

Universidade Federal de Itajubá
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**Contribuições na Aplicação da
Análise da Assinatura Elétrica para
Detecção de Falhas em Geradores
Síncronos**

Camila Paes Salomon

Itajubá, Setembro de 2017

Universidade Federal de Itajubá
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Camila Paes Salomon

**Contribuições na Aplicação da
Análise da Assinatura Elétrica para
Detecção de Falhas em Geradores
Síncronos**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Luiz Eduardo Borges da Silva
Coorientador: Prof. Dr. Giscard F. Cintra Veloso

**Setembro de 2017
Itajubá**

Universidade Federal de Itajubá
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Camila Paes Salomon

Contribuições na Aplicação da Análise da
Assinatura Elétrica para Detecção de
Falhas em Geradores Síncronos

Tese aprovada por banca examinadora em 15 de Setembro de 2017, conferindo ao autor o título de **Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica**.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Luiz Eduardo Borges da Silva (Orientador)

Prof. Dr. Giscard F. Cintra Veloso (Coorientador)

Prof. Dr. Germano Lambert-Torres

Dr. Erik Leandro Bonaldi

Dr. Levy Ely de Lacerda de Oliveira

Prof. Dr. Rondineli Rodrigues Pereira

Itajubá
2017

"Se o Senhor não edificar a casa, em vão trabalham os que a edificam; se o Senhor não guardar a cidade, em vão vigia a sentinela. Inútil vos será levantar de madrugada, repousar tarde, comer o pão de dores, pois ele supre aos seus amados enquanto dormem." (Salmo 127:1-2)

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus por todas as Suas obras e por me capacitar a realizar este trabalho.

Agradeço ao prof. Luiz Eduardo pela confiança depositada em mim, por seu incentivo, sua energia, e por sua prontidão em ajudar.

Agradeço ao prof. Germano por acreditar em mim, pelo comprometimento, pela disponibilidade, e pelo incentivo ao longo desta trajetória acadêmica.

Agradeço a Erik por sua generosidade, por seu entusiasmo, pelo incentivo, e pelas grandes contribuições neste trabalho.

Agradeço a Levy por sua disponibilidade, pela atenção, pelo senso crítico, e pelas grandes contribuições neste trabalho.

Aos quatro eu agradeço pelo apoio, pelos ensinamentos, e pelas oportunidades e desafios que me ofereceram para enriquecer minha experiência acadêmica e profissional.

Agradeço ao prof. Rondineli pelos comentários que contribuíram para a melhoria deste trabalho.

Agradeço ao prof. Giscard pela confiança depositada em mim e neste trabalho.

Agradeço aos colaboradores do Instituto Gnarus e da PS Soluções, especialmente Wilson e Jonas pelas contribuições neste trabalho.

Agradeço à CAPES pela ajuda financeira neste período de trabalho.

Agradeço ao programa de P&D da ANEEL pelos recursos financeiros disponibilizados que contribuíram para a realização deste trabalho.

Agradeço à minha mãe, Maria Bernadete, e a meu irmão, Paulo Eduardo, pela compreensão, pelo incentivo e por seu grande apoio em todos os momentos da minha vida.

Agradeço ao meu namorado, Lucas, por seu amor, apoio e companheirismo.

Agradeço aos meus familiares, amigos e colegas, e a todos que contribuíram direta ou indiretamente para a realização deste trabalho.

Resumo

Geradores síncronos são elementos fundamentais dos sistemas elétricos de potência. Desta forma, o monitoramento contínuo destas máquinas, incluindo a detecção precoce de falhas, torna-se imperativo para garantir a confiabilidade do fornecimento de energia, a estabilidade do sistema e a redução de prejuízos causados por paradas não-programadas. No contexto de manutenção preditiva de máquinas rotativas, tem se destacado a utilização da análise da assinatura elétrica (ESA - *Electrical Signature Analysis*), que consiste basicamente na análise dos sinais elétricos da máquina sob monitoramento no domínio da frequência. Este trabalho apresenta contribuições na aplicação de ESA para a manutenção preditiva de geradores síncronos, considerando-se aspectos práticos. O trabalho abrange as particularidades da aplicação de ESA para geradores síncronos com rotor de polos salientes e polos lisos. As principais contribuições deste trabalho são a proposição de uma metodologia para distinção de falhas rotóricas de origem elétrica e de origem mecânica nas componentes espectrais e a aplicação de ESA a geradores interligados no sistema elétrico de potência. As hipóteses levantadas são abordadas através de análise teórica, resultados experimentais em laboratórios de modelo reduzido e análise de sinais de grandes geradores em operação em usinas.

Palavras-chave: análise da assinatura elétrica, diagnóstico de falhas, geradores síncronos, manutenção preditiva, monitoramento da condição

Abstract

Synchronous generators are fundamental elements of electrical power systems. Thus, the continuous monitoring of these machines, including early fault detection, becomes imperative to guarantee the power supply reliability, the system stability and the reduction of the losses caused by non-scheduled outages. In the context of rotating machines, the use of electrical signature analysis (ESA) has been increasing. This technique basically consists in the analysis of the electrical signals of the machine under monitoring in the frequency domain. This work presents contributions to ESA application on synchronous generators predictive maintenance, considering practical aspects. The work approaches the peculiarities of ESA application on salient pole and non-salient pole synchronous generators. The main contributions of the work are the proposition of a methodology to distinguish electrical and mechanical rotor faults in the spectral components and the ESA application for generators interconnected in the electrical power system. The raised hypotheses are approached by using theoretical analysis, experimental results in scale model laboratories and signal analysis of large in-service generators in power plants.

Keywords: condition monitoring, electrical signature analysis, fault diagnosis, predictive maintenance, synchronous generators

Lista de Figuras

2.1	Estatística de falhas em máquinas elétricas de grande porte (IEEE e EPRI) [30].	9
2.2	Estatística de falhas em máquinas elétricas de grande porte (Allianz) [30].	10
2.3	Causas de falhas em hidrogeradores (CIGRÉ) [32].	11
2.4	Sistema de monitoramento contínuo genérico com sistema de detecção de falhas [34].	14
2.5	Fluxograma do procedimento de ESA para GSs.	18
2.6	Padrão da frequência de rotação.	23
2.7	Padrão dos harmônicos pares.	23
2.8	Padrão dos harmônicos de sequência zero.	24
2.9	Padrão do desequilíbrio elétrico no EPVA.	24
3.1	<i>Setup</i> experimental para análise da assinatura elétrica do GS.	26
3.2	Bancada de máquinas elétricas do <i>setup</i> experimental de GS de polos salientes.	28
3.3	Painel para alimentação, controle e simulação de falhas do <i>setup</i> experimental de GS de polos salientes.	29
3.4	Carga resistiva trifásica do <i>setup</i> experimental de GS de polos salientes.	30
3.5	Sistema de transdução e aquisição de dados instalado no painel do <i>setup</i> experimental de GS de polos salientes.	31
3.6	Inserção de parafuso no disco de aço carbono no <i>setup</i> experimental com GS de polos salientes.	32
3.7	Exemplo de inserção de falha no enrolamento do estator do GS de polos salientes	32
3.8	Diagrama esquemático do enrolamento do estator do GS de polos salientes.	33
3.9	Tendência de harmônicos de sequência zero no GS de polos salientes para o ensaio de curto-circuito no enrolamento estatórico	34
3.10	Terceiro harmônico nas assinaturas de tensão e corrente no GS de polos salientes para o ensaio de curto-circuito no enrolamento estatórico	35
3.11	Tendência de desequilíbrio elétrico no EPVA no GS de polos salientes para o ensaio de curto-circuito no enrolamento estatórico	35

3.12	Desequilíbrio elétrico no EPVA nas assinaturas de EPVA de tensão e corrente no GS de polos salientes para o ensaio de curto-circuito no enrolamento estatórico	36
3.13	Diagrama esquemático do enrolamento do rotor do GS de polos salientes. . .	36
3.14	Tendência de frequência de rotação (nível médio) no GS de polos salientes para o ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico	37
3.15	Tendência de frequência de rotação (primeira banda lateral esquerda) no GS de polos salientes para o ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico . .	38
3.16	Padrão da frequência de rotação nas assinaturas de tensão e corrente no GS de polos salientes para o ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico . .	38
3.17	Tendência de frequência de rotação (nível médio) no GS de polos salientes para o ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico (com outra configuração de medição)	39
3.18	Tendência de frequência de rotação (primeira banda lateral direita) no GS de polos salientes para o ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico (com outra configuração de medição)	40
3.19	Tendência de frequência de rotação (primeira banda lateral esquerda) no GS de polos salientes para o ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico (com outra configuração de medição)	40
3.20	Tendência de harmônicos pares no GS de polos salientes para o ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico	41
3.21	Harmônicos pares nas assinaturas de tensão e corrente no GS de polos salientes para o ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico	41
3.22	Tendência de frequência de rotação no GS de polos salientes para o ensaio de desbalanceamento mecânico	42
3.23	Padrão da frequência de rotação nas assinaturas de tensão e corrente no GS de polos salientes para o ensaio de desbalanceamento mecânico	42
3.24	Bancada de máquinas elétricas do <i>setup</i> experimental de GS de polos lisos. . .	43
3.25	Painel para alimentação, controle e simulação de falhas do <i>setup</i> experimental de GS de polos lisos.	44
3.26	Carga resistiva trifásica do <i>setup</i> experimental de GS de polos lisos.	44
3.27	Sistema de transdução e aquisição de dados instalado no painel do <i>setup</i> experimental de GS de polos lisos.	46
3.28	Inserção de parafuso no disco de aço carbono no <i>setup</i> experimental com GS de polos lisos.	47
3.29	Exemplo de inserção de falha no enrolamento do rotor do GS de polos lisos	47
3.30	Diagrama esquemático do enrolamento do estator do GS de polos lisos. . . .	49
3.31	Tendência de harmônicos de sequência zero no GS de polos lisos para o ensaio de curto-circuito no enrolamento estatórico	49

3.32	Terceiro harmônico na assinatura de tensão no GS de polos lisos para o ensaio de curto-circuito no enrolamento estatórico	50
3.33	Terceiro harmônico na assinatura de corrente no GS de polos lisos para o ensaio de curto-circuito no enrolamento estatórico	50
3.34	Tendência de desequilíbrio elétrico no EPVA no GS de polos lisos para o ensaio de curto-circuito no enrolamento estatórico	51
3.35	Desequilíbrio elétrico no EPVA nas assinaturas de EPVA de tensão e corrente no GS de polos lisos para o ensaio de curto-circuito no enrolamento estatórico	51
3.36	Diagrama esquemático do enrolamento do rotor do GS de polos lisos.	52
3.37	Tendência de frequência de rotação (primeira banda lateral direita) no GS de polos lisos para o ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico	53
3.38	Padrão da frequência de rotação (primeira banda lateral direita) na assinatura de tensão no GS de polos lisos para o ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico	53
3.39	Padrão da frequência de rotação (primeira banda lateral direita) na assinatura de corrente no GS de polos lisos para o ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico	54
3.40	Tendência de frequência de rotação (primeira banda lateral esquerda) no GS de polos lisos para o ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico	55
3.41	Tendência de harmônicos pares no GS de polos lisos para o ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico	55
3.42	Harmônicos pares na assinatura de tensão no GS de polos lisos para o ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico	56
3.43	Harmônicos pares na assinatura de corrente no GS de polos lisos para o ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico	56
3.44	Tendência de frequência de rotação no GS de polos lisos para o ensaio de desbalanceamento mecânico	57
3.45	Padrão da frequência de rotação na assinatura de tensão no GS de polos lisos para o ensaio de desbalanceamento mecânico	57
3.46	Padrão da frequência de rotação na assinatura de corrente no GS de polos lisos para o ensaio de desbalanceamento mecânico	58
4.1	Espectro de tensão do GS para ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico	63
4.2	Espectro de corrente do GS para ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico	63
4.3	Espectro de tensão do GS para ensaio de desbalanceamento mecânico do rotor	64
4.4	Espectro de corrente do GS para ensaio de desbalanceamento mecânico do rotor	64

