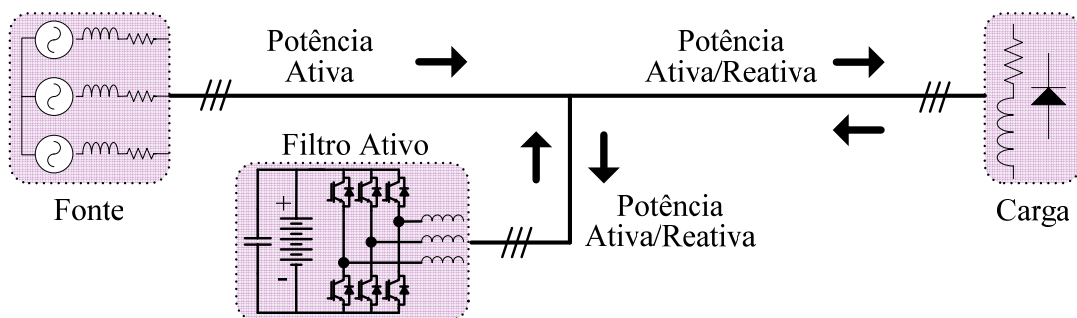


Figura 4.10 – Diagrama de conexão do filtro ativo shunt entre a fonte e a carga.

4.4.1 Operação do Filtro Ativo Shunt

A teoria de controle adotada para a compensação de cargas não-lineares, através do filtro ativo shunt, é a “teoria p-q”. Esta teoria foi proposta por *Akagi et al.*, 1983, e descreve matematicamente o fluxo das potências ativa e reativa entre a fonte e a carga. *Watanabe et al.*, 2004 apresentou alguns problemas e soluções relacionados com a teoria p-q. Dentre as soluções propostas, os circuitos PLL são fundamentais sob condições de degradação da forma de onda das tensões de fase. Através do PLL é possível gerar tensões senoidais de referência para que as componentes reativas e harmônicas sejam calculadas corretamente pela teoria p-q. No controle do STATCOM são calculadas as tensões de referência de acordo com a frequência e amplitude de referência. Portanto, estas tensões podem ser utilizadas no controle do filtro ativo. O esquema básico de controle é apresentado na figura 4.11.

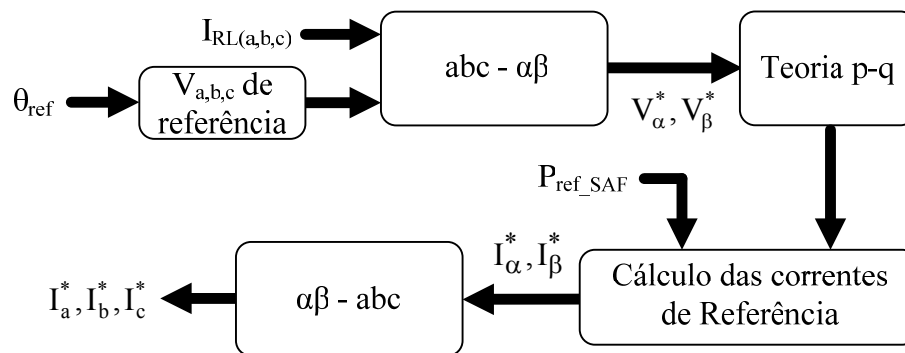


Figura 4.11 – Esquema básico de controle do filtro ativo.

A teoria p-q é definida a partir das transformadas $abc-\alpha\beta$ das tensões e correntes de fase (*Watanabe et al.*, 2004; *Zaveri et al.*, 2009), como segue:

$$\begin{bmatrix} V_{\alpha} \\ V_{\beta} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_a^* \\ V_b^* \\ V_c^* \end{bmatrix} \quad (4.23)$$

onde V_a^* , V_b^* e V_c^* são as tensões de referência para o controle do STATCOM.

$$\begin{bmatrix} I_{\alpha} \\ I_{\beta} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{oa} \\ I_{ob} \\ I_{oc} \end{bmatrix} \quad (4.24)$$

$$\begin{bmatrix} I_{comp_a} \\ I_{comp_b} \\ I_{comp_c} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{comp_a} \\ I_{comp_b} \\ I_{comp_c} \end{bmatrix} \quad (4.25)$$

onde I_{oa} , I_{ob} e I_{oc} são as correntes na carga e I_{comp_a} , I_{comp_b} e I_{comp_c} são as correntes na saída do filtro ativo.

Se o sistema é trifásico a três fios, como é o caso de conexão entre STATCOM e filtro ativo, as componentes de sequência zero (V_0 e I_0) podem ser eliminadas das transformações $abc - \alpha\beta$ (Watanabe *et al.*, 2004). Por isso estas componentes foram omitidas das equações 4.23 à 4.25. As potências real e imaginária p e q , respectivamente, são dadas por (4.26).

$$\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{\alpha} & V_{\beta} \\ -V_{\beta} & V_{\alpha} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{\alpha} \\ I_{\beta} \end{bmatrix} \quad (4.26)$$

Para cargas não-lineares as potências real e imaginária podem ser divididas em componentes médias e componentes oscilantes, como mostra a figura 4.12 abaixo:

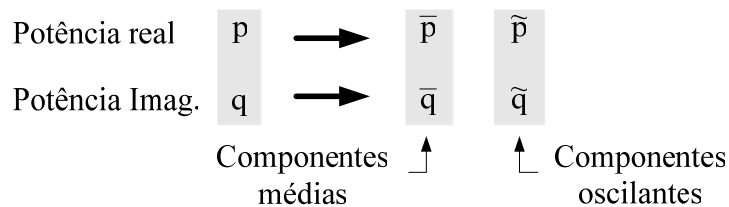


Figura 4.12 – Decomposição das componentes de potência em real e imaginária.

Para tensões balanceadas, as potências oscilantes \tilde{p} e \tilde{q} representam os harmônicos de corrente. As potências \tilde{p} e \tilde{q} são determinadas utilizando filtros passa baixa (FPB) para

obter as potências médias. Subtraído as potências p e q das componentes médias \bar{p} e \bar{q} são obtidas as potências oscilantes, dadas por:

$$\bar{p} = P - [G_F(S) \cdot P] \quad (4.27)$$

$$\bar{q} = Q - [G_F(S) \cdot Q] \quad (4.28)$$

$G_F(S)$ é a função de transferência de um filtro LC passa-baixa de segunda ordem com ganho unitário, dada por:

$$G_F(S) = \frac{\omega_c^2}{S^2 + 2\xi\omega_c \cdot S + \omega_c^2} \quad (4.29)$$

onde $\omega_c = 1/\sqrt{LC}$ é a frequência natural do filtro e $\xi = 1/2R \cdot \sqrt{L/C}$ é o coeficiente de amortecimento.

Para encontrar as correntes de compensação, basta inverter a equação 4.26 e calcular I_{α_c} e I_{β_c} por meio de (4.30) e (4.31).

$$I_{\alpha_c} = \frac{(\tilde{P} + P_{\text{ref_SAF}}) \cdot V_{\alpha} + \tilde{Q} \cdot V_{\beta}}{V_{\alpha}^2 + V_{\beta}^2} \quad (4.30)$$

$$I_{\beta_c} = \frac{\tilde{P} \cdot V_{\beta} - \tilde{Q} \cdot V_{\alpha}}{V_{\alpha}^2 + V_{\beta}^2} \quad (4.31)$$

A potência de referência $P_{\text{ref_SAF}}$ é definida através da potência ativa máxima do STATCOM, da potência da turbina e da potência da carga. O STATCOM tem potência máxima de 600 W. Portanto, para processar 1 kW (potência nominal da turbina), na ausência de carga, o filtro ativo também deve carregar as baterias. O filtro ativo pode atuar de modos distintos para carregar as baterias: No Modo 1 somente o SAF efetua a carga das baterias. No Modo 2 a carga das baterias é dividida entre o SATCOM e o SAF.

A seguir é definida a potência ativa de referência do SAF a partir de (4.32) até (4.36).

$$P_{\text{disp}} = P_{\text{ref}} - P_{\text{carga}} \quad (4.32)$$

onde P_{disp} é a potência disponível para a carga das baterias e P_{carga} é a componente de baixa frequência da potência ativa da carga calculada pela equação 4.26, dada por:

$$P_{\text{carga}} = p \cdot G_F(S) \quad (4.33)$$

Embora a potência ativa da carga dependa também das componentes de alta frequência, a margem de erro do cálculo da equação 4.33 é pequena e aceitável, pois a potência ativa total pode ser calculada através da componente fundamental da tensão. Isto é válido se a tensão não apresentar componentes harmônicas ou se a sua DHT for desprezível (*Watanabe et al.*, 2004). A potência ativa do filtro ativo (P_{SAF}) é determinada pela subtração da potência disponível na turbina pela potência da carga. P_{SAF} pode ser limitada entre -400 W e 1000 W (Modo 1) ou entre -400 W e 400 W (Modo 2), dependendo do modo de atuação. Quando a potência disponível é 1 kW, no Modo 1 o SAF drena 400 W para o barramento cc, e o STATCOM drena 600 W. Já no Modo 2 toda a potência disponível é transferida para as bateias através do filtro ativo. Na prática, transitórios de carga ou de rotação na turbina acima dos valores nominais podem provocar um aumento de potência ativa além dos limites de P_{SAF} , e isto deve ser considerado em projeto. Os limites definidos em projeto são -500 W a 1100 W no Modo 1 e -500 W a 500 W no Modo 2. A potência de referência do filtro ativo é definida por (4.34).

$$\begin{aligned} \text{Modo1:} \quad P_{\text{SAF}} &= \begin{cases} P_{\text{disp}} & , \text{ se } -500 < P_{\text{disp}} < 1100 \\ -500 & , \text{ se } 0 > P_{\text{disp}} \\ 1100 & , \text{ se } 1100 < P_{\text{disp}} \end{cases} \\ \text{Modo2:} \quad P_{\text{SAF}} &= \begin{cases} P_{\text{disp}} & , \text{ se } -500 < P_{\text{disp}} < 500 \\ -500 & , \text{ se } -500 > P_{\text{disp}} \\ 500 & , \text{ se } 500 < P_{\text{disp}} \end{cases} \end{aligned} \quad (4.34)$$

No controle do SAF pode ser implementado tanto o Modo 1 como o Modo 2, pois o STATCOM deve suportar 600 W de potência e o conversor do lado da carga 1000 W sob valores nominais. A potência ativa medida na saída do filtro ativo é dada por:

$$P_{SAF_med} = (V_{\alpha} \cdot I_{comp_alpha} + V_{\beta} \cdot I_{comp_beta}) \cdot G_F(S) \quad (4.35)$$

Comparando esta potência com P_{SAF} obtém-se a potência de referência (P_{ref_SAF}) para o controle do filtro. Esta referência é somada com a potência oscilante na equação 4.30. Assim, P_{ref_SAF} é calculada por (4.36).

$$P_{ref_SAF} = (P_{SAF} - P_{ref_SAF}) \cdot \left(K_p + \frac{K_i}{S} \right) \quad (4.36)$$

Assim, obtêm-se as correntes de referência I_{α}^* e I_{β}^* de compensação, dadas pela equação 4.37.

$$\begin{bmatrix} I_{\alpha}^* \\ I_{\beta}^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{\alpha_c}^* - I_{comp_alpha}^* \\ I_{\beta_c}^* - I_{comp_beta}^* \end{bmatrix} \cdot \left(K_p + \frac{K_i}{S} \right) \quad (4.37)$$

Finalmente, usando a transformação $\alpha\beta - abc$, as correntes de compensação de referência em coordenadas abc podem ser determinadas a partir de I_{α}^* e I_{β}^* , por:

$$\begin{bmatrix} I_a^* \\ I_b^* \\ I_c^* \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1/\sqrt{2} \\ -1/2 & \sqrt{3}/2 & 1/\sqrt{2} \\ -1/2 & -\sqrt{3}/2 & 1/\sqrt{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{\alpha}^* \\ I_{\beta}^* \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.38)$$

As correntes de compensação em coordenadas abc da equação 4.38 são aplicadas ao circuito modulador para gerar o padrão de chaveamento do conversor. A figura 4.13 mostra o diagrama de controle do filtro ativo shunt.

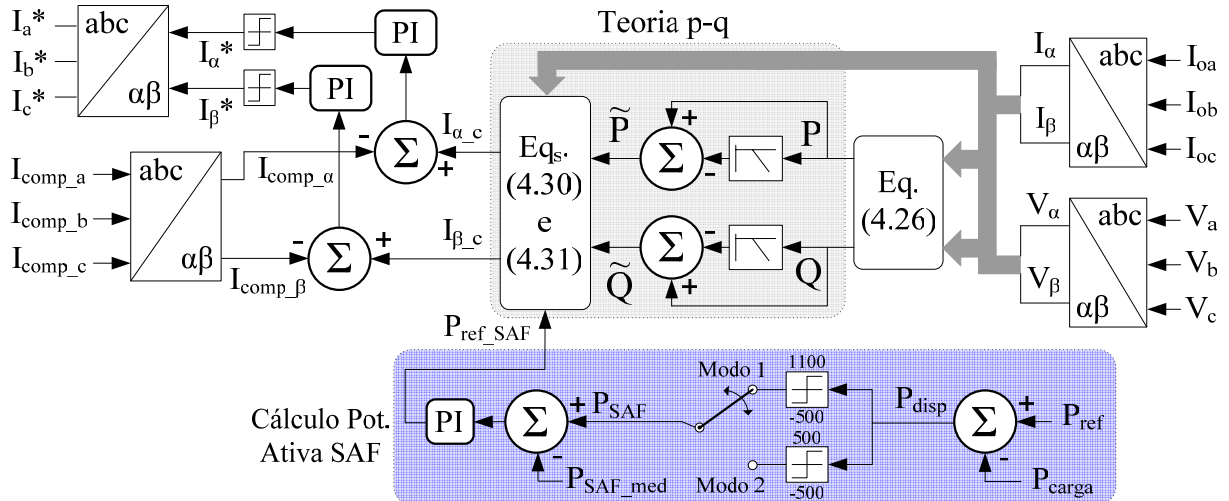


Figura 4.13 – Diagrama de blocos para o controle do filtro ativo shunt.

O conversor do lado da carga quando atuar como inversor (Configuração 1), deve suportar a potência máxima nominal da carga, ou seja, 1 kW. Portanto, a redução da potência se dá somente no STATCOM. O banco de baterias deve ter a mesma potência do sistema de conversão. A potência máxima de carregamento das baterias é de 1 kW na ausência de carga e sob potência nominal na turbina eólica. A potência máxima de descarga e alimentação da carga na Configuração 1 é 1 kW.

A transição da configuração 1 para a 2 se dá através do monitoramento da frequência do gerador. Abaixo de 55 Hz entra em operação a configuração 1 e acima deste valor a configuração 2 passa a atuar. No momento da transição entre configurações a chave no barramento ca é acionada e o comando do conversor do lado da carga é alterado de inversor para filtro ativo, e vice-versa.

4.5 Resumo do Capítulo

Este capítulo apresenta a planta de conversão de energia eólica proposta nesta tese, baseado em turbinas eólicas de velocidade variável, armazenamento de baterias e gerador de indução com excitação estática. O circuito de potência é formado por dois conversores trifásicos totalmente controlados, um operando como compensador estático de reativos (STATCOM) e o outro desempenhando a função de filtro ativo e de inversor. A função do

STATCOM é manter a correta excitação do gerador de modo a manter a operação da turbina eólica no ponto de máxima potência. Para tanto, é utilizado o controle da máxima potência da turbina ou MPPT em conjunto com o controle de excitação do gerador. As técnicas de controle utilizadas para cada conversor são designadas para realizar o controle do fluxo da potência ativa entre gerador, carga e banco de baterias do barramento cc.

O controle adotado para o STATCOM é o escalar, modificado para trabalhar com o gerador de indução, onde a relação V/f permanece quase constante com a variação de rotação. A relação V/f não é constante por que uma pequena variação na frequência é necessária para controlar a potência ativa no gerador. Através da curva de magnetização pode-se definir o ponto de operação para determinada frequência e rotação, definindo-se a amplitude da tensão sintetizada pelo STATCOM.

O segundo conversor pode atuar como filtro ativo, pois quando o sistema proposto trabalha com frequências próximas a nominal (entre 55 e 65 Hz), este conversor apenas deve efetuar o carregamento das baterias no barramento cc. Por isso é agregada ao seu controle a capacidade de compensar cargas não-lineares, através da teoria p-q.

O filtro ativo é capaz de compensar cargas não-lineares de maneira efetiva desde que a tensão na carga não apresente distorção significativa. Para tanto utiliza as referências de tensão internas aos controladores para o cálculo correto das componentes de potência da carga. A operação do segundo conversor como inversor ocorre em função da redução da frequência abaixo do valor mínimo de conexão direta entre carga e gerador. O controle adotado para o inversor é descrito em coordenadas dq e usa medidas da tensão na carga para se manter o valor de referência.

Embora a potência máxima de carregamento das baterias pelo conversor do SAF/Inversor seja menor que o carregamento pelo STATCOM, durante transitórios a potência do SAF pode ser um pouco maior. Por isso está limitada a 600 W no controle descrito na figura 4.13. Estes valores estão assim definidos para garantir que a planta de geração continue operando sob potência acima da nominal em curtos intervalos de tempo.

CAPÍTULO 5

RESULTADOS PRÁTICOS E DE SIMULAÇÃO

Este capítulo apresenta os principais resultados obtidos com o sistema de conversão de energia eólica proposto nesta tese, contemplando resultados de simulação em computador e também resultados experimentais. Os resultados de simulação foram realizados com os modelos do gerador do Anexo 2 e Anexo 3, e com o modelo de turbina eólica do Apêndice D. A máquina cujos dados são apresentados no Anexo 2 serviu de base para o levantamento da completa operação do sistema proposto, através de simulação, evidenciando todas as variáveis pertinentes ao sistema de conversão eólica proposto. Os dados do gerador do Anexo 3 foram usados nas simulações para comparação com os resultados práticos. Os resultados experimentais foram obtidos com o protótipo desenvolvido em laboratório, utilizando a máquina de indução cujos dados são apresentados no Anexo 3. O gerador é acionado mecanicamente por um motor de corrente contínua com a função de emular a turbina eólica, cujo modelo é apresentado no Apêndice D.

5.1 Modelos Matemáticos Utilizados nas Simulações

Além dos circuitos de potência, medição e de controle, foram utilizados modelos matemáticos para a turbina eólica, gerador de indução e baterias de chumbo-ácido. Estes modelos são fundamentais para tornar as simulações mais realísticas e próximas dos resultados comumente encontrados e consagrados na literatura especializada. Além disso, eles servem para demonstrar dinamicamente o funcionamento de cada parte constituinte do circuito de potência e a operação de todo o sistema de conversão de energia eólica proposto. Este objetivo foi alcançado com os modelos dinâmicos. A seguir são descritos os modelos utilizados para a turbina eólica, máquina de indução e baterias, nesta ordem.

5.1.1 Modelo da Turbina Eólica

A turbina eólica é essencial para a simulação da planta de geração, pois o controle do STATCOM utiliza as características dinâmicas da turbina por meio do controle da sua potência máxima para cada regime de vento. O modelo da turbina eólica deve considerar o coeficiente de potência C_p , o tipo de turbina (horizontal, com três pás) e a sua inércia. Para atuar em conjunto com o modelo da máquina de indução, é preciso que o modelo da turbina tenha o vento como variável de entrada e a rotação como variável de saída. O modelo da turbina eólica apresentado aqui está disponível no programa PSim[®], e é idêntico ao encontrado no software Matlab/Simulink[®] detalhado no Apêndice C.

5.1.2 Modelo da Máquina de Indução

O modelo dinâmico da máquina de indução utilizado nas simulações usa as coordenadas $\alpha\beta\gamma$ inicialmente apresentado por Szczesny et al., 1991, sem a característica de saturação do núcleo magnético. Posteriormente, Marra, 1999, acrescentou esta característica e o implementou no software PSpice. Nesta tese as simulações foram efetuadas com o software PSim[®], o que exigiu adaptações relativas ao ramo de magnetização da máquina de indução para compatibilização do modelo. Estas adaptações são apresentadas no Apêndice C.

5.1.3 Modelo da Bateria de Chumbo-ácido

O modelo Thevenin usado para as baterias é o comumente encontrado na literatura (*Salameh et al.*, 1992) para demonstrar o comportamento da tensão em relação à corrente de carga e à carga armazenada de baterias chumbo-ácido. Como um dos objetivos desta tese é demonstrar a transferência de energia entre os barramentos ca e cc, tal modelo é adequado e suficiente para estabelecer esta característica em função da operação da turbina, do gerador e da carga. O modelo Thevenin da bateria é apresentado no Apêndice E.

5.2 Resultados de Simulação

A seguir são apresentados os principais resultados de simulação, usando o modelo do gerador cujos dados são apresentados no Anexo 2, enfatizando a operação do gerador e turbina eólica, a qualidade da energia entregue à carga, do ponto de vista da proposta, e os modos de funcionamento da planta de geração proposta.

Inicialmente são apresentados resultados usando o STATCOM e o inversor de potência, em conjunto com a turbina eólica e o gerador de indução, evidenciando os controles de potência e tensão, Ou seja, estes resultados se referem à Configuração 1.

A seguir são mostrados os resultados de simulação com as características de funcionamento do STATCOM com o filtro ativo, utilizando cargas lineares, cargas não lineares e cargas desbalanceadas. Por fim é mostrada a operação de toda a planta de geração, nas configurações 1 e 2 para demonstrar os comportamentos da operação em cada configuração e também durante a transição de uma configuração para outra variando-se a velocidade do vento. Nas simulações é utilizada uma tabela com dados aleatórios de velocidade do vento para emular a sua característica. Portanto, a variação aleatória do vento se reflete na variação aleatória da rotação e potência da turbina, assim como ocorre na prática.

5.2.1 Resultados de Simulação com a Configuração 1: STATCOM – Inversor

Para obter os resultados com a Configuração 1 o gerador foi acionado numa rotação variável pela turbina eólica, a partir da variação do vento. A velocidade do vento foi limitada para que a frequência da tensão gerada não excedesse 55 Hz. Assim, o circuito de potência permanece operando na Configuração 1. As figuras 5.1 a 5.8 apresentam os principais resultados de simulação com a configuração STATCOM – Inversor.

Na figura 5.1 são mostradas as principais variáveis do circuito de potência e do gerador. A partir da velocidade do vento, a turbina acelera até determinada rotação, conforme mostrado na figura 5.1a. O controle MPPT atuou para fixar a rotação no ponto de máxima potência da turbina em cada condição de vento. Com a rotação, estão atreladas a frequência e a tensão de referência, como pode ser observado nas figuras 5.1b, 5.1c e 5.1d. Na figura 5.1e é mostrada a potência de referência do MPPT e a potência ativa do gerador, estando esta última sobreposta à potência de referência. Observa-se que a potência de referência acompanha a velocidade do vento e é levemente influenciada pela dinâmica da turbina.

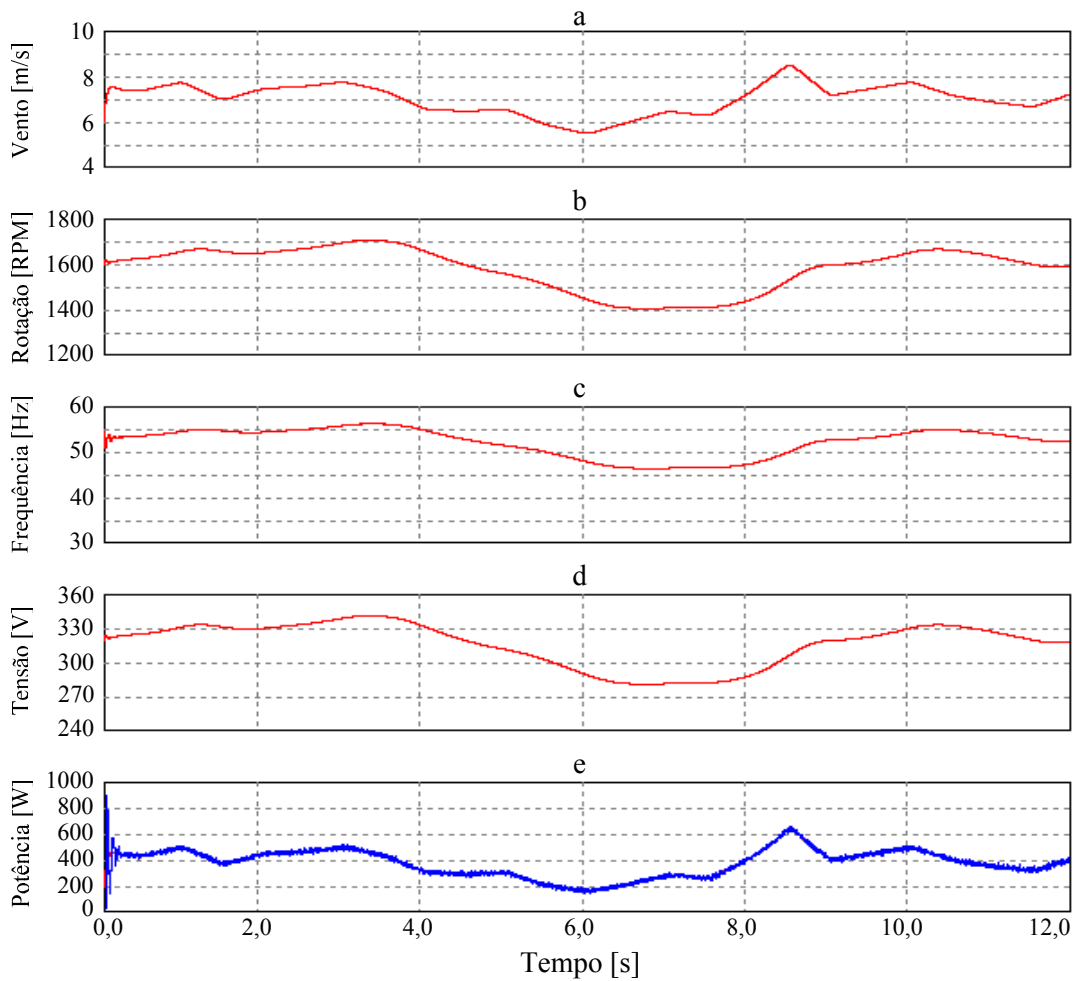


Figura 5.1 – Resultados de simulação para (a) velocidade do vento, (b) rotação do gerador, (c) frequência de referência, (d) tensão de referência do STATCOM e (e) potência de referência e do gerador para a Configuração 1.

Desbalanço de carga causa flutuação na corrente do barramento cc e esta flutuação é transmitida para o gerador. Como consequência, a corrente no gerador também se torna desbalanceada.

O desbalanço da carga está evidenciado a partir da medição da corrente na carga e no gerador. Nas figuras 5.2 e 5.3 são mostradas estas correntes, assim como a tensão gerada e a tensão na carga. Nas figuras 5.4 e 5.5 estão detalhadas as tensões e correntes na carga e no gerador, para intervalos de tempo próximos aos instantes de conexão e desconexão de cada carga. Nestas simulações, até 2 s não há carga conectada ao inversor. Após 2 s é conectada carga resistiva. Em 4 s é conectada carga com característica indutiva e desconectada a carga anterior. Em 6 s é adicionada a carga desbalanceada. Em 8 s são desconectadas as demais cargas e permanece uma ligada a carga resistiva. Em 10 s é conectada uma carga não-linear.

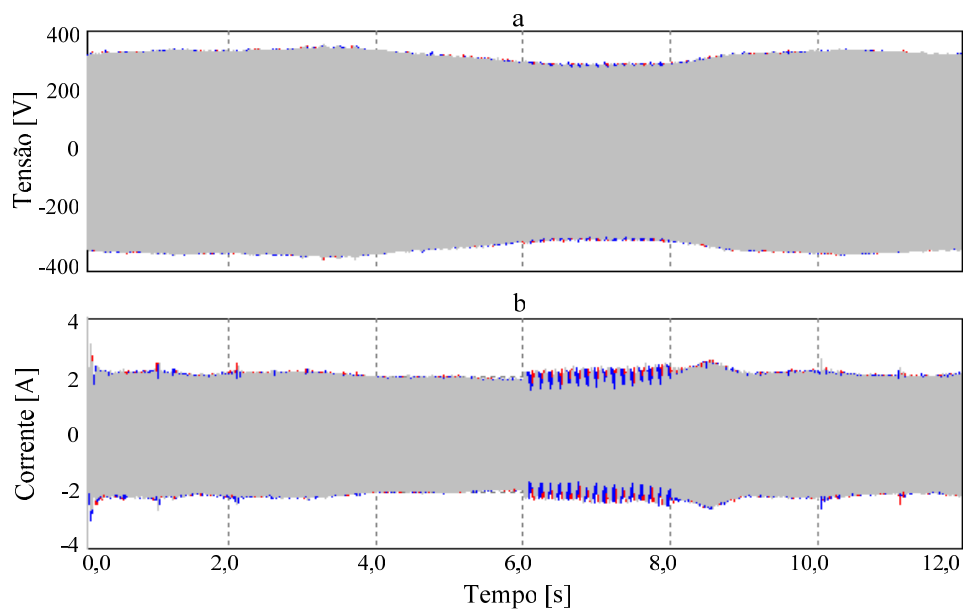


Figura 5.2 – Resultados da Configuração 1 para (a) tensão gerada e (b) corrente de estator.

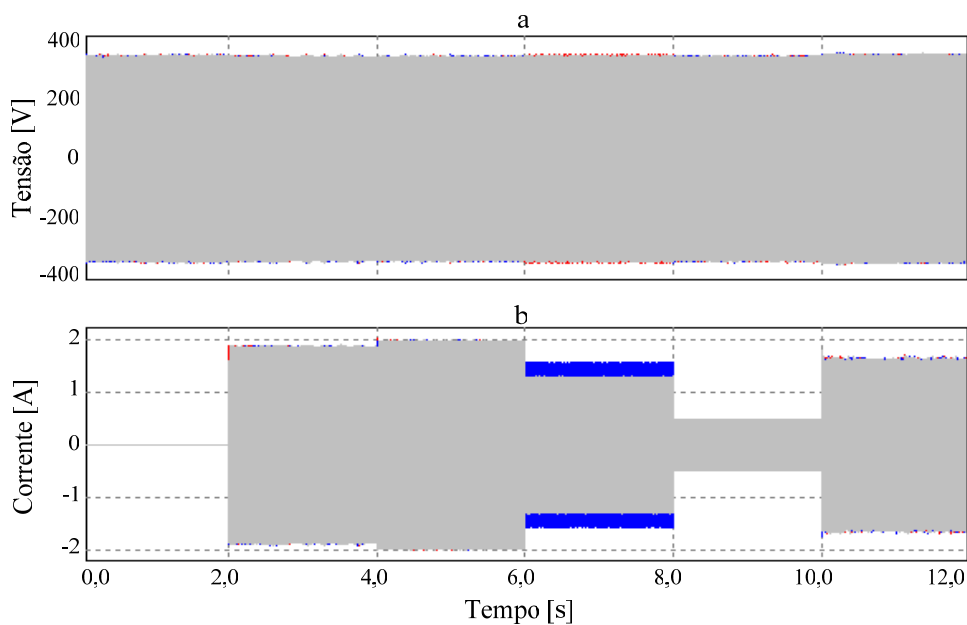


Figura 5.3 – Resultados da Configuração 1 para (a) tensão na carga e (b) corrente na carga.

As figuras 5.2 e 5.3 estão mais bem detalhadas nas figuras 5.4 e 5.5, mostrando as formas de onda em torno dos instantes de tempo em que ocorre a mudança de carga, em 2, 4, 6, 8 e 10 s. Observa-se na figura 5.4a que a tensão gerada segue a referência atrelada à rotação

e permanece senoidal. Já a corrente no estator do gerador, dada na figura 5.4b, permanece quase constante mesmo sob variação da rotação, exceto quando há desbalanço de carga.

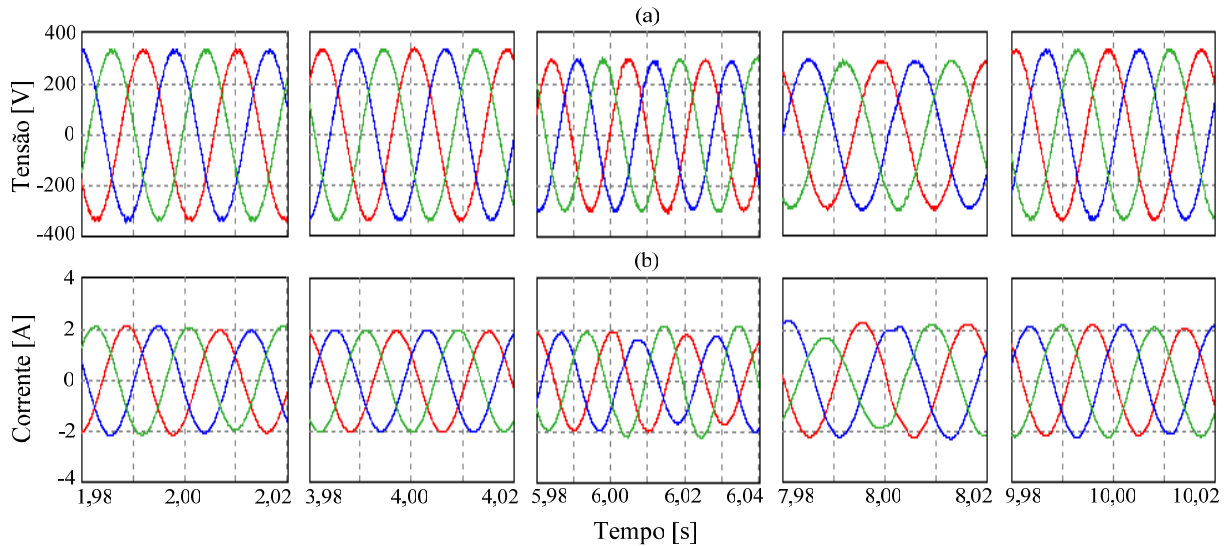


Figura 5.4 – Detalhes para (a) tensão gerada e (b) corrente de estator, para a Configuração 1.

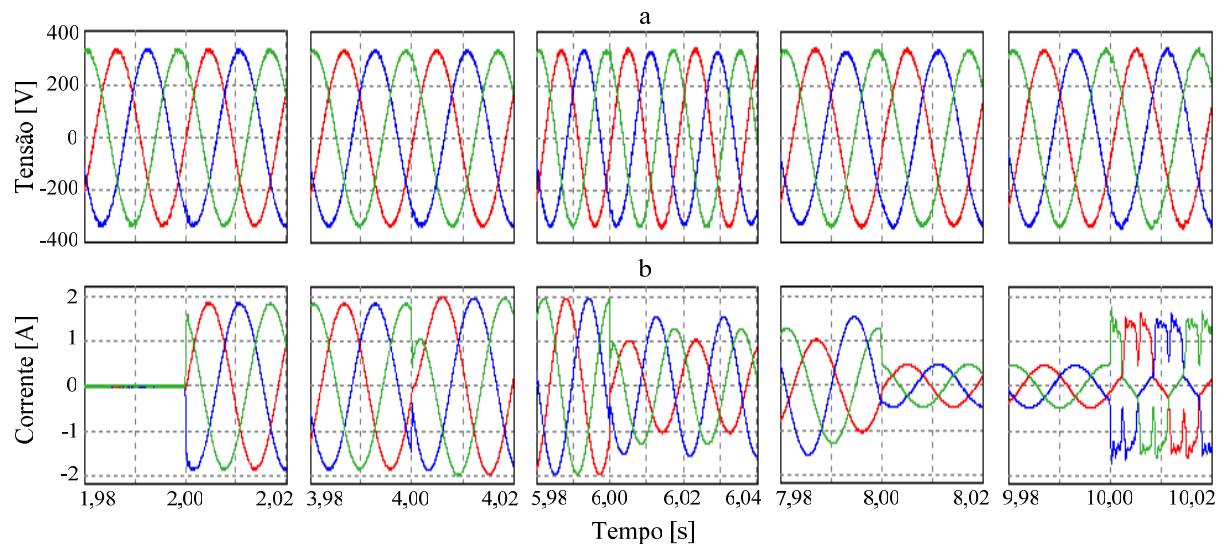


Figura 5.5 – Detalhes para (a) tensão na carga e (b) corrente na carga, para a Configuração 1.

Na figura 5.5a pode-se observar que a tensão na carga permanece com amplitude constante, mas com um leve desbalanço entre 6 e 8 s. Ou seja, a corrente de carga afeta levemente a tensão sintetizada pelo inversor. De acordo com a figura 5.5b, a carga não-linear

conectada aos 10 s degrada levemente a tensão da carga. A figura 5.6 mostra o conteúdo harmônico da tensão sob interferência da carga não-linear.

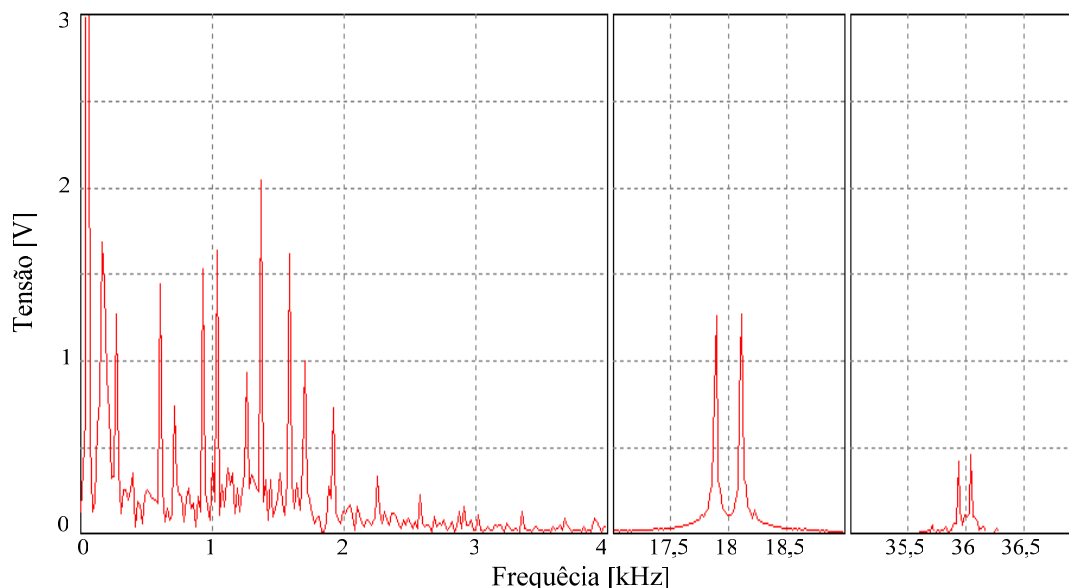


Figura 5.6 – Conteúdo harmônico da tensão na carga.