4.5	Componentes simétricas da componente de frequência de rotação para o ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico	66
4.6	Componentes simétricas da componente de frequência de rotação para o ensaio de desbalanceamento mecânico do rotor	66
4.7	Excentricidade no entreferro da máquina síncrona.	69
4.8	Tendência de sequência positiva da primeira banda lateral direita da frequência de rotação no GS de polos lisos, para ensaio de desbalanceamento mecânico	77
4.9	Tendência de sequência negativa da primeira banda lateral direita da frequência de rotação no GS de polos lisos para ensaio de desbalanceamento mecânico	77
4.10	Tendência de sequência zero da primeira banda lateral direita da frequência de rotação no GS de polos lisos para ensaio de desbalanceamento mecânico .	78
4.11	Tendência de sequência positiva da primeira banda lateral direita da frequência de rotação no GS de polos lisos para ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico	78
4.12	Tendência de sequência negativa da primeira banda lateral direita da frequência de rotação no GS de polos lisos para ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico	79
4.13	Tendência de sequência zero da primeira banda lateral direita da frequência de rotação no GS de polos lisos para ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico	79
5.1	Indicação da falha e da bobina capada no enrolamento estatórico de UG 01 de Goiandira	83
5.2	Tendência de corrente RMS na fase A das UGs da usina de Goiandira . . .	84
5.3	Tendência de tensão RMS entre as fases A e B das UGs da usina de Goiandira	84
5.4	Tendência de potência ativa das UGs da usina de Goiandira	84
5.5	Tendência do padrão de desequilíbrio elétrico no EPVA paras as UGs da usina de Goiandira	85
5.6	Tendência do padrão de desequilíbrio elétrico no EPVA paras as UGs da usina de Goiandira	86
5.7	Desequilíbrio elétrico no EPVA nas assinaturas de EPVA de tensão e corrente nas UGs da usina de Goiandira	88
5.8	Tendência do padrão de frequência de rotação nas assinaturas de tensão e corrente paras as UGs da usina de Goiandira	89
5.9	Tendência do padrão de frequência de rotação na assinatura da corrente paras as UGs da usina de Goiandira	90
5.10	Padrão de frequência de rotação nas assinaturas de tensão e corrente nas UGs da usina de Goiandira	91

Lista de Tabelas

2.1	Algumas variáveis monitoradas em geradores síncronos	13
3.1	Severidade de falhas no trecho <i>CD</i> do enrolamento estatórico do GS de polos salientes	34
3.2	Severidade de falhas no trecho <i>FG</i> do enrolamento rotórico do GS de polos salientes	37
3.3	Severidade de falhas no trecho <i>AD</i> do enrolamento estatórico do GS de polos lisos	49
3.4	Severidade de falhas no trecho <i>FG</i> do enrolamento rotórico do GS de polos lisos	52
5.1	Resultados de <i>Two Sample t-Test</i> para o desequilíbrio elétrico na assinatura de EPVA da corrente	87
5.2	Resultados de <i>Two Sample t-Test</i> para a frequência de rotação na assinatura de corrente	90

Lista de Abreviaturas e Siglas

A/D analógico/digital.

AC corrente alternada (*Alternating Current*).

CBM Manutenção Baseada na Condição (*Condition Based Maintenance*).

CIGRÉ *Conseil International des Grands Réseaux Électriques*.

CSA análise da assinatura da corrente (*Current Signature Analysis*).

DC corrente contínua (*Direct Current*).

DFT Transformada Discreta de Fourier (*Discrete Fourier Transform*).

ED excentricidade dinâmica.

EE excentricidade estática.

EM excentricidade mista.

EPRI *Electric Power Research Institute*.

EPVA abordagem do vetor de Park estendida (*Extended Park's Vector Approach*).

ESA análise da assinatura elétrica (*Electrical Signature Analysis*).

FFT Transformada Rápida de Fourier (*Fast Fourier Transform*).

FMM força magnetomotriz.

GS gerador síncrono.

IEEE *Institute of Electrical and Electronics Engineers*.

IHM interface homem-máquina.

IPSA *Instantaneous Park Signature Analysis*.

MCSA análise da assinatura da corrente do motor (*Motor Current Signature Analysis*).

MIT motor de indução trifásico.

MLP *Multilayer Perceptron*.

PCH Pequena Central Hidrelétrica.

RMS valor eficaz (*Root Mean Square*).

SEP sistema elétrico de potência.

TBM Manutenção Baseada no Tempo (*Time Based Maintenance*).

TCs transformadores de corrente.

THA *Torque Harmonic Analysis*.

TPs transformadores de potencial.

UGs unidades geradoras.

VSA análise da assinatura da tensão (*Voltage Signature Analysis*).

Lista de Símbolos

B Densidade de fluxo magnético.

B_{nm} Valor máximo da densidade de fluxo magnético do n -ésimo harmônico.

$E_{\varphi n}$ Valor eficaz da força eletromotriz de um ramo do enrolamento do estator para o n -ésimo harmônico.

F Força magnetomotriz (FMM).

F_n Amplitude do n -ésimo harmônico da FMM.

F_{nm} Valor máximo da FMM do n -ésimo harmônico.

I_f Corrente de excitação.

P Número de pares de polos da máquina.

Q Número de espiras curto-circuitadas para falha de curto-circuito no enrolamento rotórico.

X_m m -ésima componente da DFT.

ΔB Variação na densidade de fluxo magnético.

ΔE_{φ} Componente adicional na força eletromotriz de um ramo do enrolamento do estator.

ΔF FMM da bobina fictícia para falha de curto-circuito no enrolamento rotórico.

Λ Permeância magnética do entreferro.

Λ_0 Componente constante da permeância magnética.

Λ_d Componente da permeância magnética causada pela excentricidade dinâmica do entreferro.

Λ_s Componente da permeância magnética causada pela excentricidade estática do entreferro.

α_m Ângulo indicativo da posição circunferencial do entreferro.

β Ângulo entre ranhuras de duas espiras curto-circuitadas para falha de curto-circuito no enrolamento rotórico.

δ_d Excentricidade dinâmica relativa do entreferro.

δ_s Excentricidade estática relativa do entreferro.

\dot{V}_{012} Vetor de tensões fasoriais nas componentes de sequência.

\dot{V}_{abc} Vetor de tensões fasoriais nas componentes de fase.

γ_{f-} Ângulo de fase inicial da sequência negativa da corrente.

μ_0 Permeabilidade magnética do vácuo.

ω Velocidade angular.

ω_r Velocidade angular mecânica.

τ Passo polar.

θ_f Ângulo de fase inicial.

θ_s Posição angular do estator.

θ_{f+} Ângulo de fase inicial da sequência positiva da corrente.

φ Fase do enrolamento do estator.

$e_{\varphi n}$ Força eletromotriz induzida em um ramo do enrolamento do estator para o n -ésimo harmônico.

f_1 Frequência da rede ou frequência fundamental.

f_c Frequência característica da falha.

f_e Frequência de falha no espectro de frequências.

f_r Frequência de rotação do rotor.

f_{epva} Padrão de falha de desequilíbrio elétrico na assinatura de EPVA (indicativo de falhas elétricas estáticas).

f_{pfr} Padrão de falha de frequência de rotação (indicativo de falhas rotóricas).

f_{php} Padrão de falha de harmônicos pares (indicativo de falhas elétricas rotóricas).

f_{phsz} Padrão de falha de harmônicos de sequência zero (indicativo de falhas elétricas estáticas).

g Comprimento radial do entreferro.

g_0 Valor médio do comprimento radial do entreferro.

i_+ Valor máximo da sequência positiva da corrente.

i_- Valor máximo da sequência negativa da corrente.

i_A Corrente na fase A.

i_B Corrente na fase B.

i_C Corrente na fase C.

i_D Componente de corrente direta do vetor de Park.

i_G Valor de pico da corrente de linha do gerador.

i_Q Componente de corrente em quadratura do vetor de Park.

k_{wn} Fator de enrolamento do n -ésimo harmônico.

l Comprimento efetivo do enrolamento.

t Instante de tempo.

v_{AB} Tensão entre as fases A e B.

v_{AN} Tensão entre a fase A e o neutro.

v_{BC} Tensão entre as fases B e C.

v_{BN} Tensão entre a fase B e o neutro.

v_{CN} Tensão entre a fase C e o neutro.

w Número de enrolamentos em série.

x_n Sequência de amostras no domínio do tempo.

Sumário

Resumo	vi
Abstract	vii
Lista de Figuras	viii
Lista de Tabelas	xii
Lista de Abreviaturas e Siglas	xiii
Lista de Símbolos	xv
1 Introdução	1
1.1 Considerações Iniciais	1
1.2 Estabelecimento dos Problemas	2
1.3 Contribuições	3
1.4 Organização do Trabalho	4
2 Manutenção Preditiva de Geradores Síncronos através da Análise da Assinatura Elétrica	5
2.1 Introdução	5
2.2 Classificação das Atividades de Manutenção	6
2.3 Falhas e Monitoramento de Geradores Síncronos	7
2.3.1 Frequência de Falhas nos Componentes de Geradores Síncronos	8
2.3.2 Variáveis Monitoradas e Disponibilização no Sistema Supervisório	11
2.4 Breve Histórico da Técnica ESA	14
2.5 A Técnica ESA	17
2.5.1 Análise das Assinaturas de Tensão e de Corrente	18
2.5.2 A Técnica EPVA	19
2.5.3 Outras Técnicas	21
2.6 Padrões de Falha Conhecidos	22
2.6.1 Curto-circuito no Enrolamento Rotórico	22

2.6.2	Curto-circuito no Enrolamento Estatórico	23
2.6.3	Falhas Mecânicas no Rotor	24
2.7	Considerações Finais	25
3	Análise Experimental de Padrões de Falha de ESA para Geradores Síncronos	26
3.1	Introdução	26
3.2	Ensaaios Experimentais com Gerador Síncrono de Polos Salientes	27
3.2.1	Laboratório de Modelo Reduzido	27
3.2.2	Transdutores e Sistema de Aquisição de Sinais	30
3.2.3	Metodologia dos Ensaaios	31
3.2.4	Resultados Experimentais	33
3.3	Ensaaios Experimentais com Gerador Síncrono de Polos Lisos	42
3.3.1	Laboratório de Modelo Reduzido	43
3.3.2	Transdutores e Sistema de Aquisição de Sinais	45
3.3.3	Metodologia dos Ensaaios	46
3.3.4	Resultados Experimentais	48
3.3.5	Peculiaridade na ESA de Gerador Síncrono de Dois Polos	58
3.4	Considerações Finais	59
4	Separação de Falhas Rotóricas de Origem Elétrica e Origem Mecânica na Análise da Assinatura Elétrica	60
4.1	Introdução	60
4.2	Ensaaios Experimentais	61
4.2.1	Ensaio de Curto-circuito entre Espiras no Enrolamento Rotórico	62
4.2.2	Ensaio de Desbalanceamento Mecânico no Rotor	64
4.3	Metodologia Empírica para Separação de Falhas Rotóricas Elétricas e Mecânicas nas Componentes de Falha	65
4.4	Análise Matemática	67
4.4.1	Força Magnetomotriz de um Gerador Síncrono Saudável	68
4.4.2	Força Eletromotriz no Enrolamento do Estator do Gerador Síncrono	68
4.4.3	Excentricidade Estática e Dinâmica do Entreferro	68
4.4.4	Curto-circuito entre Espiras no Enrolamento do Rotor e Excentricidade Estática	69
4.4.5	Desbalanceamento Mecânico do Rotor e Excentricidade Estática	73
4.4.6	Conclusão da Análise Matemática	76
4.5	Aplicação da Metodologia para Gerador Síncrono de Polos Lisos	76
4.6	Considerações Finais	79

5	Análise da Assinatura Elétrica do Gerador Interligado no Sistema	81
5.1	Introdução	81
5.2	Exemplos de Falhas em Geradores Reais em Operação	82
5.2.1	Curto-circuito no Enrolamento Estatórico	82
5.2.2	Desalinhamento Mecânico	88
5.3	Considerações Finais	91
6	Conclusões	93
6.1	Recomendações	94
6.2	Proposição para Trabalhos Futuros	94
	Referências Bibliográficas	96
A	Publicações da autora no período de Março de 2014 a Setembro de 2017	101
A.1	Artigos completos publicados em periódicos	102
A.2	Trabalhos completos publicados em anais de congressos	103
B	Pedidos de patente no período de Março de 2014 a Setembro de 2017	107
B.1	Pedidos de patente	108
C	Artigo publicado na revista <i>IEEE Transactions on Industry Applications</i>, Volume 53, Issue 3, pp. 3146-3155, 2017	109

Capítulo 1

Introdução

1.1 Considerações Iniciais

Os geradores síncronos são elementos fundamentais nos sistemas elétricos de potência, sendo responsáveis pela geração da maior parte da energia elétrica. A condição operacional destas máquinas é de grande importância, uma vez que afeta a confiabilidade do suprimento de energia bem como a estabilidade do sistema [1]. No entanto, estas máquinas estão sujeitas a sofrerem diferentes falhas, de origem elétrica e mecânica.

A parada programada de um gerador síncrono (GS) de grande escala requer um conjunto de ações e estudos a fim de ocorrer com confiabilidade e dentro de critérios pré-estabelecidos. Além disso, a parada deve ser restringida ao menor tempo possível de duração, de forma que o GS volte a fornecer energia para o sistema de potência. Porém, quando a parada é não-programada, diversos inconvenientes podem ocorrer, desde pequenos desvios de tensão a grandes cortes de carga, além dos prejuízos financeiros decorrentes. Desta forma, este tipo de evento deve ser evitado o máximo possível.

Devido aos fatores supramencionados, vem crescendo a demanda pelo monitoramento contínuo do GS, a fim de se detectarem falhas em estágios iniciais e se evitarem consequências mais drásticas para a máquina e para o sistema. Diversas filosofias de manutenção têm sido aplicadas em usinas para tal fim, destacando-se, mais recentemente, o uso de técnicas de manutenção preditiva. Esta, através do monitoramento contínuo das partes componentes da máquina elétrica, permite monitorar a degradação dos componentes do equipamento, detectando-se o início de uma falha, mesmo que ela seja incipiente. É possível monitorar a evolução da falha e se obter uma estimativa de quanto tempo a máquina pode continuar a operar naquela condição. Além disso, a manutenção preditiva permite agendar a parada do equipamento monitorado para intervenção apenas quando conveniente. Não há necessidade de substituição dos componentes com base apenas no

tempo de uso [2].

Dentre as técnicas utilizadas para manutenção preditiva de máquinas rotativas, destaca-se o uso da análise da assinatura elétrica (*Electrical Signature Analysis*) (ESA). A ESA consiste na análise no domínio da frequência dos sinais elétricos do equipamento monitorado, isto é, na obtenção do espectro da grandeza analisada, que é chamado de *assinatura elétrica*. No caso de GSSs, costuma-se analisar as tensões e correntes do estator e do enrolamento de campo. Neste trabalho, o foco será no monitoramento das grandezas elétricas no estator da máquina. As principais vantagens da ESA são a dependência de apenas as grandezas elétricas da máquina, o baixo nível de invasão e a viabilidade técnica e econômica. O diagnóstico de falhas é realizado analisando-se padrões de falha na assinatura elétrica. Os padrões de falha, por sua vez, são frequências específicas cujas amplitudes relacionadas são alteradas quando da ocorrência de uma determinada falha. Eles são, em geral, funções da frequência da rede, da frequência de rotação e de características estruturais da máquina. A análise dos padrões de falha permite distinguir se a máquina está em condição saudável ou condição de falha e, neste caso, indicar o tipo de falha e sua localização [2, 3].

Abordagens baseadas em ESA têm sido utilizadas para se detectar diferentes tipos de falhas em GSSs, como:

- Excentricidade do entreferro [4–9];
- Curto-circuito entre espiras do enrolamento do rotor [1, 10–17];
- Curto-circuito entre espiras do enrolamento do estator [1, 14, 18–22];
- Falhas em diodo do retificador da excitatriz [23, 24].

Há também trabalhos abrangendo a detecção de várias falhas elétricas e mecânicas [25].

1.2 Estabelecimento dos Problemas

Existem algumas peculiaridades na aplicação prática de ESA para o diagnóstico de falhas em GSSs, que serão discutidas a seguir.

Primeiramente, para fins de aplicação prática de ESA para a detecção de falhas em máquinas síncronas, torna-se necessária a comprovação experimental dos padrões de falha encontrados na literatura. O estudo experimental deve ser realizado para GSSs de rotor de polos salientes e de polos lisos.

Outra questão pertinente está relacionada ao padrão de falha de frequência de rotação. Este padrão é definido pela frequência da rede (frequência fundamental) com bandas laterais nos múltiplos da frequência de rotação. Este padrão é um indicativo de problemas mecânicos no rotor e curto-circuito entre espiras do enrolamento do rotor [1, 14, 16, 26]. Existem outros padrões para estas falhas na região de alta frequência; no entanto, o padrão da frequência de rotação possui as vantagens de estar em região de baixa frequência (menores requisitos de *hardware*) e apenas depender da frequência da rede e do número de polos da máquina [25]. Assim sendo, através da análise das componentes do padrão de frequência de rotação, pode-se detectar um possível problema no rotor da máquina, mas não diferenciar se este corresponde a uma falha de origem elétrica ou uma falha de origem mecânica. Torna-se, então, necessário separar o efeito de falhas de origem elétrica de falhas de origem mecânica a fim de se ter um diagnóstico assertivo de falhas rotóricas através de ESA.

Finalmente, tem-se uma questão de aplicação prática que se trata da aplicação de ESA para a detecção de falhas de GSs interligados no sistema de potência. Os trabalhos na literatura geralmente abordam a aplicação de ESA em GSs isolados, tanto em termos de simulação computacional quanto em termos de ensaios experimentais. Desta forma, torna-se necessário se estudar o comportamento das componentes de falha nas grandezas elétricas de GSs interligados no sistema. Além disso, ressalta-se a importância de se obter exemplos de casos reais de detecção de falhas utilizando ESA em GSs em operação em usinas, uma vez que os trabalhos na literatura geralmente abordam simulações computacionais ou GSs em laboratórios.

1.3 Contribuições

Este trabalho propõe abordagens para as particularidades enunciadas na seção anterior relacionadas à aplicação prática de ESA para a detecção de falhas em GSs. As principais contribuições deste trabalho são:

1. Uma análise experimental sobre padrões de falhas conhecidos de ESA para GSs através de laboratórios de modelo reduzido em que ensaios e simulação de falhas podem ser realizados de maneira controlada;
2. Uma metodologia inovadora para a separação do efeito de falhas elétricas e mecânicas no padrão de falha de frequência de rotação baseada na análise de componentes simétricas, comprovada através de análise experimental e teórica;
3. Um estudo prático experimental sobre a análise da assinatura elétrica do GS interligado no sistema de potência.

1.4 Organização do Trabalho

Este trabalho está organizado em seis capítulos.

O Capítulo 2 aborda a técnica de ESA aplicada para a manutenção preditiva de GSs, incluindo tópicos sobre a manutenção de GSs, a descrição da técnica ESA e padrões de falha conhecidos.

O Capítulo 3 aborda ensaios experimentais realizados com GSs de rotor de polos salientes e rotor de polos lisos, a fim de se verificarem os padrões de falha de ESA para GSs.

O Capítulo 4 aborda a metodologia para separação do efeito de falhas elétricas e mecânicas nas componentes de frequência de rotação. A metodologia é comprovada através de análise experimental e análise teórica.

O Capítulo 5 aborda a análise da assinatura elétrica do GS interligado no sistema de potência, apresentando-se uma análise prática com exemplos de falhas em GSs reais em operação em usinas.

O Capítulo 6 apresenta as conclusões do trabalho, destacando-se as principais constatações sobre a aplicação prática de ESA para detecção de falhas em GSs em operação.

Capítulo 2

Manutenção Preditiva de Geradores Síncronos através da Análise da Assinatura Elétrica

2.1 Introdução

Os geradores síncronos são equipamentos centrais no processo de geração de energia elétrica. Por esta razão, estas máquinas demandam cuidados especiais para se aumentar a confiabilidade da geração de energia elétrica e se evitem paradas não-programadas e seus prejuízos decorrentes. Desta forma, diversas filosofias de manutenção e técnicas especiais têm sido empregadas com o intuito de se monitorar a condição destas máquinas.

O monitoramento da condição pode ser compreendido como o processo contínuo de avaliação da saúde da máquina elétrica durante sua vida útil, a fim de se identificar o possível desenvolvimento de uma falha incipiente. O diagnóstico de uma falha em estágio prematuro permite agendar um procedimento de manutenção para a correção do problema ou realizar outras ações no sentido de se evitem falhas mais severas e suas consequências. Assim sendo, surgem benefícios consideráveis para a empresa geradora de energia, como a maior confiabilidade, a redução de paradas não-programadas, o aumento da vida útil do gerador, e a criação de um histórico de falhas [27].

Este capítulo se inicia com uma classificação das atividades de manutenção, com o objetivo de contextualizar a técnica de ESA na área de manutenção preditiva. Em seguida, são abordados tópicos relevantes sobre falhas comuns e monitoramento de Gs, de forma a se ter uma ideia sobre falhas mais frequentes e como é feito o monitoramento destas máquinas nas usinas. Depois, é apresentado um breve histórico sobre a técnica ESA, incluindo-se uma revisão de trabalhos desenvolvidos para a detecção de falhas em Gs. Em

seguida, a técnica ESA é apresentada em detalhes e, depois, os padrões de falha conhecidos para GSS. Finalmente, apresentam-se algumas considerações finais sobre o tema.

2.2 Classificação das Atividades de Manutenção

O termo manutenção pode ser compreendido como o conjunto de ações necessárias para que um equipamento ou sistema seja conservado ou restaurado de forma a permanecer de acordo com uma condição especificada. As atividades de manutenção podem ser classificadas em três grupos principais [2, 27–29]:

1. Manutenção Corretiva

É o procedimento para correção da falha ou do desempenho abaixo do esperado. É a forma mais primária de manutenção, tornando, em geral, o equipamento indisponível para uso. A manutenção corretiva pode ser ainda dividida em duas classes:

(a) Manutenção Corretiva Não-Planejada

Trata-se da correção da falha de maneira aleatória, ou seja, a intervenção após a ocorrência do fato (falha ou desempenho menor do que o esperado). Este tipo de manutenção possui claras desvantagens. Pode-se citar, como exemplos, a ocorrência sistemática de paradas não-programadas; altos custos, devidos a perdas de produção; redução da vida útil da máquina; e maior consumo de energia, uma vez que a presença de uma falha pode implicar em uma maior necessidade de corrente para se desenvolver o mesmo torque, por exemplo.

(b) Manutenção Corretiva Planejada

Trata-se da correção feita após um acompanhamento preditivo, detectivo, ou mesmo pela decisão gerencial de se operar até a falha. Como se trata de uma manutenção planejada, tem como vantagens ser mais barata, mais segura e mais rápida que uma não-planejada.

2. Manutenção Preventiva

É o conjunto de ações desenvolvidas com o intuito de se evitarem falhas ou condições insatisfatórias, e conseqüentemente, se reduzir o número de ações corretivas, obedecendo a um planejamento baseado em intervalos definidos de tempo. Como ela está baseada em intervalos de tempo, é conhecida como Manutenção Baseada no Tempo (*Time Based Maintenance*) (TBM).

Para a elaboração de um plano de manutenção preventiva, deve-se criar um conjunto de medições tecnicamente adequadas e selecionadas visando à confiabilidade e ao custo do programa. Outro fator importante está na determinação dos intervalos de tempo. Como, em geral, existe a tendência de se ser mais conservador, o programa

normalmente considera intervalos menores que o necessário. Isso implica em paradas e troca de peças desnecessárias, provocando mais custos e paradas na produção.

3. Manutenção Preditiva

Trata-se de um conjunto de atividades de acompanhamento de variáveis ou parâmetros para avaliação sistemática do desempenho dos equipamentos, visando a definir a necessidade ou não de uma intervenção. Para tal fim, se utiliza alguma técnica de predição (por exemplo, Análise de Vibrações, Ultrassom, Análise da Assinatura Elétrica, etc). Assim sendo, ela possibilita a detecção de uma falha em estágio inicial e, logo, a definição da programação da intervenção para manutenção no momento mais viável, considerando o tipo de falha e o sistema em que o equipamento está inserido.

Este tipo de manutenção é também chamada de Manutenção Baseada na Condição (*Condition Based Maintenance*) (CBM), por estar associada ao monitoramento contínuo da condição do equipamento. Quando se realiza uma intervenção, fruto do acompanhamento preditivo, está se fazendo uma manutenção corretiva planejada.

A manutenção preditiva apresenta as seguintes características e vantagens:

- Apoio em técnicas não-invasivas, de forma que não é necessário parar a operação da máquina para sua aplicação;
- Redução do número de ações corretivas não programadas;
- Não necessita de informações como a durabilidade de componentes;
- Pode ser realizada através de técnicas *online* ou *offline*;
- Pode-se determinar com antecedência quando será necessário realizar intervenções de manutenção em uma peça específica de um equipamento;
- Eliminação de desmontagens desnecessárias para inspeção;
- Aumento do tempo de disponibilidade dos equipamentos;
- Prevenção de propagação dos danos;
- Aproveitamento da vida útil total dos componentes de um equipamento;
- Aumento da confiabilidade de um equipamento ou linha de produção;
- Determinação prévia de uma interrupção na produção e quais equipamentos precisam de manutenção.

2.3 Falhas e Monitoramento de Geradores Síncronos

Esta seção apresenta alguns tópicos relevantes sobre falhas frequentes e práticas de monitoramento de GSSs.

2.3.1 Frequência de Falhas nos Componentes de Geradores Síncronos

Consultando-se a literatura da área, pode-se notar que não há um consenso entre os autores sobre frequência de falhas em GSs. O mesmo se verifica com a divisão de grupos de falhas em geradores síncronos, de forma que cada trabalho pode fornecer uma diferente seleção de partes do GS, dependendo do enfoque e da metodologia abordada.