A partir da figura 5.6 pode-se calcular a distorção harmônica total (DHT) da tensão de saída do inversor, no momento em que este alimenta uma carga não-linear. A DHT pode ser calculada por:

$$DHT = \frac{\sqrt{\sum (V_i^2)}}{V_1} \times 100\% \quad (5.1)$$

onde $i = 2, 3, 4, 5, \dots, n$ é o número da harmônica e V_1 é a amplitude da fundamental.

Na figura 5.6 foram mostradas as harmônicas mais significativas produzidas pela carga não-linear até 4 kHz, e pela frequência de chaveamento do inversor em 18 kHz. As harmônicas em torno de 18 kHz e de 36 kHz são resultados típicos encontrados em inversores com SPWM a dois níveis. A amplitude da fundamental está suprimida na figura 5.6 para melhor visualização das harmônicas, sendo seu valor 330 V. As harmônicas mais significativas, mostradas na figura 5.6 são as de ordem: 3ª, 11ª, 13ª, 17ª, 19ª, 23ª, 25ª, 29ª, 31ª, 35ª e 41ª, além da banda lateral na frequência de chaveamento e múltiplas.

No caso descrito no parágrafo anterior, a DHT calculada por (5.1) é em torno de 1,65 %. A DHT calculada é para a carga não-linear, pois este caso apresenta-se como o pior de todos em relação à distorção harmônica de tensão ao longo dos resultados de simulação mostrados nas figuras 5.1 a 5.5. Para as outras cargas a tensão na carga apresenta uma DHT menor. Na figura 5.7 mostra-se a tensão no barramento cc e as correntes de carga nas baterias vinda do STATCOM, corrente drenada pelo inversor e corrente resultante nas baterias. Conforme observado na figura 5.7a, a tensão no barramento cc segue a carga e a descarga típica de baterias, de acordo com a corrente resultante mostrada na figura 5.7b.

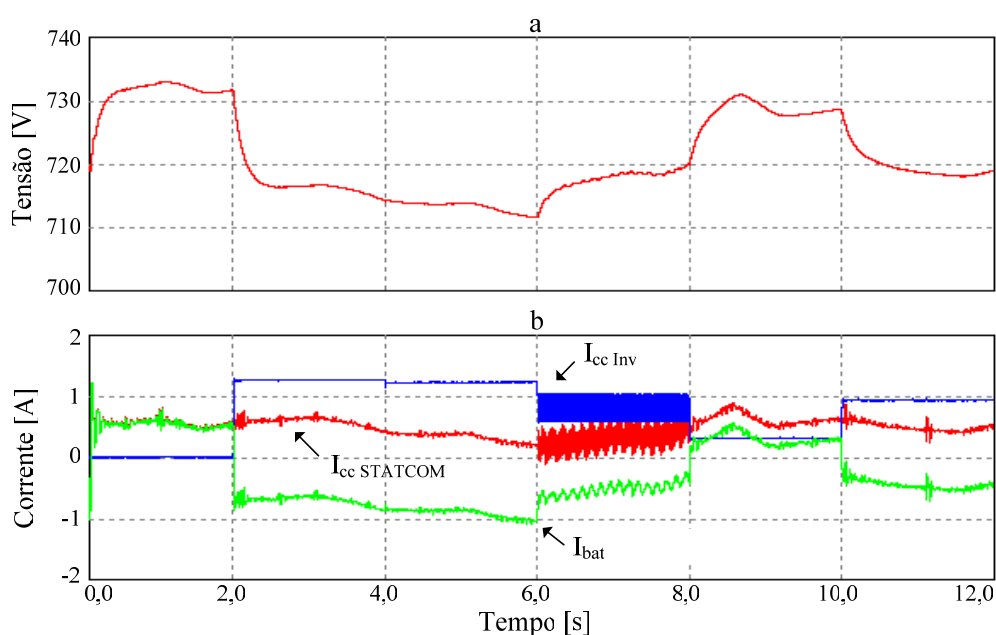


Figura 5.7 – Resultados de simulação para (a) tensão no barramento cc e (b) correntes no barramento cc para o STATCOM, inversor e baterias, para a Configuração 1.

A tensão no barramento CC apresenta grande variação, como visto na figura 5.7a. Esta variação é resultado da resistência série de cada bateria que compõe o banco de baterias, cujo valor total se torna elevado, conforme mostrado no Apêndice E. A tensão oscila em torno da tensão de repouso a meia carga, definida no mesmo Apêndice E. A figura 5.8b apresenta em detalhe as correntes no barramento cc conforme a figura 5.7b, em torno de 6 s quando é conectada a carga desbalanceada, evidenciando a ondulação causada por este tipo de carga.

Os resultados com a Configuração 1 demonstram a efetividade do STATCOM em manter a potência de acordo com a referência, a partir do MPPT da turbina, e de controlar a tensão gerada e a carga das baterias e ainda alimentar a carga com tensão regulada com baixa

distorção harmônica mesmo com cargas não-lineares. Os resultados também mostram que o controle TSR-MPPT adotado apresenta os resultados esperados para este tipo de MPPT, Em virtude da comparação constante do λ atual da turbina com o λ_{op} , obtém-se operação estável da turbina mesmo sob transitórios da carga ou alteração da velocidade do vento.

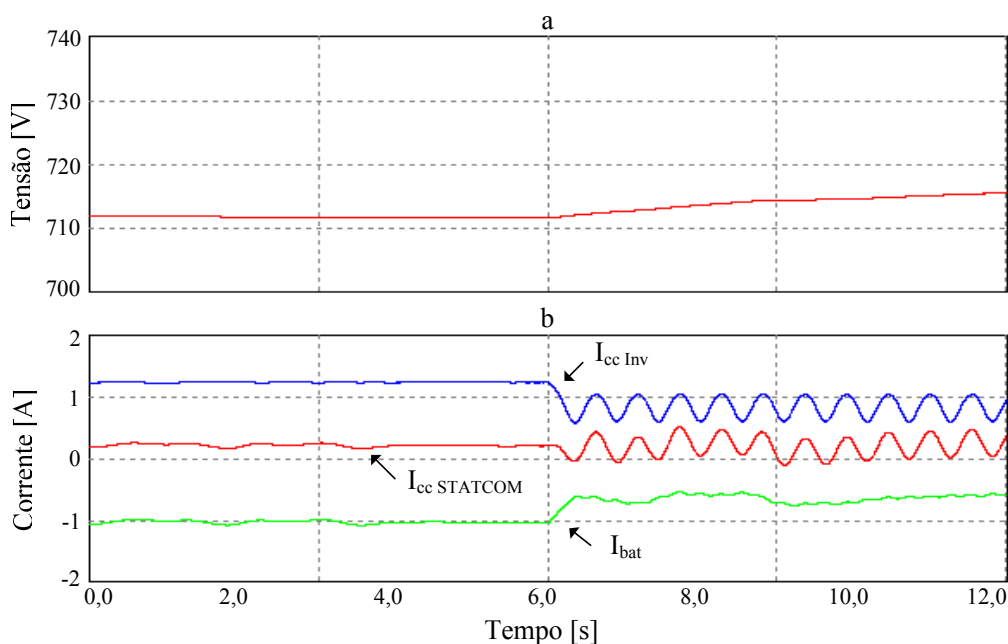


Figura 5.8 – Detalhes para (a) tensão no barramento cc e (b) correntes no barramento cc.

5.2.2 Resultados de Simulação com a Configuração 2: STATCOM – Filtro Ativo Shunt

Nestas simulações usando a Configuração 2 os resultados são apresentados nas figuras 5.9 a 5.16. A velocidade do vento foi alterada nestas figuras dentro de valores limites para que a frequência da tensão gerada não fique abaixo de 55 Hz. Assim, o circuito de potência permanece operando na Configuração 2, constituindo o circuito STATCOM – Filtro Ativo Shunt. O tempo de simulação usado para demonstrar a operação do circuito na Configuração 2 é de 6 s. Na figura 5.9 foi utilizado o modelo dinâmico da turbina para realizar as simulações, que mostram a velocidade do vento, rotação turbina, potência de referência do MPPT, potência do gerador e tensão e frequência de referência para o controle do STATCOM. Observa-se nesta figura que o controle do STATCOM e do filtro ativo seguem as referências e o controle do ângulo das pás (beta) atua corretamente para limitar a rotação da turbina.

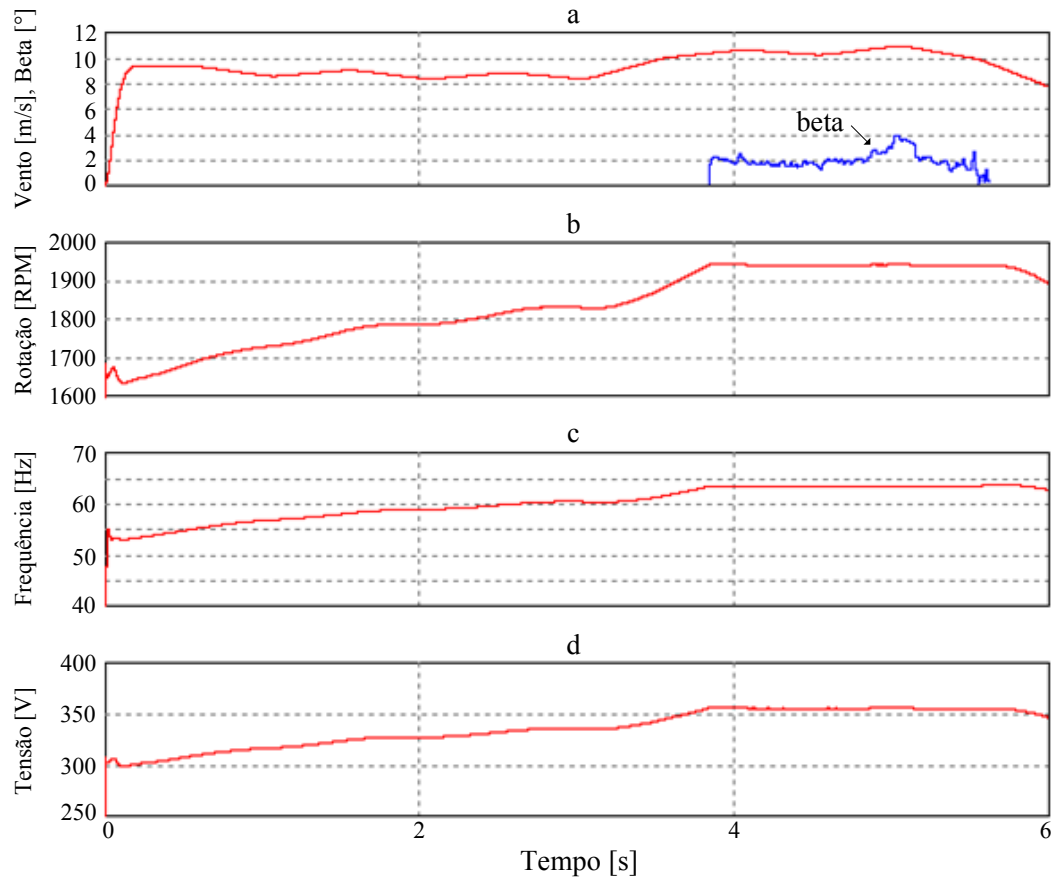


Figura 5.9 – Resultados de simulação para (a) velocidade do vento e beta, (b) rotação do gerador, (c) frequência de referência e (d) tensão de referência do STATCOM.

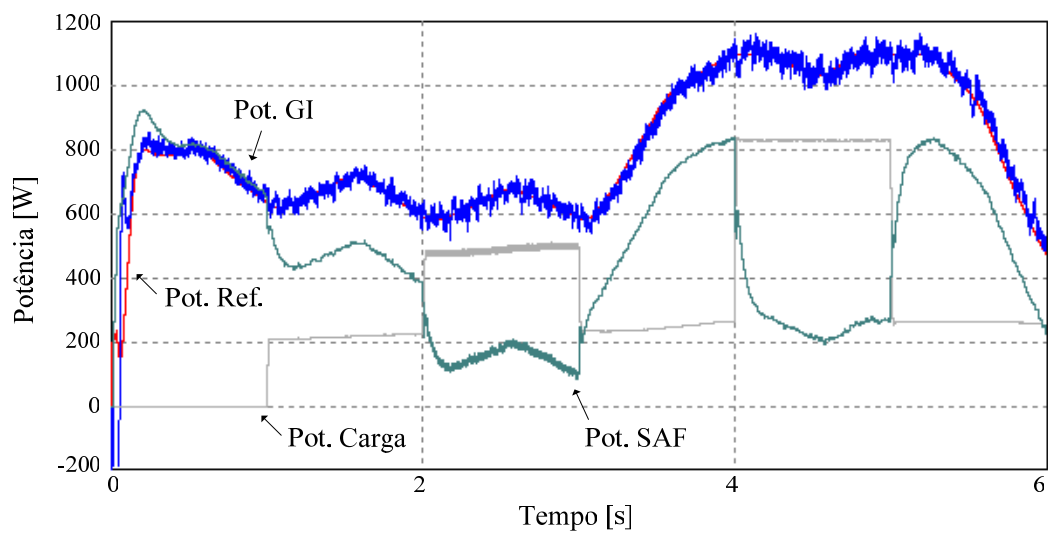


Figura 5.10 – Resultados para a potência de referência do gerador, carga e do filtro ativo.

As cargas utilizadas para se obter os resultados das figuras 5.11 a 5.16 são: 1) carga balanceada com característica indutiva e fator de potência 0,85, conectada em 1 s; 2) carga desbalanceada com característica indutiva, adicionada à carga anterior aos 3 s; 3) carga não-linear composta por um retificador trifásico com filtro indutivo de alisamento, adicionada às outras cargas a partir dos 5 s. Para os resultados apresentados na figura 5.11 foram utilizadas duas tabelas, uma fornecendo a potência máxima para cada regime de vento, e a outra fornecendo a rotação no ponto de máxima potência.

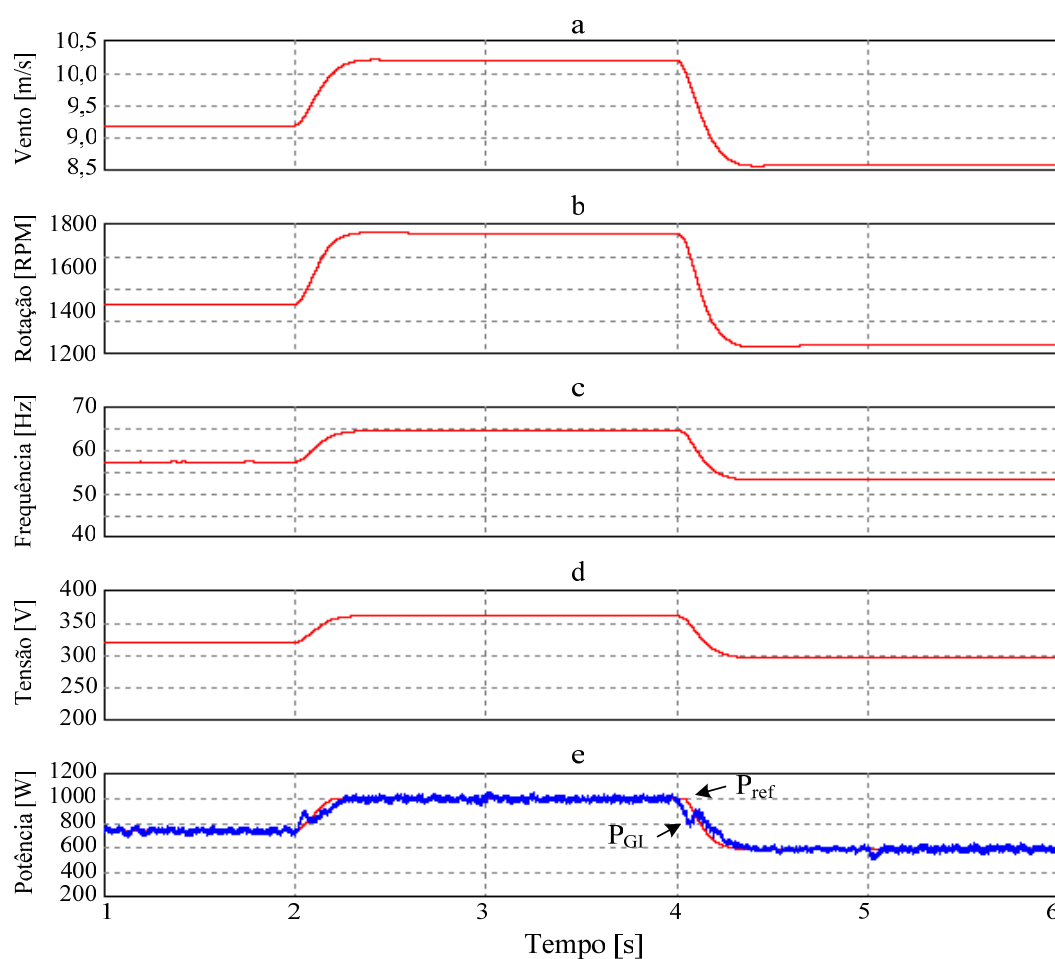


Figura 5.11 – Resultados de simulação para (a) velocidade do vento, (b) rotação do gerador, (c) frequência de referência, (d) tensão de referência do STATCOM e (e) potência de referência e do gerador, para a Configuração 2.

Assim, a turbina foi substituída por um circuito com a mesma característica estática em relação à curva de potência versus rotação. Já a dinâmica da turbina é perdida com esta substituição. Entretanto, a divergência entre os resultados só ocorre durante acelerações e desacelerações bruscas da turbina, e durante a variação brusca da velocidade do vento. Estas

simulações foram realizadas desta forma para mostrar a dinâmica do controle dos conversores frente à variação mais rápida de rotação e da potência de referência. Percebe-se por meio da figura 5.11e que a potência do gerador segue a referência.

O resultado da figura 5.12a mostra que a tensão gerada varia de acordo com a referência e, devido ao aumento da potência de referência, entre os 2 s e 4 s, a corrente de estator e de magnetização também aumentam, como visto da figura 5.12b.

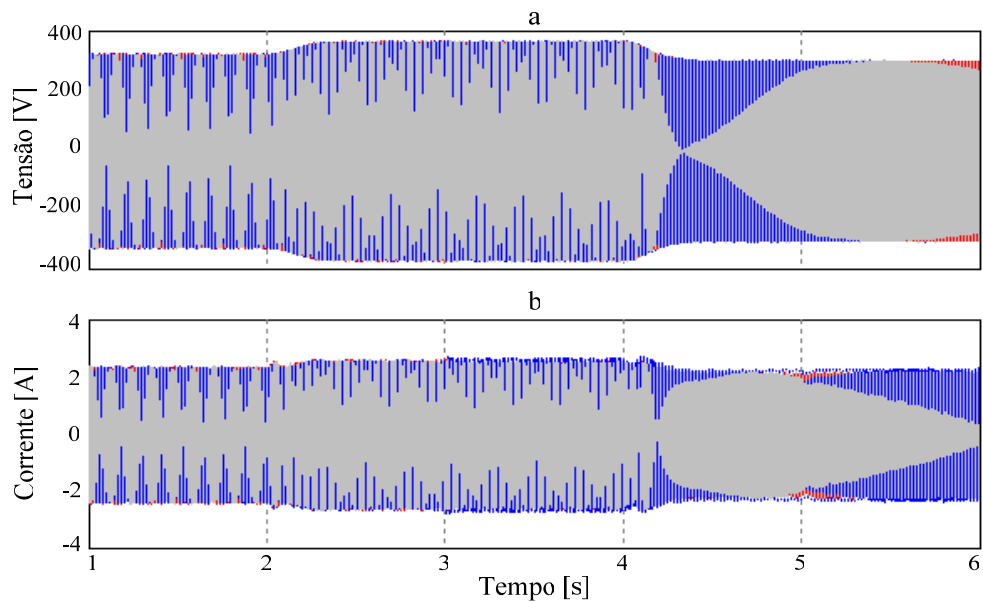


Figura 5.12 – Resultados da Configuração 2 para (a) tensão gerada e (b) corrente de estator.

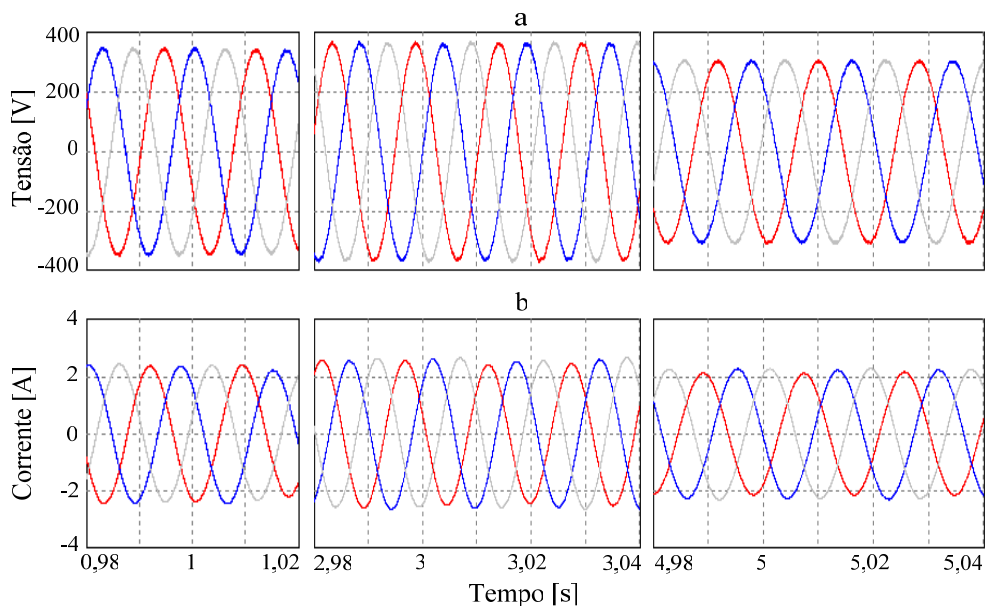


Figura 5.13 – Detalhes para (a) tensão no gerador e (b) corrente de estator.

No detalhamento do resultado da figura 5.12a, visto na figura 5.13a, percebe-se que a carga desbalanceada influencia a corrente do estator, tornando-a também desbalanceada.

A carga não-linear é conectada diretamente nos terminais do gerador e é compensada pelo filtro ativo. Nota-se que a corrente de estator permanece com pouca distorção. Portanto, o filtro ativo mantém a tensão gerada senoidal, como visto na figura 5.13a.

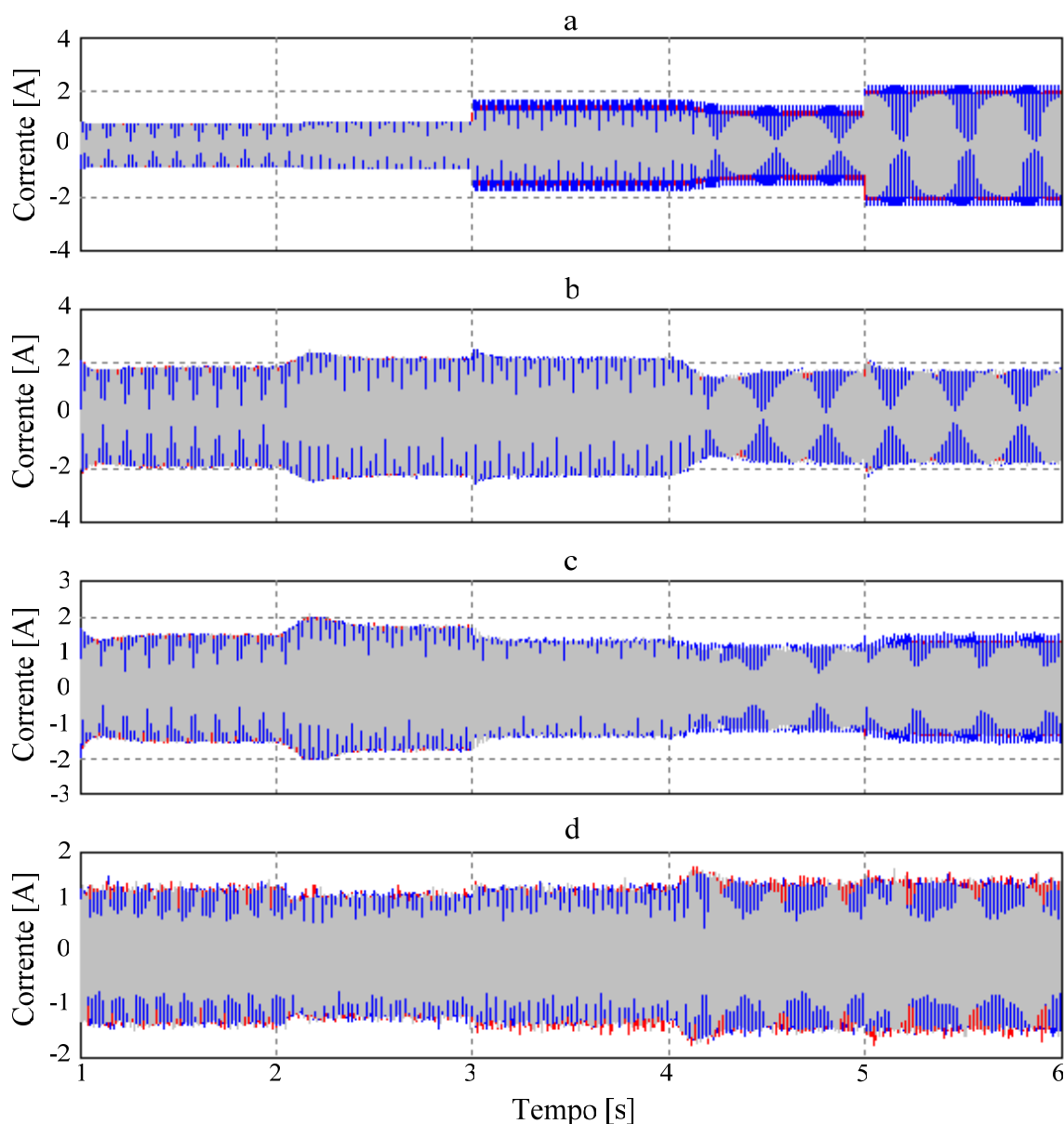


Figura 5.14 – Resultados de simulação para (a) corrente da carga, (b) corrente entre gerador e carga, (c) corrente do filtro ativo e (d) corrente do STATCOM, para a Configuração 2.

A figura 5.14 apresenta a corrente de carga, a corrente entre o gerador e a carga e as correntes no filtro ativo e no compensador estático. De acordo com os resultados de simulação

desta figura, as correntes estão de acordo com as alterações na rotação e na potência de referência. No detalhe da figura 5.14 mostrado na figura 5.15, percebe-se que o desbalanço de carga é minimizado e a carga não-linear é compensada corretamente. Isto é notório nas figuras 5.15a e 5.15b, mostrando que a corrente distorcida da carga não degrada a forma de onda da corrente entre o gerador e a carga. Através da figura 5.15d mostra-se que a corrente do STASTCOM permanece um pouco abaixo da corrente do gerador, indicando que o funcionamento está conforme o definido nesta proposta.

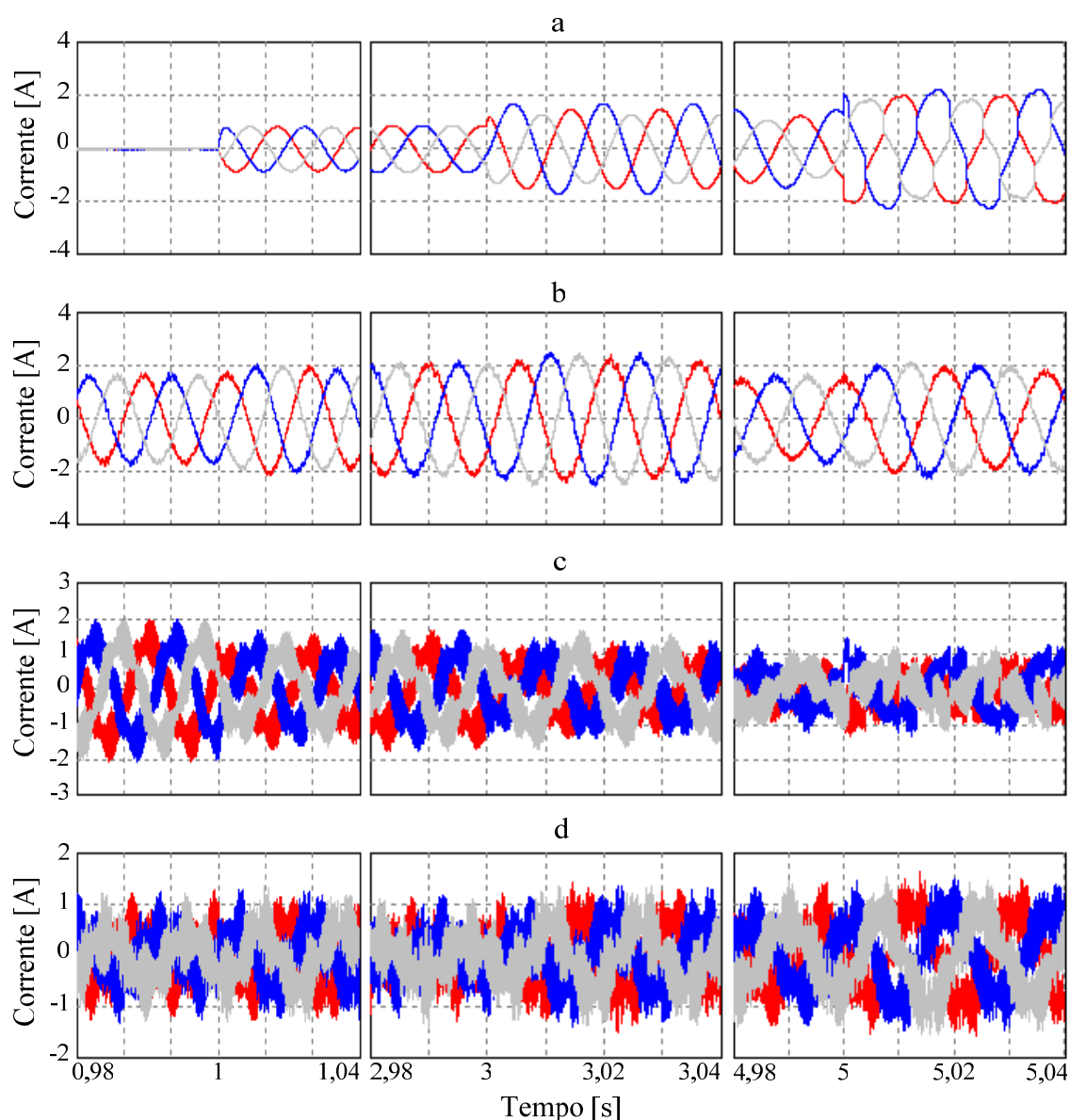


Figura 5.15 – Detalhes para (a) corrente da carga, (b) corrente entre gerador e carga, (c) corrente do filtro ativo e (d) corrente do STATCOM durante alterações de carga.

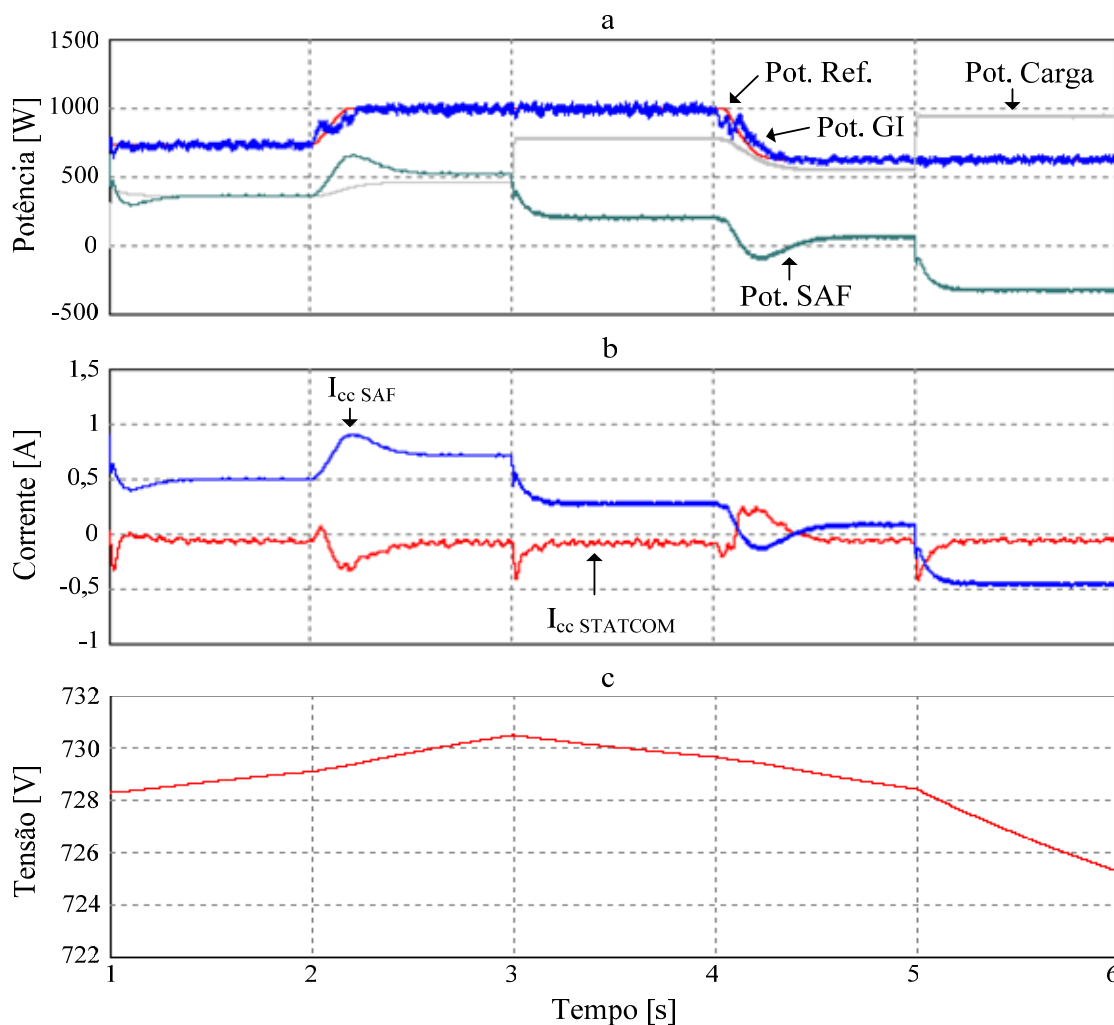


Figura 5.16 – Resultados de simulação para (a) Potências de referência, do GI, da carga e do SAF, (b) corrente no barramento cc devido ao STATCOM e ao SAF e (c) tensão no barramento cc.

A figura 5.16 mostra as potências envolvidas com o circuito de potência e com a carga. Por meio da figura 5.16a observa-se a que a potência do gerador segue corretamente a referência, a partir do MPPT. Através da figura 5.16b é observado que o controle de potência para o carregamento das baterias ou para a alimentação da carga a partir do barramento cc trabalha corretamente, atuando de acordo com a potência disponível e com o excedente de energia. Ainda nesta figura, pode ser observado que na falta de energia para suprir a carga, esta é providenciada pelo barramento cc através do filtro ativo.

A figura 5.16c apresenta a tensão no barramento cc. Como esperado, a tensão aumenta durante os excedentes de energia e diminui quando a energia armazenada nas baterias é solicitada para alimentar a carga.

As figuras 5.17 à 5.22 apresentam os resultados de simulação com a variação da frequência desde um valor abaixo de 55 Hz até um valor acima, para demonstrar a operação do circuito de potência durante a mudança da Configuração 1 para a Configuração 2.

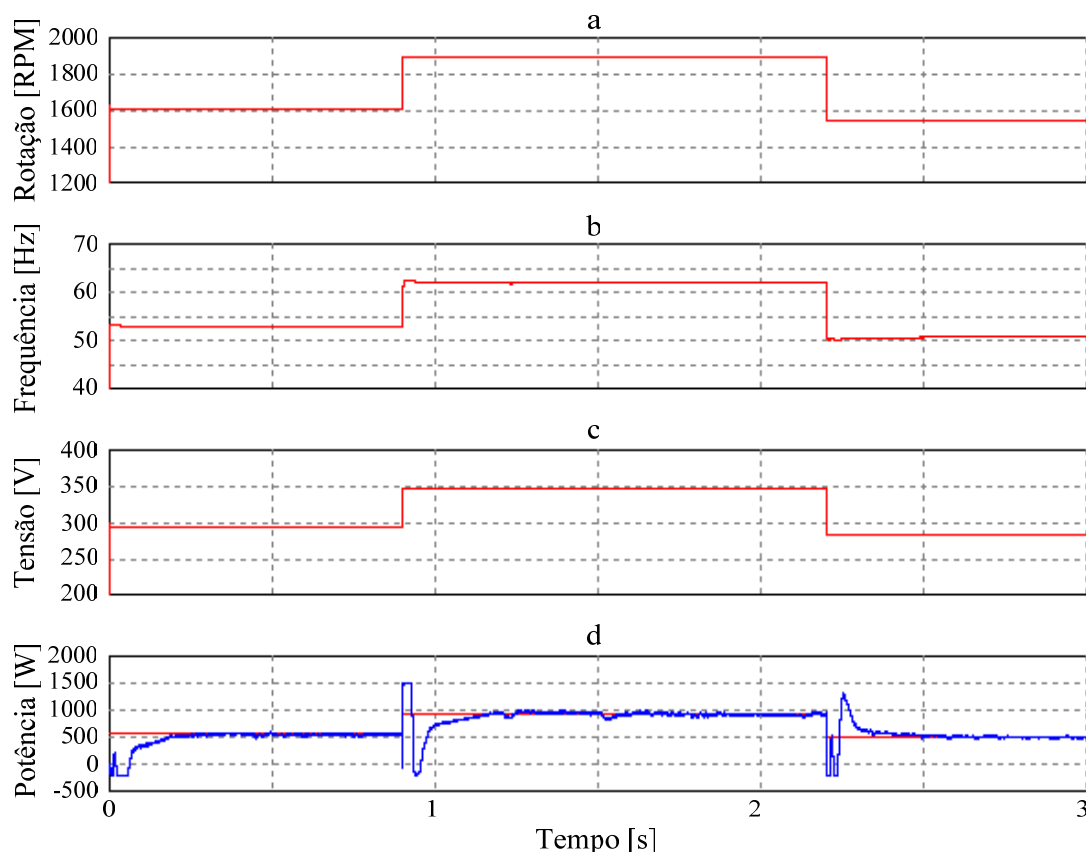


Figura 5.17 – Resultados de simulação da (a) rotação do gerador, (b) frequência de referência, (c) tensão de referência do STATCOM e (d) potência de referência e do gerador, para as duas configurações do circuito de potência.

Para obter os resultados da figura 5.17 foi utilizada a variação brusca da rotação, ocasionando alteração rápida na frequência e na tensão de referência. Observa-se que a potência do gerador segue a referência, mas apresenta transitórios com valor elevado durante a alteração da rotação. Isto pode ser visto na figura 5.17d, e a potência do gerador está limitada devido ao limite imposto ao medidor de potência ativa. Na figura 5.18 são apresentados a tensão gerada e a corrente de estator. Observa-se que a durante a mudança de rotação a corrente de estator apresenta uma elevação de quase três vezes do valor normal de operação, resultado da mudança da Configuração 1 para a 2. A figura 5.19 mostra o detalhe da figura 5.18 no momento de alteração das configurações de trabalho do circuito de potência.

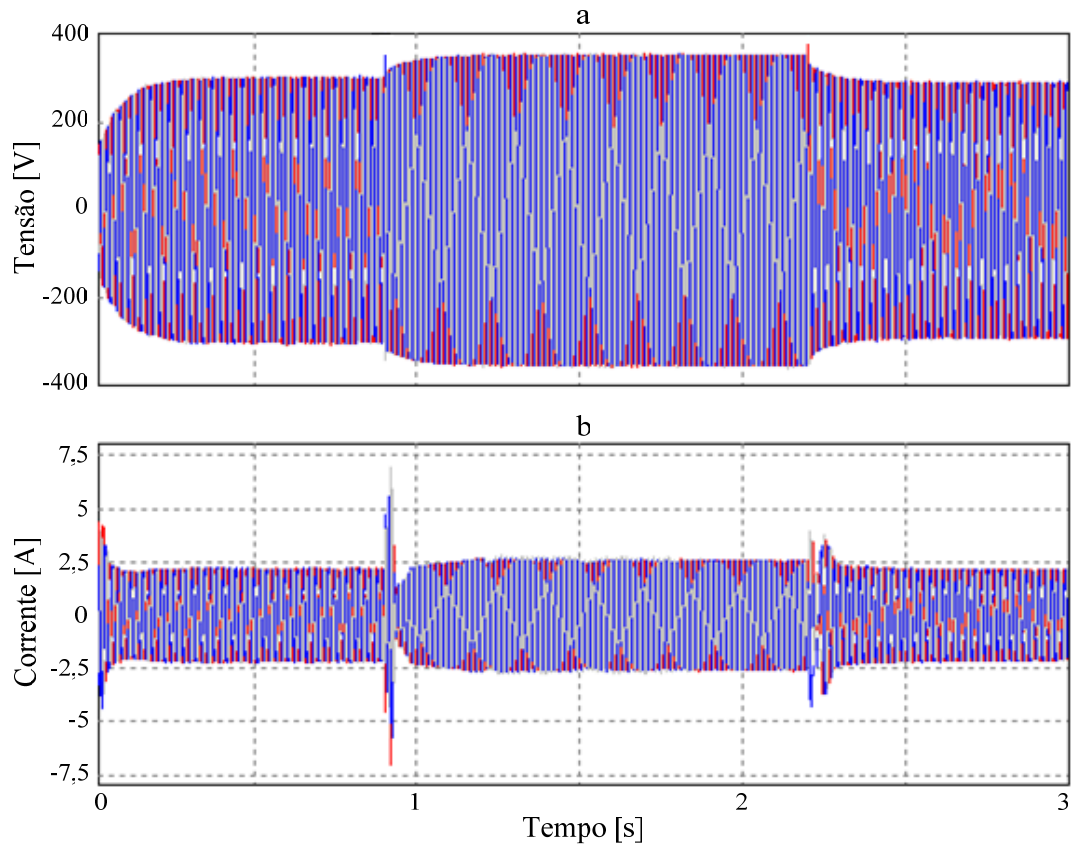


Figura 5.18 – Resultados da Configuração 2 da (a) tensão gerada e (b) corrente de estator, para as duas configurações do circuito de potência.

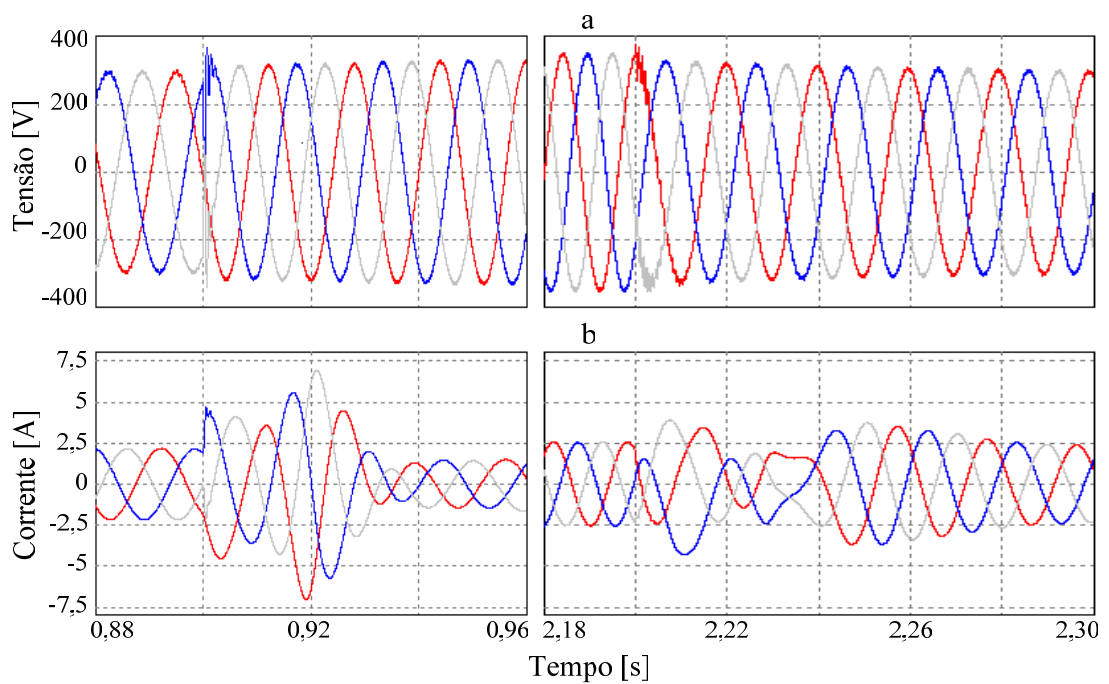


Figura 5.19 – Detalhes da (a) tensão no gerador e (b) corrente de estator, para as duas configurações do circuito de potência.

Em 0,9 s o controle do conversor do lado da carga desativa a função inversora e passa a trabalhar como filtro ativo. Devido à operação anterior como inversor, o controle da potência ativa do filtro ativo realimenta um valor diferente de referência. Portanto, no instante da alteração do controle, a potência ativa drenada pelo filtro ativo é maior que a sua potência de referência, definida pela equação 4.32. Como consequência desta compensação errônea, as correntes do filtro ativo, do barramento ca e do STATCOM, aumentam demasiadamente. Isto pode ser visto através da figura 5.20 e em detalhe na figura 5.21.

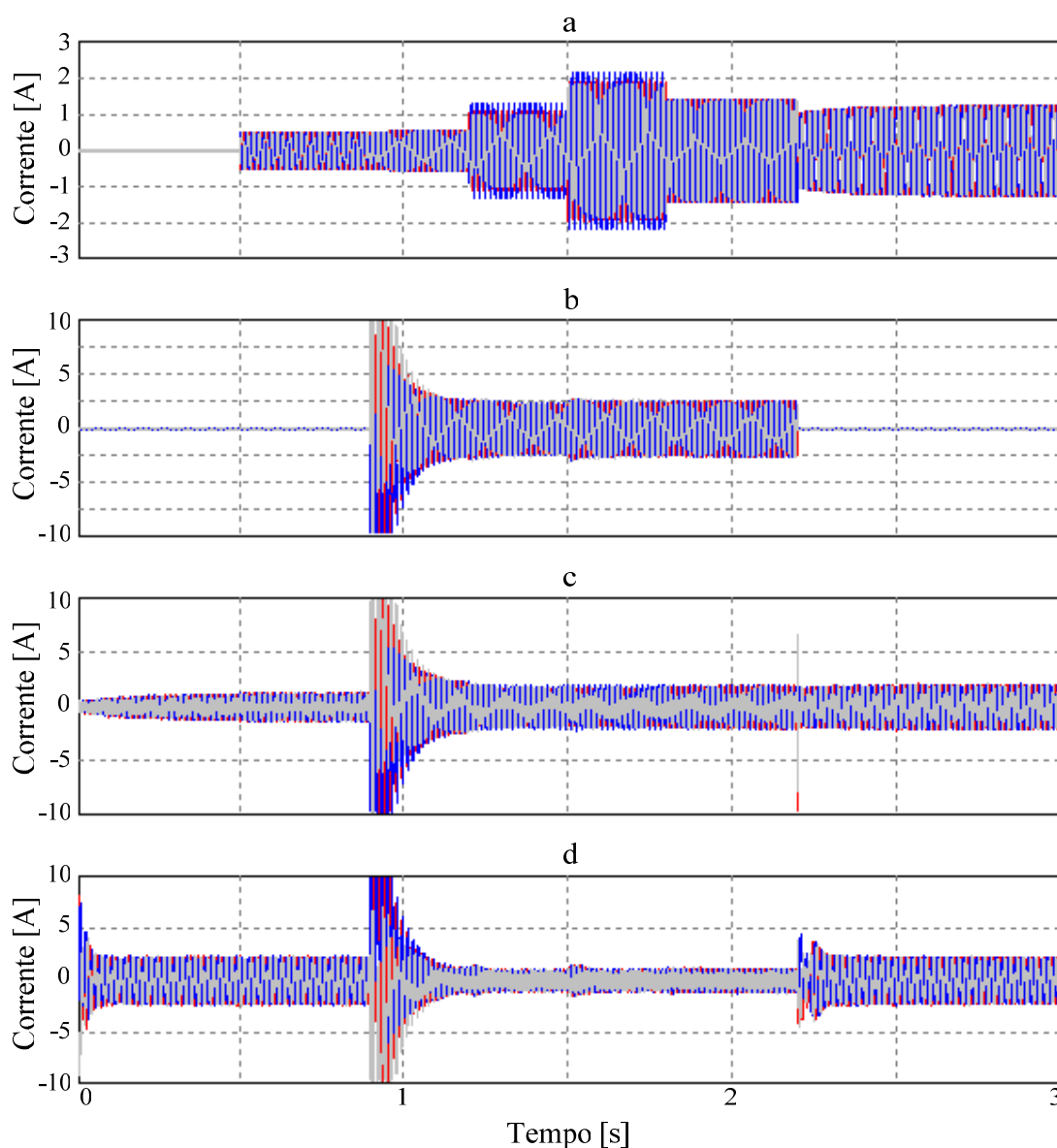


Figura 5.20 – Resultados de simulação da (a) corrente da carga, (b) corrente entre gerador e carga, (c) corrente do filtro ativo e (d) corrente do STATCOM, para as duas configurações do circuito de potência.

As correntes da figura 5.20 foram suprimidas em amplitude para melhor visualização das correntes em regime permanente. Como observado em maior detalhe nas figuras 5.21b, 5.21c e 5.21d, a corrente do filtro ativo e do STATCOM aumentam até 40 A, muito além das correntes do filtro ativo e do compensador estático sob operação normal.

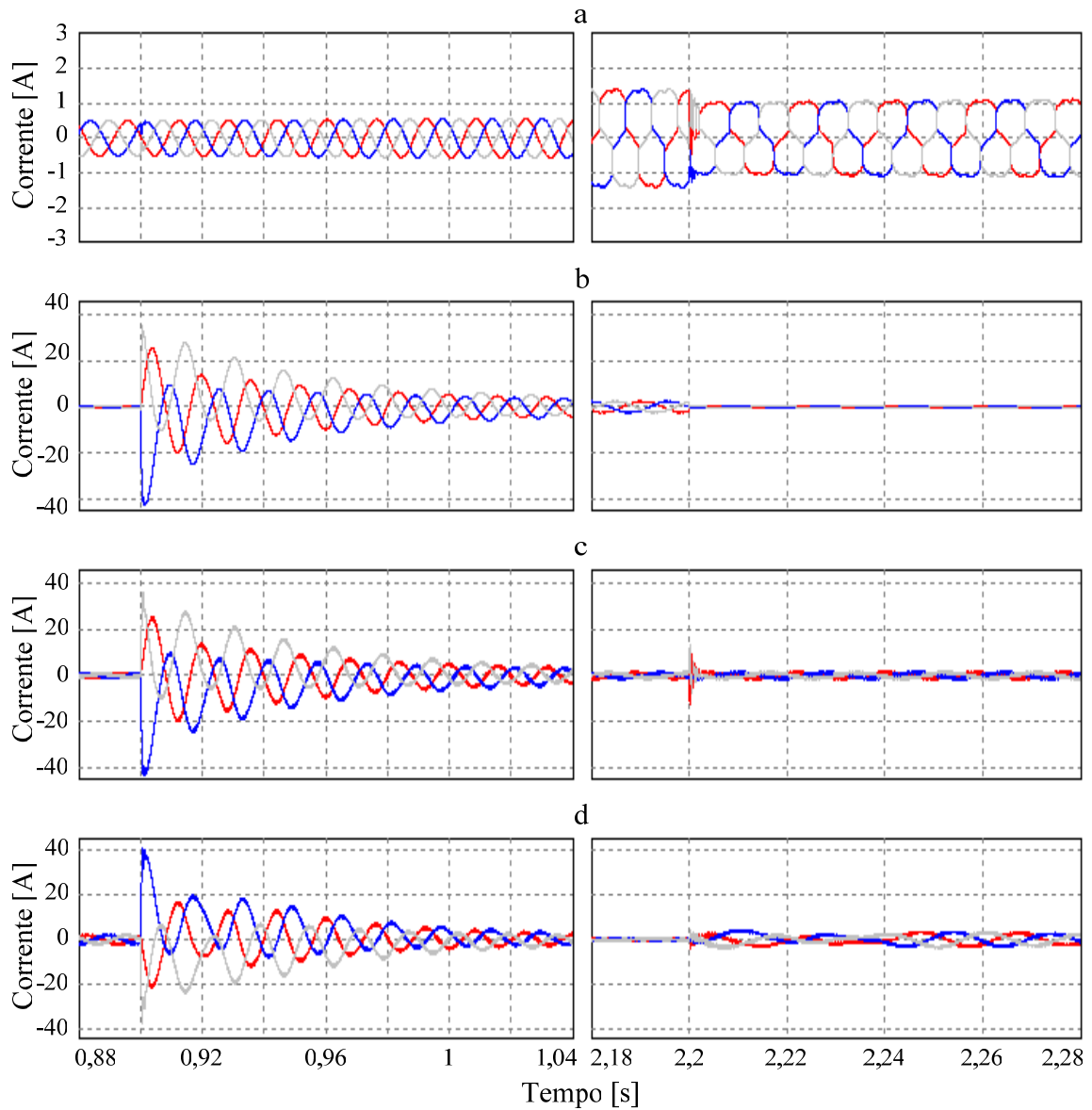


Figura 5.21 – Detalhes da (a) corrente da carga, (b) corrente entre gerador e carga, (c) corrente do filtro ativo e (d) corrente do STATCOM durante a mudança de configurações.

O resultado da figura 5.22 mostra que após a Configuração 1 entrar em operação e, durante a alteração de carga, o circuito opera normalmente. Através de 5.22a e 5.22b percebe-se que a corrente da carga não-linear é compensada corretamente pelo filtro ativo. O

desbalanço de carga também é compensado pela presença de fluxo de potência ativa no barramento cc através do conversor do filtro ativo.

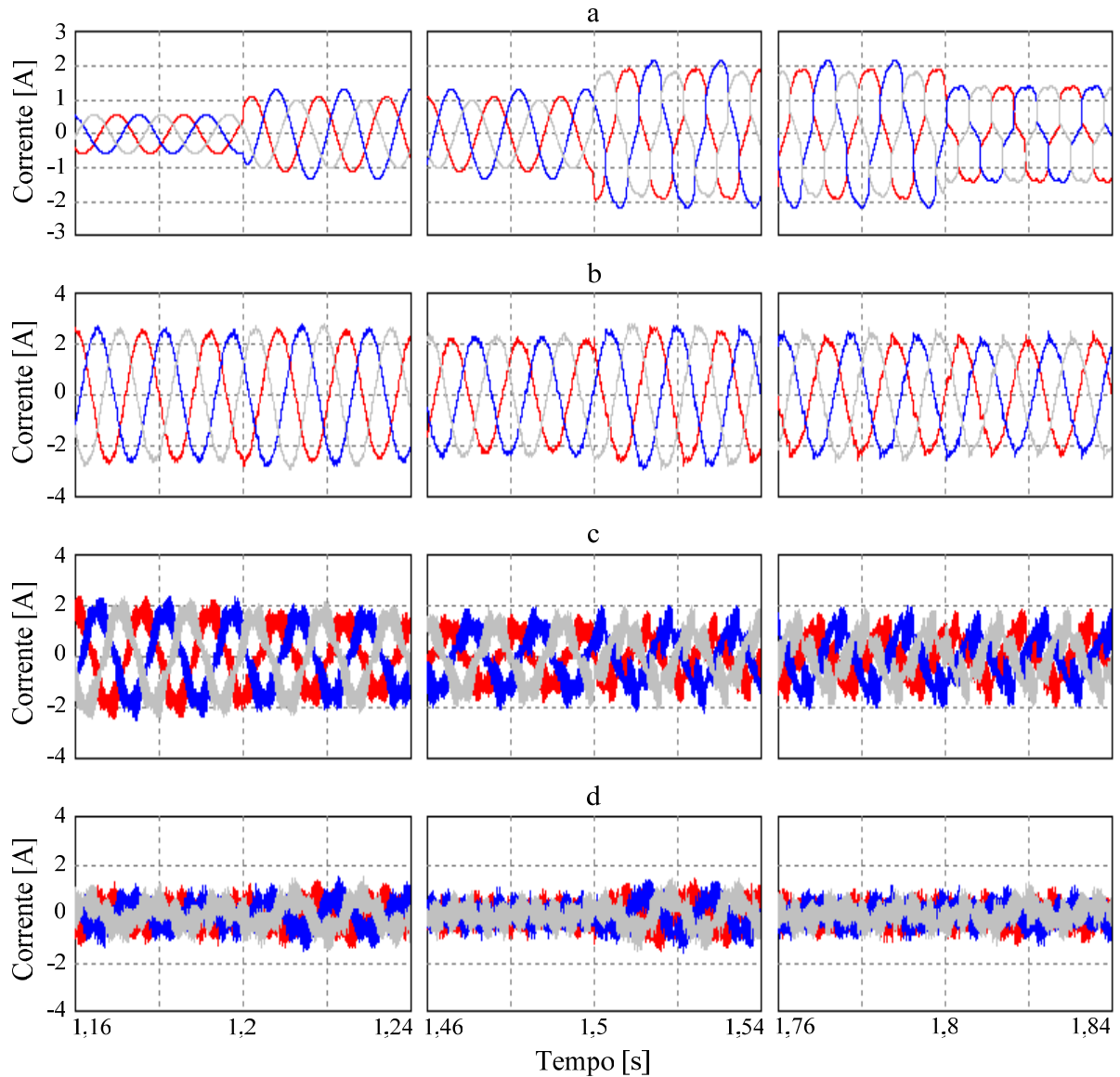


Figura 5.22 – Detalhes da (a) corrente da carga, (b) corrente entre gerador e carga, (c) corrente do filtro ativo e (d) corrente do STATCOM, para comutação de cargas.

A figura 5.23 apresenta os resultados para quando se altera o controle da potência ativa do filtro ativo para minimizar as correntes excessivas do filtro ativo e do STATCOM como mostradas nas figuras 5.21 e 5.22. Para isso, a variável de compensação P_{SAF} foi limitada durante a mudança da Configuração 1 para a Configuração 2.

Como observado em 5.23, as correntes do filtro ativo e do STATCOM são reduzidas com a alteração de P_{SAF} . O ângulo entre a tensão gerada e a tensão na carga foi monitorado para efetuar a conexão/desconexão. Desse modo as correntes são minimizadas ainda mais e não há sobretensão durante a comutação do barramento ca de uma configuração para outra.

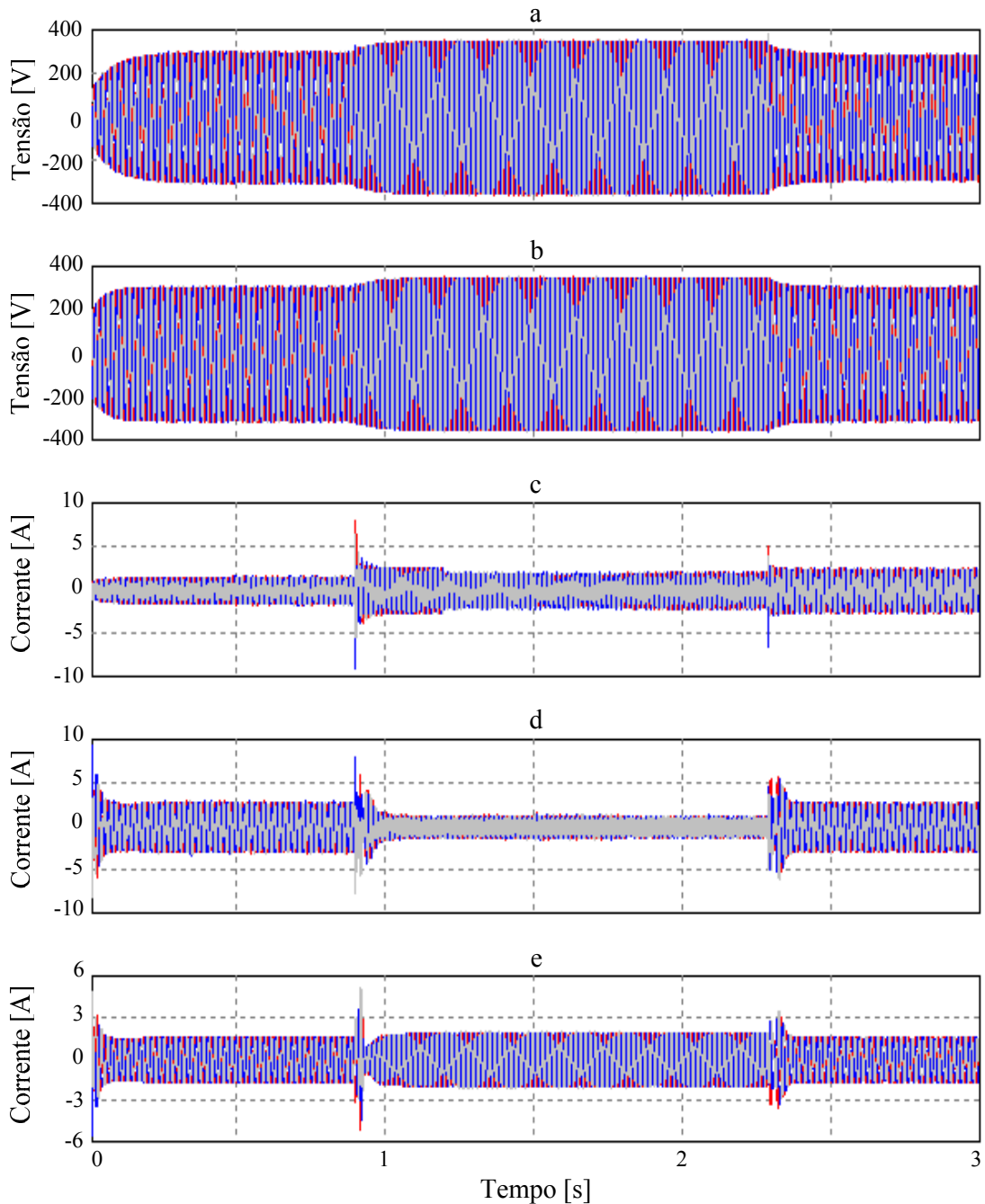


Figura 5.23 – Resultados de simulação da (a) corrente da carga, (b) corrente entre gerador e carga, (c) corrente do filtro ativo e (d) corrente do STATCOM, para as duas configurações do circuito de potência, alteração de P_{SAF} e monitoramento de ângulo.

Nota-se na figura 5.23 que com o controle considerando o ângulo das tensões do gerador e carga pode-se minimizar as correntes nos conversores e no gerador, além de eliminar transitórios de sobretensão no gerador e na carga.

5.3 Resultados Experimentais e de Simulação

A seguir são apresentados os resultados experimentais com a planta de geração proposta, incluindo resultados com o STATCOM e com a configuração 1 (STATCOM – Inversor). O Apêndice G apresenta resultados experimentais do inversor, mostrando as suas características de operação. Para o levantamento dos resultados práticos foi utilizado um motor cc como máquina primária e a máquina de indução cujos dados estão no Anexo 3. Os resultados experimentais são comparados com resultados de simulação, também utilizando os dados da máquina do Anexo 3.

5.3.1 Resultados Experimentais e de simulação do STATCOM

Nas figuras 5.24 a 5.29 são apresentados os resultados experimentais com o protótipo do STATCOM. A medição de tensão do barramento cc foi realizada através de ponteira diferencial de tensão com atenuação de quinhentas vezes (500x), com ganho no osciloscópio de uma vez (1x).

Das figuras 5.24 a 5.29 a atenuação para a medida de tensão é de duas vezes (2x) nos canais 1e 2 do osciloscópio. A escala da ponteira de corrente é 100 mV/A com ganho de uma vez (1x) no canal 3 do osciloscópio. Para esta medida o canal 3 está selecionado em 100 mV/div.

A figura 5.24a e 5.24b apresenta resultados para a tensão do barramento cc e a tensão de fase do gerador, respectivamente, para rotação variável do gerador e este conectado em estrela. Os resultados da figura 5.24 foram realizados com carga resistiva de 250 Ω conectada ao barramento ca, junto ao gerador. A variação da potência pode ser observada na figura 5.24a através da variação da tensão no barramento cc, cuja tensão aumenta decorrente do carregamento das baterias. A variação de tensão observada na figura 5.24b também decorre da variação da rotação do gerador.

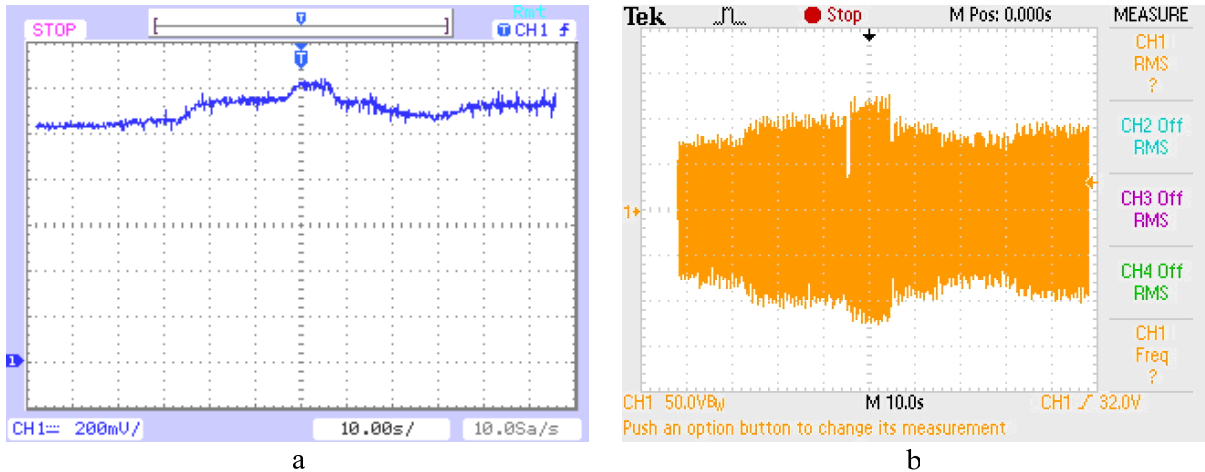


Figura 5.24 – Resultados experimentais com velocidade variável para (a) tensão no barramento cc e (b) tensão de fase no gerador (V_a).

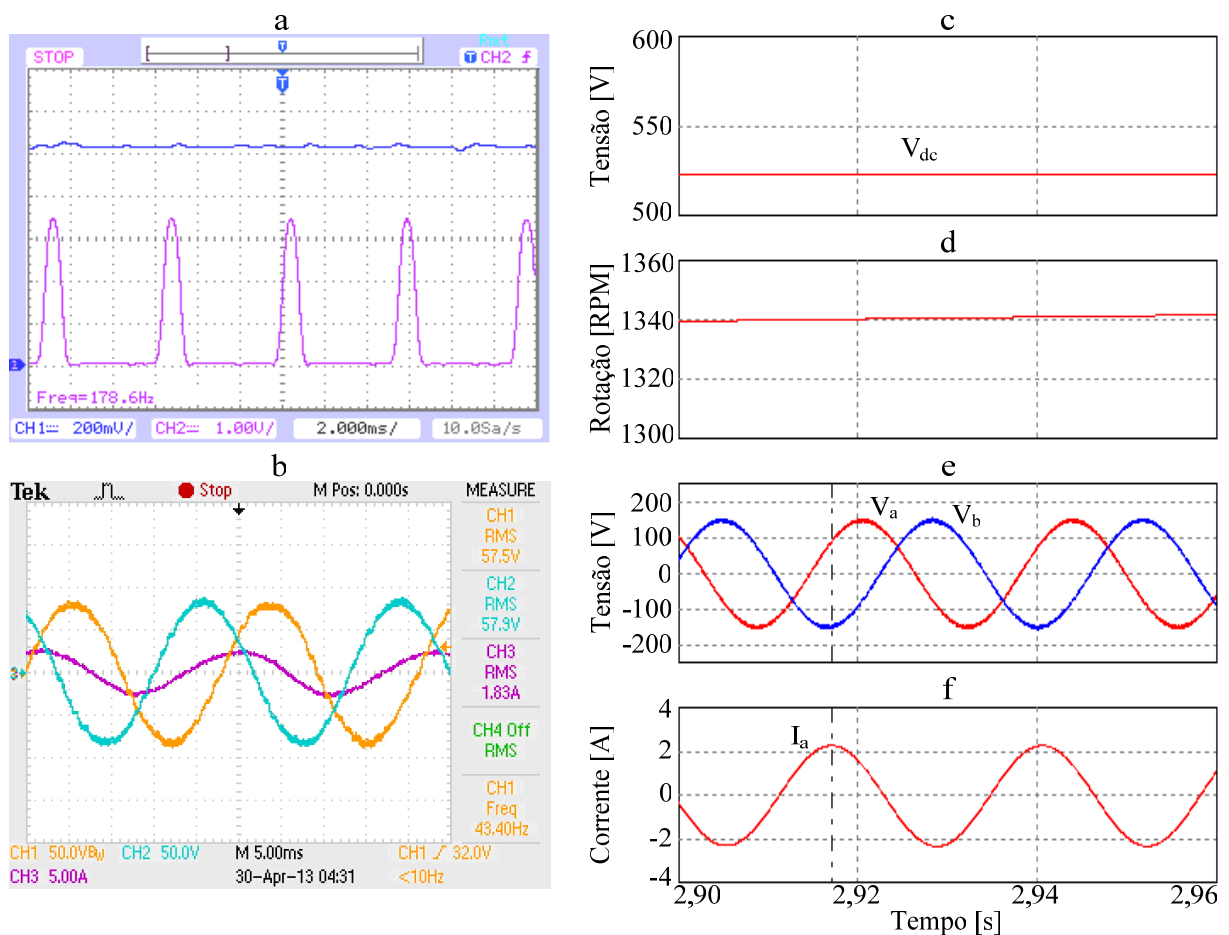


Figura 5.25 – Resultados experimentais para a (a) tensão no barramento cc e sinal do Encoder, (b) tensão nas fases a e b do gerador (V_a e V_b) e corrente na fase a (I_a), e de simulação para (c) tensão no barramento cc, (d) rotação, (e) tensão nas fases a e b do gerador (V_a e V_b) e (f) e corrente na fase a (I_a), para 1340 RPM.

As figuras 5.25 a 5.28 mostram a tensão gerada nas fases a e b do gerador, a corrente de estator na fase a do gerador, a tensão no barramento cc e o sinal do Encoder. O Encoder é constituído por um disco com oito ranhuras, gerando oito pulsos por rotação. Para uma máquina e quatro pólos, a cada rotação tem-se dois períodos, considerando que a máquina apresenta rotação síncrona. Portanto, para cada período da tensão do gerador têm-se quatro pulsos do sinal do Encoder.

Na figura 5.25a é apresentada a tensão no barramento cc do conversor e o sinal do Encoder, para a rotação de 1340 RPM do gerador. A figura 5.24b mostra a tensão nas fases a e b do gerador (V_a e V_b), e corrente de estator na fase a (I_a). A figura 5.26 apresenta resultados para a rotação de 1531 RPM do gerador.

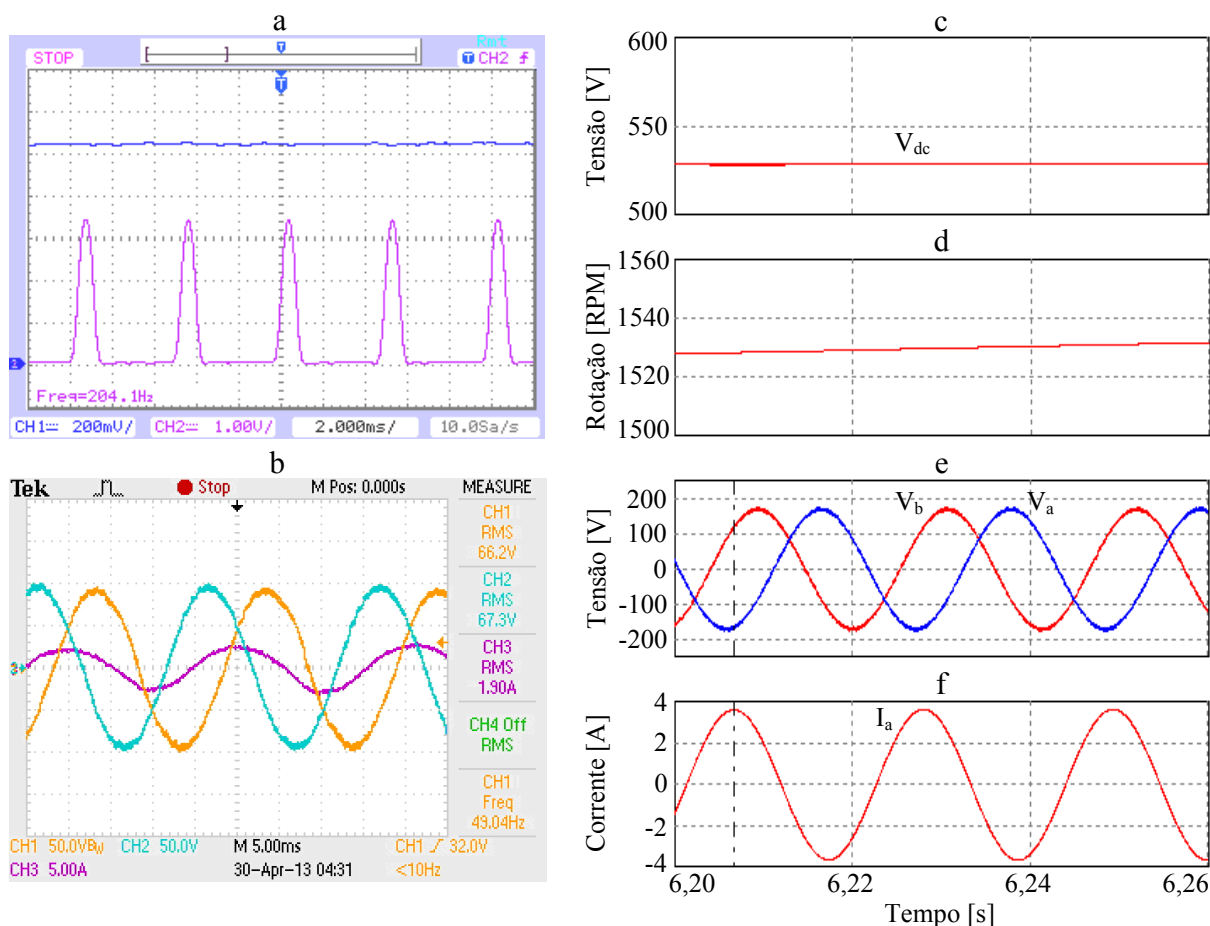


Figura 5.26 – Resultados experimentais para a (a) tensão no barramento cc e sinal do Encoder, (b) tensão nas fases a e b do gerador (V_a e V_b) e corrente na fase a (I_a), e de simulação para (c) tensão no barramento cc, (d) rotação, (e) tensão nas fases a e b do gerador (V_a e V_b) e (f) e corrente na fase a (I_a), para 1531 RPM.