Em [30], foi proposta uma divisão de falhas em GSs considerando-se três grupos:

1. Falhas de isolamento

- Falhas entre fases nos enrolamentos estatóricos.
- Falhas a terra nos enrolamentos estatóricos.
- Falhas (curto-circuito) entre espiras nos enrolamentos estatóricos.
- Falta a terra no enrolamento rotórico, podendo causar curto-circuito entre polos e o aparecimento de vibração.

2. Sobreaquecimento

- Sobreaquecimento nos mancais de guia e/ou escora, causado geralmente por problemas mecânicos e/ou de lubrificação.
- Sobreaquecimento nos enrolamentos do estator e/ou rotor, geralmente causado por sobrecarga, vibração, alta taxa de descargas parciais, desbalanço de fase, falha no sistema de refrigeração, curto-circuito entre espiras ou curto-circuito entre lâminas do núcleo do estator. Se não for combatido, acarreta a diminuição da vida útil do isolamento, podendo direcionar a máquina para a ocorrência de falhas do grupo 1.

3. Outras condições anormais de operação

- Perda da excitação, total ou parcial, o que faz com que a máquina opere em regime de subexcitação, absorvendo potência reativa do sistema. Isso tende a originar sobreaquecimento no estator e no rotor, podendo também acarretar problemas de estabilidade ao sistema.
- Sobretensão ou subtensão nos terminais da máquina, que pode ser originada, por exemplo, por perda de carga ou operação em condição de sobre-excitação.
- Correntes desbalanceadas nos enrolamentos estatóricos, resultantes de cargas desbalanceadas, abertura de enrolamentos, componentes harmônicas ou outras fontes. O surgimento de correntes de sequência negativa tende a induzir correntes no rotor e no eixo com frequência dupla, o que origina sobreaquecimento localizado.

2.3. Falhas e Monitoramento de Geradores Síncronos

- Reversão de potência ou "motorização", problema significativo para a máquina primária, podendo ter reflexos no sistema.
- Perda de sincronismo.
- Sobre ou subfrequência, associada ou não a desbalanços de potência ativa e sobre ou subvelocidade mecânica.
- Problemas nos elementos mecânicos, como fogo, fissuras, quebra de elementos, perda da capacidade de lubrificação e afins.
- Problemas com os equipamentos auxiliares, como queima de fusíveis, perda de transformadores de acoplamento ou medição, perda do sistema de baixa tensão, defeito nos reguladores de tensão ou velocidade, etc.

Desta forma, procurou-se observar os elementos que apresentavam maior índice de falhas. A Figura 2.1 apresenta uma estatística de falhas relacionada a pesquisas de confiabilidade executadas pelo *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) (1987) e pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI) sobre máquinas elétricas de grande porte. Essa pesquisa teve como cenário principalmente os países desenvolvidos do hemisfério norte. Pode-se notar que as falhas nos mancais foram as mais frequentes, seguidas de falhas relacionadas ao sistema de isolamento dos enrolamentos estatóricos.

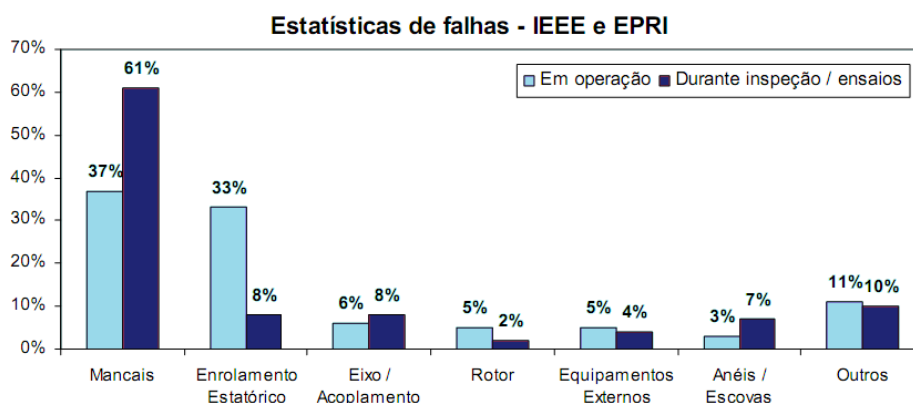


Figura 2.1: Estatística de falhas em máquinas elétricas de grande porte (IEEE e EPRI) [30].

A Figura 2.2 apresenta outra estatística de falhas, cuja fonte é a seguradora alemã Allianz, com dados de 1996 a 1999. Nesta estatística, falhas em enrolamentos estatóricos foram as mais frequentes.

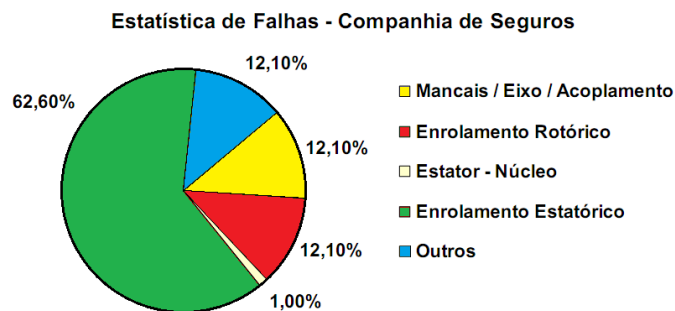


Figura 2.2: Estatística de falhas em máquinas elétricas de grande porte (Allianz) [30].

Com relação às estatísticas apresentadas, cabe destacar que as pesquisas executadas pelo IEEE e pelo EPRI tiveram como cenário países do hemisfério norte, em que as políticas de manutenção geralmente visam à disponibilidade máxima das máquinas, sem o detrimento da confiabilidade. Desta forma, o foco é na produção e não na máquina. Assim sendo, as metodologias de manutenção verificadas nestes países são centradas em ações de monitoramento constante seguidas de ações corretivas ou preventivas controladas, de forma que a disponibilidade das máquinas é maximizada.

Desta forma, tem-se que em [30] focou-se nas falhas relacionadas aos enrolamentos estáticos de máquinas síncronas. Estas falhas surgem a partir do colapso do isolamento interno dos condutores, sendo que suas principais causas são:

- Sobreensões;
- Movimentação indevida dos condutores dentro das ranhuras devido a desbalanços magnéticos, ou efeito similar;
- Sobreaquecimento localizado.

Dentre as possíveis falhas nos enrolamentos estáticos, tem-se também as falhas internas ou entre espiras. Estas falhas são dificilmente cobertas pelos esquemas convencionais de proteção com a mesma segurança que as outras. Se esta falha não é corrigida a tempo, ela pode evoluir rapidamente para uma falha entre a fase associada e o terra. Em casos mais graves, arcos podem ser gerados, cujas intensidades podem ser capazes de unir (soldar) as lâminas do núcleo estático próximas ao ponto de falha.

Portanto, nota-se a importância de se proteger os enrolamentos estáticos de forma adequada. Atualmente, o método de proteção mais utilizado é a aplicação de proteção diferencial, associado ao de detecção de tensões de 3^o harmônico. A popularidade desta metodologia deve-se ao fato de representar uma alternativa simples, de relativo baixo custo e até certo ponto eficiente, com vista em sua natural seletividade.

2.3. Falhas e Monitoramento de Geradores Síncronos

Em [31], que foca em um sistema óptico para o monitoramento de hidrogenadores, propõe-se uma classificação dos componentes da máquina síncrona em ordem de importância decrescente de frequência de falhas. A seguir tem-se a classificação.

1. Estator

A principal causa de defeito é a perda da capacidade de isolamento. O monitoramento é realizado através de descargas parciais, temperatura (barras, núcleo e água de resfriamento), vibrações no núcleo e esquemas de manutenção operacional.

2. Mancais

O monitoramento é feito a partir das temperaturas do metal e óleo lubrificante, oscilações no eixo e vibrações nos mancais.

3. Anéis Coletores

As grandezas monitoradas são corrente e tensão de excitação e temperatura do anel coletor.

4. Rotor

O monitoramento pode ser feito através de transdutor de imagem térmica associado a modelo matemático para corrente e tensão de excitação.

Outra estatística de falhas, com foco em hidrogenadores, é apresentada em [32]. Esta estatística se baseia em uma pesquisa realizada pelo *Conseil International des Grands Réseaux Électriques* (CIGRÉ) [33], em que se observaram e analisaram falhas em hidrogenadores ao longo de alguns anos. Foram coletadas falhas e avarias de 1200 geradores em mais de 20 usinas em cinco países. No total, foram registrados 69 incidentes dentro de 10 anos até 2002. A Figura 2.3 apresenta a estatística de falhas. As causas foram categorizadas na seguinte ordem: problemas no sistema de isolamento; falhas de origem mecânica; falhas de origem térmica; e falhas relacionadas a mancais.

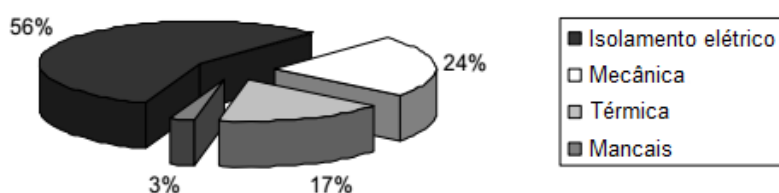


Figura 2.3: Causas de falhas em hidrogenadores (CIGRÉ) [32].

2.3.2 Variáveis Monitoradas e Disponibilização no Sistema Supervisório

O funcionamento correto dos GSs influencia na confiabilidade e estabilidade do sistema elétrico de potência. Desta forma, para se evitarem falhas inesperadas, é necessário se ter um bom sistema de monitoramento e diagnóstico no sistema [34].

Um bom sistema de monitoramento da condição das unidades geradoras pode dar suporte à equipe de operação da usina, evitando que as máquinas operem em regiões prejudiciais de trabalho ou possibilitando que se mantenha sob um regime de risco controlado [30]. Por esta razão, novas técnicas de detecção e diagnóstico de falhas incipientes vêm sendo desenvolvidas.

O uso de técnicas de diagnóstico prematuro de falhas associado ao sistema de monitoramento contínuo do gerador permite detectar uma falha em estágio inicial e acompanhar sua evolução até um limite tolerável. Assim sendo, pode-se avaliar a necessidade de uma parada programada no equipamento no momento mais viável para a correção do defeito, evitando prejuízos técnicos e econômicos. Essas técnicas utilizam os dados do sistema de monitoramento contínuo com tratamento de sinais [34].

Nesse contexto, destaca-se a importância de se manusear corretamente as informações, o que requer conhecimento sobre a estrutura da máquina e limites de operação, instrumentação de monitoramento *online* sofisticado, e processamento e interpretação de alarmes. Também é importante a construção de uma base de conhecimento, para auxiliar e apoiar não-especialistas na investigação de um problema particular da máquina [35].

Finalmente, a escolha das variáveis a serem monitoradas é uma decisão tomada por fator técnico-econômico. Tecnicamente, o ideal seria se ter a maior quantidade de variáveis disponíveis; porém, é o fator econômico que será decisivo.

A Tabela 2.1 apresenta algumas variáveis a serem monitoradas em geradores [30, 34, 36].

2.3. Falhas e Monitoramento de Geradores Síncronos

Tabela 2.1: Algumas variáveis monitoradas em geradores síncronos

Algumas Variáveis Monitoradas	
Vibração do mancal guia (<i>run out</i>)	Posição do anel de selagem
Espessura do filme de óleo do mancal de escora	Folga da borda das palhetas
Temperatura dos mancais (guia e escora)	Temperatura dos enrolamentos do estator
Sinal de <i>keyphasor</i> (trepidação)	Temperatura dos enrolamentos do rotor
Vibração da tampa da turbina	Potência ativa (MW)
Vibração do tubo de sucção	Potência reativa (Mvar)
Entreferro do gerador	Tensão de saída
Vibração do núcleo do estator	Tensão de excitação
Deslocamentos radiais do eixo	Corrente de saída
Deslocamento axial	Corrente de excitação
Abertura do distribuidor	Frequência
Potência aparente (MVA)	Fator de potência
Descargas parciais do gerador	Pressão do óleo de lubrificação dos mancais

Atualmente, ainda existem lacunas nas soluções de monitoramento permanente de GSs. Dentre elas, destacam-se [36]:

- Distribuição de sinais entre vários sistemas (dificuldade de integração das informações para se obter um sistema de diagnóstico automático);
- Restrições quanto à disponibilização de dados no caso de usinas de tecnologia digital, inclusive a falta de detalhamento nestas informações;
- Carência de estudos sobre relações custo benefício sobre implantação de sistemas de monitoramento contínuo;
- Falta de tecnologia em equipamentos para a análise de certas dinâmicas (por exemplo, dinâmicas intermediárias como reguladores de tensão e velocidade);
- Falta de centralização de dados elétricos e mecânicos para que se possa diagnosticar o ponto de operação da máquina e detectar problemas de forma preditiva;
- Necessidade de extrair conhecimento dos dados dos sistemas de monitoração, para que se possam obter soluções computacionais para interpretação de informação e diagnóstico (muitas vezes, o conhecimento fica restrito a poucos especialistas);
- Falta de transferência de conhecimento dos especialistas para os novos engenheiros.

A Figura 2.4 apresenta um esquema genérico de sistema de monitoramento contínuo da condição com detecção de falhas. Os dados coletados através dos sensores são enviados para o sistema supervisório. Em geral, estes dados não recebem tratamento nem são utilizadas técnicas para detecção de falhas em estágio inicial ou em evolução. No entanto, quando são detectados dados fora da faixa normal de operação, são acionados alarmes para que o operador possa tomar uma providência [34].

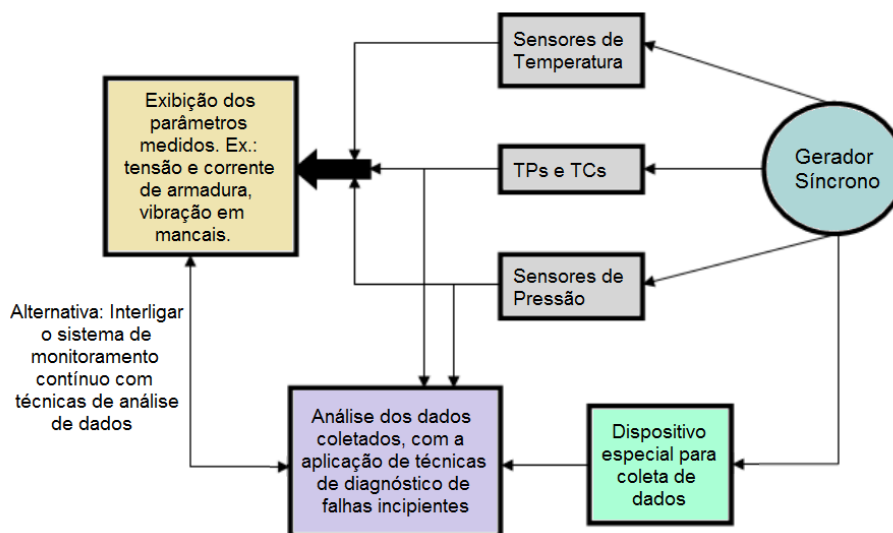


Figura 2.4: Sistema de monitoramento contínuo genérico com sistema de detecção de falhas [34].

Cabe destacar que a metodologia abordada neste trabalho é focada no monitoramento das tensões e correntes do estator do GS através de transdutores conectados nos secundários dos transformadores de potencial (TPs) e transformadores de corrente (TCs) associados ao GS. Estes sinais são coletados por um sistema de aquisição de dados e técnicas de processamento de sinais são aplicadas para se obterem grandezas no domínio da frequência, a fim de se utilizarem as técnicas de análise das assinaturas de tensão e corrente, que serão apresentadas adiante. Através desta análise, é possível se obter o diagnóstico de falhas em estágio inicial no GS, uma vez que a assinatura da máquina em processo de falha é diferente da assinatura da máquina na condição "saudável".

2.4 Breve Histórico da Técnica ESA

A técnica abordada neste trabalho para o diagnóstico prematuro de falhas em GSs é a análise da assinatura elétrica, englobando a análise da assinatura da corrente (*Current Signature Analysis*) (CSA), a análise da assinatura da tensão (*Voltage Signature Analysis*) (VSA) e a abordagem do vetor de Park estendida (*Extended Park's Vector Approach*)

(EPVA). Esta metodologia partiu da análise da assinatura da corrente do motor (*Motor Current Signature Analysis*) (MCSA), bem difundida na indústria para a detecção de falhas em motores de indução. No caso dos GSs, a análise espectral foi expandida para a tensão, em busca de se obter a dualidade dos padrões de falha. Assim sendo, esta seção apresenta um breve histórico da técnica de ESA, para, em seguida, se apresentarem as técnicas utilizadas e os padrões de falha conhecidos para GSs.

A existência de assimetrias relativas ao rotor de motores de indução causa flutuação nos valores da corrente absorvida. Isso é particularmente evidente através do movimento oscilatório de um amperímetro inserido no circuito de alimentação, o que constitui um possível alerta à equipe de manutenção. Entretanto, este mesmo comportamento ocorre quando há flutuação de carga e, por esta razão, a diferenciação de tais situações requer uma análise mais detalhada do comportamento da corrente estatórica.

A análise da assinatura da corrente tem sido aplicada com sucesso na detecção de falhas em motores de indução, apesar de sua sensibilidade à oscilação da carga. Diversos trabalhos na área têm sido aplicados desde a década de 80 com o intuito de se diagnosticarem falhas em motores de indução trifásicos [2].

Nos últimos anos, vêm surgindo, neste contexto, trabalhos com a aplicação de técnicas de análise espectral de grandezas elétricas para GSs. Isso é justificado pelas razões já mencionadas da importância destas máquinas no processo de geração de energia elétrica, sendo que, assim, merecem cuidado especial em termos de monitoramento e acompanhamento de falhas em potencial.

O princípio geral destes trabalhos consiste no monitoramento das grandezas elétricas dos GSs - tensões e correntes do estator e corrente de excitação - no domínio da frequência, analisando-se as modificações ocorridas nas amplitudes das componentes espectrais após a ocorrência de determinada falha. Trata-se, assim, de uma busca pela identificação de padrões de falha, visando-se a relacionar as frequências notáveis com as características construtivas do GS, de maneira análoga aos padrões existentes para motores de indução.

As principais falhas investigadas em GSs com potencial de serem detectadas através de ESA são o curto-circuito entre espiras no enrolamento rotórico, curto-circuito entre espiras no enrolamento estatórico, excentricidade estática e dinâmica do entreferro, desalinhamento e desbalanceamento mecânico, e falhas em diodo do sistema de retificação da excitatriz.

Para a detecção de falhas de curto-circuito entre espiras nos enrolamentos rotórico e estatórico, encontraram-se principalmente abordagens baseadas no monitoramento da corrente de excitação do gerador [1, 10, 11, 15]. Em [1], comprovou-se o aumento das amplitudes de algumas componentes espectrais quando da ocorrência destas falhas. Já em

[12], o método utilizado para a detecção destas falhas foi a análise das correntes circulantes nos ramos conectados em paralelo no enrolamento do estator.

Para a falha de curto-circuito no enrolamento rotórico, em [10], as grandezas de potência ativa e reativa também foram monitoradas, além da corrente de excitação, e se fez o uso de uma rede neural *Multilayer Perceptron* (MLP). Em [15], utilizou-se a transformada discreta de *Wavelet* da corrente de campo para a identificação da falha. Em [11], propôs-se a detecção destas falhas através do aumento da corrente de excitação e da função de transferência da excitação *brushless*. A referência [14] propôs a detecção desta falha através de componentes múltiplas da frequência de rotação na assinatura da corrente do estator. Em [13], utilizaram-se a análise do transitório da falta e a análise por *Wavelet*, tomando-se para análise o sinal de onda viajante de corrente no terminal do rotor. Finalmente, em [17], o diagnóstico de falhas no enrolamento da excitação foi realizado com base no método da força eletromotriz esperada.

Para a detecção de falhas de curto-circuito entre espiras no enrolamento estatórico do GS, também foram utilizadas técnicas de análise de harmônicos na corrente de campo [1, 14, 19]. Em [19], destacou-se a formulação matemática demonstrando a natureza de alguns padrões previamente propostos na literatura. Em outra linha, tem-se também a abordagem por vetor de Park, apresentada em [18], em que este tipo de falha foi detectado analisando-se a componente de duas vezes a frequência fundamental na assinatura de EPVA. Em [20], foram discutidos avanços recentes na modelagem e detecção *online* de falhas de curto-circuito no enrolamento estatórico. Destacou-se a aplicação da técnica de assinatura da corrente do estator da máquina. A referência [21] propôs a análise e a detecção desta falha através de um método de multi-laços. Já em [22], o método utilizado para detecção e classificação desta falha foi o conteúdo harmônico das formas de onda da tensão terminal da máquina.

Há também trabalhos abordando problemas mecânicos no rotor da máquina síncrona. Para a detecção de excentricidade estática, em [5], foi proposta a análise da assinatura da tensão terminal da operação a vazio do gerador, em que houve a proeminência de alguns harmônicos, sendo o método também aplicado para o caso da excentricidade dinâmica. Em [4], detectou-se a excentricidade dinâmica através da análise da assinatura da corrente, tendo o aumento do 17^o e 19^o harmônicos. Em [6] e [7], propôs-se a detecção de excentricidade estática nos GSs através da assinatura da tensão terminal do estator do GS a vazio e da corrente de campo. Eles provaram que, para esta falha, as amplitudes de algumas componentes espectrais aumentam nas tensões terminais da máquina, cujas frequências podem ser previstas com base na estrutura do enrolamento. Já a referência [8] utilizou a análise das correntes de fase dividida para o diagnóstico de excentricidade no rotor. Finalmente, em [9], a excentricidade foi detectada através da assinatura da corrente *offline* do estator.

Há também trabalhos que abordam mais de uma falha. Um trabalho abrangente foi desenvolvido em [25], que apresentou padrões de falha de ESA para diversas falhas em GSSs, tomando como base padrões conhecidos para motores de indução e fazendo as devidas correspondências para o caso de geradores. Em [16], falhas típicas em geradores, como excentricidade no entreferro e curto-circuito entre espiras no enrolamento rotórico, foram detectadas através da análise da tensão no eixo. Já a referência [37] analisou o empuxo magnético desequilibrado no turbogerador para as falhas de excentricidade no entreferro e curto-circuito no enrolamento rotórico.

No âmbito de falhas em diodo do retificador da excitatriz, considerando-se excitação *brushless*, em [23] e [24], propôs-se a detecção de falha no diodo através da análise espectral da forma de onda da tensão de saída do gerador. Foram consideradas falhas de abertura do diodo (circuito aberto) e curto-circuito no diodo.

2.5 A Técnica ESA

O princípio das técnicas baseadas em ESA é realizar a análise dos sinais elétricos do equipamento sob monitoramento no domínio da frequência. A pressuposição da ESA é que a assinatura de uma máquina saudável é diferente da assinatura em condição de falha, sendo que cada tipo de falha excita componentes espectrais específicas na assinatura elétrica. Desta forma, é possível detectar a presença de uma falha incipiente e, em caso positivo, identificar a parte da máquina em que a falha está se desenvolvendo. Estas premissas permitem a determinação de um conjunto de padrões de falha de ESA baseados apenas em frequências conhecidas e características estruturais da máquina (por exemplo: número de polos, número de ranhuras estatóricas, etc), que podem classificar cada tipo de falha com componentes de frequências específicas de forma generalizada [2].

As principais vantagens das técnicas baseadas em ESA para a manutenção preditiva de máquinas elétricas são o baixo nível de invasão, uma vez que só dependem da medida de grandezas elétricas da máquina; o fornecimento de um diagnóstico de falhas em estágio inicial, de forma que o usuário pode programar a intervenção para manutenção; e a implementação de maneira viável economicamente, dependendo apenas de transdutores de tensão e corrente, um *hardware* para aquisição de dados e um *software* para processamento de dados e interface.

O primeiro passo para um sistema de manutenção preditiva baseado em ESA é a aquisição dos sinais de tensão e corrente da máquina. Para GSSs, a aquisição é geralmente realizada através de transdutores de tensão e corrente instalados no secundário dos TPs e TCs acessados através de painéis das unidades geradoras. Os sinais coletados são processados e um algoritmo de Transformada Rápida de Fourier (*Fast Fourier Transform*) (FFT) é aplicado para se obter as componentes espectrais do sinal. As assinaturas elétricas podem

ser fornecidas em um ambiente computacional amigável de forma a se poder analisar os padrões de falha pré-definidos, a fim de se obter um diagnóstico de falha. A Figura 2.5 ilustra o procedimento simplificado de ESA.

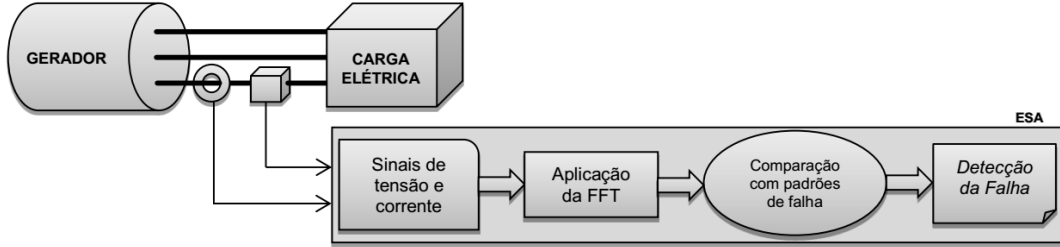


Figura 2.5: Fluxograma do procedimento de ESA para GSs.