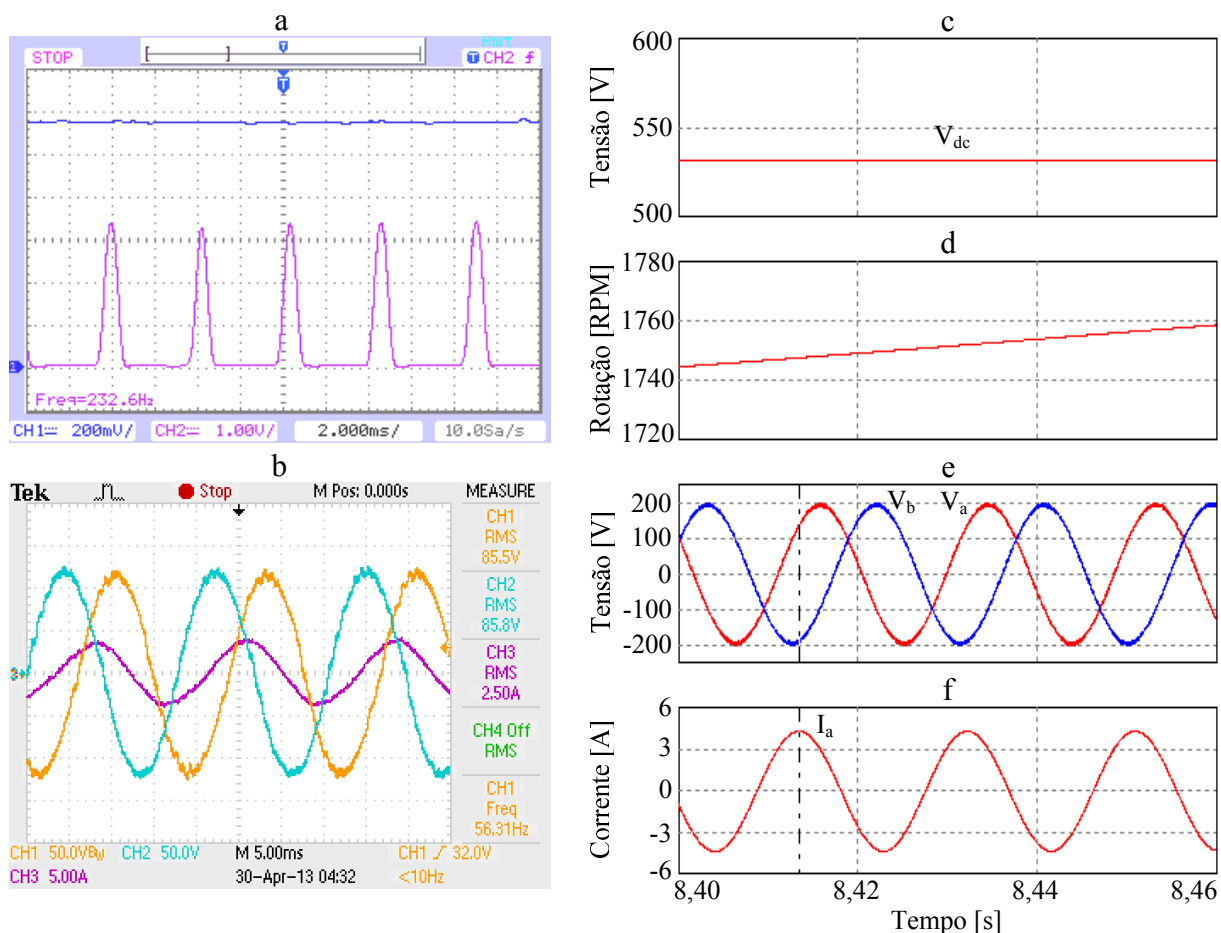


Figura 5.27 – Resultados experimentais para a (a) tensão no barramento cc e sinal do Encoder, (b) tensão nas fases a e b do gerador (V_a e V_b) e corrente na fase a (I_a), e de simulação para (c) tensão no barramento cc, (d) rotação, (e) tensão nas fases a e b do gerador (V_a e V_b) e (f) e corrente na fase a (I_a), para 1745 RPM.

A figura 5.27 apresenta resultados para a rotação de 1745 RPM do gerador e a figura 5.28 mostra resultados para 1932 RPM.

Observa-se nas figuras 5.25 a 5.28 que o controle atrelado à rotação aumenta a tensão gerada de maneira proporcional à rotação, como definido no capítulo 4. Isto pode ser visto nas figuras 5.25b, 5.26b, 5.27b e 5.28b, e nas figuras 5.25e, 5.26e, 5.27e e 5.28e. Como discutido anteriormente, com base na curva de máxima potência típica de turbinas eólicas, a potência máxima disponível varia de acordo com a velocidade do vento, mas também em função da rotação da turbina. Portanto, com um aumento de rotação ocorre um aumento na referência de potência para o controle do STATCOM. Como consequência deste aumento na potência de referência, há um aumento na potência disponível no gerador. Como a carga é constante para os resultados das figuras 5.26 a 5.28, a corrente de carregamento das baterias aumenta, elevando a tensão no barramento cc.

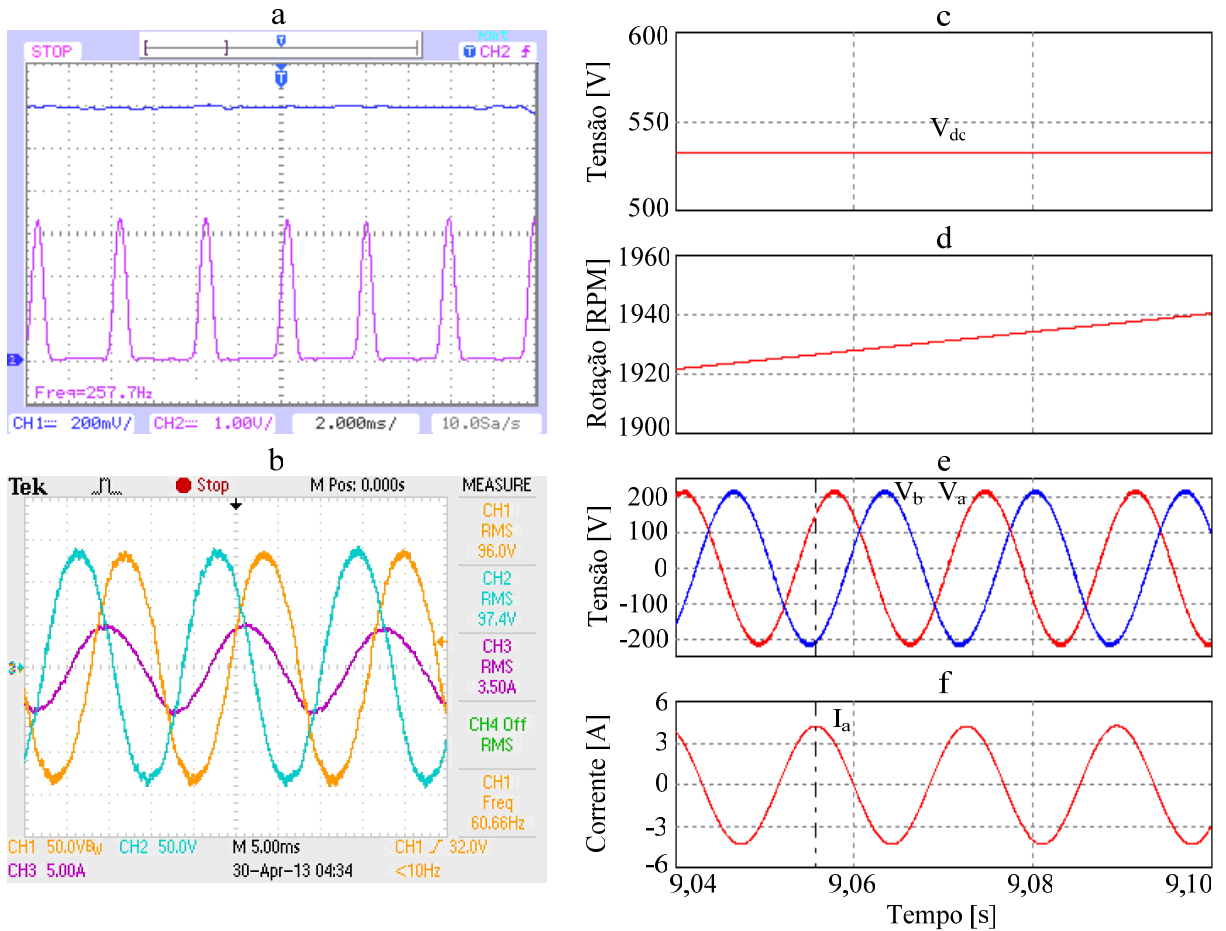


Figura 5.28 – Resultados experimentais para a (a) tensão no barramento cc e sinal do Encoder, (b) tensão nas fases a e b do gerador (V_a e V_b) e corrente na fase a (I_a), e de simulação para (c) tensão no barramento cc, (d) rotação, (e) tensão nas fases a e b do gerador (V_a e V_b) e (f) e corrente na fase a (I_a), para 1932 RPM.

As figuras 5.25 a 5.28 mostram que a frequência também é variável de acordo com a rotação. No entanto, a frequência é levemente reduzida para compensar o acréscimo de potência com a rotação e manter a operação da máquina de indução como gerador. Ou seja, matem a rotação sempre acima da rotação síncrona.

A figura 5.29 apresenta resultados com a tensão nas fases a e b do gerador (canais 1 e 2), corrente de estator (canal 3) e corrente de carga (canal 4). Nas figuras 5.29a, 5.29b e 5.29c é utilizada uma carga de 250 Ω por fase. Nas figuras 5.29d, 5.29e e 5.29f é utilizada uma carga de 133 Ω por fase. Na figura 5.29, a rotação aumenta das figuras 5.29a e 5.29d para as figuras 5.29c e 5.29f.

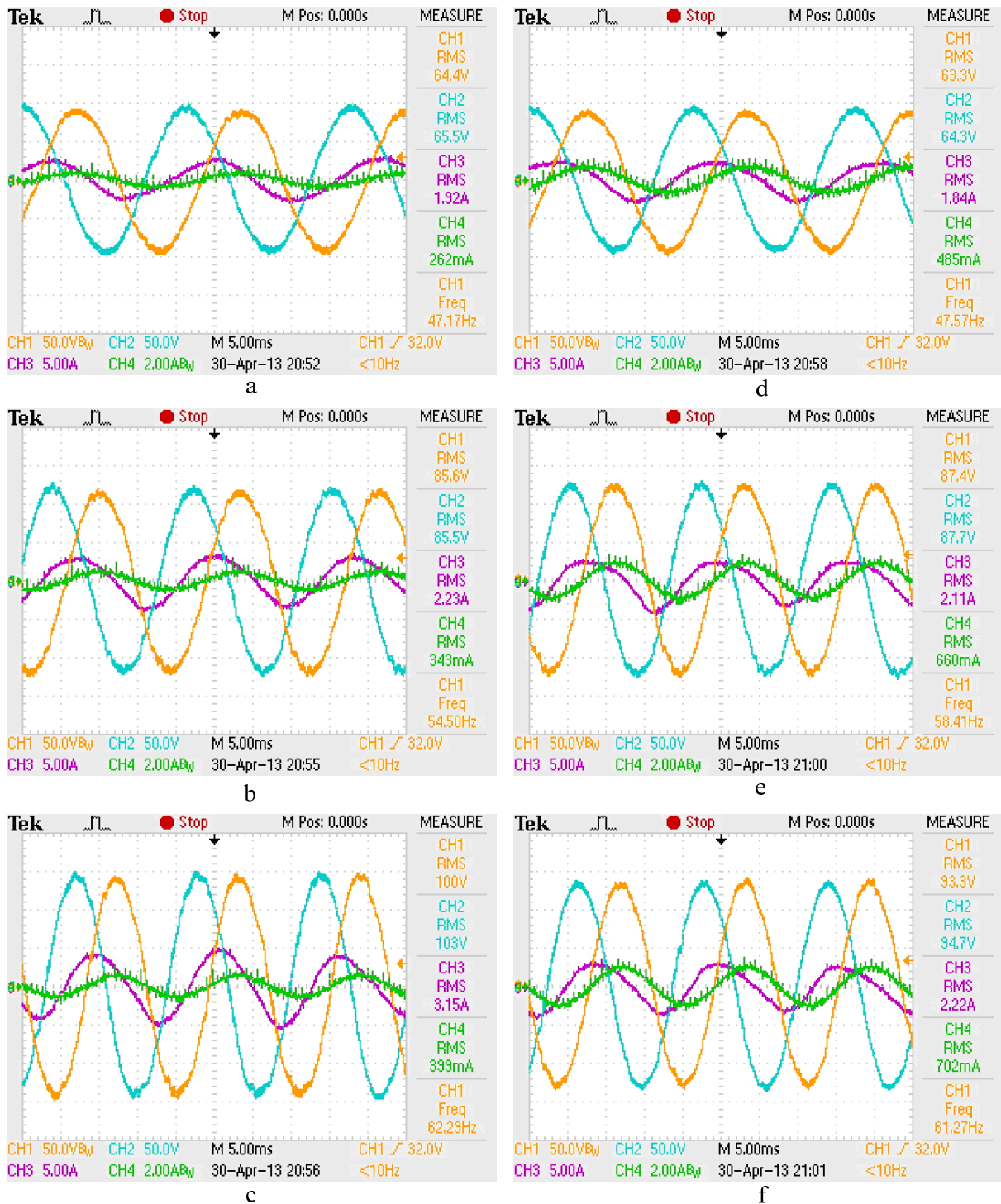


Figura 5.29 – Resultados para rotação variável e dois valores de carga para a tensão nas fases a e b do gerador (V_a e V_b), corrente de estator na fase a do gerador (I_a) e corrente de carga na fase a.

5.3.2 Resultados Experimentais e de Simulação da Configuração 1: STATCOM – Inversor

Os resultados com a configuração 1, envolvendo o STATCOM e o Inversor, foram obtidos com a conexão em comum do barramento cc de ambos os conversores. Neste ensaio prático a rotação do gerador foi alterada para comparação das tensões da carga e do gerador. Ainda, foi evidenciada a corrente de estator do gerador, mostrada no canal 3 do osciloscópio em todas as figuras. Todos os resultados experimentais são comparados com resultados de simulação. Em ambos os casos, prática e simulação, foi usada a máquina de indução do Anexo 3.

A atenuação do canal 1 é de 2 vezes (2x), no canal 2 é utilizada a ponteira diferencial de tensão com atenuação de quinhentas vezes (500x) e a ponteira de corrente está na escala de 100 mV/A. No canal 1 é mostrada a tensão gerada, na fase a (V_a), e o canal 2 mostra a tensão de fase na carga (V_{oa}), sintetizada pelo inversor.

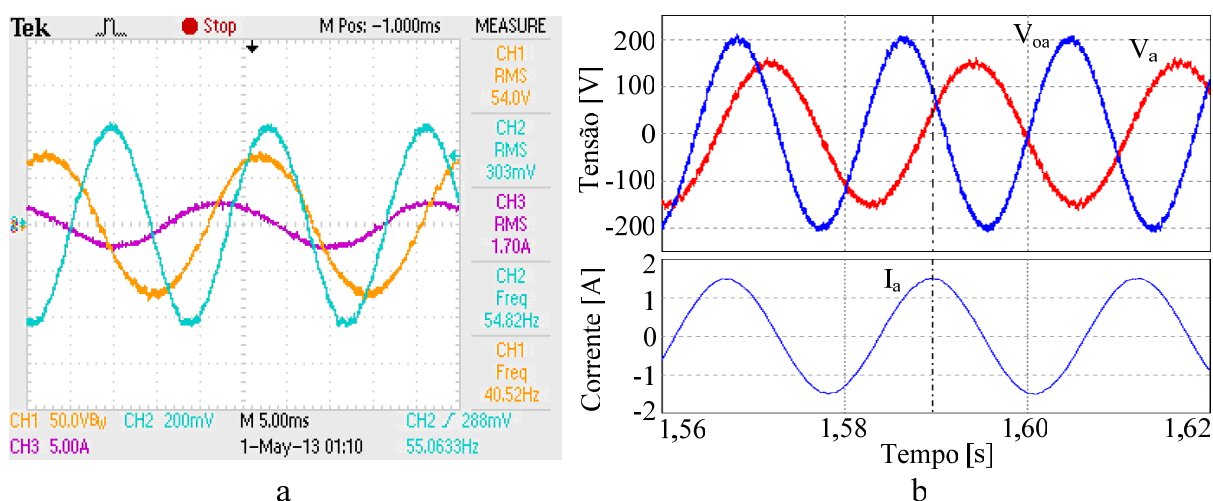


Figura 5.30 – Resultados (a) experimentais e (b) de simulação, para 1250 RPM, da tensão na fase a do gerador (V_a), tensão na fase a da carga (V_{oa}) e corrente de estator (I_a).

A carga utilizada é uma resistiva com 250 Ω , por fase. Nas figuras 5.30 a 5.34 a rotação é de 1250 RPM, 1408 RPM, 1572 RPM, 1738 RPM e 1890 RPM, respectivamente. Nas figuras 5.30b a 5.34b a corrente I_a foi multiplicada por dez para melhor visualização, nas simulações.

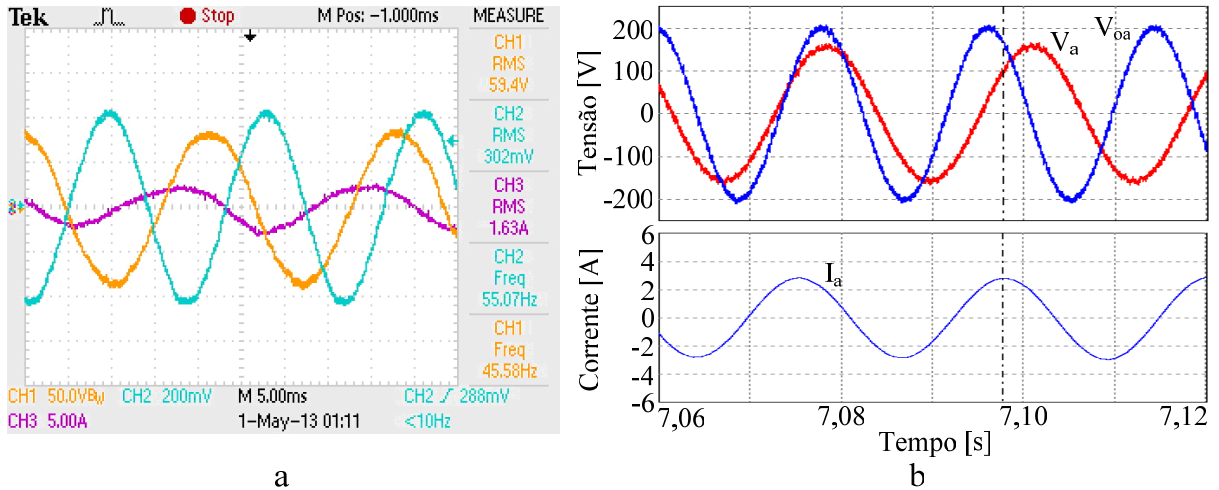


Figura 5.31 – Resultados (a) experimentais e (b) de simulação, para 1408 RPM, da tensão na fase a do gerador (V_a), tensão na fase a da carga (V_{oa}) e corrente de estator (I_a).

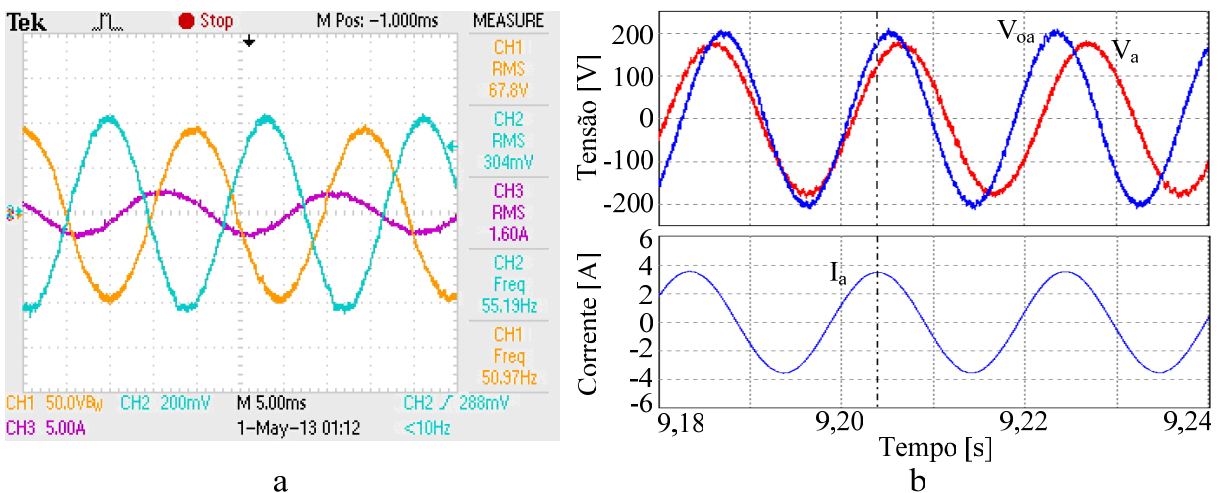


Figura 5.32 – Resultados (a) experimentais e (b) de simulação, para 1572 RPM, da tensão na fase a do gerador (V_a), tensão na fase a da carga (V_{oa}) e corrente de estator (I_a).

Observa-se por meio dos resultados das figuras 5.30 a 5.34 que o controle utilizado para o STATCOM atua corretamente com a configuração 1, mantendo a frequência fixa na carga, em 55 Hz, e variando a amplitude e a frequência da tensão no gerador de acordo com a rotação e referência de potência. Também é observada a concordância entre os resultados práticos e os resultados de simulação, por meio de comparação das figuras 5.30b a 5.34b com as figuras 5.30a a 5.34a.

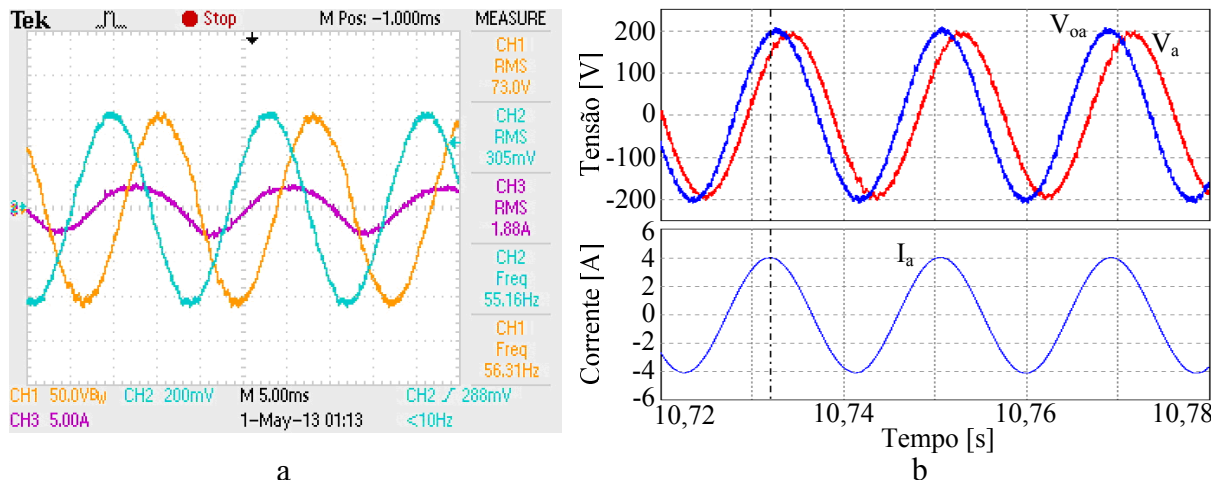


Figura 5.33 – Resultados (a) experimentais e (b) de simulação, para 1738 RPM, da tensão na fase a do gerador (V_a), tensão na fase a da carga (V_{oa}) e corrente de estator (I_a).

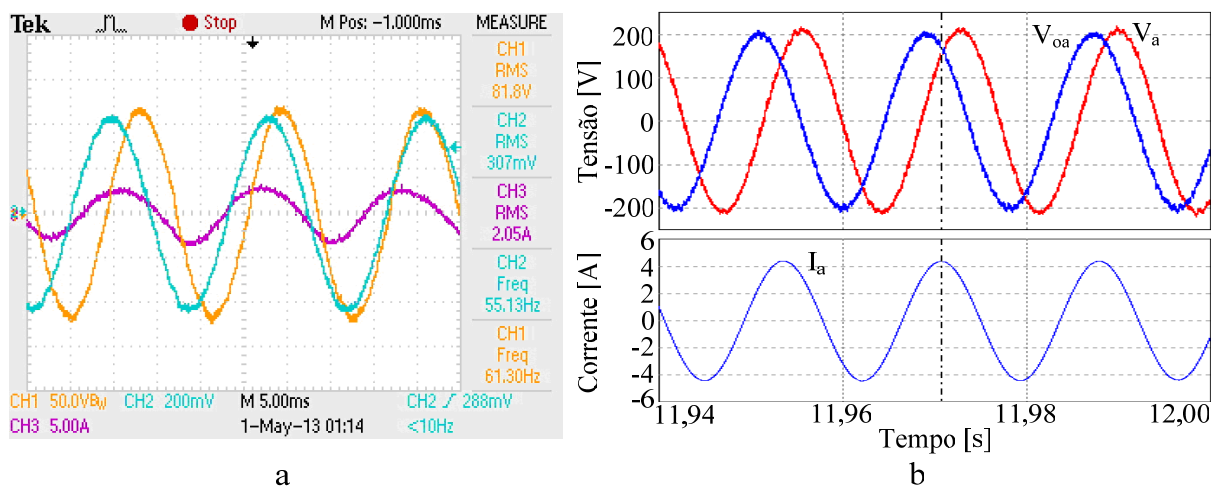


Figura 5.34 – Resultados (a) experimentais e (b) de simulação, para 1890 RPM, da tensão na fase a do gerador (V_a), tensão na fase a da carga (V_{oa}) e corrente de estator (I_a).

5.4 Resumo do Capítulo

Este capítulo apresenta os resultados de simulação usando a planta de geração proposta nesta tese e os resultados obtidos com o protótipo implementado em laboratório. Através das simulações e dos ensaios experimentais pôde-se verificar as características de operação da planta de geração e caracterizar as duas configurações de funcionamento do circuito de potência. As simulações confirmam a efetividade do controle utilizado em manter

a turbina no ponto de máxima potência (MPP), além de controlar a tensão e a frequência, do gerador e na carga, dentro das especificações de cada controle e do conversor. Por meio dos resultados práticos, foram observadas as variáveis de controle do STATCOM, pela rotação da máquina primária, e do inversor através da tensão e frequência de saída. O circuito completo da planta proposta foi implementado no programa PSim[®] de simulação de circuitos, utilizando-se os recursos matemáticos do próprio programa, mas também utilizando os recursos externos provenientes de modelos matemáticos encontrados na literatura.

Os resultados de simulação apresentados mostram que o controle adotado para o STATCOM efetua corretamente a compensação de reativos do GI e o controle da potência gerada, mesmo sob variações de rotação e de carga. Como observado no item 5.2.2, para diferentes modos de operação, o filtro ativo é capaz de compensar os harmônicos das cargas não-lineares conectadas ao gerador. Além disso, o filtro ativo atua também na compensação de carga desbalanceadas, o que se reflete na redução da corrente do STATCOM e na corrente de excitação do gerador. A desconexão do GI para rotações abaixo de 1600 RPM se mostrou eficiente, observada a partir das simulações, juntamente com a entrada em funcionamento do conversor do lado da carga, no modo inversor. Entretanto, deve-se a leitura do ângulo da tensão gerada e tensão na carga para a alteração da configuração 1 para a 2, e vice-versa, visando minimizar sobre correntes nos conversores e no gerador.

Conclui-se que com o ajuste da potência de referência do filtro ativo durante a operação do inversor é possível limitar a corrente nos conversores, conforme mostra a figura 5.23. A conversão de energia elétrica com o gerador de indução como apresentada neste capítulo se mostrou robusta e capaz de fornecer tensão à carga com baixo conteúdo harmônico mesmo na presença de cargas não-lineares. Além disso, esta configuração pode assegurar ao gerador uma corrente de estator com amplitude dentro de limites apropriados, evitando sobre correntes no estator do GI e, conseqüentemente, evitando sobre aquecimento. As baterias colocadas no barramento cc são capazes de armazenar energia durante o excedente e também podem suprir a carga quando a fonte primária for escassa. Ainda, as baterias estabilizam a tensão no barramento cc, como observado nas figuras 5.6(a) e 5.22(a), contribuindo assim para uma operação robusta de todo o conjunto.

Os resultados experimentais apresentados e comparados com resultados de simulação mostram que o sistema de conversão de energia eólica proposto pode ser utilizado para a alimentação de cargas isoladas, mantendo a tensão e a frequência na carga dentro dos limites de segurança para uma operação segura.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÃO E CONTINUIDADE DO TRABALHO

Este capítulo apresenta as principais conclusões sobre a tese proposta, ressaltando os problemas encontrados com o GI em plantas isoladas da rede elétrica e as soluções adotadas para minimizar tais problemas, além dos aspectos positivos e negativos do trabalho. Esta tese também discute o controle adotado para o filtro ativo, para o compensador estático de reativos e para o inversor e como este controle atua para manter o funcionamento da planta de geração dentro das especificações de projeto. Ainda, apresenta as conclusões relativas aos resultados de simulação e práticos com a planta proposta evidenciando a operação com rotação e carga variáveis. Ao final são apresentados os aspectos originais, as principais contribuições e as proposições para a continuidade e melhoria da proposta.

6.1 Conclusões

Esta tese propõe uma nova configuração para a conversão de energia eólica operando com velocidade variável, associada ao gerador de indução. As características de operação são bem evidenciadas a partir dos resultados de simulação e práticos, dentro de cada configuração do circuito de potência.

Em relação ao circuito de potência proposto pôde-se concluir os seguintes aspectos:

- O Circuito de potência da planta proposta, com controle MPPT, é capaz de extrair a máxima potência da turbina.
- O circuito de potência é derivado da configuração em série de dois conversores trifásicos totalmente controlados (conversor back-to-back), cujo funcionamento foi alterado para minimizar a potência do conversor de excitação do gerador e contemplar a proposta da tese, nas duas configurações de operação.

- As características de operação do circuito de potência permitem implementar mais de um modo de controle ao conversor do lado da carga sem a necessidade de dispositivos adicionais.
- O conversor do lado da carga pode trabalhar adequadamente como inversor e como filtro ativo, de maneira complementar.
- A capacidade reduzida de potência para o conversor de excitação é possível com base nas características estáticas das turbinas eólicas operando com rotação variável e na operação com tensão e frequência variáveis controladas no gerador e permitidas para a carga.
- O filtro ativo não representa custo adicional ao circuito de potência, pois se trata do mesmo conversor operando como inversor apenas com alterações no modo de controle.
- A presença das baterias no barramento cc permite a estabilização da tensão, além de garantir o correto gerenciamento e controle do fluxo de potência entre gerador, barramento cc e carga.
- O custo adicional das baterias é justificado pela capacidade de armazenamento e possibilidade de alimentação da carga durante redução ou ausência da fonte primária de energia.
- Os filtros passa-baixa utilizados tanto para o STATCOM quanto para o filtro ativo/inversor forneceram resultados dentro do especificado, com conteúdo harmônico reduzido e, principalmente, com boa atenuação na frequência natural do circuito.
- A excitação do gerador pode ser realizada apenas pelo compensador estático, sem os capacitores de auto-excitação.
- A excitação eletrônica através do STATCOM apresenta resposta rápida às variações de carga ou da rotação da máquina primária.
- O ponto de operação do gerador especificado está abaixo do valor nominal. Isto se deu por questões técnicas relativas à tensão máxima admissível no barramento cc dos conversores utilizados na prática, a qual é limitada em 800 V. Como as simulações foram realizadas utilizando as especificações práticas do gerador, turbina e também dos módulos de potência, estes limites foram respeitados nas simulações. Entretanto, o ponto de operação escolhido de menor tensão não comprometeu o funcionamento do circuito de potência nem do gerador, assim como os resultados de simulação e práticos.

Com relação ao controle adotado para a turbina, para o compensador estático, inversor e filtro ativo, com base nos resultados de simulação e/ou práticos, conclui-se:

- O MPPT adotado garante estabilidade à planta de geração e a máxima extração de energia para cada regime de vento.
- O controle utilizado para a excitação do gerador através do STATCOM gerencia corretamente a potência do GI com base no TSR-MPPT.
- O controle com V/f quase constante adotado garante que a corrente de magnetização do gerador permaneça dentro de limites seguros, para a maioria das cargas comumente encontradas em residências, em toda a faixa de variação de rotação e nas duas configurações de operação. Ainda, este controle mantém a tensão e a frequência na carga dentro dos limites seguros definidos em norma.
- O inversor, através da realimentação em tensão e uso do controle em coordenadas dq0, garante estabilidade e baixa distorção harmônica da tensão na carga. Além disso, apresenta resposta rápida à mudança de carga devido à atuação dos compensadores sobre componentes contínuas.
- A teoria p-q aplicada ao filtro ativo é capaz de compensar cargas não-lineares e desbalanceadas. Entretanto, cargas desbalanceadas são levemente compensadas pelo filtro quando este não está carregando baterias.
- Quando há fluxo de potência ativa do barramento ca para o cc, ou vice-versa, através do filtro ativo, o desbalanço da carga é minimizado. Isto ocorre devido à redução percentual da potência da carga em relação à potência do gerador.
- O controle de desconexão e reconexão entre gerador e carga opera corretamente sem interrupções de energia para a carga. No entanto, deve-se levar em conta o ângulo entre a tensão gerada e a tensão na carga para efetuar a reconexão. Portanto, um controle de reconexão apropriado deve ser utilizado. Para a entrada em operação do filtro ativo, a sua potência de referência deve ser alterada ou limitada para evitar sobrecorrente no próprio SAF, no gerador e no STATCOM.
- Não é necessário um PLL adicional aplicado à teoria p-q do filtro ativo, pois as tensões de referência geradas internamente pelo controle do STATCOM podem ser utilizadas fornecendo bons resultados. Assim, as componentes, média e oscilante, das potências ativa e reativa são calculadas corretamente.

- O controle do ângulo das pás implementado em simulação apresenta resultados dentro do esperado para este tipo de controle, e atua corretamente para a limitação da potência e da rotação da turbina.

Quanto às duas configurações de operação do circuito de potência e à variação de tensão e frequência, permitidas na carga, pode-se concluir que:

- O circuito apresenta resultados satisfatórios dentro do especificado e comumente encontrados na literatura especializada, para cada conversor e controle específico.
- A tensão e frequência na carga permanecem dentro dos limites estabelecidos em norma e especificados em projeto.
- A eficiência global do circuito é maior quando a carga está conectada diretamente ao gerador na Configuração 2, frente à configuração série. Portanto, obtêm-se uma potência disponível maior para a carga.

Com relação ao gerador e à sua operação, conclui-se:

- O gerador opera com rendimento elevado devido à variação da frequência de acordo com a rotação.
- A corrente de magnetização permanece praticamente constante e dentro dos limites do gerador, devido à variação praticamente constante da tensão e da frequência.
- A corrente de magnetização pode ser reduzida ainda mais se outro ponto de operação com maior tensão for especificado e se for utilizado módulos de potência trifásicos com maior capacidade de tensão.

As simulações e dados práticos demonstraram a efetividade da planta de geração eólica proposta para trabalhar no ponto de máxima potência da turbina, minimizar a potência do conversor de excitação do gerador de indução e alimentar a carga com tensão dentro dos limites estabelecidos em norma. Além disso, o circuito de potência, juntamente com o controle adotado para cada conversor, forneceu os resultados esperados e definidos para o projeto. Os objetivos desta tese foram alcançados e melhorias são propostas para a continuidade do trabalho.

6.2 Aspectos Considerados Originais desta Tese

No que tange aos aspectos originais do trabalho desenvolvido, destacam-se os seguintes pontos:

- Uma nova configuração para o circuito de potência para interligação de geradores de indução, carga e conversores.
- Circuito de potência baseado na configuração série comumente utilizada, entretanto é adicionado entre a carga e o gerador um barramento ca comutável para desconexão entre gerador e carga.
- Conversor de excitação do gerador com potência reduzida, em torno de 60% da nominal, devido à configuração do circuito de potência.
- Interligação direta entre carga e gerador com tensão e frequência na carga variáveis dentro de limites seguros estabelecidos em norma e atrelados à rotação variável da turbina eólica.
- Conversor do lado da carga usado como filtro ativo sem qualquer dispositivo ou conversor eletrônico adicional.
- Adicionado à teoria p-q de controle do filtro ativo o controle de potência ativa para auxiliar na carga das baterias do barramento cc.
- Potência ativa drenada para o barramento cc pelo STATCOM controlada indiretamente através do controle de potência do filtro ativo.