É importante se destacar que a análise VSA está relacionada a uma análise *ups-tream*, isto é, em direção ao gerador e a análise CSA está relacionada a uma análise *downs-tream*, isto é, em direção à carga. Assim sendo, no caso de ESA aplicada a GSs isolados, a análise deve focar na assinatura de tensão (VSA e EPVA) e correlacionar à assinatura de corrente (CSA e EPVA). Se a amplitude da componente sob análise é maior na tensão do que na corrente (em dB), pode-se supor que existe uma falha incipiente no gerador. Por outro lado, se a amplitude da componente é maior na corrente do que na tensão (em dB), supõe-se que existe uma falha incipiente na carga [25]. O Capítulo 5 irá abordar o caso de GSs interligados no sistema de potência.

2.5.1 Análise das Assinaturas de Tensão e de Corrente

A VSA e a CSA consistem da análise dos sinais de tensão e corrente do estator da máquina, respectivamente, no domínio da frequência. O espectro de frequências obtido é usualmente referido como *assinatura elétrica*. As assinaturas de tensão e corrente são obtidas através da aplicação da FFT para os sinais de tensão e corrente, respectivamente, para se processar os sinais do domínio do tempo para o domínio da frequência. A FFT consiste em um algoritmo para acelerar o cálculo da Transformada Discreta de Fourier (*Discrete Fourier Transform*) (DFT). A DFT é utilizada para converter uma sequência finita de amostras igualmente espaçadas de uma função em uma lista de coeficientes de uma combinação finita de senoides complexas, ordenadas por suas frequências, que têm os mesmos valores das amostras. A DFT faz com que uma sequência de N números complexos x_0, x_1, \dots, x_{N-1} seja transformada em uma sequência periódica de N números complexos, de acordo com:

$$X_m = \sum_{n=0}^{N-1} x_n \cdot e^{-j2\pi mn/N}, m \in \mathbb{Z}, \quad (2.1)$$

onde: m é o índice da DFT (ou harmônico); n é o índice no domínio do tempo; N é o

número de amostras de entrada; X_m é a m -ésima componente da DFT; e x_n é a sequência de amostras no domínio do tempo.

Em termos de assinaturas do GS, é possível se identificar a amplitude e a frequência de cada componente individual que compõe os sinais de tensão ou corrente do GS. Assim sendo, como mencionado anteriormente, padrões podem ser identificados na assinatura elétrica a fim de se diferenciar máquinas saudáveis de máquinas em condição de falha [2].

Deve-se destacar que a amplitude de uma componente de falha representa uma medida de severidade da falha, uma vez que, em geral, uma maior severidade implica em uma maior amplitude da componente. A amplitude das componentes espectrais é geralmente apresentada normalizada em relação à amplitude da componente fundamental, devido a variações de corrente em função da carga. Além disso, é comum o uso de escala logarítmica (em geral, em dB), devido à grande diferença de amplitude entre as componentes e o caráter exponencial de evolução apresentado para diversas falhas conhecidas [38].

Em geral, as componentes de falha se apresentam no espectro de frequências segundo a forma [38]:

$$f_e = f_1 \pm k \cdot f_c, \quad (2.2)$$

onde: f_e é a frequência de falha no espectro de frequências; f_1 é a frequência da rede, ou frequência fundamental; k é um valor inteiro positivo, indicativo do número do harmônico; e f_c é a frequência característica da falha.

A frequência característica da falha (f_c) aparece em forma de uma modulação da frequência fundamental, cujas harmônicas são definidas por k .

Finalmente, deve-se ressaltar que o diagnóstico é um processo complexo. A definição de parar ou não uma máquina em virtude de indicações no espectro de corrente ou tensão é difícil e exige experiência e conhecimento do processo. Para uma tomada de decisão, são importantes o conhecimento do especialista e a análise do histórico do comportamento da máquina e do processo em que ela está inserida [38].

2.5.2 A Técnica EPVA

O método do vetor de Park foi proposto em meados da década de 1990 para se detectar falhas em motores como curto-circuito entre espiras, excentricidade do entreferro, barras quebradas, etc. Primeiramente, a detecção de falhas era baseada apenas na distorção sofrida pelo círculo de Park quando do surgimento e da piora da falha em análise [2].

Depois o método foi melhorado e expandido para o EPVA, cuja descrição é apresentada a seguir, considerando-se sinais de corrente, para se exemplificar [2, 39]. As três fases de correntes em um gerador podem ser descritas por:

$$\begin{aligned} i_A &= i_G \cos(\omega t - \theta_f) \\ i_B &= i_G \cos\left(\omega t - \theta_f - \frac{2\pi}{3}\right), \\ i_C &= i_G \cos\left(\omega t - \theta_f + \frac{2\pi}{3}\right) \end{aligned} \quad (2.3)$$

onde: i_A , i_B e i_C são as correntes das fases A, B e C, respectivamente; i_G é o valor de pico da corrente de linha; ω é a frequência angular do estator, em rad/s; θ_f é o ângulo de fase inicial, em rad; e t é o instante de tempo. As componentes do vetor de Park (i_D e i_Q) são dadas por:

$$\begin{aligned} i_D &= \left(\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}i_A\right) - \left(\frac{1}{\sqrt{6}}i_B\right) - \left(\frac{1}{\sqrt{6}}i_C\right) \\ i_Q &= \left(\frac{1}{\sqrt{2}}i_B\right) - \left(\frac{1}{\sqrt{2}}i_C\right). \end{aligned} \quad (2.4)$$

Em termos gráficos, condições ideais geram um círculo de Park perfeito centrado na origem das coordenadas. Assim sendo, substituindo 2.3 em 2.4, as componentes obtidas são dadas por:

$$\begin{aligned} i_D &= \left(\frac{\sqrt{6}}{2}\right) i_G \cos(\omega t - \theta_f) \\ i_Q &= \left(\frac{\sqrt{6}}{2}\right) i_G \sin(\omega t - \theta_f). \end{aligned} \quad (2.5)$$

Na presença de desequilíbrio elétrico, o círculo de Park se torna distorcido. Neste caso, as correntes do GS são compostas por uma parcela de sequência positiva e uma parcela de sequência negativa, que são dadas por:

$$\begin{aligned} i_A &= i_+ \cos(\omega t - \theta_{f+}) + i_- \cos(\omega t - \gamma_{f-}) \\ i_B &= i_+ \cos\left(\omega t - \theta_{f+} - \frac{2\pi}{3}\right) + i_- \cos\left(\omega t - \gamma_{f-} + \frac{2\pi}{3}\right), \\ i_C &= i_+ \cos\left(\omega t - \theta_{f+} + \frac{2\pi}{3}\right) + i_- \cos\left(\omega t - \gamma_{f-} - \frac{2\pi}{3}\right) \end{aligned} \quad (2.6)$$

onde: i_+ é o valor máximo da sequência positiva da corrente; i_- é o valor máximo da

sequência negativa da corrente; θ_{f+} é o ângulo de fase inicial da sequência positiva da corrente, em rad; e γ_{f-} é o ângulo de fase inicial da sequência negativa da corrente, em rad. No vetor de Park, substituindo-se 2.6 em 2.4, vem:

$$\begin{aligned} i_D &= \left(\frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2}} \right) (i_+ \cos(\omega t - \theta_{f+}) + i_- \cos(\omega t - \gamma_{f-})) \\ i_Q &= \left(\frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2}} \right) (i_+ \sin(\omega t - \theta_{f+}) - i_- \sin(\omega t - \gamma_{f-})). \end{aligned} \quad (2.7)$$

Assim, o quadrado do módulo do vetor de Park é calculado através de:

$$i_D^2 + i_Q^2 = \left(\frac{3}{2} \right) (i_+^2 + i_-^2) + 3i_+i_- \cos(2\omega t - \theta_{f+} - \gamma_{f-}). \quad (2.8)$$

Finalmente, aplica-se a FFT ao quadrado do módulo do vetor de Park. Na presença de um desequilíbrio elétrico, o resultado é composto por um nível DC mais um termo adicional localizado em duas vezes a frequência da rede, que é tratado como o padrão de desequilíbrio elétrico no EPVA. O mesmo procedimento pode ser aplicado para os sinais de tensão.

2.5.3 Outras Técnicas

Há também outras técnicas utilizadas em ESA, como a análise espectral da potência e a impedância de sequência negativa.

A análise espectral da potência (*Instantaneous Park Signature Analysis* (IPSA) ou *Torque Harmonic Analysis* (THA)) engloba a análise espectral da potência elétrica total utilizada pelo motor, pelas potências por fase ou pela análise do torque elétrico. Esta técnica é focada em detecção de falhas mecânicas e é capaz de detectar falhas comuns em motores.

A impedância de sequência negativa é utilizada para detecção de degradação do isolamento do estator em estágios incipientes, incluindo o curto-circuito entre espiras. Trata-se de uma componente simétrica calculada a partir dos fasores de correntes e tensões das três fases do estator [38].

Estas técnicas não serão abordadas em detalhes por estarem fora do escopo do presente trabalho.

2.6 Padrões de Falha Conhecidos

Esta seção apresenta padrões de falha conhecidos para GSs que serão abordadas neste trabalho [40]. Estes padrões foram comprovados através de uma análise experimental, que será apresentada no Capítulo 3. Uma observação é que as assinaturas de tensão (VSA ou EPVA) e de corrente (CSA ou EPVA) devem ser correlacionadas.

2.6.1 Curto-circuito no Enrolamento Rotórico

O curto-circuito entre espiras no enrolamento rotórico é uma falha comum que pode ser experimentada pelos GSs. Ela possui as seguintes características:

- Aumento considerável da corrente rotórica;
- Aumento da temperatura do enrolamento;
- Distorção na forma de onda da tensão;
- Surgimento de vibrações anormais e possibilidade de ocorrência de falhas mecânicas.

Se esta falha não é mitigada a tempo, ela pode causar sérios danos ao GS [1].

Os padrões de falha de ESA verificados para esta falha foram o padrão da frequência de rotação e os harmônicos pares na assinatura elétrica.

O padrão da frequência de rotação é definido pelo monitoramento da frequência fundamental com bandas laterais deslocadas em múltiplos inteiros da frequência de rotação. O GS rotaciona na velocidade síncrona. Assim, a frequência de rotação do rotor é dada por:

$$f_r = \frac{f_1}{P}, \quad (2.9)$$

onde: f_r é a frequência de rotação do rotor, em Hz; f_1 é a frequência da rede (ou fundamental), em Hz; e P é o número de pares de polos do GS. Logo, o padrão de frequência de rotação é dado por:

$$f_{pf_r} = f_1 \pm k \cdot f_r, \quad (2.10)$$

onde: f_{pf_r} são as componentes espectrais analisadas para problemas mecânicos no rotor do GS e k é um valor inteiro positivo.

A Figura 2.6 ilustra o padrão de frequência de rotação, que deve ser analisado nas assinaturas de tensão e de corrente.

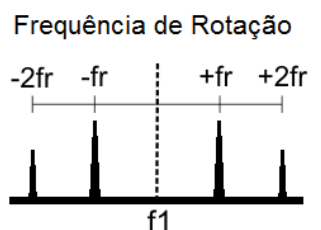


Figura 2.6: Padrão da frequência de rotação.

Outro padrão verificado para este tipo de falha é o acompanhamento dos harmônicos pares na assinatura elétrica (f_{php}), que é dado por:

$$f_{php} = 2 \cdot k \cdot f_1. \quad (2.11)$$

Este padrão também deve ser analisado nas assinaturas de tensão e de corrente e é ilustrado na Figura 2.7.

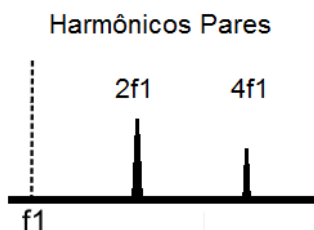


Figura 2.7: Padrão dos harmônicos pares.

2.6.2 Curto-circuito no Enrolamento Estático

Outro tipo de falha a que os GSs estão sujeitos a sofrerem é o curto-circuito entre espiras no enrolamento estático. Este tipo de falha apresenta as seguintes características:

- Surgimento de correntes pulsantes;
- Geração de campos girantes em sentido oposto ao original.

Os padrões verificados para esta falha foram os harmônicos de sequência zero (principalmente o terceiro harmônico) na assinatura elétrica e o padrão de desequilíbrio elétrico na assinatura de EPVA.