6.3 Continuidade do Trabalho

Esta tese apresentou uma nova configuração para sistemas isolados de conversão de energia eólica, incluindo o circuito de potência utilizado, o controle adotado e os principais resultados obtidos. Entretanto, se propõe melhorias, adequações e novas propostas como as destacadas abaixo:

- Implementação de um emulador de turbina eólica para testes de bancada com a planta proposta;
- Adição ao controle dos conversores do monitoramento do ângulo da tensão gerada e tensão na carga visando a comutação segura do barramento ca, e de P_{SAF} adequado

durante a operação do conversor do lado da carga como inversor para a limitação da corrente nos conversores;

- Inclusão de monitoramento da carga das baterias visando maximizar a vida útil;
- Inclusão de dispositivos de proteção contra sobrecarga e curto-circuito provocados pela carga;
- Implementação de técnicas de controle avançadas visando melhorar a dinâmica de operação do circuito de potência;
- Implementação prática do filtro ativo shunt;
- Uso da planta de geração proposta com uma turbina eólica real, para alimentação de cargas reais isoladas da rede elétrica.

BIBLIOGRAFIA

- ABNT; “**NBR 7094 - Máquinas Elétricas Girantes - Motores de Indução – Especificação**”, Rio de Janeiro – RJ, 2003.
- ABDULLAH, M.A.; YATIM, A.H.M.; TAN, C.W.; SAIDUR, R.; “**A Review of Maximum Power Point Tracking Algorithms for Wind Energy Systems**”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, pp. 3220-3227, 2012.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA-ANEEL; “**Atlas de Energia Elétrica do Brasil**“, Ed. Brasília, Brasil, 2008.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA-ANEEL; “**Capacidade de Geração do Brasil**”, <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil.cfm>>, Acesso: 10/01/2013.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL; “**Conformidade dos Níveis de Tensão de Energia Elétrica em Regime Permanente**”, <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2001505.pdf>>, Acesso: 28/01/2013.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA-ANEEL; “**Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST/Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**”, Revisão 2, 2010.
- AHMED, T.; NORO, O.; HIRAKI, E.; NAKAOKA, M.; “**Terminal Voltage Regulation Characteristics by Static Var Compensator for a Three-Phase Self-Excited Induction Generator**”, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 40, N° 4, July, 2004.
- AHMED, K.H.; FINNEY, S.J.; WILLIAMS, B.W.; “**Passive Filter Design for Three-Phase Inverter Interfacing in Distributed Generation**”, Journal of Electrical Power Quality and Utilization, Vol. XIII, N° 2, 2007.
- AKAGI, H.; KANAZAWA, Y.; NABAE, A.; “**Generalized Theory of the Instantaneous Reactive Power in Three-Phase Circuits**”, IPEC’83, Int. Power Electronics Conference, pp. 1375-1386, Tokyo, Japan, 1983.
- AL-SAFFAR, M. A.; NHO, E.; LIPO, T. A.; “**Controlled Shunt Capacitor Self-Excited Induction Generator**”, IEEE, 1998.
- ALI, H.M.; WU, B.; “**Comparison of Stabilisation Methods for Fixed-Speed Wind Generator Systems**”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 25, N° 1, Jan, 2010.
- ASSEMBLÉIA LEGISLATIVA – RS; “**Qualidade da Energia Elétrica Rural – Relatório Final RDI 109/2011**”, Rio Grande do Sul, 2011.
- ASSEMBLÉIA LEGISLATIVA – RS; “**Qualidade da Energia Elétrica Distribuída no meio Rural e em Centros Urbanos de Pequenos Municípios – Relatório Final RDI 111/2007**”, Rio Grande do Sul, 2007.

- BASOTTI, M. R.; “**Eletricidade – Instalações Industriais**”, SENAI, Sapucaia do Sul – RS, July, 2002.
- BASSETT, D. E.; POTTER, M. F.; “**Capacitive Excitation for Induction Generators**”, IEE Transactions, Vol. 54, pp. 540-543, 1935.
- BHATTACHARYA, M. D.; BENEJEE, B.; “**Synchronous Reference Frame Harmonic Isolator Using Series Active Filter**”, 4th European Power Electronics Conference, Vol. 3, pp. 30-35, Florence, 1991.
- BONERT, R.; RAJAKARUNA, S.; “**Self-excited induction generator with excellent voltage and frequency control**”, Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings, pp. 33-39, Vol. 145, 1998.
- BREBAN, S.; NASSER, M.; VERGNOL, A.; COURTECUISSÉ, V.; ROBYNS, B.; RADULESCU, M.M.; “**Study of a grid-connected hybrid wind/micro-hydro power system**”, International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM 2008), pp. 1198-1203, 2008.
- CAMARGO, O.A.; SILVA, F.J.L.; “**Atlas Eólico do Rio Grande do Sul**”, Secretaria de Minas e Comunicações – SEMC, 2002.
- CARDENAS, R.; PEÑA, R.; “**Sensorless Vector Control of Induction Machines for Variable-Speed Wind Energy Applications**”, Energy Conversion, IEEE Transactions, Vol. 19, pp. 196-205, 2004.
- CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL; “**Atlas do Potencial eólico Brasileiro**”, Brasília, 2001.
- CHAPMAN S. J.; “**Electric Machinery Fundamentals**”, McGraw-Hill, 2004.
- CZARNECKI, L. S.; “**On Some Misinterpretations of the Instantaneous Reactive Power p-q Theory**”, IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 19, N° 3, May, 2004.
- DAY, L.; MCNEIL, I.; “**Biographical Dictionary of the History of Technology**”, p. 1204, London, Routledge, Retrieved, 2012.
- DOE/ National Energy Technology Laboratory – NTEL; “**Market Analysis of Emerging Electric Energy Storage Systems – Final Report**”, July, 2008.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE; “**Leilão de Energia de Reserva – Eólica**”, Rio de Janeiro, Nov., 2009.
- ELDER, J.M.; BOYS, J.T.; WOODWARD, J.L.; “**Self-excited Induction Machine as a Small Low-cost Generator**”, Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings, pp. 33-41, 1984.
- EUROPEAN PARLIAMENT'S COMMITTEE ON INDUSTRY, RESEARCH AND ENERGY – ITRE; “**Outlook of Energy Storage Technologies**”, Feb., 2008.

- FARRET, F. A.; PRADO, R. N.; PORTOLANN, C. A.; “**DC-DC Converters for Simultaneous Speed and Voltage Control by the Load in Asynchronous Generator**”, 3rd Brazilian Power Electronics Conference (COBEP'95), pp. 589-593, São Paulo, Brazil, 1995.
- FERRARIS, G.; “**Electromagnetic Rotation with an Alternating Current**”, Electrician 36, pp. 360-375, 1885.
- FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY J. C.; KUSKO, A.; “**Máquinas Elétricas: Conversão Eletromecânica de Energia, Processos, Dispositivos e Sistemas**”, McGraw-Hill, 1975.
- GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL – GWEC; “**Global Wind Report**”, Annual market update, Belgium, 2011.
- GOEL, P; SINGH, B; MURTHY, S; KISHORE, N; “**Isolated Wind-Hydro Hybrid System Using Cage Generators and Battery Storage**”, Transactions on Industrial Electronics, IEEE, 2009.
- GRANTHAM , C.; SUTANTO, D.; MISMAIL, B.; “**Steady-State and Transient Analysis of Self-Excited Induction Generators**”, IEE Proceedings, Vol. 136, N° 2, Mar., 1989.
- GRILO, A.P.; MOTA, A.A.; MOTA, L.T.M.; FREITAS, W.; “**An Analytical Method for Analysis of Large-Disturbance Stability of Induction generators**”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 22, no 4, 2007.
- HARUNI, A. M. O.; HAQUE, A. G. E.; NEGNEVITSKY, M.; “**Voltage and Frequency Stabilisation of Wind-Diesel Hybrid Remote Area Power Systems**”, Power Engineering Conference, AUPEC 2009, pp. 1-6, 2009.
- HEIER, S. “**Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems**”, John Wiley & Sons Ltd, 1998.
- IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY; “**World Energy Outlook 2008: Executive Summary**”, <<http://www.iea.org>>, Acesso: 04/01/2012.
- IEEE Std 519-1992; “**IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems**, New York, NY, USA, 1993.
- JAYARAMAIAH, G.V.; FERNANDES, B.G.; “**Novel Voltage Controller for Stand-alone Induction Generator using PWM-VSI**”, Industry Applications Conference, 41st IAS Annual Meeting, Conference Record of the IEEE, Vol. 1, pp. 204-208, 2006.
- JENKINS, N.; ALLAN, R.; CROSSLEY, P.; KIRSCHEN, D.; STRBAC, G.; “**Embedded Generation**”, IEE, London, UK, 2000.
- KARUGABA, S.; OJO, O.; BALOGUN, A.; “**Influence of Non-linear Loads on the Operation and Power Flow of Induction Generators**”, Electric Machines and Drives Conference, IEMDC '09, IEEE, pp. 1127-1134, 2009.

- KING, W.J.; “**The Development of Electrical Technology in the 19th Century. Part 1: The Electrochemical Cell and the Electromagnet**”, Bulletin of the United States National Museum, pp. 231-271, 1962.
- KRAUSE, P.C.; WASYNCZUK, O.; SUDHOFF, S.D.; “**Analysis of Electric Machinery and Drive Systems**”; Second Edition, John Wiley & Sons, INC., USA, 2002.
- KUMDUR, P.; “**Power System Stability and Control**”, McGraw-Hill Inc., 1993.
- KUO, S. C.; WANG, L.; “**Analysis of Isolated Self-Excited Induction Generator Feeding a Rectifier Load**”, IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution, pp. 90-97, 2002.
- KUPERMAN, A.; RABINOVICI, R.; “**Shunt Voltage Regulators for Autonomous Induction Generators, Part II: Circuits and Systems**”, Electronics, Circuits and Systems – ICECS, IEEE, 2004.
- LAZARINI, M. V.; FILHO, E. R.; “**Sensorless Three-Phase Induction Motor Direct Torque Control Using Sliding Mode Control Strategy Laboratory Set-Up for Motor Speed Control Teaching**”, International Conference on Engineering Education – ICEE 2007 Coimbra, Portugal, Sept., 2007.
- LETTL, J.; BAUER, J.; LINHART, L.; “**Comparison of Different Filter Types for Grid Connected Inverter**”, PIERS Proceedings, Marrakesh, Morocco, 2011.
- MARINESCU, C.; CLOTEA, L.; CIRSTEA, M.; SERBAN, I.; ION, C. “**Controlling Variable Load Stand-Alone Hydro Generators**”, Industrial Electronics Society, 31st Annual conference of IEEE, IECON 2005, 2005.
- MARRA, E. G. **Gerador de Indução Associado a Inversor PWM Operando com Freqüência Constante**. Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Campinas, SP, Brasil, Ago., 1999.
- MARRA, E. G.; POMILIO, J. A.; “**Sistemas de Geração Baseados em Gerador de Indução Operando com Tensão Regulada e Freqüência Constante**”, SBA Controle & Automação Vol. 11, N° 1, 2000.
- MELO, F. P.; FELTES, J. W.; HANNETT, L. N.; “**Application of Induction Generators in Power Systems**”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 101, N° 9, pp. 3385-3393, 1982.
- MOHAN, N.; UNDELAND, T. M.; ROBBINS, W. P.; “**Power Electronics Applications and Design**”, John Wiley & Sons, Inc., 2nd. ed., 1995.
- MULJADI, E.; BUTTERFIELD, C. P.; SALLAN, J.; SANZ, M.; “**Investigation of Self-Excited Induction Generators for Wind Turbine Applications**”, IEEE Industry Applications Society, Annual Meeting, Phoenix, Arizona, Oct., 1999.

- MÜLLER, S.; DEICKE, M.; DONCKER, R. I. K. W.; **“Doubly Fed Induction Generator Systems for Wind Turbines – A Viable Alternative to Adjust Speed Over a Wide Range at Minimal Cost”**, IEEE Industry Applications Magazine, May/June 2002.
- MURTHY, S.A.; JOSE, R.; SINGH, B.; **“A Practical Load Controller or Stand Alone Small Hydro Systems Using Self Excited Induction Generator”**, Power Electronic Drives and Energy Systems for Industrial Growth, IEEE, 1998.
- MURTHY, S.S.; MALIK, O.P.; TANDON, A.K.; **“Analysis of Self Excited Induction Generators”**, IEE Proc., pp. 260-265, 1982.
- NEEMA, D. D.; PATEL, R. N.; THOKE, A. S.; **“Rotor Flux and Torque Estimator for Vector Controlled Induction Drive using ANN”**, Neural Networks, IJCNN 2009, pp. 2215-2220, 2009.
- NEJMI, A.; ZIDANI, Y.; NACIRI, M.; **“Investigation on the Self Excited Induction Generator Provided with a Hydraulic Regulator”**, FIER, Tétouan, Marocco, 2002.
- NESBA, A.; IBTIOUEN, R.; MEKHTOUB, S.; TOUHAMI, O.; BACHA, S.; RIU, D.; BENHADDADI, M.; **“Analysis of Self-Excited Induction Generator Feeding DC Loads for Low-Cost Renewable Energy Applications”**, Electric Machines and Drives Conference, IEMDC '09, IEEE, pp. 812-817, 2009.
- OUAZENE, L.; MCPHERSON JR., G.; **“Analysis of the Isolated Induction Generator”**, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, pp. 2793-2798, 1983.
- PAREDES, H. K. M.; MARAFAO, F. P.; DA SILVA, L. C. P.; **“A Comparative Analysis of FBD, PQ and CPT Current Decompositions – Part I: Three-Phase Three-Wire Systems”**, IEEE Bucharest Power Tech Conference, pp. 1-8, Romani, 2009.
- PEÑA, R.; CARDENAS, R.; BLASCO, R.; ASHER, G.; CLARE, J.; **“A Cage Induction Generator Using Back-to-Back PWM Converters for Variable Speed Grid Connected Wind Energy System”**, IECON 01: The 27th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Vol. 2, pp. 1376-1381, 2001.
- PERUMAL, B.V.; CHATTERJEE, J. K.; **“Analysis of a Self-excited Induction Generator with STATCOM/Battery Energy Storage System”**, IEEE, 2006.
- RASHID, M. H.; **“Power Electronics Systems, Devices and Applications”**, Prentice-Hall International, Inc., 2nd. ed., 1993.
- SALAMEH, Z. M.; CASACCA, M. A.; LINCH, W. A.; **“A Mathematical Model for Lead-Acid Batteries”**, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 7, N° 1, Mar., 1992.
- SANDHU, K. S.; VANDHERA, S.; **“Reactive Power Requiriments of Grid Connected Induction Generator in a Weak Grid”**, WSEAS Transactions on Circuits and Systems, Issue 3, Vol. 7, Mar., 2008.
- SCHOENUNG, S.M.; HASSENZAHN, W.V.; **“SANDIA REPORT – SAND2003-2783”**, DOE/ Sandia National Laboratories, Apr., 2003.

- SCHOENUNG, S.M.; “**SANDIA REPORT – SAND2011-2730: Energy Storage Systems Cost Update**”, DOE/ Sandia National Laboratories, Apr., 2011.
- SEYOUM, D.; GRANTHAM, C.; FAHMAN, F.; “**The Dynamics of an Isolated Self-Excited Induction Generator Driven by a Wind Turbine**”, IECON’01: The 27th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, 2001.
- SIMÕES, M.G.; FARRET, F.A.; “**Alternative Energy Systems - Design and Analysis with Induction Generators**”, Second Edition, CRC Press, Boca Raton, Florida, EUA, 2008.
- SINGH, B.; MURTHY, S. S.; GUPTA, S.; “**STATCOM-Based Voltage Regulator for Self-Excited Induction Generator Feeding Nonlinear Loads**”, IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 53, N° 5, Oct., 2006.
- STEINMETZ, C.P.; “**The Alternating Current Induction Motor**”, XIV AIEE Transaction, pp. 183-217, Retrieved, 2012.
- SUCCAR, S.; “**Global Prospects for Wind Energy**”, IAC International Workshop on Energy October, 2005
- SZCZESNY, R.; RONKOWSKY, M.; “**A New Equivalent Circuit Approach to Simulation of Converter – Induction Machine Associations**”, European Conference on Power Electronics and Applications (EPE’ 91), pp. 356-361, Firenze, Italy, 1991.
- TENINGE, A.; ROYE, D.; BACHA, S.; DUVAL, J.; “**Low voltage Ride-through Capabilities of Wind Plant Combining Different Turbine Technologies**”, EWEC 2009, Marseille, 2009.
- TESLA, N.; “**A New System for Alternating Current Motors and Transformers**”, AIEE Transaction, pp. 308-324, (1888), Retrieved, 2012.
- WAGNER, C. F.; “**Self-excitation of Induction Motors**”, AIEE Transactions, Vol. 58, pp. 47-51, Feb., 1939.
- WANG, L.; LEE, C.; “**A Novel Analysis on the Performance of an Isolated Self-excited Induction Generator**”, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 12, N° 2, June, 1997.
- WATANABE, E. H.; AKAGI, H.; AREDES, M.; “**The P-Q Theory for Active Control: Some Problems and Solutions**”, Revista Controle & Automação, Vol. 15, N° 1, 2004.
- WEG EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS S/A – Motores; “**Manual de Motores Elétricos**”, Jaraguá do Sul, SC, Jun., 2006.
- WEI, X.; XIAO, L.; YAO, Z.; GONG, C.; “**Design of LCL Filter for Wind Power Inverter**”, World Non-Grid-Connected Wind Power and Energy Conference – WNWEC, IEEE, pp. 1-6, 2010.

- WEKHANDE, S.; AGARWAL, V.; **“A new Variable Speed Constant Controller for Self-excited Induction Generator”**, Electric Power Systems Research, Elsevier Science, pp. 157-164, 2001.
- WIK, N.H.; AL-BAHRANI, A.H.; **“Influence of the Terminal Capacitor on the Performance Characteristics of a Self-excited Induction Generator”**, Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings, pp. 168-173, 2002.
- WILLEMS, J.L.; **“A New Interpretation of the Akagi-Nabae Power Components for Nonsinusoidal Three-phase Situations”**, Transactions on Instrumentation and Measurement, IEEE, Vol. 41, pp. 523-527, 1992.
- WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION – WWEA; **“World Wind Energy Report”**, Germany, Mar., 2010.
- WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION – WWEA; **“World Wind Energy Report – 2012: Half Year Report”**, Germany, 2012.
- WU, J. C.; **“AC/DC Power Conversion Interface for Self-excited Induction Generator”**, Renewable Power Generation, IET, pp. 144-151, Vol. 3, 2009.
- YIDONG, C.; YULIN, Y.; LIQIAO, W.; ZHIYUN, J.; WEIYANG, W.; **“Grid-Connected and Control of MPPT for Wind Power Generation Systems Based on the SCIG”**, 2nd International Asia Conference on Informatics in Control, Automation and Robotics, Vol. 3, pp. 51-54, 2010.
- ZAVERI N.; CHUDASAMA, A.; **“Analysis of Different Real Time Reference Generation Techniques used for Harmonic Mitigation in Three Phase Shunt Active Filters”**, International Journal of Recent Trends in Engineering, Vol. 2, N° 7, Nov., 2009.
- ZHANG, J.; CHENG, M.; CHEN, Z.; FU, X.; **“Pitch Angle Control for Variable Speed Wind Turbines”**, DRPT2008, Nanjing, China, Apr., 2008.

APÊNDICE A

Circuito Equivalente da Máquina de Indução e Obtenção da Equação de Torque

De acordo com *Chapman, 2004*, o torque produzido pelo rotor pode ser definido a partir dos parâmetros internos e das variáveis externas à máquina, sendo elas a tensão de alimentação, a frequência, a rotação e, por consequência, o escorregamento. O escorregamento é definido pela razão entre a velocidade angular do rotor e do estator, e a tensão induzida no rotor é dependente desta relação. O número de pólos da máquina de indução determina a rotação da f.m.m no estator em função da frequência, como segue:

$$n_s = \frac{120 \cdot f}{p} \quad (\text{A.1})$$

onde n_s é a rotação síncrona em RPM, p é o número pólos e f é a frequência.

A variável ω_s é a velocidade angular elétrica da f.m.m no estator, dada em rad/s e relacionada a n_s por:

$$\omega_s = \frac{2\pi \cdot n_s}{60} \quad (\text{A.2})$$

Define-se velocidade angular no rotor ω_r , em rad/s, como:

$$\omega_r = \frac{2\pi \cdot n_r}{60} \quad (\text{A.3})$$

onde n_r em (A.3) representa a rotação no eixo da máquina em RPM.

O escorregamento pode ser definido pela diferença entre as velocidades angulares da f.m.m do estator e rotor em relação à f.m.m do estator. O escorregamento é dado por:

$$s = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \quad (\text{A.4})$$

Como a tensão no rotor é induzida através do circuito do estator como num transformador, pode-se fazer a analogia do circuito equivalente da máquina de indução com o circuito do transformador (Fitzgerald et al., 1975; Chapman, 2004). O circuito do estator é acoplado magneticamente ao circuito do rotor através de um transformador ideal com relação de transformação a , como mostra a figura A1.

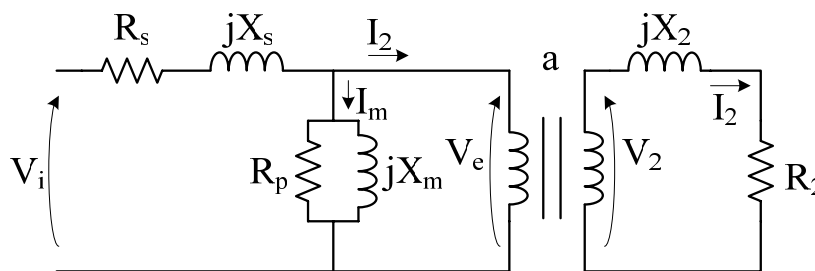


Figura A1 – Circuito equivalente da máquina de indução com transformador ideal.

A frequência da tensão induzida no rotor é diferente da frequência angular da tensão no estator, e é definida pela equação A.5.

$$f_r = s \cdot f_s \quad (\text{A.5})$$

Assim, a reatância do rotor pode ser definida em função da frequência do estator, como segue:

$$X_2 = 2\pi \cdot f_r \cdot L_2 = s \cdot 2\pi \cdot f_s \cdot L_2 = s \cdot X_{r0} \quad (\text{A.6})$$

onde L_2 é a indutância própria do rotor e X_{r0} é a reatância do rotor medida com o mesmo bloqueado.

A impedância do rotor fica determinada então por:

$$Z_{\text{eq}} = \frac{R_2}{s} + jX_2 \quad (\text{A.7})$$

Referindo o circuito do rotor ao primário, utilizando a relação de transformação (a), tem-se a reatância e a resistência definidas por (A.8) e (A.9), respectivamente:

$$X_r = a^2 \cdot X_2 \quad (\text{A.8})$$

$$\frac{R_r}{s} = a^2 \cdot \frac{R_2}{s} \quad (\text{A.9})$$

Assim, o circuito equivalente em regime permanente final por fase com o rotor referido ao estator, fica definido como mostrado na figura A2.

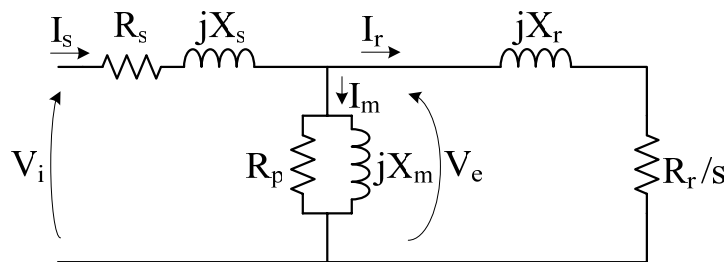


Figura A2 – Circuito equivalente por fase da máquina de indução em regime permanente.

A partir do circuito equivalente da máquina da figura A2, é possível determinar o torque desenvolvido pelo rotor e as potências envolvidas na operação. A potência entregue pelo rotor à carga (P_{mec}) é a potência no entreferro menos a potência relativa às perdas no rotor. Assim, define-se:

$$P_{\text{mec}} = P_e - P_r \quad (\text{A.10})$$

onde P_{mec} é a potência mecânica disponível no rotor, P_e é a potência no entreferro e P_r são as perdas no circuito do rotor. Para uma máquina trifásica, P_e e P_r são definidas por (A.11) e (A.12), respectivamente:

$$P_e = 3 \cdot I_r^2 \cdot \frac{R_r}{s} \quad (\text{A.11})$$

$$P_r = 3 \cdot I_r^2 \cdot R_r \quad (\text{A.12})$$

Assim, a potência mecânica pode ser reescrita como:

$$P_{\text{mec}} = 3 \cdot I_r^2 \cdot R_r \cdot \left(\frac{1-s}{s} \right) \quad (\text{A.13})$$

O torque no eixo da máquina é dado por (A.14):

$$T_{\text{mec}} = \frac{P_{\text{mec}}}{\omega_r}$$

ou

$$T_{\text{mec}} = \frac{P_e}{\omega_s} \quad (\text{A.14})$$

Em função da corrente I_r e ω_s , o torque fica determinado por:

$$T_{\text{mec}} = \frac{3 \cdot I_r^2 \cdot R_r}{\omega_s s} \quad (\text{A.15})$$

A equação A.15 determina o torque, no entanto, a corrente no rotor deve ser conhecida. O torque também pode ser determinado através da tensão de alimentação, da velocidade angular elétrica do estator e do escorregamento, além de se relacionar com os parâmetros internos da máquina, os quais são obtidos através de ensaios e medições. Assim, o objetivo é encontrar uma equação que relacione estas variáveis externas e os parâmetros da máquina com o torque.

Utilizando o Teorema de Thevenin, o ramo de magnetização pode ser colocado em série com o circuito do estator, e a corrente I_r pode ser determinada. Neste procedimento, a resistência relativa às perdas R_p pode ser desprezada, como mostra a figura A3.

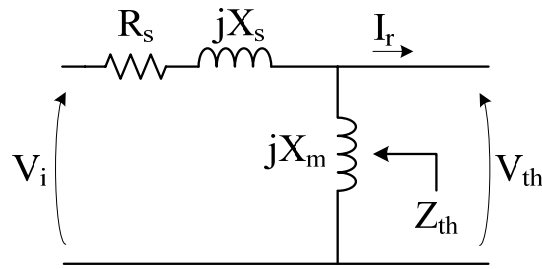


Figura A3 – Circuito do estator e do ramo de magnetização.

Com base na figura A3, a qual representa apenas o circuito do estator e o ramo de magnetização, pode-se determinar a tensão V_{th} e a impedância Z_{th} , como segue:

$$V_{th} = \frac{jX_m}{(R_s + jX_s) + jX_m} \cdot V_i \quad (\text{A.16})$$

ou

$$V_{th} = \frac{X_m}{\sqrt{R_s^2 + (X_s + X_m)^2}} \cdot V_i \quad (\text{A.17})$$

e

$$Z_{th} = \frac{jX_m \cdot (R_s + jX_s)}{R_s + j(X_m + X_s)} \quad (\text{A.18})$$

$$Z_{th} = R_{th} + jX_{th} \quad (\text{A.19})$$

Assim, o estator e o ramo de magnetização ficam representados pela figura A4.

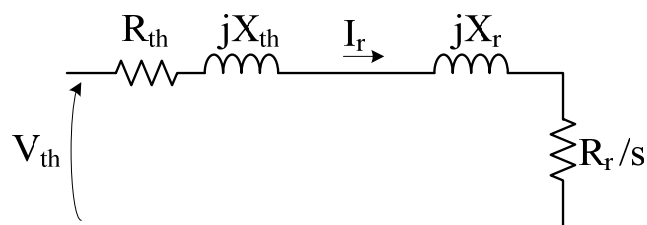


Figura A4 – Circuito equivalente após a transformação de impedância.

Como $X_m \gg X_s$ e $X_m \gg R_s$, a partir de (A.17) e (A.18), tem-se:

$$V_{th} = \frac{X_m}{X_m + X_s} \cdot V_i \quad (A.20)$$

$$R_{th} \approx R_s \cdot \left(\frac{X_m}{X_m + X_s} \right)^2 \quad (A.21)$$

$$X_{th} \approx X_s \quad (A.22)$$

Assim, I_r pode ser determinado pela equação A.23.

$$I_r = \frac{V_{th}}{\sqrt{\left(R_{th} + \frac{R_r}{s} \right)^2 + (X_{th} + X_r)^2}} \quad (A.23)$$

Finalmente, substituindo (A.23) em (A.15), o torque pode ser determinado sem a dependência de I_r , e é dado por:

$$T_{mec} = 3 \cdot \left(\frac{V_{th}^2}{\left(R_{th} + \frac{R_r}{s} \right)^2 + (X_{th} + X_r)^2} \right) \cdot \frac{R_r}{\omega_s s} \quad (A.24)$$

A equação A.24 permite descrever a característica de torque da máquina de indução na região de operação como motor e como gerador em regime permanente.

APÊNDICE B

Característica de Magnetização da Máquina de Indução e Processo de Auto-Excitação

A máquina de indução apresenta no seu circuito magnético uma característica de saturação, dependente da corrente que circula pelo ramo de magnetização. Ou seja, a relação de tensão e corrente na máquina de indução não é linear, embora exista uma região onde esta relação pode ser considerada linear. Geralmente esta característica é expressa em termos da tensão no entreferro V_e em relação a corrente de magnetização I_m . As figuras B1a e B1b apresentam a característica de magnetização da tensão de alimentação e da tensão no entreferro versus corrente de magnetização ($V_e \times I_m$), respectivamente, para a máquina do Anexo 2. Os valores são descritos em relação à tensão e à corrente de fase.

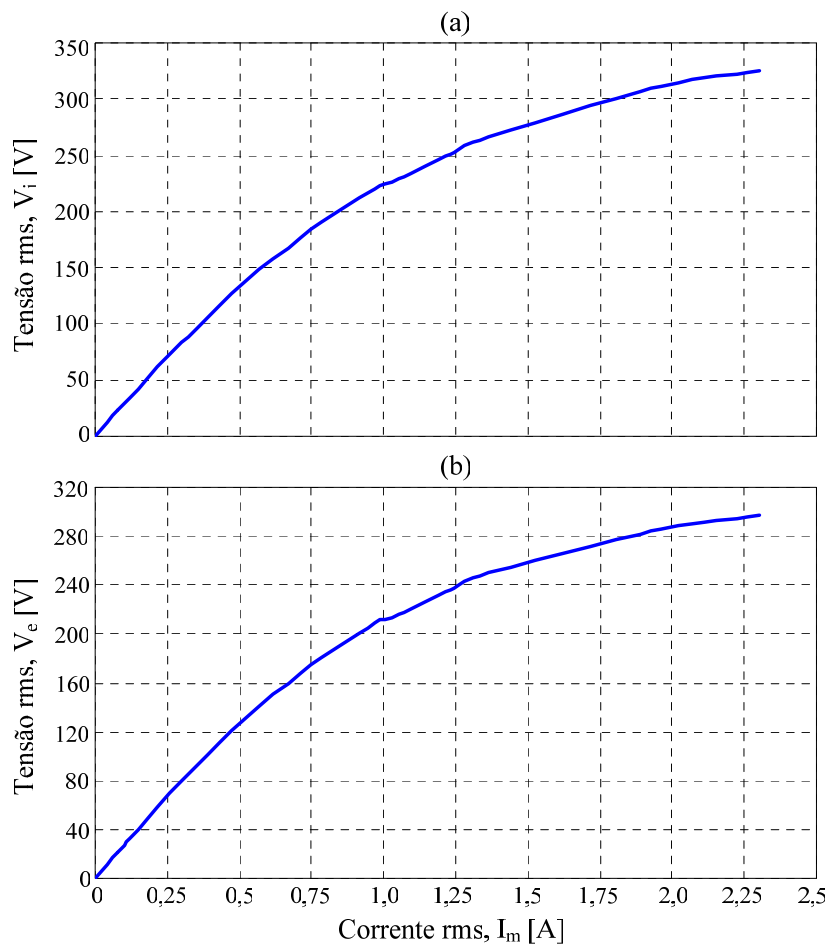


Figura B1 – Característica de magnetização para (a) $V_i \times I_m$ e (b) $V_e \times I_m$.

A característica de magnetização da máquina de indução pode ser determinada através de ensaios práticos com a máquina que se deseja analisar. O procedimento consiste em alimentar a máquina com uma fonte com amplitude regulável e com frequência constante. Além disso, utiliza-se um motor auxiliar, acoplado ao eixo da máquina sob teste, para manter a rotação sempre na rotação síncrona durante a alteração da tensão da fonte. Assim, a impedância R_r / s torna-se muito grande e a corrente no estator circula somente pelo ramo de magnetização (figura A2 do Apêndice A). Dessa forma a característica $V_e \times I_m$ pode ser determinada medindo-se a tensão da fonte e a corrente no estator. A rotação é mantida constante para que o escorregamento seja praticamente nulo. Previamente conhecidas a indutância própria do estator e sua resistência, a tensão no entreferro é determinada subtraindo da tensão da fonte a queda de tensão no circuito do estator.

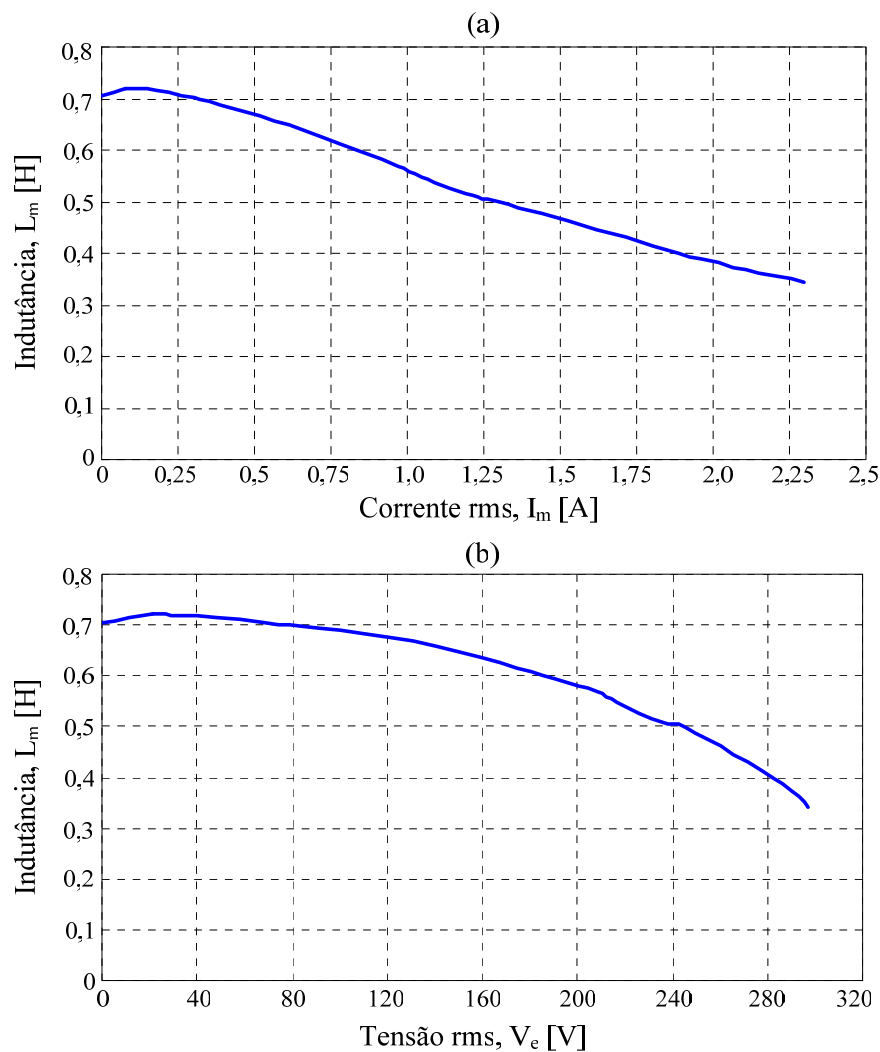


Figura B2 – Indutância de magnetização em função de (a) I_m e (b) V_e .

As figuras B2a e B2b mostram a indutância de magnetização em função de V_e e de I_m , respectivamente. Segundo Grantham et al., 1989, a indutância de magnetização não é constante para valores de tensão e corrente abaixo dos níveis de saturação. De fato, isto pode ser visto relacionando cada ponto de tensão e corrente da curva de saturação da figura B2 com um valor de indutância de magnetização, para uma dada frequência.

A tensão de entreferro proporcional a frequência nominal é obtida partir do ensaio para levantamento da curva de saturação. A indutância de magnetização é determinada em termos das tensões e correntes obtidas para a frequência nominal. Assim, invertendo este procedimento, mantendo a corrente e a indutância iguais para cada ponto e alterando a frequência. De forma matemática, tem-se: $V_{e50} = L_m \cdot I_m \cdot 2\pi \cdot 50$ para 50Hz e $V_{e40} = L_m \cdot I_m \cdot 2\pi \cdot 40$ para 40Hz. A tensão terminal de fase pode ser obtida a partir da tensão no entreferro acrescentando-se a queda de tensão do circuito do estator para cada frequência.

A figura B3 mostra a característica de magnetização da máquina do Anexo 2 para três valores de frequência, relacionando a tensão do entreferro V_e com a corrente de magnetização e a tensão de alimentação V_i com a corrente de magnetização. Na figura B3 as curvas cheias relacionam V_i com I_m e as pontilhadas V_e com I_m .

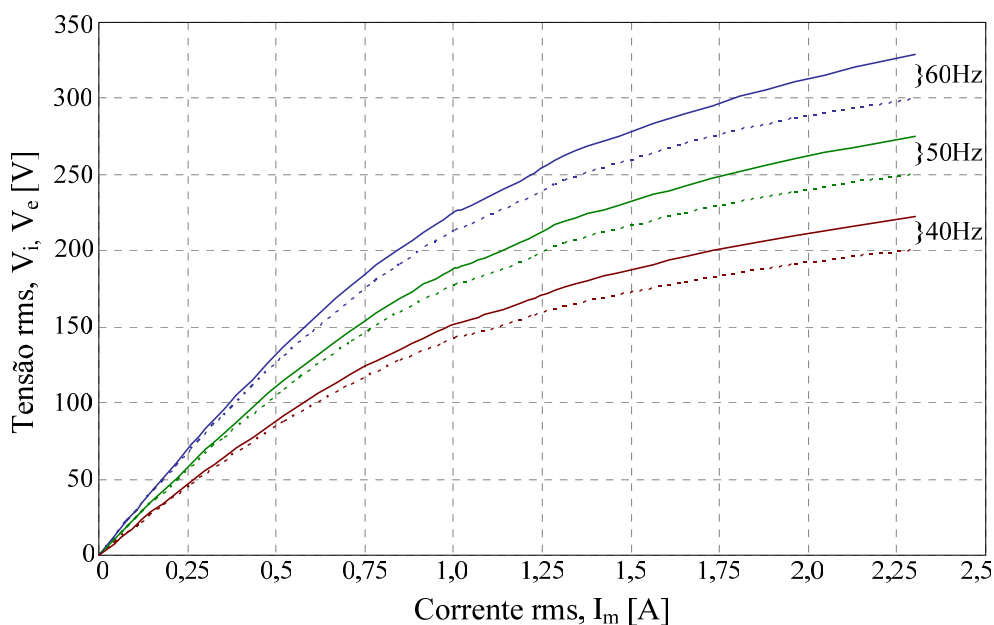


Figura B3 – Característica de magnetização $V_e \times I_m$ para diferentes frequências.

Para a operação da máquina de indução como gerador a rotação do rotor é maior do que a síncrona e convencionam-se assim o torque negativo e o escorregamento também negativo. Isto significa que a tensão gerada tem frequência angular elétrica sempre menor que a frequência angular do rotor. De fato, a operação como gerador define a potência com sinal negativo, uma vez que ela é fornecida pelo gerador à carga e está diretamente relacionada com o torque mecânico.

Com base nas curvas características de magnetização podem-se definir os valores dos capacitores para prover a auto-excitação do gerador de indução. Nesta configuração os capacitores são conectados nos terminais do gerador, como na figura B4. Esta figura representa o circuito equivalente por fase, em regime permanente, com o capacitor.

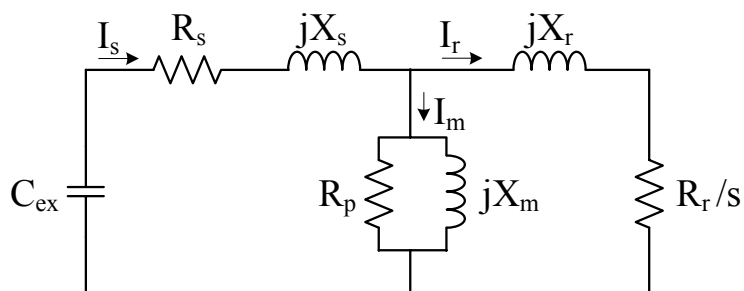


Figura B4 – Circuito equivalente do GI em regime permanente, por fase, conectado ao capacitor de auto-excitação.

A base para o funcionamento do gerador de indução auto-excitado está na característica do circuito magnético da máquina de indução. Todo núcleo magnético apresenta um magnetismo residual, que é inerente a formação da rede cristalina responsável pelas ligações entre os átomos do metal. Ou seja, existem pequenos grãos do material, devidamente orientados, os quais formam pequenos ímãs. Estes ímãs, ao serem movimentados no núcleo do rotor em relação ao núcleo do estator, induzem tensão nos enrolamentos do estator. No caso da máquina do Anexo 2, a tensão induzida no estator com o rotor na rotação nominal a 60 Hz e em circuito aberto, aproxima-se de 3,2 V (valor rms de fase). Esta “tensão residual” é fundamental para o início do processo de auto-excitação do gerador de indução auto-excitado por banco de capacitores (GIAE) (Simões *et al.*, 2008). Nesta configuração o GI é associado a um banco de capacitores conectado aos terminais do estator, como mostra a figura B4. Os

capacitores em conjunto com o gerador produzem uma transferência de corrente reativa, a partir da tensão residual. A Figura B5 exemplifica o processo de auto-excitação.

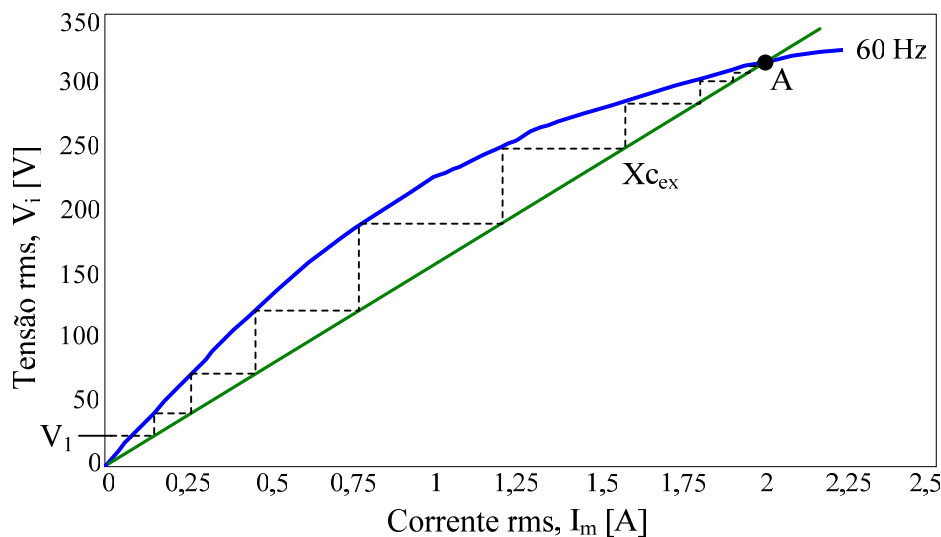


Figura B5– Representação do processo de auto-excitação.

A “tensão residual” inicial V_1 , mostrada na Figura B5, corresponde a um valor de corrente inicial na reta que representa a sua característica $V \times I$. Esta corrente circula pelos capacitores e retorna ao estator da máquina num processo de ressonância. Tal corrente define a maior tensão na curva de saturação do gerador, repetindo-se o processo anterior. Assim, a tensão cresce até atingir o ponto A de operação estável. Com valores adequados dos capacitores C_{ex} , a reatância $X_{C_{ex}}$ intercepta a curva de saturação em um ponto específico, para uma dada frequência, rotação e característica de magnetização. Portanto, o ponto de operação escolhido (valor de tensão) depende diretamente do valor dos capacitores de auto-excitação e da frequência do gerador. O valor adequado dos capacitores e da rotação do gerador, na ausência da carga, garante o processo de auto-excitação. Dependendo do valor da carga, próximo ao nominal, o processo de auto-excitação não se mantém (Grantham et al., 1989).

APÊNDICE C

Modelo Matemático/Circuitual da Máquina de Indução

O modelo da máquina de indução utilizado nas simulações é o modelo apresentado por *Szczesny et al*, 1991 e aprimorado por *Marra*, 1999 através da inclusão do efeito da saturação. O modelo completo é descrito na tese de doutorado apresentada por *Marra*, 1999. Entretanto, algumas modificações foram realizadas para adequação do modelo ao programa de simulação utilizado nesta tese. Estas modificações são relativas ao ramo de magnetização, o qual foi implementado por *Marra*, 1999 com equações matemáticas e blocos ZX (impedância controlada por tensão) no programa PSpice. Como tais blocos de impedância controlada por tensão não existem no PSim[®], a corrente do ramo de magnetização foi definida através da equação clássica para determinação da corrente no indutor a partir da tensão, dada pela equação C.1.

$$I_L(t) = \frac{1}{L} \int V_L(t) dt \quad (C.1)$$

onde L é a indutância, $I_L(t)$ é a corrente no indutor e $V_L(t)$ é a tensão no indutor.

Se $V_L(t) = V_p \cos(\omega t)$, onde ω é a frequência angular, então a equação C.1 tem como solução a equação C.2.

$$I_L(t) = \frac{V_p}{\omega L_{sat}} \text{sen}(\omega t) \quad (C.2)$$

Portanto, para obter-se a corrente de magnetização basta integrar a tensão no ramo de magnetização, dividir pela indutância magnetizante e pela frequência angular. Na equação C.1 L deve ser substituído por L_{sat} , que é a variável que representa a indutância do ramo de magnetização sob a condição de saturação. L_{sat} é definida a partir de uma lookup table (tabela de entrada e saída de valores) com os dados da máquina do Anexo 2, onde para cada corrente de magnetização há um valor correspondente de L_{sat} . Como o uso de ω é obrigatório, é

necessária a leitura da frequência atual de operação do gerador. A figura C1 mostra o modelo da máquina de indução implementado no simulador sem o ramo magnetização.

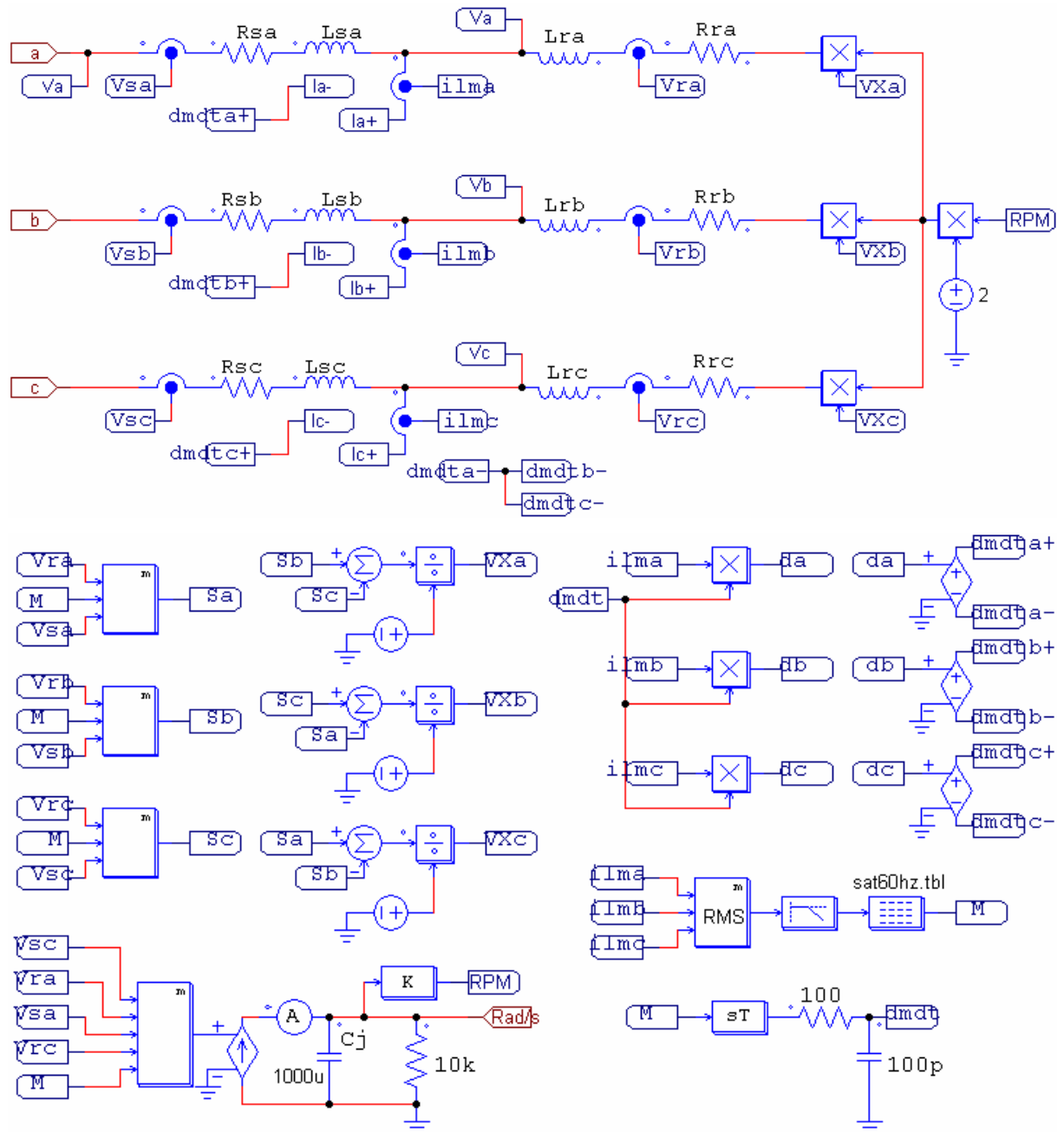


Figura C1 – Modelo da máquina de indução implementado no PSim[®].

As indutâncias magnetizantes de cada fase do modelo, representadas por fontes de corrente controladas por tensão, assim como o circuito de medição de frequência são mostrados na figura C2.

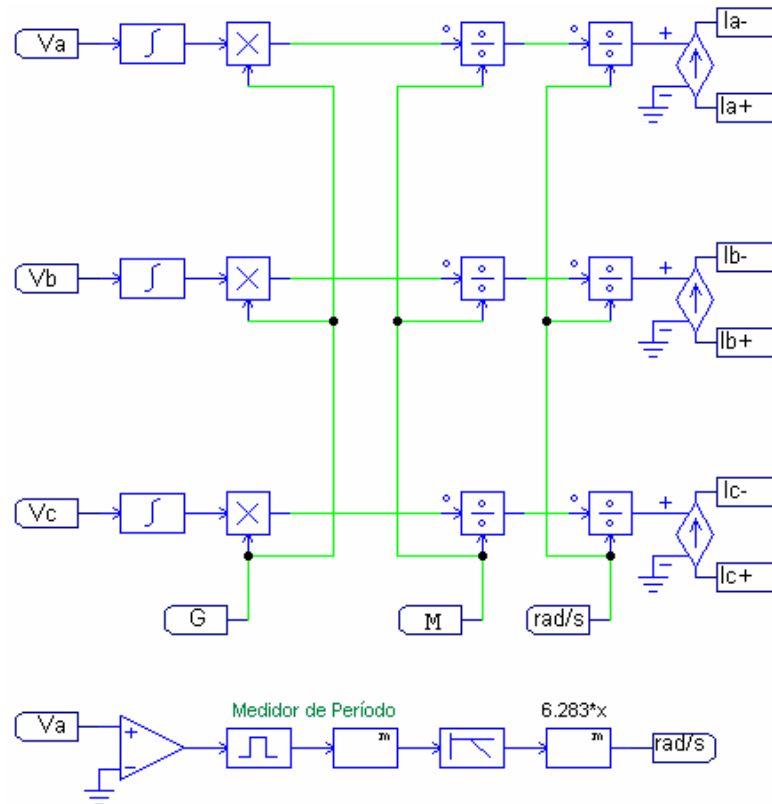


Figura C2 – Circuito de leitura de frequência e ramo de magnetização de cada fase.

A constante de integração da figura C2 é adequada para fornecer na saída uma senoide com a mesma amplitude da cossenoide da entrada, sob frequência nominal. Entretanto, a variação da frequência da entrada do integrador altera a amplitude da saída, sendo necessária uma compensação. Isto é realizado multiplicando a saída por um ganho variável, relacionando a tensão da entrada e da saída do integrador. Este ganho é calculado pela relação direta entre as amplitudes: $G = V_{\text{entrada}} / V_{\text{saída}}$. Ou seja, a tensão de entrada do integrador é a referência.

APÊNDICE D

Modelo da Turbina Eólica Utilizada nas Simulações

O modelo utilizado nas simulações é encontrado no programa PSim[®], que é idêntico ao do Matlab/Simulink[®]. Este modelo é baseado nas características de potência em regime permanente, de acordo com *Heier*, 1998. Entretanto, nos simuladores é adicionada a característica de inércia da turbina, agregando as características dinâmicas das turbinas eólicas. As equações que determinam as características do modelo são apresentadas a seguir. A equação D.1 representa a potência de saída da turbina (P_T).

$$P_T = \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot \rho \cdot A \cdot V_w^3 \quad (\text{D.1})$$

onde:

P_T	Potência mecânica de saída da turbina em W
C_p	Coefficiente de potência ou de desempenho da turbina
ρ	Densidade do ar em kg/m ³
A	Área varrida pela turbina em m ²
V_w	Velocidade do vento em m/s
λ	Relação entre a velocidade na ponta das pás e a velocidade do vento
β	Ângulo de ataque das pás

λ é dado pela equação D.2.

$$\lambda = \frac{V_T}{V_w} \quad (\text{D.2})$$

onde V_T é a velocidade na extremidade da turbina em m/s.

O coeficiente de potência é determinado pelas equações D.3 e D.4, abaixo:

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \right) e^{\frac{-c_5}{\lambda_i}} + c_6 \lambda \quad (D.3)$$

com

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08 \cdot \beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (D.4)$$

onde $c_1 = 0,5176$, $c_2 = 116$, $c_3 = 0,4$, $c_4 = 5$, $c_5 = 21$ e $c_6 = 0,0068$.

Através da equação D.2 pode-se obter o C_p em relação a λ para vários valores de β . Essa relação é mostrada na figura D1.

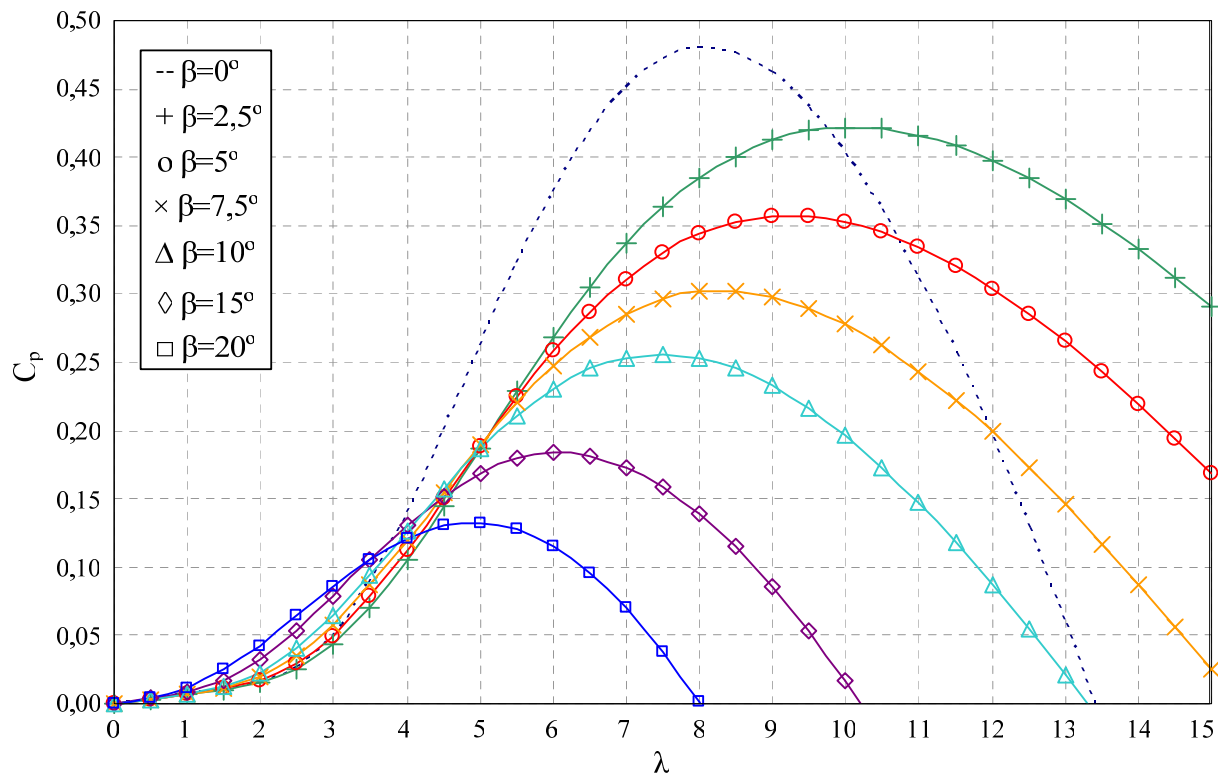


Figura D1 – Curvas de C_p em relação a λ para diferentes β .

As potências disponíveis para cada regime de vento e rotação da turbina são obtidas com a variação da velocidade do vento. A figura D2 mostra as curvas de potência versus rotação para diferentes velocidades de vento, usando dados (área e rotação nominal) da turbina real.

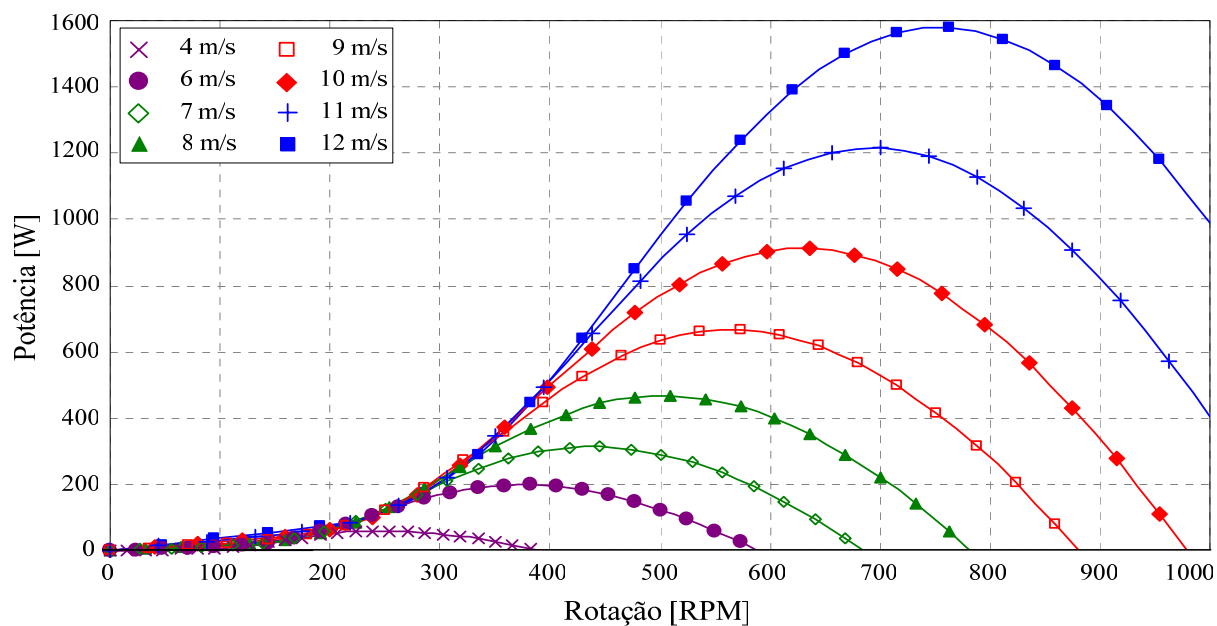


Figura D2 – Curvas de potência versus rotação para diferentes velocidades de vento.

A figura D3 mostra o modelo de turbina eólica existente no PSim[®] e os dados que devem ser fornecidos para que o modelo apresente as curvas de potência como na figura D2.

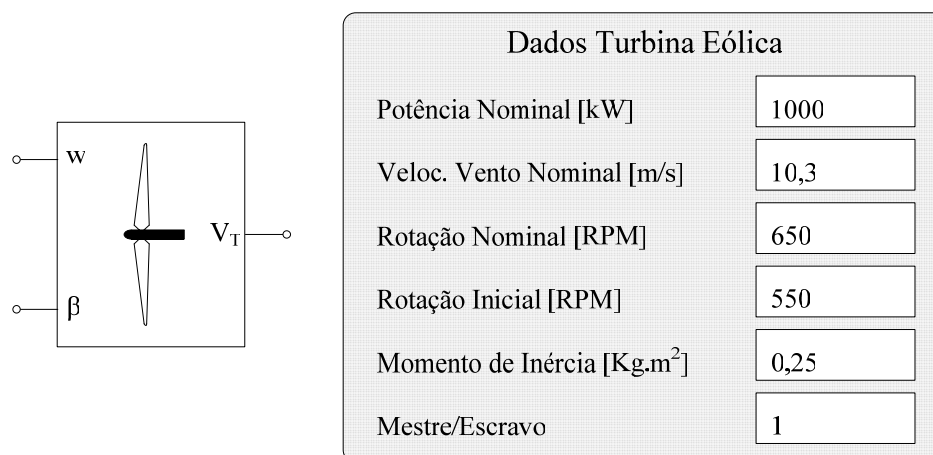


Figura D3 – Modelo do PSim[®] e variáveis informadas ao modelo.

Os valores mostrados na figura D3 foram os usados nas simulações. Através destes valores na operação da turbina obtêm-se os dados da figura D2.

APÊNDICE E

Modelo da bateria Chumbo-ácido

O modelo utilizado para as baterias é o Modelo Thevenin, mostrado na figura E1. este modelo permite demonstrar o comportamento da tensão em relação à corrente de carga e à carga armazenada de baterias Chumbo-ácido (*Salameh et al.*, 1992). Este modelo agrega a característica de tensão com carga mínima, composta pela fonte V_{bo} , inclui a resistência série R_{bs} interna, e também utiliza um circuito RC paralelo, composto por R_{bp} e C_{bp} . Este circuito RC paralelo está em série com V_{bo} e R_{bs} , e representam a autodescarga interna e a capacidade de carga, respectivamente. A capacitância C_{bp} caracteriza a variação da carga e a tensão da bateria quando esta é carregada ou descarregada.

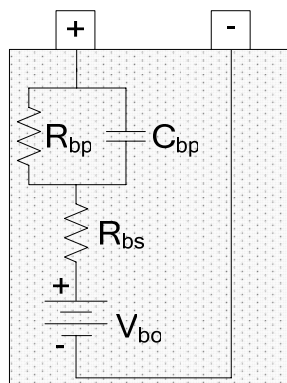


Figura E1 – Modelo Thevenin da bateria Chumbo-ácido.

Os parâmetros do modelo da bateria são definidos a partir do conceito de carga e da relação entre carga e tensão no capacitor. Com base nas baterias disponíveis em laboratório e usando a sua capacidade em Ah, podem ser definidos os parâmetros do modelo como segue:

$$Q = I \cdot t \quad (E.1)$$

O tempo t é dado em segundos e a capacidade da bateria é especificada em horas. Portanto, a equação E.1 pode ser reescrita da forma:

$$Q = I \cdot 3600 \cdot t_h \quad (\text{E.2})$$

onde t_h é o tempo em horas.

A potência utilizada nesta tese para demonstrar qualitativa e quantitativamente a operação da planta de geração proposta é de 1 kW. Portanto, o banco de baterias tem esta capacidade de potência. As baterias disponíveis em laboratório são de 12 V / 7 Ah e possuem resistência interna aproximada de $0,23 \Omega$ ($R_{bs} = 0,23 \Omega$), por bateria. A carga máxima armazenada nas baterias de 12 V / 7 Ah depende da sua especificação, e 7 Ah é dado em relação ao regime C10, ou seja, em 10 horas estas baterias podem fornecer 0,7 Ah. No entanto, é importante conhecer a capacidade de corrente que a bateria pode fornecer em uma hora. Através de ensaio em laboratório determinou-se a corrente de descarga máxima, por hora, que a bateria pode fornecer, respeitando o limite mínimo de tensão quando completamente descarregada. Por fim chegou-se ao valor de 3,8 Ah. Com base neste valor pode-se calcular a capacidade de carga da bateria por:

$$Q = 3,8 \cdot 3600 \cdot 1 = 13680 \text{ Ah}$$

A resistência interna ocasiona uma queda de tensão interna. Para a corrente de carga de 3,8 A, a queda de tensão será de $V = 3,8 \cdot 0,23 = 0,874 \text{ V}$. Para compor o barramento cc dos conversores foram usadas 42 baterias em série, onde a queda total aproximada será de $36,7 \text{ V}$. A carga total das 42 baterias será de: $Q_T = 13680 \cdot 42 = 574560 \text{ Ah}$.

Através da equação E.3 pode-se determinar a capacitância equivalente (C_{bp}) do modelo, para as 58 baterias em série.

$$C_{bp} = \frac{Q_T}{\Delta V_T} \quad (\text{E.3})$$

Para os valores determinados anteriormente, a capacitância C_{bp} será de: $C = Q_T / \Delta V_T = 574560 / 36,7 = 15655,6 \text{ F}$. Entretanto, em função da potência máxima do sistema (1 kW), a corrente máxima de carga do banco de baterias será em torno de 1,5 A.

Na prática as quedas de tensão e a própria resistência interna das baterias variam constantemente em função do seu estado de carga. A carga total foi definida para uma hora. No entanto, as simulações são realizadas com o tempo de até 12 s. Portanto, para se manter a equivalência e descrever o mesmo comportamento do banco de baterias, deve-se dividir a capacitância C_{bp} por um fator de ajuste. Logo, a capacitância equivalente em 12 s será:

$$C_{bp12} = C_{bp} \cdot \frac{12}{3600} \quad (\text{E.4})$$

$$\text{Assim, } C_{bp12} = 15655,6 \cdot \frac{12}{3600} \cong 52,2 \text{ F.}$$

A resistência R_{bp} pode ser determinada através do decaimento de tensão em 24 horas, ou em $24 \times 12 \text{ s} = 288 \text{ s}$ (transformação para adequação com o tempo de simulação), usando 52,2 F. Para tanto, foi definido um decaimento diário de 0,01 V por bateria ou 0,42 V no total. Usando a relação de descarga do circuito RC paralelo, pode-se calcular o resistor R_{bp} . A tensão nominal das 42 baterias em série é de aproximadamente 520 V com meia carga. Portanto, a partir de uma capacitância de 52,2 F, 520 V e 0,42 V de queda em 288 s, obtém-se o valor de 280Ω . Com carga mínima é definida a tensão V_{bo} , sendo seu valor igual a 500 V para as 42 baterias em série. O circuito da figura D1 tem então os seus valores assim definidos para as 42 baterias em série: $R_{bp} = 280 \Omega$; $C_{bp} = 52,2 \text{ F}$; $R_{bs} = 9,66 \Omega$ e $V_{bo} = 500 \text{ V}$.

APÊNDICE F

Projeto dos Filtros LC de Saída dos conversores

Os filtros LC passa-baixa da saída dos conversores são usados para filtrar as componentes de alta frequência geradas pelo chaveamento dos interruptores nos conversores. O filtro LC deve ser projetado para manter a tensão de saída dentro dos limites de DHT estabelecidos em norma. O projeto e especificação dos componentes do filtro LC é relativamente simples. No entanto, este filtro normalmente apresenta um fator de qualidade “Q” elevado devido à presença das resistências parasitas de L e de C com valores muito baixos. Isso reduz o amortecimento na frequência de ressonância e pode gerar problemas de instabilidade (*Ahmed et al., 2007*). Contudo, é possível aumentar o amortecimento na frequência de ressonância pela adição de resistores, em paralelo ou em série com o capacitor. Na figura F1 é mostrado o circuito equivalente do filtro LC passa-baixa com os elementos parasitas R_L e R_s .

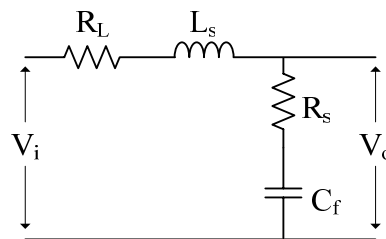


Figura F1 – Circuito equivalente do filtro LC passa-baixa.

A função de transferência do circuito acima pode ser encontrada a partir da relação V_o/V_i , resultando em:

$$\frac{V_o}{V_i} = \frac{1 + S(R_s C_f)}{S^2(L_s C) + S(R_L C_f + R_s C_f) + 1} \quad (F.1)$$

O projeto do filtro passivo vem do cálculo de L_s , dado em função na ondulação de corrente em relação à corrente nominal. A ondulação de corrente máxima em relação à

corrente nominal na frequência fundamental e definida por norma (*IEEE Std*, 1993) é de no máximo 20 %.

O valor de L_s é calculado por (F.2) (*Ahmed et al.*, 2007; *Wei et al.*, 2010).

$$L_s = \frac{V_{dc}}{8 \cdot \Delta I_L \cdot f_s} \quad (F.2)$$

A corrente nominal do circuito de potência é aproximadamente 2 A. Usando 20 % de ondulação, $\Delta I_L = 0,2$ A e $L_s = 12,6$ mH. Entretanto, para minimizar a distorção de cargas lineares e não-lineares, a impedância de saída do conversor deve ser minimizada. Ou seja, a indutância L_s pode ser minimizada, mas a capacitância C_f é maximizada para se manter a mesma frequência de corte (*Ahmed et al.*, 2007). A frequência de chaveamento dos conversores é 18 kHz e foi definido 1,2 kHz para a frequência de corte. A indutância foi reduzida para 3,5 mH. Neste caso, a capacitância pode ser encontrada por meio da equação de ressonância de um circuito LC de segunda ordem:

$$C_f = \frac{\left(\frac{1}{2\pi \cdot f_c} \right)^2}{L} \quad (F.3)$$

Substituindo os valores acima encontra $C_f \cong 5$ μ F. Por disponibilidade prática, foram utilizados capacitores de 4,4 μ F. O indutor de filtro apresenta resistência parasita de 0,1 Ω . Já os capacitores apresentam resistência parasita aproximada de 0,01 Ω .

Para aumentar o amortecimento na frequência de ressonância é colocado um resistor em série com o capacitor C_f . Este resistor adicional pode ser determinado por (F.4) (*Lettl et al.*, 2011).

$$R_{ad} = \frac{1}{3 \cdot \omega_c \cdot C_f} \quad (F.4)$$

onde ω_c é a frequência de corte em rad/s.

Com os valores de C_f e ω_c , encontra-se $R_{ad} \cong 10 \Omega$. O resistor adicional garante um ganho de tensão menor na frequência de ressonância. Isto é, há uma atenuação de mais de 20 dB e isto pode ser observado na figura F2.

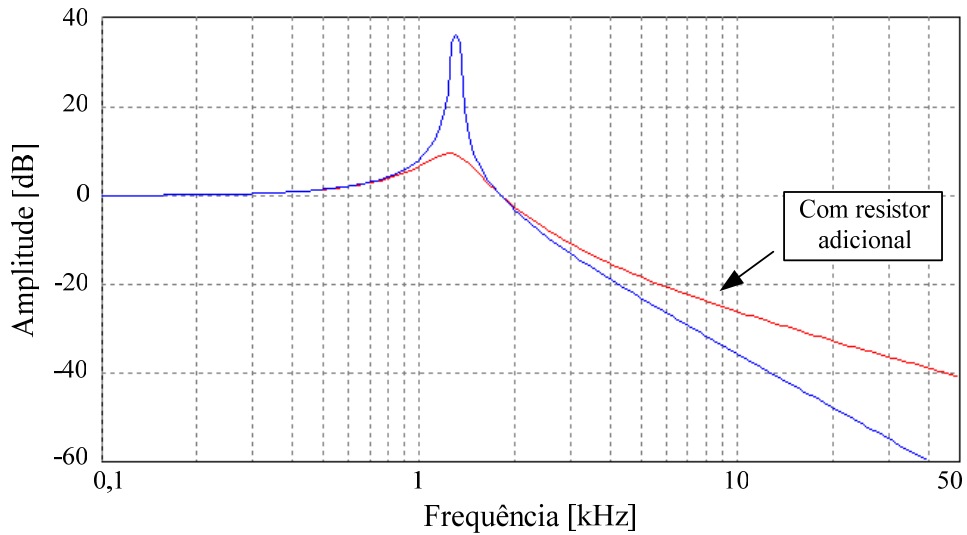


Figura F2 – Resposta em frequência do filtro com e sem o resistor adicional.

Portanto, o circuito dos filtros LC passa-baixa fica definido com os valores mostrados na figura F3.

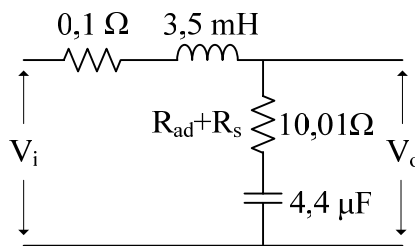


Figura F3 – Circuito equivalente do filtro LC passa-baixa com os valores calculados.

O resistor adicional traz benefícios para a operação do conversor, mas ele é uma fonte de perdas, dissipando energia sob a forma de calor. Entretanto, estas perdas são muito pequenas, da ordem de 0,2 % da potência nominal do conversor (*Ahmed et al., 2007*).

APÊNDICE G

Resultados Experimentais – Inversor

Os resultados experimentais aqui apresentados demonstram a operação do inversor de acordo com o controle adotado para o mesmo.

A seguir são apresentados os resultados experimentais com o protótipo do inversor implementado em laboratório, utilizando o controle apresentado e discutido no capítulo 4. A figura G.1 mostra a tensão nas três fases de saída do inversor e a corrente na fase a, com a variação de carga de 166Ω para $166 \Omega//169 \Omega$, e novamente para 166Ω .

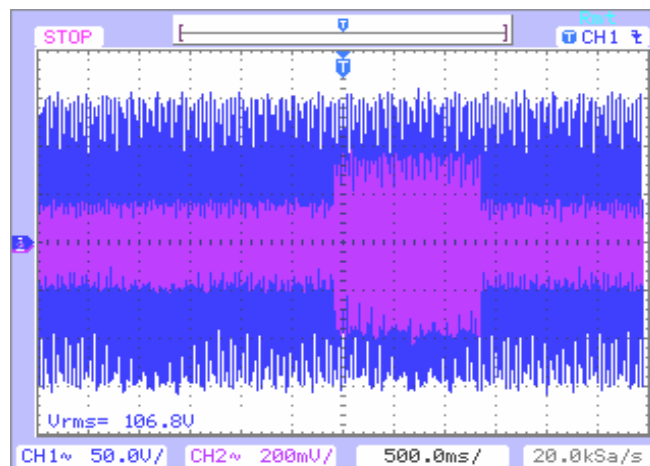


Figura G.1 – Tensão e corrente com degrau de carga: 166Ω para $166 \Omega//169 \Omega$ e para 166Ω .