O padrão de harmônicos de sequência zero (f_{phsz}) é dado por:

$$f_{phsz} = 3 \cdot k \cdot f_1. \quad (2.12)$$

Este padrão deve ser acompanhado nas assinaturas de tensão e de corrente e é ilustrado na Figura 2.8.

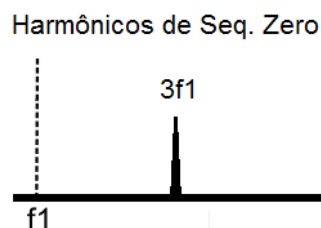


Figura 2.8: Padrão dos harmônicos de sequência zero.

O padrão de desequilíbrio elétrico na assinatura de EPVA (f_{epva}) é definido pela componente de duas vezes a frequência fundamental no espectro de EPVA de tensão e corrente, sendo representado por:

$$f_{epva} = 2 \cdot f_1. \quad (2.13)$$

A Figura 2.9 ilustra este padrão, que deve ser analisado nas assinaturas de EPVA de tensão e de corrente. Uma observação é que o espectro de EPVA é demodulado, isto é, a modulação da frequência de linha é removida através dos cálculos do espectro de EPVA.

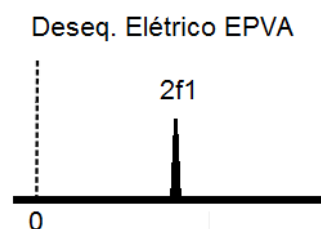


Figura 2.9: Padrão do desequilíbrio elétrico no EPVA.

2.6.3 Falhas Mecânicas no Rotor

As falhas mecânicas no rotor englobam falhas de desalinhamento mecânico, desbalanceamento mecânico, excentricidade estática no entreferro e excentricidade dinâmica no entreferro.

A excentricidade no entreferro ocorre quando os centros do estator e do rotor não coincidem, resultando em uma distribuição assimétrica do entreferro. Esta falha pode ser do tipo excentricidade estática (EE), quando o ponto de comprimento mínimo do entreferro é fixo no espaço, e do tipo excentricidade dinâmica (ED), quando o ponto de comprimento mínimo do entreferro rotaciona em torno do rotor. No tipo excentricidade mista (EM), ambas EE e ED estão presentes.

A seguir, tem-se alguns efeitos destas falhas:

- Aumento da vibração;
- *Stress* eletromagnético mais alto;
- Crescimento do empuxo magnético desbalanceado;
- Aumento no desgaste de mancais;
- Fricção entre o rotor e o estator [9].

O padrão verificado para estas falhas foi o padrão de frequência de rotação nas assinaturas de tensão e corrente, conforme ilustrado na Figura 2.6, pois esta falha também causa aumento desta componente.

2.7 Considerações Finais

Este capítulo apresentou uma visão geral sobre a manutenção preditiva de GSs através do uso da análise da assinatura elétrica.

No Capítulo 3, serão apresentados ensaios de laboratório para a comprovação experimental dos padrões de falha abordados neste capítulo.

Capítulo 3

Análise Experimental de Padrões de Falha de ESA para Geradores Síncronos

3.1 Introdução

Este capítulo apresenta uma análise experimental a fim de se comprovarem os padrões de falha conhecidos para detecção de falhas em GSs através de ESA, apresentados no Capítulo 2. A análise experimental foi realizada em laboratórios de modelo reduzido especialmente desenvolvidos para este fim.

Dois *setups* experimentais foram desenvolvidos para se realizar a análise experimental de verificação de padrões de falhas de ESA em GSs, um com GS de 1 CV (735,5 W) e rotor de polos salientes, com quatro polos, e um com GS de 2 kVA e rotor de polos lisos, com dois polos. A Figura 3.1 apresenta o esquema básico válido para ambos os *setups* desenvolvidos.

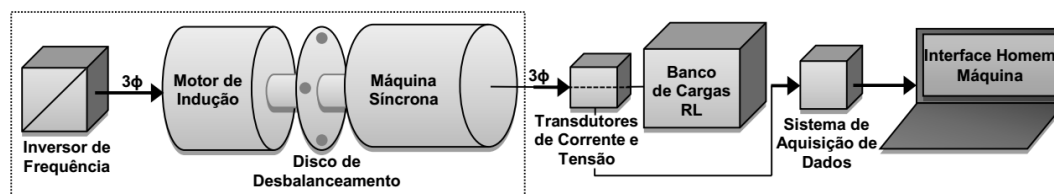


Figura 3.1: *Setup* experimental para análise da assinatura elétrica do GS.

O modelo de *setup* experimental é composto por um GS, acionado mecanicamente por um motor de indução trifásico (MIT) alimentado por um inversor de frequência. O GS pode trabalhar em diferentes condições de carga e falhas simuladas. Um banco de carga

3.2. Ensaaios Experimentais com Gerador Síncrono de Polos Salientes

resistiva ou resistiva-indutiva é conectado na saída do estator do GS, para ser utilizado como carga para o GS.

São utilizados sistemas para medição, aquisição e processamento de sinais. Os transdutores de tensão e corrente são conectados na saída do estator do GS e os sinais elétricos são adquiridos pelo sistema de aquisição de dados, que se comunica com a interface homem-máquina.

Nos *setups* experimentais, podem ser simuladas falhas elétricas e mecânicas no GS. Os enrolamentos do estator e do rotor do GS possuem derivações em que se podem simular curto-circuito entre espiras através da inserção de elementos passivos (resistores, capacitores ou indutores) entre os trechos selecionados. Além disso, cada *setup* possui um disco de aço-carbono no acoplamento entre o MIT e o GS, como mostrado na Figura 3.1. O disco possui furos para possível inserção de um ou mais parafusos, simulando-se desbalanceamento mecânico no rotor.

Os *setups* experimentais, bem como os sistemas de medição e aquisição de dados, a metodologia dos ensaios e os resultados serão descritos com mais detalhes nas próximas seções.

3.2 Ensaaios Experimentais com Gerador Síncrono de Polos Salientes

Esta seção apresenta os ensaios experimentais realizados com o laboratório de modelo reduzido com GS de rotor de polos salientes.

A seguir, apresenta-se a descrição do laboratório de modelo reduzido, dos transdutores e sistema de aquisição de dados, da metodologia dos ensaios e dos resultados experimentais obtidos.

3.2.1 Laboratório de Modelo Reduzido

O laboratório de modelo reduzido é basicamente composto por uma bancada de máquinas conectada a um painel para alimentação, controle e simulação de falhas.

A Figura 3.2 apresenta a bancada de máquinas elétricas do laboratório de modelo reduzido com GS de polos salientes.

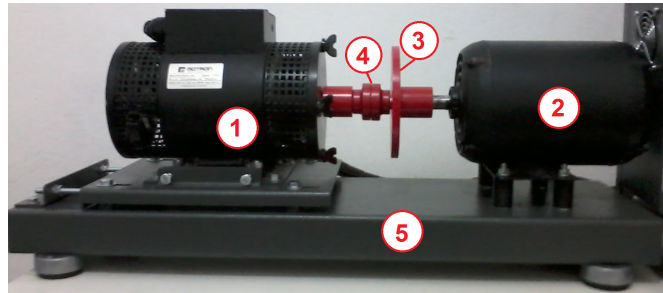


Figura 3.2: Bancada de máquinas elétricas do *setup* experimental de GS de polos salientes.

Os principais itens que compõem a bancada de máquinas são:

1. GS trifásico com os dados nominais:

- Potência = 1 CV (735,5 W);
- Tensão = 220 / 380 V;
- Frequência = 60 Hz;
- Número de polos = 4;
- Tensão de excitação = 220 V (DC);
- Velocidade = 1800 rpm;
- Rotor de polos salientes.

O GS possui derivações nos enrolamentos de estator e do rotor para a simulação de falhas elétricas.

2. MIT com os dados nominais:

- Potência = 1,5 CV (1103,25 W);
- Tensão = 220 / 380 V;
- Frequência = 60 Hz;
- Número de polos = 4;
- Rotor gaiola de esquilo.

3. Disco de aço carbono com quatro furos simétricos, incorporado ao MIT;

4. Conjunto de acoplamento do tipo luva elástica;

5. Base de montagem para duas máquinas elétricas.

As máquinas elétricas são conectadas a um painel para alimentação, controle e simulação de falhas, apresentado na Figura 3.3.

3.2. Ensaios Experimentais com Gerador Síncrono de Polos Salientes

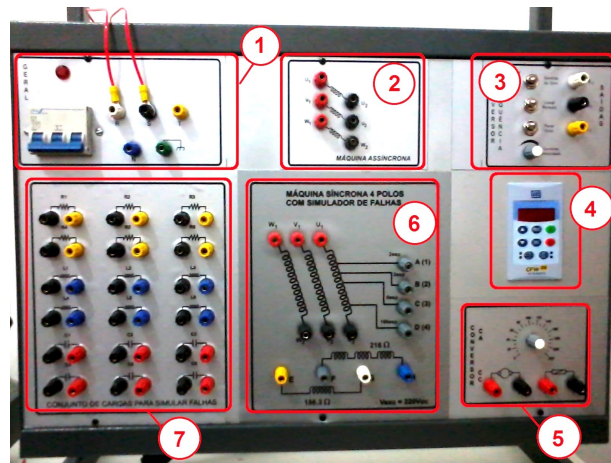


Figura 3.3: Painel para alimentação, controle e simulação de falhas do *setup* experimental de GS de polos salientes.

Os principais itens que compõem o painel são:

1. Disjuntor e acesso às fases de alimentação;
2. Pinos banana para conexão do estator do MIT;
3. Pinos banana para conectar o estator do MIT ao inversor de frequência e controle remoto para o inversor de frequência;
4. Inversor de frequência;
5. Conversor AC/DC (corrente alternada (*Alternating Current*) (AC) para corrente contínua (*Direct Current*) (DC)), incluindo pinos banana para acesso, e potenciômetro de controle, para fornecer excitação ao enrolamento de campo do GS;
6. Pinos banana para conexão do estator e do rotor do GS, incluindo pinos banana nos pontos de derivação para a inserção de falhas, em ambos os casos;
7. Pinos banana para acesso e representação dos elementos passivos para simular falhas.

O estator do GS é conectado a um banco de carga resistiva ou resistiva-indutiva. A Figura 3.4 ilustra a carga resistiva. As especificações, válidas para ambos os tipos de carga, são:

- Potência compatível com a potência nominal do GS;
- Tensão 220 V;
- Comutação por chave rotativa de cinco passos e, em cada passo, a carga pode ser desbalanceada.



Figura 3.4: Carga resistiva trifásica do *setup* experimental de GS de polos salientes.

3.2.2 Transdutores e Sistema de Aquisição de Sinais

Para transdução, aquisição e análise de sinais, foi utilizado um sistema desenvolvido para manutenção preditiva de hidrogeradores. O sistema consiste, basicamente, de transdutores de corrente e tensão, um *hardware* para aquisição de dados e um *software* para consolidação de dados, avaliação e diagnóstico da condição do equipamento.

Para a medição de tensões e correntes são utilizados dois transdutores de tensão AC diferenciais do tipo PS TTD-01, de relação 672X, aprovados com erro pico-a-pico menor que 2,5%, e dois transdutores de corrente AC diferenciais, do tipo PS TT 50-SD, de relação 333,333 mV/A, aprovados com erro pico-a-pico menor que 2,0%.

O sistema de aquisição de dados consiste de um *carrier Ethernet* cDaq-9181 e o módulo para aquisição de dados NI-9239, da National InstrumentsTM. O sistema possui quatro canais para aquisição simultânea de sinais, sendo que as aquisições foram realizadas cada uma com 131072 pontos e frequência de amostragem de 16,67 kHz. A resolução do conversor analógico/digital (A/D) é de 24 bits.

Finalmente, utilizou-se um *software* desenvolvido para interface homem-máquina (IHM), manipulação dos dados coletados e aplicação de ESA para o diagnóstico da condição do GS.

A Figura 3.5 apresenta o sistema de transdução e aquisição de sinais instalado no painel do laboratório de modelo reduzido.

3.2. Ensaios Experimentais com Gerador Síncrono de Polos Salientes

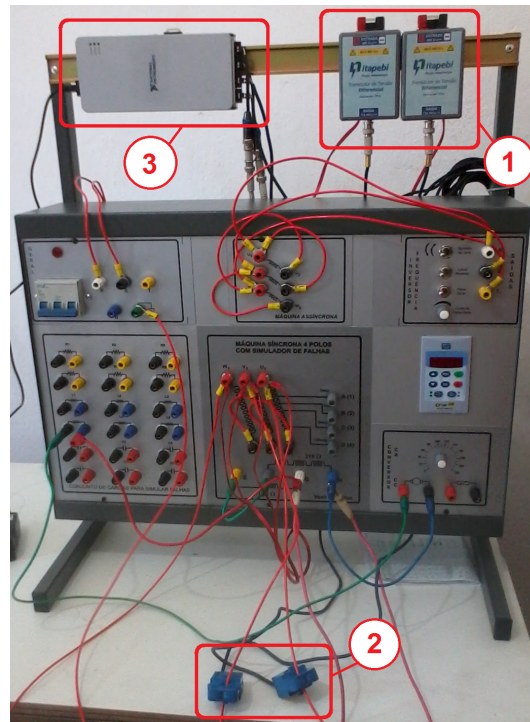


Figura 3.5: Sistema de transdução e aquisição de dados instalado no painel do *setup* experimental de GS de polos salientes.