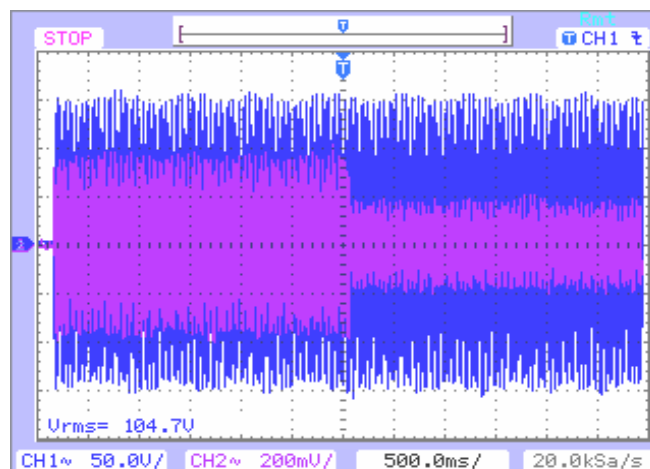


Figura G.2 – Tensão e corrente com degrau de carga: $166 \Omega//169 \Omega$ para 166Ω .

A atenuação dos medidores de tensão é de duas vezes (2x) e do medidor decorrente é 100 mV/A. A figura G.2 mostra o mesmo resultado da figura G.1, apenas com a desconexão da carga de 169 Ω em paralelo com 166 Ω . A figura G.3 apresenta a tensão nas três fases de saída do inversor e a corrente na fase a, com a variação de carga de 500 Ω /169 Ω para 166 Ω .

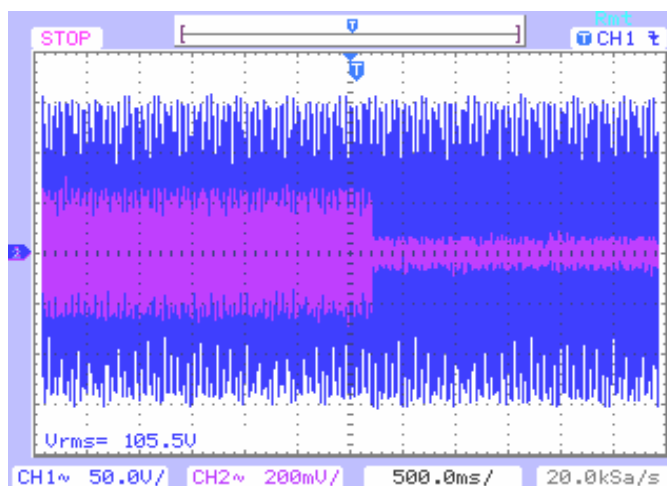


Figura G.3 – Tensão e corrente com degrau de carga: 500 Ω /169 Ω para 166 Ω .

As figuras G.1, G.2 e G.3 mostram que o controle adotado para o inversor mantém a tensão de saída do inversor no valor de referência mesmo com adição e subtração de carga. Nas figuras G.4 a G.5 o fator de atenuação da tensão é duas vezes (2x) e de corrente é 100 mV/A.

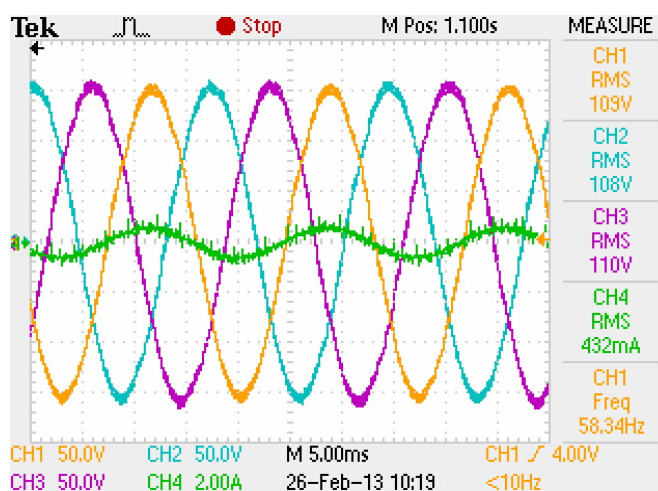


Figura G.4 – Tensão nas três fases e corrente na fase a com carga de 500 Ω .

As figuras G.4, G.5 e G.6 apresentam resultados com carga balanceada, sendo esta igual a $500\ \Omega$ na figura G.4, $166\ \Omega$ na figura G.5 e $500\ \Omega$ em paralelo com $169\ \Omega$ na figura G.4. A figura G.5 evidencia a carga balanceada por meio das correntes das fases a e b.

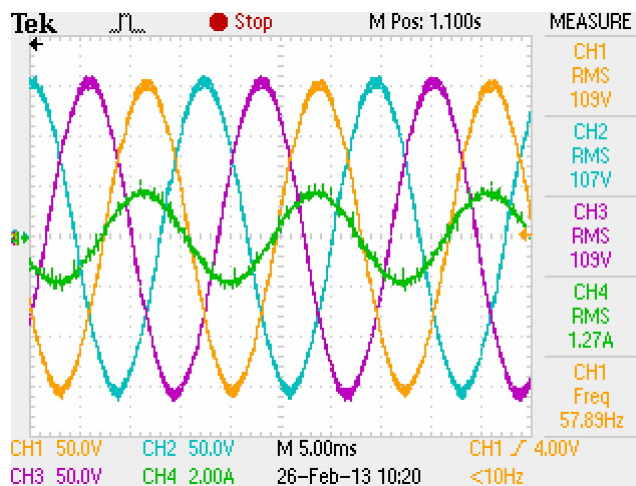


Figura G.5 – Tensão nas três fases e corrente na fase a com carga de $166\ \Omega$.

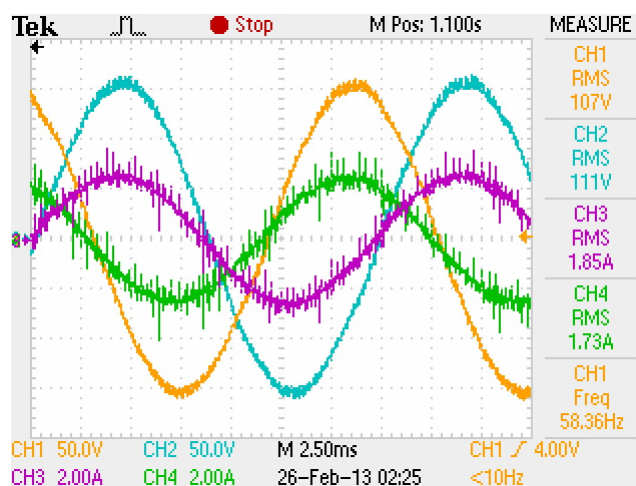


Figura G.6 – Tensão nas fases a e b e correntes nas fases a e b com carga de $500\ \Omega//169\ \Omega$.

As figuras G.7 e G.8 mostram resultados com carga desbalanceada com valores nas fases a, b e c iguais a $500\ \Omega$, $167\ \Omega$ e $100\ \Omega$, respectivamente. Observa-se nas figuras G.7 e G.8 que a carga desbalanceada não influencia a tensão sintetizada pelo inversor, mantendo-se equilibrada nas três fases e no valor de referência.

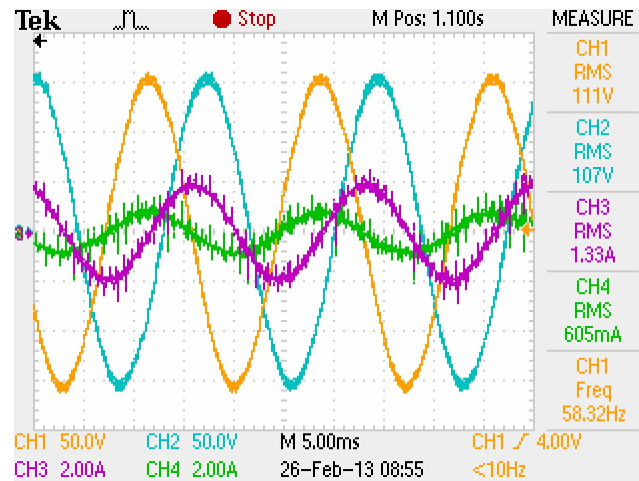


Figura G.7 – Tensão nas fases a e b e correntes nas fases a e b.

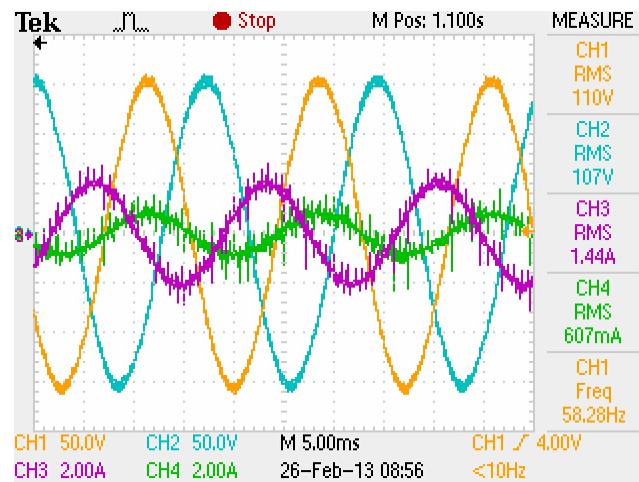


Figura G.8 – Tensão nas fases a e b e correntes nas fases a e c.

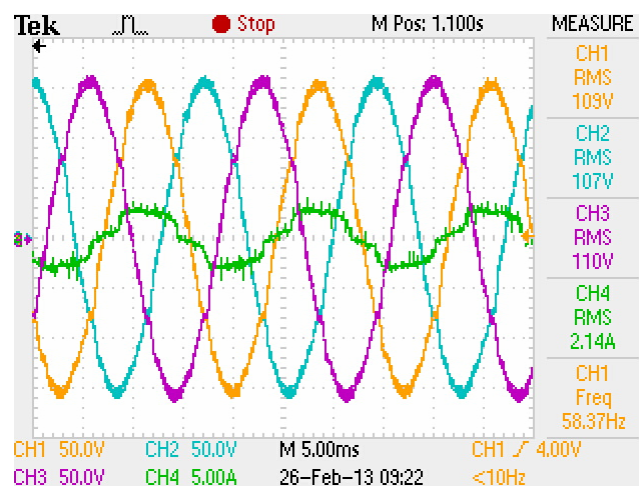


Figura G.9 – Tensão nas três fases e corrente na fase a com carga não-linear.

A figura G.9 mostra os resultados com carga não-linear, composta por um retificador trifásico com não-controlado alimentando uma resistência de 338 Ω em série com uma indutância de 0,75 mH. Este retificador está ligado em paralelo com uma carga resistiva de 250 Ω por fase. Observa-se que a tensão é levemente afetada pela carga não-linear. Esta degradação na forma de onda ocorre devido à impedância de saída do inversor. A figura G.10 mostra o espectro harmônico da tensão através da FFT, para o mesmo ensaio prático. Observa-se nesta figura que as harmônicas mais significativas são a banda lateral da frequência de chaveamento do inversor (6,4 kHz).

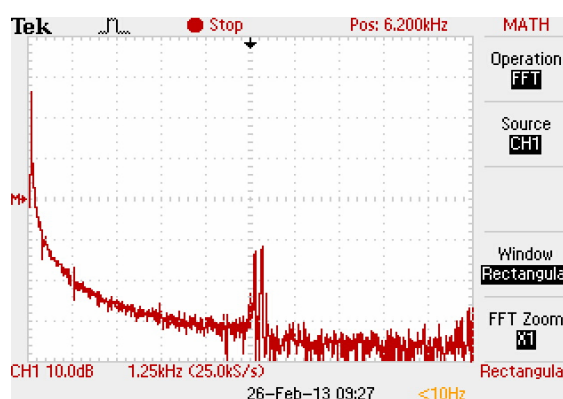


Figura G.10 – FFT da tensão na fase a para carga não-linear.

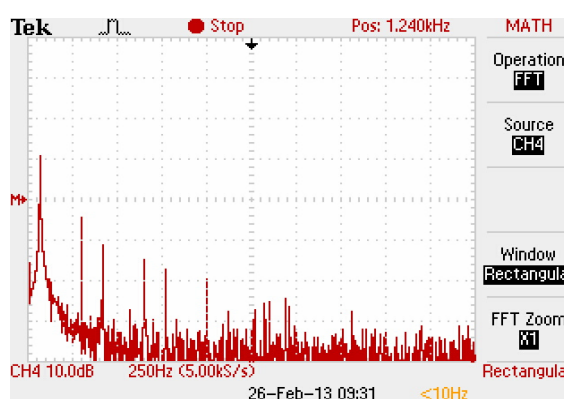


Figura G.11 – FFT da corrente da carga não-linear.

A figura G.11 evidencia a não-linearidade da carga através do seu elevado conteúdo harmônico, principalmente com frequências de baixa ordem. Os resultados mostram que o inversor é capaz de alimentar cargas desbalanceadas e não-lineares, mantendo-se a amplitude no valor de referência e mantendo a forma de onda praticamente inalterada com baixa distorção.

ANEXO 1

Comparação entre Sistemas de Armazenamento de Energia.

Abaixo são expostos os principais sistemas de armazenamento de energia empregados em larga escala na geração distribuída e para fontes renováveis de energia. Os dados da tabela A1 se referem ao custo de implantação e de manutenção, tempo de vida e eficiência de vários sistemas de armazenamento de energia. Estes dados são oriundos das fontes citadas abaixo e representam uma variação estimada de custos.

Tabela A1 – Comparativo entre sistemas de armazenamento de energia.

Tecnologia	Custos [US\$]		Eficiência (CA-CA) [%]	Vida útil [anos]	Custo O&M [US\$/kW- ano]
	\$/kW	\$/kWh			
Bateria					
Chumbo-ácido	175 - 400	150 - 330	75 - 90	5 - 6	5
Ni/Cd	175 - 275	300 - 600	65	10	25
Zn/Br	175 - 400	400	60 - 75	8	20
Na/S	150 - 350	250 - 350	70 - 80	8 - 10	20
Li-Ion	175 - 400	500 - 600	85 - 90	10	25
V-redox	175 - 400	600	65 - 70	10	20
CAES de superfície	550 - 700	120	80	--	10
Flywhells	300 - 600	1000-1600	90	--	1000
Fuel Cell	1500-2500	6 - 30	25 - 58	6	4
Retro - Bombeamento	1200	75 - 100	75 - 85	--	--
Supercapacitores	500 - 1000	10000	85 - 95	--	--

Fonte: European Parliament's Committee on Industry, Research and Energy – ITRE, 2008; DOE/Sandia National Laboratories: Sandia Report – SAND2003-2783/SAND2011-2730, 2003/2011.

Comparando as tecnologias de baterias, pode-se observar que o fator custo/kW é praticamente o mesmo para os seis tipos mostrados na tabela acima. Entretanto, o custo/kWh é menor para a bateria de chumbo-ácido, a sua eficiência de carga e descarga é alta e seu custo de manutenção é muito baixo. Algumas tecnologias disponíveis no mercado dispensam

manutenção. Em vista da grande disponibilidade comercial, fácil manuseio e aplicabilidade, a bateria de chumbo-ácido é competitiva frente às outras tecnologias existentes.

ANEXO 2

Dados de Placa, Parâmetros e Curva de Magnetização da Máquina de Indução Utilizada para Análise da sua Operação como Gerador e para Levantamento dos Resultados de Simulação.

Os parâmetros do GI utilizado foram obtidos realizando o ensaio a vazio e de rotor bloqueado. A curva de magnetização foi obtida acionando-se o GI com um motor cc até este atingir a velocidade síncrona de um motor de indução de 4 pólos a 60Hz, e variando-se a tensão de alimentação do GI até valores acima da tensão nominal.

Dados de Placa

Tensão nominal:	220 V / 380 V (Δ/Y)
Corrente nominal:	4 A / 2,3 A (Δ/Y)
Potência nominal:	1 kW
Frequência nominal:	60 Hz
Nº Pólos:	4
Rotação nominal:	1730 RPM

Parâmetros

Indutância do estator:	$L_s = 0,72$ H
Indutância do estator:	$L_s = 0,022$ H
Indutância do rotor:	$L_r = 0,022$ H
Resistência do estator:	$R_s = 4,2$ Ω
Resistência do rotor:	$R_r = 4,34$ Ω

Tabela A2 – Valores rms da tensão de fase versus corrente de estator – Característica de magnetização.

Corrente [A]	Tensão [V]	Corrente [A]	Tensão [V]	Corrente [A]	Tensão [V]
0,00	0,00	0,52	137,20	1,31	262,00
0,08	22,73	0,71	176,80	1,96	311,00
0,12	33,90	0,85	201,20	2,30	328,60
0,18	50,50	0,96	220,60	* 3,00	* 358,00
0,26	72,30	1,05	229,80	-	-
0,35	96,40	1,23	251,20	-	-

* Valores Extrapolados (para utilização com o modelo $\alpha\beta\gamma$ da máquina de indução trifásica).

ANEXO 3

Dados de Placa, Parâmetros e Característica de Magnetização da Máquina de Indução Utilizada na Prática e para Levantamento dos Resultados de Simulação.

Os parâmetros da máquina de indução foram obtidos realizando o ensaio a vazio, com tensão nominal e com tensão reduzida, e o ensaio com rotor bloqueado. A curva de magnetização foi obtida acionando-se o GI com um motor cc até a máquina de indução atingir a sua velocidade síncrona, variando-se a tensão de alimentação até valores acima da nominal.

Motor: WEG W22 Plus

Dados de Placa

Tensão nominal:	220 V / 380 V (Δ/Y)
Corrente nominal:	4,5 A / 2,6 A (Δ/Y)
Potência nominal:	1,1 kW / 1,5 CV
Frequência nominal:	60 Hz
Nº Pólos:	4
Rotação nominal:	1715 RPM
Rendimento:	81,6 %
Categoria:	N
Grau de Proteção:	IP55
Fator de serviço (FS):	1,15

Parâmetros

Indutância de Magnetização:	$L_m = 0,381 \text{ H}$
Indutância do estator:	$L_s = 0,029 \text{ H}$
Indutância do rotor:	$L_r = 0,029 \text{ H}$
Resistência do estator:	$R_s = 4,34 \Omega$
Resistência do rotor:	$R_r = 4,84 \Omega$

Tabela A3 – Valores rms da tensão de fase versus corrente de estator – Característica de magnetização.

Corrente [A]	Tensão [V]	Corrente [A]	Tensão [V]
0,00	0,00	1,25	175,20
0,19	30,20	1,53	194,60
0,39	61,50	1,70	206,00
0,58	91,20	2,18	226,00
0,80	122,00	2,90	242,00
0,98	146,70	3,50	252,00

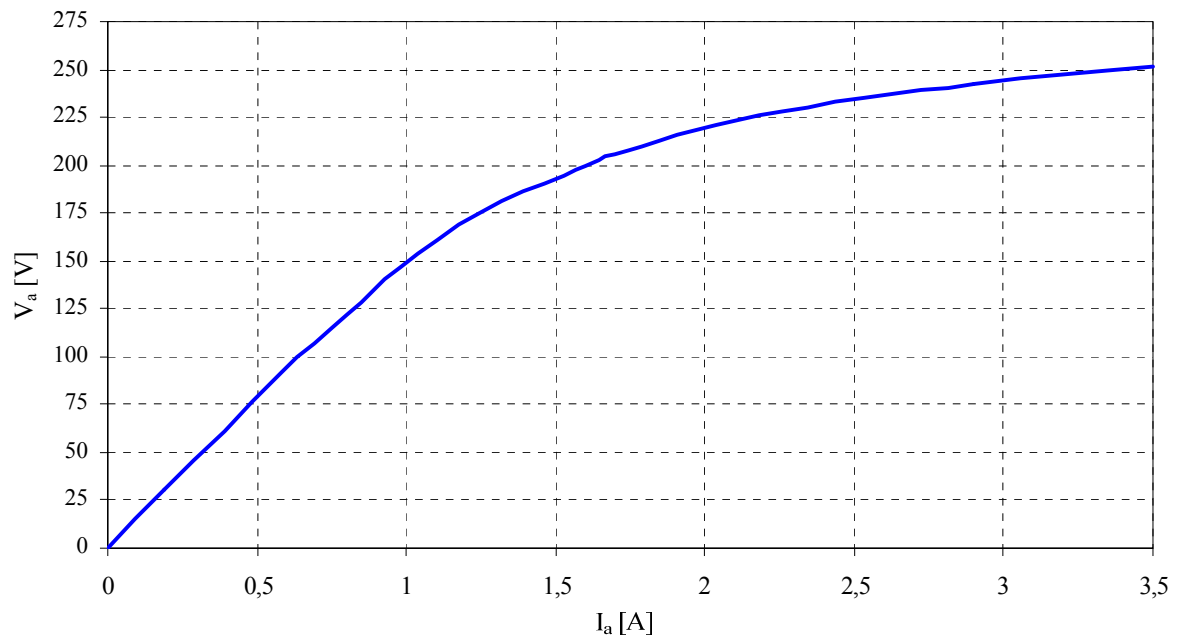


Figura AN-3.1 – Curva de saturação relativa aos dados da tabela A3.

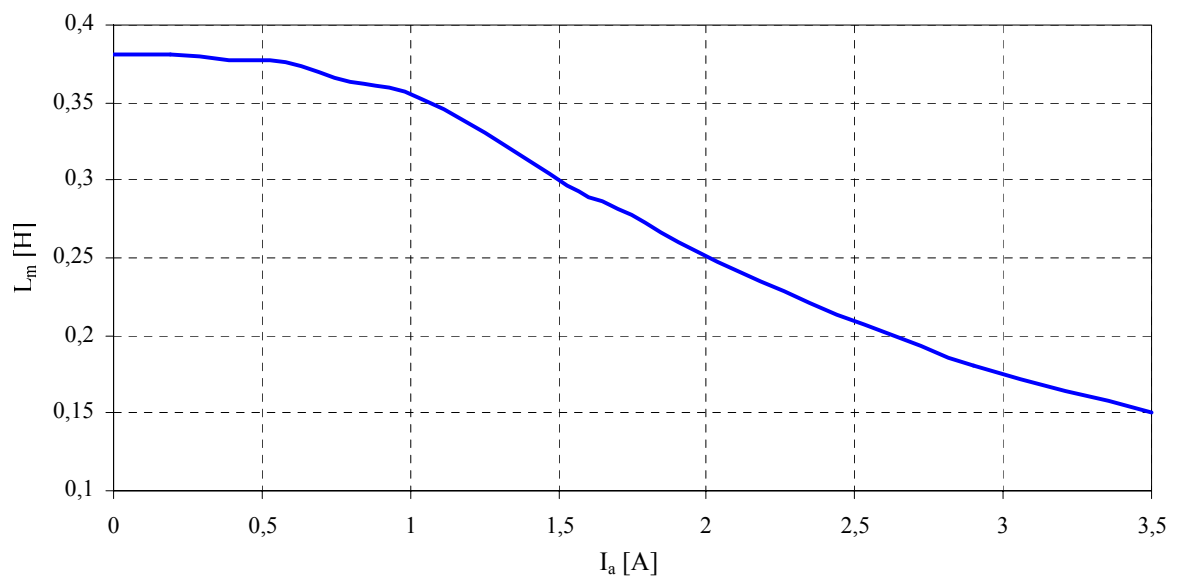


Figura AN-3.2 – Relação entre a indutância magnetizante e a corrente do estator.



Figura AN-3.3 – Máquina de indução utilizada experimentalmente.



Figura AN-3.4 – Máquina de indução utilizada experimentalmente – Detalhe da placa de identificação.

ANEXO 4

Protótipo Implementado em Laboratório para o Sistema de Conversão de Energia Eólica Proposto.

A figura AN-4.1 apresenta o circuito de potência implementado em laboratório, evidenciando o banco de baterias, o painel de acionamento e proteção dos conversores e os filtros passa-baixa das saídas dos conversores. Na figura AN-4.2 é mostrada outra vista do protótipo.

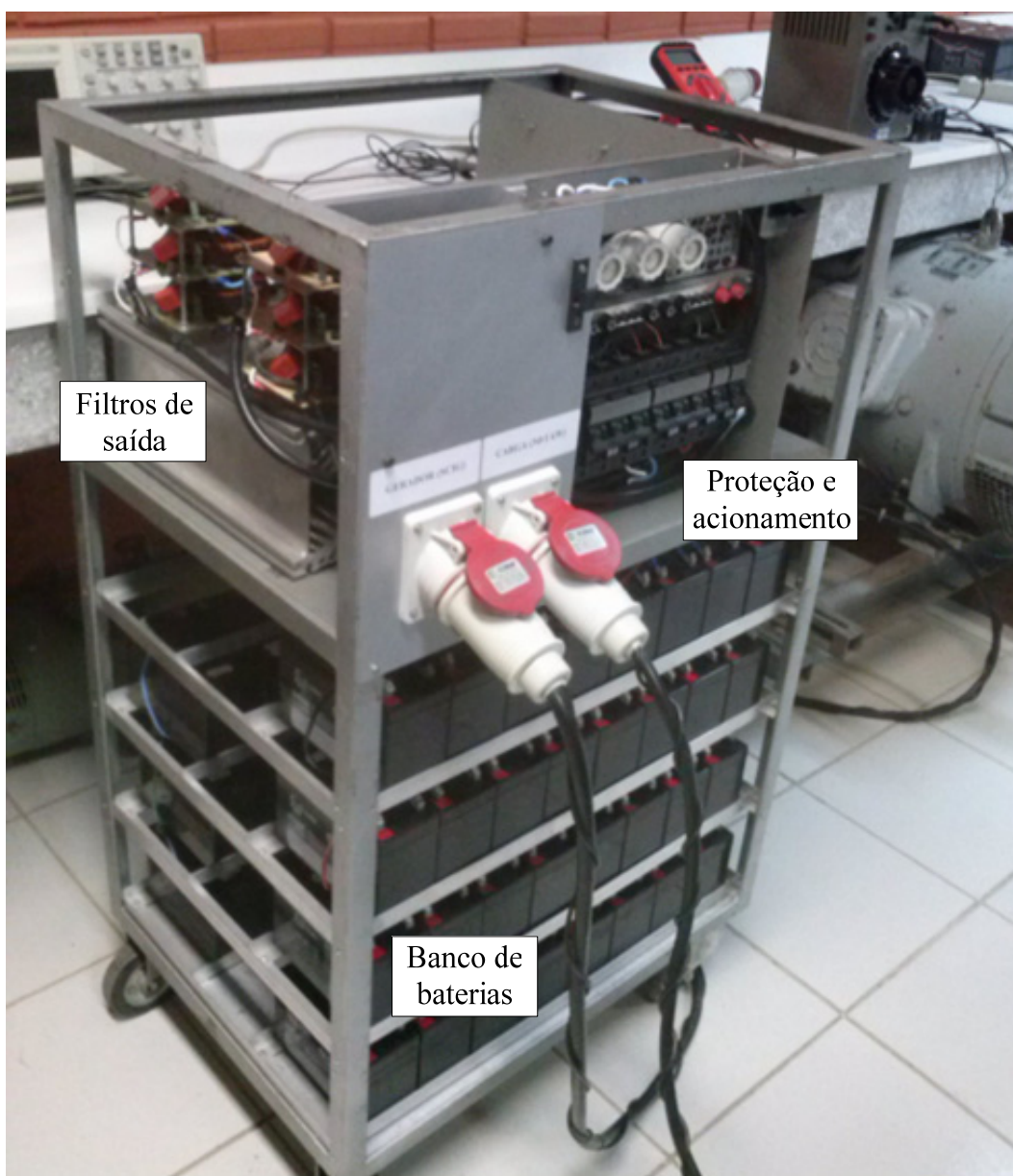


Figura AN-4.1 – Protótipo implementado em laboratório - Vista frontal e lateral esquerda.



Figura AN-4.2 – Protótipo implementado em laboratório - Vista frontal e lateral direita.



Figura AN-4.3 – Placas de medição de tensão e corrente, placas de controle (DSP) e fontes auxiliares.

A figura AN-4.3 mostra as fontes auxiliares para alimentação dos circuitos de medição, acionamento eletrônico, distribuição de sinais e circuitos driver. Ainda mostra as placas de medição de tensão e corrente e as placas de acionamento com os DSPs 56F8013. A figura AN-4.4 mostra os módulos de potência, as placas de interface para o comando PWM e os filtros de saída de cada conversor. A figura AN-4.5 evidencia as placas de interface para os módulos de potência.

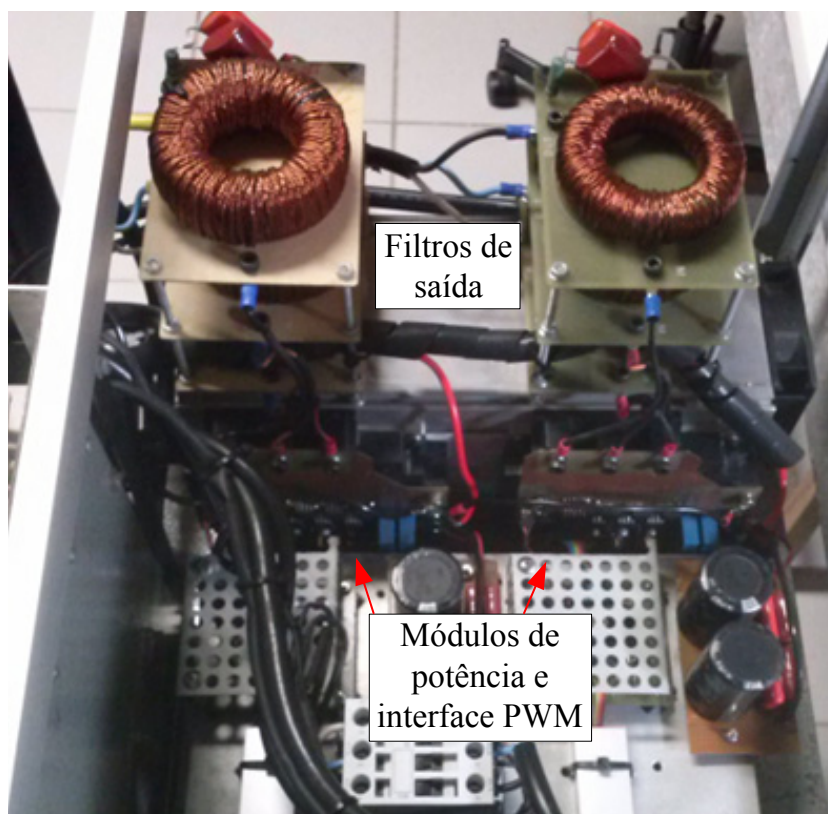


Figura AN-4.4 – Módulos de potência, placas para interface do sinal PWM e filtros de saída.

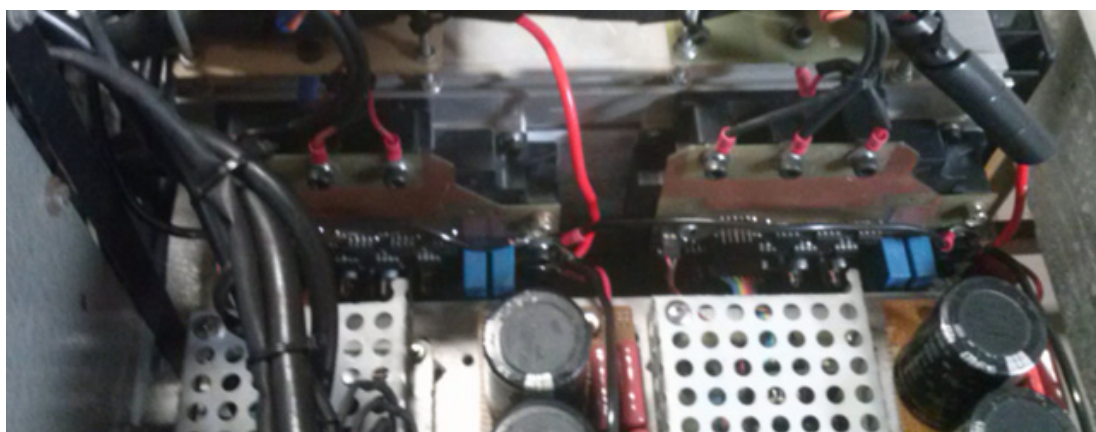


Figura AN-4.5 – Detalhe dos módulos de potência e placas para interface do sinal PWM.

A figura AN-4.6 mostra o motor de cc e o gerador de indução utilizados em conjunto com o protótipo do sistema de conversão de energia eólica proposto.



Figura AN-4.6 – Motor de cc e gerador de indução.

ANEXO 5

Código Fonte dos Programas do DSP56F8013 Utilizado para Acionamento do STATCOM e Inversor.

Programa do STATCOM

```
/** #####  
**  Filename : Events.C  
**  Project  : PLL  
**  Processor : 56F8013VFAE  
**  Beantype  : Events  
**  Version   : Driver 01.03  
**  Compiler  : Metrowerks DSP C Compiler  
**  Date/Time : 3/8/2009, 17:54  
**  Abstract  :  
**    This is user's event module.  
**    Put your event handler code here.  
**  Settings  :  
**  Contents  :  
**    PWMC1_OnReload - void PWMC1_OnReload(void);  
**    PWMC1_OnFault3 - void PWMC1_OnFault3(void);  
**    AD1_OnEnd      - void AD1_OnEnd(void);  
**    SM1_OnRxChar   - void SM1_OnRxChar(void);  
**    SM1_OnTxChar   - void SM1_OnTxChar(void);  
**    SM1_OnError    - void SM1_OnError(void);  
**  
**  (c) Copyright UNIS, spol. s r.o. 1997-2006  
**  UNIS, spol. s r.o.  
**  Jundrovska 33  
**  624 00 Brno  
**  Czech Republic  
**  http   : www.processorexpert.com  
**  mail   : info@processorexpert.com  
** #####*/  
/* MODULE Events */  
  
#include "Cpu.h"  
#include "Events.h"  
  
word RPM_out,RPM_outm,RPM_out2;  
word SA,SB,SC,CA,CB,CC;  
const int const_1 = -28377;  
const int const_2 = 28377;  
const int const_3 = -16384;  
word DAC_OUT;  
int Vq_ref,P_ref;  
word Vd,Vq,Id,Iq;  
  
Word16 MC1_controllerPI_RST(Word16 DesiredValue,Word16 MeasuredValue,mc_sPIparams *pParams);  
inline Word16 mult_r(register Word16 sinp1, register Word16 sinp2);  
inline Word32 imult(register Word16 sinp1, register Word16 sinp2);  
inline Word16 div_s(register Word16 s_denominator, register Word16 s_numerator);  
  
int interp[361] = {
```

```

0,      572,   1144,  1715,  2286,  2856,  3425,  3993,  4560,  5126,  5690,  6252,  6813,
      7371,  7927,  8481,  9032,  9580, 10126, 10668, 11207, 11743, 12275, 12803, 13328,
      13848, 14364, 14876, 15383, 15886, 16383, 16876, 17364, 17846, 18323, 18794, 19260,
      19720, 20173, 20621, 21062, 21497, 21925, 22347, 22762, 23170, 23571, 23964, 24351,
      24730, 25101, 25465, 25821, 26169, 26509, 26841, 27165, 27481, 27788, 28087, 28377,
      28659, 28932, 29196, 29451, 29697, 29934, 30162, 30381, 30591, 30791, 30982, 31163,
      31335, 31498, 31650, 31794, 31927, 32051, 32165, 32269, 32364, 32448, 32523, 32587,
      32642, 32687, 32722, 32747, 32762, 32767, 32762, 32747, 32722, 32687, 32642, 32587,
      32523, 32448, 32364, 32269, 32165, 32051, 31927, 31794, 31650, 31498, 31335, 31163,
      30982, 30791, 30591, 30381, 30162, 29934, 29697, 29451, 29196, 28932, 28659, 28377,
      28087, 27788, 27481, 27165, 26841, 26509, 26169, 25821, 25465, 25101, 24730, 24351,
      23964, 23571, 23170, 22762, 22347, 21925, 21497, 21062, 20621, 20173, 19720, 19260,
      18794, 18323, 17846, 17364, 16876, 16384, 15886, 15383, 14876, 14364, 13848, 13328,
      12803, 12275, 11743, 11207, 10668, 10126, 9580, 9032, 8481, 7927, 7371, 6813,
      6252, 5690, 5126, 4560, 3993, 3425, 2856, 2286, 1715, 1144, 572, 0,
      -572, -1144, -1715, -2286, -2856, -3425, -3993, -4560, -5126, -5690, -6252, -6813,
      -7371, -7927, -8481, -9032, -9580, -10126, -10668, -11207, -11743, -12275, -12803, -
13328, -13848, -14364, -14876, -15383, -15886, -16383, -16876, -17364, -17846, -18323, -18794, -
19260, -19720, -20173, -20621, -21062, -21497, -21925, -22347, -22762, -23170, -23571, -23964, -
24351, -24730, -25101, -25465, -25821, -26169, -26509, -26841, -27165,
      -27481, -27788, -28087, -28377, -28659, -28932, -29196, -29451, -29697, -29934, -30162, -
30381, -30591, -30791, -30982, -31163, -31335, -31498, -31650, -31794, -31927, -32051, -32165, -
32269, -32364, -32448, -32523, -32587, -32642, -32687, -32722, -32747, -32762, -32767, -32762, -
32747, -32722, -32687, -32642, -32587, -32523, -32448, -32364, -32269, -32165, -32051, -31927, -
31794, -31650, -31498, -31335, -31163, -30982, -30791, -30591, -30381, -30162, -29934, -29697, -
29451, -29196, -28932, -28659, -28377, -28087, -27788, -27481, -27165, -26841, -26509, -26169, -
25821, -25465, -25101, -24730, -24351, -23964, -23571, -23170, -22762, -22347, -21925, -21497, -
21062, -20621, -20173, -19720, -19260, -18794, -18323, -17846, -17364, -16876, -16384, -15886, -
15383, -14876, -14364, -13848, -13328, -12803, -12275, -11743, -11207, -10668, -10126, -9580, -9032,
      -8481, -7927, -7371, -6813, -6252, -5690, -5126, -4560, -3993, -3425, -2856, -2286,
      -1715, -1144, -572
};

```

```

int interp2[361] = {
32767, 32762, 32747, 32722, 32687, 32642, 32587, 32523, 32448, 32364, 32269, 32165, 32051,
      31927, 31794, 31650, 31498, 31335, 31163, 30982, 30791, 30591, 30381, 30162, 29934,
      29697, 29451, 29196, 28932, 28659, 28377, 28087, 27788, 27481, 27165, 26841, 26509,
      26169, 25821, 25465, 25101, 24730, 24351, 23964, 23571, 23170, 22762, 22347, 21925,
      21497, 21062, 20621, 20173, 19720, 19260, 18794, 18323, 17846, 17364, 16876, 16384,
      15886, 15383, 14876, 14364, 13848, 13328, 12803, 12275, 11743, 11207, 10668, 10126,
      9580, 9032, 8481, 7927, 7371, 6813, 6252, 5690, 5126, 4560, 3993, 3425,
      2856, 2286, 1715, 1144, 572, 0, -572, -1144, -1715, -2286, -2856, -3425,
      -3993, -4560, -5126, -5690, -6252, -6813, -7371, -7927, -8481, -9032, -9580, -
10126, -10668, -11207, -11743, -12275, -12803, -13328, -13848, -14364, -14876, -15383, -15886, -
16383, -16876, -17364, -17846, -18323, -18794, -19260, -19720, -20173, -20621, -21062, -21497, -
21925, -22347, -22762, -23170, -23571, -23964, -24351, -24730, -25101, -25465, -25821, -26169, -
26509, -26841, -27165, -27481, -27788, -28087, -28377, -28659, -28932, -29196, -29451, -29697, -
29934, -30162, -30381, -30591, -30791, -30982, -31163, -31335, -31498, -31650, -31794, -31927, -
32051, -32165, -32269, -32364, -32448, -32523, -32587, -32642, -32687, -32722, -32747, -32762, -
32767, -32762, -32747, -32722, -32687, -32642, -32587, -32523, -32448, -32364, -32269, -32165, -
32051, -31927, -31794, -31650, -31498, -31335, -31163, -30982, -30791, -30591, -30381, -30162, -
29934, -29697, -29451, -29196, -28932, -28659, -28377, -28087, -27788, -27481, -27165, -26841, -
26509, -26169, -25821, -25465, -25101, -24730, -24351, -23964, -23571, -23170, -22762, -22347, -
21925, -21497, -21062, -20621, -20173, -19720, -19260, -18794,
      -18323, -17846, -17364, -16876, -16384, -15886, -15383, -14876, -14364, -13848, -13328, -
12803, -12275, -11743, -11207, -10668, -10126, -9580, -9032, -8481, -7927, -7371, -6813, -6252,
      -5690, -5126, -4560, -3993, -3425, -2856, -2286, -1715, -1144, -572, 0, 572,
      1144, 1715, 2286, 2856, 3425, 3993, 4560, 5126, 5690, 6252, 6813, 7371,
      7927, 8481, 9032, 9580, 10126, 10668, 11207, 11743, 12275, 12803, 13328, 13848,
      14364, 14876, 15383, 15886, 16383, 16876, 17364, 17846, 18323, 18794, 19260, 19720,

```

```

20173, 20621, 21062, 21497, 21925, 22347, 22762, 23170, 23571, 23964, 24351, 24730,
25101, 25465, 25821, 26169, 26509, 26841, 27165, 27481, 27788, 28087, 28377, 28659,
28932, 29196, 29451, 29697, 29934, 30162, 30381, 30591, 30791, 30982, 31163, 31335,
31498, 31650, 31794, 31927, 32051, 32165, 32269, 32364, 32448, 32523, 32587, 32642,
32687, 32722, 32747, 32762
};
int teta,teta1,teta2;
int Vcompa, Vcompb, Vcompc;
int Vaa,Vcc,Vbb,Vq_erro,Vd_erro,delta_f;
int value2;
word tetaa,ip,im,yp,ym,it;
int aux,aux1,Pmed;
word Ia,Ib,Ic,Va,Vb,Vc;
int Vd1,Vq1,Id1,Iq1;
int Vai,Vbi,Vci,Iai,Ibi,Ici;

mc_sPIparams PI1,PI2;

word sen(word value) //Interpolação para Seno
{
    ym=value/183;
    yp=ym+1;
    im=interp[ym];
    ip=interp[yp];
    ym=ym*183;
    yp=yp*183;
    if (im>ip)
    {
        it=im;
        im=ip;
        ip=it;
    }
    value2=(value-ym)*(ip-im);
    value2=value2/(yp-ym);
    value2=value2+im+32767;
    return value2;
}

word cos(word value) //Interpolação para Cosseno
{
    ym=value/183;
    yp=ym+1;
    im=interp2[ym];
    ip=interp2[yp];
    ym=ym*183;
    yp=yp*183;
    if (im>ip)
    {
        it=im;
        im=ip;
        ip=it;
    }
    value2=(value-ym)*(ip-im);
    value2=value2/(yp-ym);
    value2=value2+im+32767;
    return value2;
}

#pragma interrupt called /* Comment this line if the appropriate 'Interrupt preserve registers' property */
/* is set to 'yes' (#pragma interrupt saveall is generated before the ISR) */

```

```

void AD1_OnEnd(void)
{
    /* Write your code here ... */

    //////////////////////////////////////
    //////////////////////////////////////*   MAIN   *////////////////////////////////////
    //////////////////////////////////////

    AD1_GetChanValue16(0,&Va);           //Tensões do gerador
    AD1_GetChanValue16(1,&Vb);
    AD1_GetChanValue16(2,&Vc);
    AD1_GetChanValue16(3,&Ia);           //Correntes do gerador
    AD1_GetChanValue16(4,&Ib);
    AD1_GetChanValue16(5,&Ic);

    Va = Va - 992;                       //Compensação de offset
    Vb = Vb - 492;
    Vc = Vc - 892;

    Vai = Va - 32767;                     //Passa para inteiro
    Vbi = Vb - 32767;
    Vci = Vc - 32767;
    Iai = Ia - 32767;
    Ibi = Ib - 32767;
    Ici = Ic - 32767;

    teta1=teta+43688;
    teta2=teta+21844;

    SA = sen(teta) - 32767;
    SB = sen(teta1) - 32767;
    SC = sen(teta2) - 32767;
    CA = cos(teta) - 32767;
    CB = cos(teta1) - 32767;
    CC = cos(teta2) - 32767;

    //REFERÊNCIAS

    Vq_ref = div_s(RPM_outm,3600);
    P_ref = (Vq_ref/10)*9+1000;

    Vd = mult_r(CA,Vai)/3 + mult_r(CB,Vbi)/3 + mult_r(CC,Vci)/3;
    Vd = Vd * 2;
    Vq = mult_r(SA,Vai)/3 + mult_r(SB,Vbi)/3 + mult_r(SC,Vci)/3;
    Vq = Vq * 2;

    //PI
    Vq_erro = MC1_controllerPItype1(Vq_ref,Vq,&PI1);
    Vd_erro = 0;

    Vaa = mult_r(CA,Vd_erro) + mult_r(SA,Vq_erro);
    Vbb = mult_r(CB,Vd_erro) + mult_r(SB,Vq_erro);
    Vcc = mult_r(CC,Vd_erro) + mult_r(SC,Vq_erro);

    Iai = -Iai;
    Ibi = -Ibi;
    Ici = -Ici;

```

```

Vd1 = (Vai/3) + mult_r(const_3,Vbi)/3 + mult_r(const_3,Vci)/3;
Vd1 = Vd1 * 2;
Vq1 = mult_r(const_1,Vbi)/3 + mult_r(const_2,Vci)/3;
Vq1 = Vq1 * 2;

Id1 = (Iai/3) + mult_r(const_3,Ibi)/3 + mult_r(const_3,Ici)/3;
Id1 = Id1 * 2;
Iq1 = mult_r(const_1,Ibi)/3 + mult_r(const_2,Ici)/3;
Iq1 = Iq1 * 2;

aux = mult_r(Vd1,Id1) + 1292 + 100;
aux1 = mult_r(Vq1,Iq1) + 100;
Pmed = aux + aux1;
Pmed = (Pmed/2)*3;
if (Pmed<0)
{
    Pmed=0;
}
if (Pmed>32767)
{
    Pmed=32767;
}
//Pmed = (word) Pmed;

delta_f= MC1_controllerPItype1(P_ref,Pmed,&PI2);
if (delta_f >= 60)
{
    delta_f= 60;
}
else
if (delta_f <= -60)
{
    delta_f= -60;
}

PWMC1_SetDuty(0,mult_r(Vaa,2500)+2500);
PWMC1_SetDuty(1,mult_r(Vbb,2500)+2500);
PWMC1_SetDuty(2,mult_r(Vcc,2500)+2500);

PWMC1_SetDuty(3,mult_r(Vaa,2500)+2500);
PWMC1_SetDuty(4,mult_r(Vbb,2500)+2500);
PWMC1_SetDuty(5,mult_r(Vcc,2500)+2500);

PWMC1_Load();

DAC_OUT = (Vaa+32768)>>4;           //Mostra variável no DAC
DAC_OUT = 0x0FFF & DAC_OUT;
DAC_CS_ClrVal();//habilita DAC
SM1_SendChar(DAC_OUT);
}

/*
=====
** Event      : SM1_OnTxChar (module Events)
**
** From bean  : SM1 [SynchroMaster]
** Description :
** This event is called after a character is transmitted.
** Parameters : None

```

```

** Returns : Nothing
** =====
*/
#pragma interrupt called /* Comment this line if the appropriate 'Interrupt preserve registers' property */
/* is set to 'yes' (#pragma interrupt saveall is generated before the ISR) */
void SM1_OnTxChar(void)
{
/* Write your code here ... */
DAC_CS_SetVal();
}

#pragma interrupt called /* Comment this line if the appropriate 'Interrupt preserve registers' property */
inline Word32 imult(register Word16 sinp1, register Word16 sinp2)
{
/* Defn: Multiply two 16-bit fractional values,
* round into a 16-bit fractional result.
* Saturates only for the case of $8000 x $8000.
* When an accumulator is the destination, zeroes out the LSP portion.
*
* Hawk V2 instruction syntax: mpyr FFF1,FFF1,FFF
* Allowed src regs: FFF1
* Allowed dst regs: FFF
*
* Assumptions: OMR's SA bit was set to 1 at least 3 cycles before this code.
* (i.e. saturation on data alu results enabled)
* Assumptions: OMR's R bit was set to 1 at least 3 cycles before this code.
* (i.e. 2's complement rounding, not convergent rounding)
*/
register Word32 sresult;
asm(.optimize_iasm on);
asm(impy.l sinp1,sinp2,sresult);
asm(.optimize_iasm off);
return sresult;
}
inline Word16 mult_r(register Word16 sinp1, register Word16 sinp2)
{
/* Defn: Multiply two 16-bit fractional values,
* round into a 16-bit fractional result.
* Saturates only for the case of $8000 x $8000.
* When an accumulator is the destination, zeroes out the LSP portion.
*
* Hawk V2 instruction syntax: mpyr FFF1,FFF1,FFF
* Allowed src regs: FFF1
* Allowed dst regs: FFF
* +
* Assumptions: OMR's SA bit was set to 1 at least 3 cycles before this code.
* (i.e. saturation on data alu results enabled)
* Assumptions: OMR's R bit was set to 1 at least 3 cycles before this code.
* (i.e. 2's complement rounding, not convergent rounding)
*/
register Word16 sresult;
asm(.optimize_iasm on);
asm(mpyr sinp1,sinp2,sresult);
asm(.optimize_iasm off);
return sresult;
}
inline Word16 div_s(register Word16 s_denominator, register Word16 s_numerator)
{
// Defn: Single quadrant division (i.e. both operands positive) of

```



```

// two 16-bit fractional values, returning a 16-bit result.
// If both operands are equal, returns $7FFF (occurs naturally).
//
// Hawk V2 instruction syntax: div FFF1,fff --looped on this instruction
// Allowed regs for s_numerator: fff
// Allowed regs for s_denominator: FFF1
//
// Note: Does not check for division overflow cases.
//
// Note: Does not check for divide by zero cases.

    register Word32 l;
    asm(.optimize_iasm on);
    asm(tst a);

// (also: must not affect register
allocator)
// (this instruction simply clears
the C bit)
    asm(    .iasm_sideeffects off;    .iasm_reg2regsetcopyflag off;
           move.w s_numerator,l;    // ensures correctly sign extended
           .iasm_sideeffects on;    .iasm_reg2regsetcopyflag on
        );
    asm(rep 8); // Note: Repeat loop broken into 2 loops.
    asm(div s_denominator,l);
    asm(rep 8); // (done to reduce interrupt latency)
    asm(div s_denominator,l);
    asm(asl16 l,s_numerator); // move result from FF0 portion to FF1
    asm(move.w s_numerator,s_numerator); // correct sign extension
// Example

Usage: move.w A1,A
    asm(.optimize_iasm off);
    return s_numerator;
}

/*
** =====
** Event : PWMC1_OnFault3 (module Events)
** From bean : PWMC1 [PWMMC]
** Description :
** This event is called when fault 3 occurs. (Only when the
** bean is enabled - <Enable> and the events are enabled -
** <EnableEvent>). (Event is available only if interrupt
** service/event is enabled). The event clears Fault flag
** only when the Fault is set to the automatic clearing mode.
** When the Fault is set to the manual clearing mode, the
** Fault flag must be cleared by the user using
** ClearFaultFlag() method.
** Parameters : None
** Returns : Nothing
** =====
*/
#pragma interrupt called /* Comment this line if the appropriate 'Interrupt preserve registers' property */
/*
** =====
** Event : PWMC1_OnReload (module Events)
** From bean : PWMC1 [PWMMC]
** Description :
** This event is called before PWM cycle according to reload
** frequency. (Only when the bean is enabled - <Enable> and
** the events are enabled - <EnableEvent>) (Event is

```

```

**      available only if interrupt service/event is enabled).
**      Parameters   : None
**      Returns     : Nothing
** =====
*/
#pragma interrupt called /* Comment this line if the appropriate 'Interrupt preserve registers' property */
/* is set to 'yes' (#pragma interrupt saveall is generated before the ISR) */
void PWMC1_OnReload(void)
{
/* Write your code here ... */
}

/*
** =====
**      Event       : Cap1_OnCapture (module Events)
**
**      From bean   : Cap1 [Capture]
**      Description :
**          This event is called on capturing of Timer/Counter actual
**          value (only when the bean is enabled - <"Enable"> and the
**          events are enabled - <"EnableEvent">).
**      Parameters  : None
**      Returns    : Nothing
** =====
*/
#pragma interrupt called /* Comment this line if the appropriate 'Interrupt preserve registers' property */
/* is set to 'yes' (#pragma interrupt saveall is generated before the ISR) */
void Cap1_OnCapture(void)
{
    RPM_out2 = RPM_out;
    PWM_EN_NegVal();
    Cap1_GetCaptureValue(&RPM_out);
    Cap1_Reset();
    RPM_outm = (RPM_out+RPM_out2)/2;
    TI1_SetPeriodTicks16(RPM_outm/4);
}

/*
** =====
**      Event       : TI1_OnInterrupt (module Events)
**      From bean   : TI1 [TimerInt]
**      Description :
**          When a timer interrupt occurs this event is called (only
**          when the bean is enabled - "Enable" and the events are
**          enabled - "EnableEvent").
**      Parameters  : None
**      Returns    : Nothing
** =====
*/
#pragma interrupt called /* Comment this line if the appropriate 'Interrupt preserve registers' property */
/* is set to 'yes' (#pragma interrupt saveall is generated before the ISR) */
void TI1_OnInterrupt(void)
{
    //CALCULAR AQUI
    teta = teta + 550 - delta_f;// - delta_T;
    TI1_Enable();
}

/*
** =====
**      Event       : Cap1_OnOverflow (module Events)

```

```

** From bean : Cap1 [Capture]
** Description :
**   This event is called if counter overflows (only when the
**   bean is enabled - <"Enable"> and the events are enabled -
**   <"EnableEvent">).
** Parameters : None
** Returns : Nothing
** =====
*/
#pragma interrupt called /* Comment this line if the appropriate 'Interrupt preserve registers' property */
/* END Events */

```

Programa do Inversor

```

/* #####
** Filename : Events.C
** Project : PLL
** Processor : 56F8013VFAE
** Beantype : Events
** Version : Driver 01.03
** Compiler : Metrowerks DSP C Compiler
** Date/Time : 3/8/2009, 17:54
** Abstract :
**   This is user's event module.
**   Put your event handler code here.
** Settings :
** Contents :
**   PWMC1_OnReload - void PWMC1_OnReload(void);
**   PWMC1_OnFault3 - void PWMC1_OnFault3(void);
**   AD1_OnEnd - void AD1_OnEnd(void);
**   SM1_OnRxChar - void SM1_OnRxChar(void);
**   SM1_OnTxChar - void SM1_OnTxChar(void);
**   SM1_OnError - void SM1_OnError(void);
**
** (c) Copyright UNIS, spol. s r.o. 1997-2006
** UNIS, spol. s r.o.
** Jundrovska 33
** 624 00 Brno
** Czech Republic
** http : www.processorexpert.com
** mail : info@processorexpert.com
** #####*/
/* MODULE Events */

#include "Cpu.h"
#include "Events.h"

int a,b,c;

word DAC_OUT;
Word16 MC1_controllerPI_RST(Word16 DesiredValue,Word16 MeasuredValue,mc_sPIparams *pParams);
inline Word16 mult_r(register Word16 sinp1, register Word16 sinp2);
inline Word32 imult(register Word16 sinp1, register Word16 sinp2);
inline Word16 div_s(register Word16 s_denominator, register Word16 s_numerator);
word sen(word value);
word cos(word value);

```

```

int interp[361] = {
0,    572,   1144,  1715,  2286,  2856,  3425,  3993,  4560,  5126,  5690,  6252,  6813,
      7371,  7927,  8481,  9032,  9580,  10126, 10668, 11207, 11743, 12275, 12803, 13328,
      13848, 14364, 14876, 15383, 15886, 16383, 16876, 17364, 17846, 18323, 18794, 19260,
      19720, 20173, 20621, 21062, 21497, 21925, 22347, 22762, 23170, 23571, 23964, 24351,
      24730, 25101, 25465, 25821, 26169, 26509, 26841, 27165, 27481, 27788, 28087, 28377,
      28659, 28932, 29196, 29451, 29697, 29934, 30162, 30381, 30591, 30791, 30982, 31163,
      31335, 31498, 31650, 31794, 31927, 32051, 32165, 32269, 32364, 32448, 32523, 32587,
      32642, 32687, 32722, 32747, 32762, 32767, 32762, 32747, 32722, 32687, 32642, 32587,
      32523, 32448, 32364, 32269, 32165, 32051, 31927, 31794, 31650, 31498, 31335, 31163,
      30982, 30791, 30591, 30381, 30162, 29934, 29697, 29451, 29196, 28932, 28659, 28377,
      28087, 27788, 27481, 27165, 26841, 26509, 26169, 25821, 25465, 25101, 24730, 24351,
      23964, 23571, 23170, 22762, 22347, 21925, 21497, 21062, 20621, 20173, 19720, 19260,
      18794, 18323, 17846, 17364, 16876, 16384, 15886, 15383, 14876, 14364, 13848, 13328,
      12803, 12275, 11743, 11207, 10668, 10126, 9580, 9032, 8481, 7927, 7371, 6813,
      6252, 5690, 5126, 4560, 3993, 3425, 2856, 2286, 1715, 1144, 572, 0,
      -572, -1144, -1715, -2286, -2856, -3425, -3993, -4560, -5126, -5690, -6252, -6813,
      -7371, -7927, -8481, -9032, -9580, -10126, -10668, -11207, -11743, -12275, -12803, -
13328, -13848, -14364, -14876, -15383, -15886, -16383, -16876, -17364, -17846, -18323, -18794, -
19260, -19720, -20173, -20621, -21062, -21497, -21925, -22347, -22762, -23170, -23571, -23964, -
24351, -24730, -25101, -25465, -25821, -26169, -26509, -26841, -27165,
      -27481, -27788, -28087, -28377, -28659, -28932, -29196, -29451, -29697, -29934, -30162, -
30381, -30591, -30791, -30982, -31163, -31335, -31498, -31650, -31794, -31927, -32051, -32165, -
32269, -32364, -32448, -32523, -32587, -32642, -32687, -32722, -32747, -32762, -32767, -32762, -
32747, -32722, -32687, -32642, -32587, -32523, -32448, -32364, -32269, -32165, -32051, -31927, -
31794, -31650, -31498, -31335, -31163, -30982, -30791, -30591, -30381, -30162, -29934, -29697, -
29451, -29196, -28932, -28659, -28377, -28087, -27788, -27481, -27165, -26841, -26509, -26169, -
25821, -25465, -25101, -24730, -24351, -23964, -23571, -23170, -22762, -22347, -21925, -21497, -
21062, -20621, -20173, -19720, -19260, -18794, -18323, -17846, -17364, -16876, -16384, -15886, -
15383, -14876, -14364, -13848, -13328, -12803, -12275, -11743, -11207, -10668, -10126, -9580, -9032,
      -8481, -7927, -7371, -6813, -6252, -5690, -5126, -4560, -3993, -3425, -2856, -2286,
      -1715, -1144, -572
};

```

```

int interp2[361] = {
32767, 32762, 32747, 32722, 32687, 32642, 32587, 32523, 32448, 32364, 32269, 32165, 32051,
      31927, 31794, 31650, 31498, 31335, 31163, 30982, 30791, 30591, 30381, 30162, 29934,
      29697, 29451, 29196, 28932, 28659, 28377, 28087, 27788, 27481, 27165, 26841, 26509,
      26169, 25821, 25465, 25101, 24730, 24351, 23964, 23571, 23170, 22762, 22347, 21925,
      21497, 21062, 20621, 20173, 19720, 19260, 18794, 18323, 17846, 17364, 16876, 16384,
      15886, 15383, 14876, 14364, 13848, 13328, 12803, 12275, 11743, 11207, 10668, 10126,
      9580, 9032, 8481, 7927, 7371, 6813, 6252, 5690, 5126, 4560, 3993, 3425,
      2856, 2286, 1715, 1144, 572, 0, -572, -1144, -1715, -2286, -2856, -3425,
      -3993, -4560, -5126, -5690, -6252, -6813, -7371, -7927, -8481, -9032, -9580, -
10126, -10668, -11207, -11743, -12275, -12803, -13328, -13848, -14364, -14876, -15383, -15886, -
16383, -16876, -17364, -17846, -18323, -18794, -19260, -19720, -20173, -20621, -21062, -21497, -
21925, -22347, -22762, -23170, -23571, -23964, -24351, -24730, -25101, -25465, -25821, -26169, -
26509, -26841, -27165, -27481, -27788, -28087, -28377, -28659, -28932, -29196, -29451, -29697, -
29934, -30162, -30381, -30591, -30791, -30982, -31163, -31335, -31498, -31650, -31794, -31927, -
32051, -32165, -32269, -32364, -32448, -32523, -32587, -32642, -32687, -32722, -32747, -32762, -
32767, -32762, -32747, -32722, -32687, -32642, -32587, -32523, -32448, -32364, -32269, -32165, -
32051, -31927, -31794, -31650, -31498, -31335, -31163, -30982, -30791, -30591, -30381, -30162, -
29934, -29697, -29451, -29196, -28932, -28659, -28377, -28087, -27788, -27481, -27165, -26841, -
26509, -26169, -25821, -25465, -25101, -24730, -24351, -23964, -23571, -23170, -22762, -22347, -
21925, -21497, -21062, -20621, -20173, -19720, -19260, -18794, -18323, -17846, -17364, -16876, -
16384, -15886, -15383, -14876, -14364, -13848, -13328, -12803, -12275, -11743, -11207, -10668, -
10126, -9580, -9032, -8481, -7927, -7371, -6813, -6252, -5690, -5126, -4560, -3993, -3425,
      -2856, -2286, -1715, -1144, -572, 0, 572, 1144, 1715, 2286, 2856, 3425,
      3993, 4560, 5126, 5690, 6252, 6813, 7371, 7927, 8481, 9032, 9580, 10126,
      10668, 11207, 11743, 12275, 12803, 13328, 13848, 14364, 14876, 15383, 15886, 16383,

```

```

16876, 17364, 17846, 18323, 18794, 19260, 19720, 20173, 20621, 21062, 21497, 21925,
22347, 22762, 23170, 23571, 23964, 24351, 24730, 25101, 25465, 25821, 26169, 26509,
26841, 27165, 27481, 27788, 28087, 28377, 28659, 28932, 29196, 29451, 29697, 29934,
30162, 30381, 30591, 30791, 30982, 31163, 31335, 31498, 31650, 31794, 31927, 32051,
32165, 32269, 32364, 32448, 32523, 32587, 32642, 32687, 32722, 32747, 32762
};

word Vd,Vq;
int Vaa,Vbb,Vcc,Vd_erro,Vq_erro,Vref;
word Steta;
long Vpk;
int Vcompa, Vcompb, Vcompc;
int value2,teta,teta2,teta_a,teta_b,teta_c;
word ip,im,yp,ym,it,Va,Vb,Vc,Va_in,Vb_in,Vc_in;
int Vai,Vbi,Vci;
word SA,SB,SC,CA,CB,CC;
mc_sPIparams PI2;
word sen(word value) //Interpolação para Seno
{
    ym=value/183;
    yp=ym+1;
    im=interp[ym];
    ip=interp[yp];
    ym=ym*183;
    yp=yp*183;
    if (im>ip)
    {
        it=im;
        im=ip;
        ip=im;
    }
    value2=(value-ym)*(ip-im);
    value2=value2/(yp-ym);
    value2=value2+im;
    return value2;
}

word cos(word value) //Interpolação para Cosseno
{
    ym=value/183;
    yp=ym+1;
    im=interp2[ym];
    ip=interp2[yp];
    ym=ym*183;
    yp=yp*183;
    if (im>ip)
    {
        it=im;
        im=ip;
        ip=im;
    }
    value2=(value-ym)*(ip-im);
    value2=value2/(yp-ym);
    value2=value2+im;
    return value2;
}

#pragma interrupt called /* Comment this line if the appropriate 'Interrupt preserve registers' property */
/* is set to 'yes' (#pragma interrupt saveall is generated before the ISR) */
void AD1_OnEnd(void)

```

```

{
/* Write your code here ... */
int temp;
////////////////////////////////////
////////////////////////////////////* PLL *////////////////////////////////////
////////////////////////////////////

AD1_GetChanValue16(0,&Va_in);
AD1_GetChanValue16(1,&Vb_in);
AD1_GetChanValue16(2,&Vc_in);

DAC_CS_ClrVal();

Vc_in=-Va_in-Vb_in;

Vai=Va_in-32767; //Passa para inteiro
Vbi=Vb_in-32767;
Vci=Vc_in-32767;

teta_b = teta_a + 43688; //Defasa teta_a em 120 e 240 graus
teta_c = teta_a + 21844;

//teta = MC1_controllerPItype1(0,Vd,&PI1);

SA = sen(teta_a);
SB = sen(teta_b);
SC = sen(teta_c);
CA = cos(teta_a);
CB = cos(teta_b);
CC = cos(teta_c);

Vd = mult_r(CA,Vai)/3 + mult_r(CB,Vbi)/3 + mult_r(CC,Vci)/3;
Vd = Vd * 2;
Vq = mult_r(SA,Vai)/3 + mult_r(SB,Vbi)/3 + mult_r(SC,Vci)/3;
Vq = Vq * 2;

//TENSÃO DE REFERENCIA
Vref=20000;

//PI
Vq_erro = MC1_controllerPItype1(Vref,Vq,&PI2);
Vd_erro = 0;

Vaa = mult_r(CA,Vd_erro) + mult_r(SA,Vq_erro);
Vbb = mult_r(CB,Vd_erro) + mult_r(SB,Vq_erro);
Vcc = mult_r(CC,Vd_erro) + mult_r(SC,Vq_erro);

Vcompa=mult_r(Vaa,32500);
Vcompb=mult_r(Vbb,32500);
Vcompc=mult_r(Vcc,32500);
DAC_OUT = (Vcompa+32768)>>4;
DAC_OUT = 0x0FFF & DAC_OUT;
DAC_CS_ClrVal();//habilita DAC
SM1_SendChar(DAC_OUT);

//ENVIA VALOR DO PWM DO RETIFICADOR

//PWM Inversor
PWMC1_SetDuty(0,mult_r(Vcompa,2500)+2500);
PWMC1_SetDuty(1,mult_r(Vcompb,2500)+2500);

```

```

    PWMC1_SetDuty(2,mult_r(Vcompc,2500)+2500);

    PWMC1_SetDuty(3,mult_r(Vcompa,2500)+2500);
    PWMC1_SetDuty(4,mult_r(Vcompb,2500)+2500);
    PWMC1_SetDuty(5,mult_r(Vcompc,2500)+2500);

    PWMC1_Load();
}

/*
=====
** Event : SM1_OnRxChar (module Events)
**
** From bean : SM1 [SynchroMaster]
** Description :
** This event is called after a correct character is
** received.
** The event is available only when the <Interrupt
** service/event> property is enabled.
** Version specific information for Freescale 56800
** derivatives ]
** DMA mode:
** If DMA controller is available on the selected CPU and
** the receiver is configured to use DMA controller then
** this event is disabled. Only OnFullRxBuf method can be
** used in DMA mode.
** Parameters : None
** Returns : Nothing
=====
*/
#pragma interrupt called /* Comment this line if the appropriate 'Interrupt preserve registers' property */
/*
=====
** Event : SM1_OnTxChar (module Events)
**
** From bean : SM1 [SynchroMaster]
** Description :
** This event is called after a character is transmitted.
** Parameters : None
** Returns : Nothing
=====
*/
#pragma interrupt called /* Comment this line if the appropriate 'Interrupt preserve registers' property */
/* is set to 'yes' (#pragma interrupt saveall is generated before the ISR) */
void SM1_OnTxChar(void)
{
    /* Write your code here ... */
    DAC_CS_SetVal();
}

/*
=====
** Event : SM1_OnError (module Events)
**
** From bean : SM1 [SynchroMaster]
** Description :
** This event is called when a channel error (not the error
** returned by a given method) occurs. The errors can be
** read using <GetError> method.
** The event is available only when the <Interrupt

```

```

**      service/event> property is enabled.
**      Parameters   : None
**      Returns     : Nothing
** =====
*/
#pragma interrupt called /* Comment this line if the appropriate 'Interrupt preserve registers' property */
inline Word32 imult(register Word16 sinp1, register Word16 sinp2)
{
/* Defn: Multiply two 16-bit fractional values,
 *      round into a 16-bit fractional result.
 *      Saturates only for the case of $8000 x $8000.
 *      When an accumulator is the destination, zeroes out the LSP portion.
 *
 *      Hawk V2 instruction syntax: mpyr FFF1,FFF1,FFF
 *      Allowed src regs: FFF1
 *      Allowed dst regs: FFF
 *
 *      Assumptions: OMR's SA bit was set to 1 at least 3 cycles before this code.
 *                  (i.e. saturation on data alu results enabled)
 *      Assumptions: OMR's R  bit was set to 1 at least 3 cycles before this code.
 *                  (i.e. 2's complement rounding, not convergent rounding)
 */
    register Word32 sresult;
    asm(.optimize_iasm on);
    asm(impy.l sinp1,sinp2,sresult);
    asm(.optimize_iasm off);
    return sresult;
}
inline Word16 mult_r(register Word16 sinp1, register Word16 sinp2)
{
/* Defn: Multiply two 16-bit fractional values,
 *      round into a 16-bit fractional result.
 *      Saturates only for the case of $8000 x $8000.
 *      When an accumulator is the destination, zeroes out the LSP portion.
 *      Hawk V2 instruction syntax: mpyr FFF1,FFF1,FFF
 *      Allowed src regs: FFF1
 *      Allowed dst regs: FFF
 *
 *      Assumptions: OMR's SA bit was set to 1 at least 3 cycles before this code.
 *                  (i.e. saturation on data alu results enabled)
 *      Assumptions: OMR's R  bit was set to 1 at least 3 cycles before this code.
 *                  (i.e. 2's complement rounding, not convergent rounding)
 */
    register Word16 sresult;
    asm(.optimize_iasm on);
    asm(mpyr sinp1,sinp2,sresult);
    asm(.optimize_iasm off);
    return sresult;
}
inline Word16 div_s(register Word16 s_denominator, register Word16 s_numerator)
{
// Defn: Single quadrant division (i.e. both operands positive) of
//      two 16-bit fractional values, returning a 16-bit result.
//      If both operands are equal, returns $7FFF (occurs naturally).
//
//      Hawk V2 instruction syntax: div FFF1,fff --looped on this instruction
//      Allowed regs for s_numerator: fff
//      Allowed regs for s_denominator: FFF1

    register Word32 l;
    asm(.optimize_iasm on);

```



```

asm(tst a);
// (also: must not affect register
allocator)
// (this instruction simply clears
the C bit)
asm( .iasm_sideeffects off; .iasm_reg2regsetcopyflag off;
    move.w s_numerator,l; // ensures correctly sign extended
    .iasm_sideeffects on; .iasm_reg2regsetcopyflag on
);
asm(rep 8); // Note: Repeat loop broken into 2 loops.
asm(div s_denominator,l);
asm(rep 8); // (done to reduce interrupt latency)
asm(div s_denominator,l);
asm(asl16 l,s_numerator); // move result from FF0 portion to FF1
asm(move.w s_numerator,s_numerator); // correct sign extension
// Example

```

```

Usage: move.w A1,A
asm(.optimize_iasm off);
return s_numerator;
}

```

```

/*
** =====
** Event : TI1_OnInterrupt (module Events)
**
** From bean : TI1 [TimerInt]
** Description :
** When a timer interrupt occurs this event is called (only
** when the bean is enabled - "Enable" and the events are
** enabled - "EnableEvent").
** Parameters : None
** Returns : Nothing
** =====
*/
#pragma interrupt called /* Comment this line if the appropriate 'Interrupt preserve registers' property */
/* is set to 'yes' (#pragma interrupt saveall is generated before the ISR) */
void TI1_OnInterrupt(void)
{
/* Write your code here ... */
teta_a = teta_a + 396;
}

/*
** =====
** Event : PWMC1_OnReload (module Events)
**
** From bean : PWMC1 [PWMMC]
** Description :
** This event is called before PWM cycle according to reload
** frequency. (Only when the bean is enabled - <Enable> and
** the events are enabled - <EnableEvent>) (Event is
** available only if interrupt service/event is enabled).
** Parameters : None
** Returns : Nothing
** =====
*/
#pragma interrupt called /* Comment this line if the appropriate 'Interrupt preserve registers' property */
/* is set to 'yes' (#pragma interrupt saveall is generated before the ISR) */
void PWMC1_OnReload(void)
{

```

```

/* Write your code here ... */
}

/*
** =====
** Event : TI2_OnInterrupt (module Events)
**
** From bean : TI2 [TimerInt]
** Description :
** When a timer interrupt occurs this event is called (only
** when the bean is enabled - "Enable" and the events are
** enabled - "EnableEvent").
** Parameters : None
** Returns : Nothing
** =====
*/
#pragma interrupt called /* Comment this line if the appropriate 'Interrupt preserve registers' property */
/* is set to 'yes' (#pragma interrupt saveall is generated before the ISR) */
//void TI2_OnInterrupt(void)
//{
/* Write your code here ... */
/* a++; b++; c++;
a++; b++; c++;
if (a > 359)
{
a=0;
}
if (b > 359)
{
b=0;
}
if (c > 359)
{
c=0;
}
TI2_Enable();

//ENVIA VALOR DO PWM DO INVERSOR
}

/*
** =====
** Event : PWMC1_OnFault3 (module Events)
**
** From bean : PWMC1 [PWMMC]
** Description :
** This event is called when fault 3 occurs. (Only when the
** bean is enabled - <Enable> and the events are enabled -
** <EnableEvent>). (Event is available only if interrupt
** service/event is enabled). The event clears Fault flag
** only when the Fault is set to the automatic clearing mode.
** When the Fault is set to the manual clearing mode, the
** Fault flag must be cleared by the user using
** ClearFaultFlag() method.
** Parameters : None
** Returns : Nothing
** =====
*/
#pragma interrupt called /* Comment this line if the appropriate 'Interrupt preserve registers' property */
/* END Event

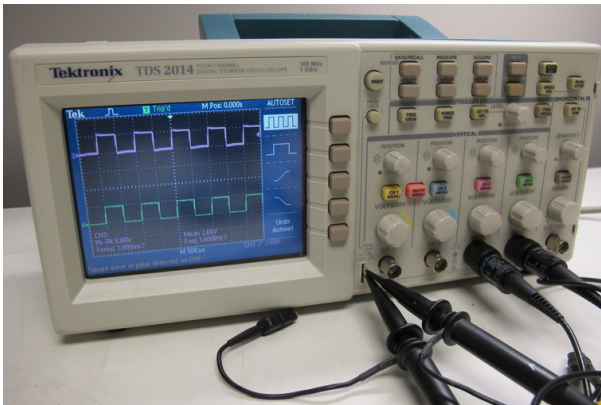
```

ANEXO 6

Equipamentos de Medição Utilizados para Levantamento dos Resultados Práticos.

Equipamento

Osciloscópio digital: Tektronix TDS2014,
100Mhz, 1GS/s, 4 canais.



Utilização

Medição de tensão e corrente: corrente de carga e do gerador, tensão de fase na carga e no gerador, tensão do barramento cc.

Osciloscópio digital: HP Agilent DSO3062A
100Mhz, 1.9GS/s, 2 canais.



Medição de tensão: tensão do barramento cc
sinal do encoder.

Ponteira de corrente: Tektronix A622, ca/cc,
entre 50mA e 100A de pico, 100kHz.



Medição de corrente: corrente do gerador e
corrente de carga.

Ponteira diferencial de tensão: Tektronix
P5200, 25 MHz, 1000 V CAT II.



Medição de tensão diferencial: Tensão do
barramento cc, tensão de fase do gerador e
da carga.