O sistema é composto por:

1. Dois transdutores de tensão, medindo tensões fase-fase;
2. Dois transdutores de corrente, medindo correntes de linha;
3. *Hardware* para aquisição de dados, composto pelos módulos cDaq-9181 e NI-9139, da National InstrumentsTM.

3.2.3 Metodologia dos Ensaios

Operação do Laboratório de Modelo Reduzido e Simulação de Falhas

O primeiro passo para a operação do laboratório de modelo reduzido é a conexão de um osciloscópio ou multímetro na saída do estator do GS, a fim de se monitorar a tensão de saída do GS. A carga elétrica utilizada deve ser configurada na condição desejada, utilizando-se a chave rotativa de cinco passos. O inversor de frequência, que aciona o MIT, é ajustado um pouco acima da frequência de linha que se deseja nas tensões de saída do GS, por causa do efeito do escorregamento do MIT. O conversor AC/DC alimenta a excitatriz do GS e é alimentado diretamente pela rede, e não pela saída do GS. O conversor AC/DC e o inversor de frequência são ajustados para se obter a tensão em valor eficaz (*Root Mean*

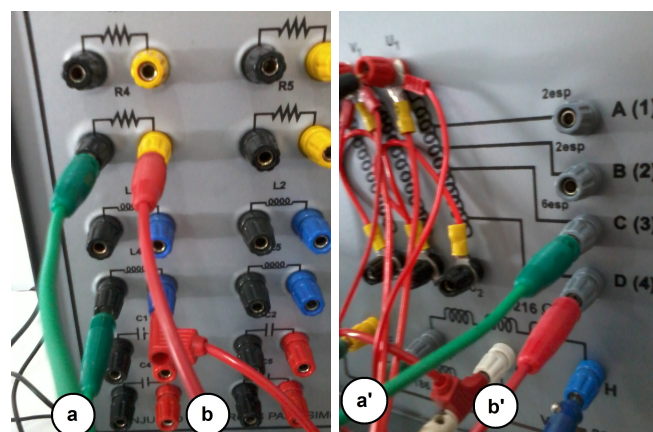
Square) (RMS) de 127 V (fase-neutro) e a frequência de linha desejada na saída do GS. Finalmente, a aquisição de dados é realizada através do *software* desenvolvido.

Para simular a falha de desbalanceamento mecânico, é necessário se inserir um (ou mais) parafusos em um furo (ou furos) do disco de aço carbono antes de se iniciar a operação da bancada de máquinas. A simulação desta falha é ilustrada na Figura 3.6.



Figura 3.6: Inserção de parafuso no disco de aço carbono no *setup* experimental com GS de polos salientes.

Para simular falhas elétricas (curto-circuito entre espiras do enrolamento estático ou rotórico), é necessário conectar um elemento passivo entre os trechos selecionados do enrolamento do GS nos quais a falha será simulada. Este procedimento deve ser realizado antes de se iniciar a operação do GS. A Figura 3.7 apresenta um exemplo de inserção de um elemento passivo resistivo, R4, entre os pontos de derivação C e D do enrolamento estático.



(a) Elemento resistivo (b) Derivações do enrolamento estático do GS

Figura 3.7: Exemplo de inserção de falha no enrolamento do estator do GS de polos salientes, em que $a - a'$ representa o mesmo cabo e $b - b'$ representa o mesmo cabo.

Considerações sobre os Ensaios

Os ensaios foram realizados considerando-se a frequência de 60 Hz nas tensões de saída do estator do GS. Utilizou-se a carga resistiva no nível 1 como carga para o GS, conectado em estrela, que tem valor de 180Ω por fase e potência trifásica de 260 W (dados aproximados retirados diretamente das especificações de placa da carga resistiva), correspondendo a cerca de 35% da potência nominal do GS.

Foram realizadas cinco aquisições de sinais de tensão e de corrente do estator do GS para cada condição testada (*baseline* ou falha, e, neste caso, considerando-se tipo de falha e intensidade de falha). Os sinais medidos foram as tensões entre as fases A e B (v_{AB}) e entre as fases B e C (v_{BC}), e as correntes das fases A (i_A) e B (i_B).

Para cada falha estudada, analisaram-se as curvas de tendência das componentes espectrais de interesse, fornecidas em dB ou %, dependendo do caso.

3.2.4 Resultados Experimentais

Esta subseção apresenta os padrões de falha verificados para cada tipo de falha simulada, incluindo-se resultados de curvas de tendência e exemplos de assinatura elétrica para as componentes espectrais de interesse.

Curto-circuito entre Espiras no Enrolamento Estatórico

Para a simulação das falhas de curto-circuito entre espiras no enrolamento estatórico, utilizaram-se os elementos passivos resistivos $R4 = 100\Omega$, $R3 = 10\Omega$, $R1 = 1\Omega$ e, finalmente, o curto-circuito $R0$, utilizando-se um cabo banana entre os pontos de derivação em análise.

A Figura 3.8 apresenta o diagrama esquemático do enrolamento do estator do GS de polos salientes, destacando-se as derivações disponíveis para a inserção de elementos passivos. O enrolamento estatórico completo é representado pelo trecho $U1U2$ e as falhas no enrolamento estatórico foram inseridas entre os pontos de derivação C e D . O trecho CD representa cerca de 8,4% do enrolamento completo $U1U2$.

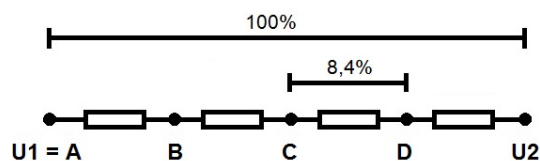


Figura 3.8: Diagrama esquemático do enrolamento do estator do GS de polos salientes.

A Tabela 3.1 apresenta as porcentagens de falha de acordo com os elementos inseridos no trecho *CD* do enrolamento.

Tabela 3.1: Severidade de falhas no trecho *CD* do enrolamento estatórico do GS de polos salientes

Condição de Falha	R4	R3	R1	R0
Porcentagem de Falha	0,1%	0,7%	4,0%	8,4%

Os padrões verificados para este tipo de falha foram os harmônicos de sequência zero nas assinaturas de tensão e corrente e o desequilíbrio elétrico nas assinaturas de EPVA de tensão e corrente.

O primeiro padrão analisado foi o padrão de harmônicos de sequência zero, com destaque para o terceiro harmônico. Sendo a frequência fundamental igual a 60 Hz, a componente espectral de análise neste caso é dada por 180 Hz. A Figura 3.9 apresenta as curvas de tendência deste padrão nas assinaturas de tensão (Figura 3.9a) e de corrente (Figura 3.9b), considerando-se as diferentes severidades de falha testadas. Na Figura 3.9, o eixo horizontal é o instante de tempo (horário das aquisições) e o eixo vertical é a amplitude da componente espectral de interesse normalizada em relação à amplitude da frequência fundamental, em dB.

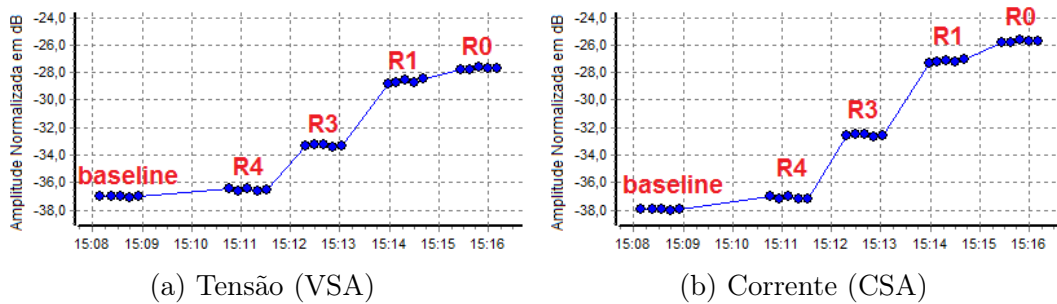


Figura 3.9: Tendência de harmônicos de sequência zero no GS de polos salientes, para as assinaturas de (a) tensão e de (b) corrente, para o ensaio de curto-circuito no enrolamento estatórico.

Analisando-se a Figura 3.9, nota-se o aumento nas amplitudes das frequências de interesse da condição de *baseline* para a condição de falha e de acordo com o nível de severidade, comprovando-se o padrão.

A Figura 3.10 apresenta, para fins ilustrativos, exemplos de assinaturas elétricas com *zoom* em torno do terceiro harmônico nas condições de *baseline* (Figura 3.10a) e falha (Figura 3.10b). Nota-se o aumento na amplitude das componentes após a inserção da falha.

3.2. Ensaios Experimentais com Gerador Síncrono de Polos Salientes

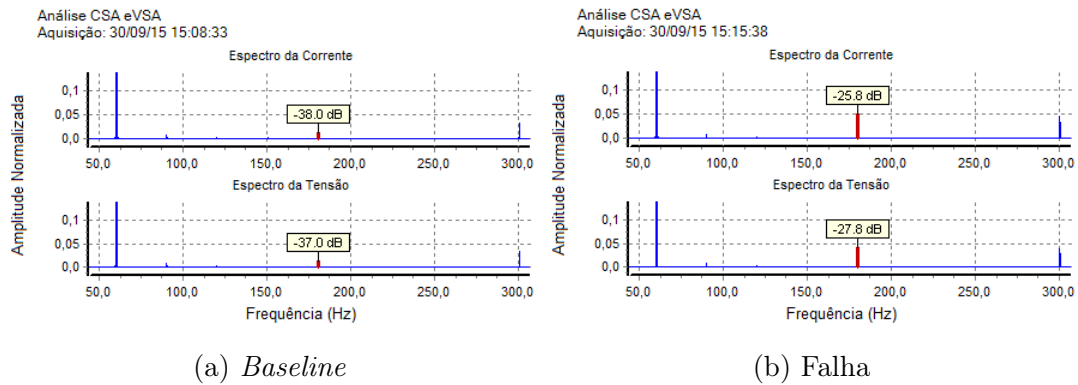


Figura 3.10: Terceiro harmônico nas assinaturas de tensão e corrente no GS de polos salientes, para as condições de (a) *baseline* e (b) falha, para o ensaio de curto-circuito no enrolamento estático.

Outro padrão verificado foi o desequilíbrio elétrico no EPVA, dado por 120 Hz na assinatura de EPVA, uma vez que a frequência fundamental é 60 Hz. Este padrão é ilustrado na Figura 3.11, para as tendências nas assinaturas de tensão (Figura 3.11a) e de corrente (Figura 3.11b). Novamente, nota-se o aumento nas amplitudes das componentes de interesse de acordo com o aumento da severidade de falha, comprovando-se este padrão.

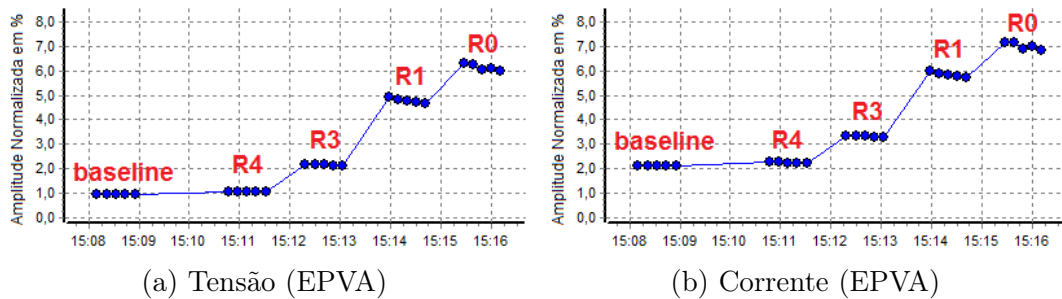


Figura 3.11: Tendência de desequilíbrio elétrico no EPVA no GS de polos salientes, para as assinaturas de EPVA de (a) tensão e de (b) corrente, para o ensaio de curto-circuito no enrolamento estático.

A Figura 3.12 apresenta exemplos de componentes de desequilíbrio elétrico no EPVA nas assinaturas de EPVA de tensão e de corrente para as condições de *baseline* (Figura 3.12a) e falha (Figura 3.12b). Houve um aumento nas amplitudes das componentes e na distorção do círculo de Park após a inserção da falha.

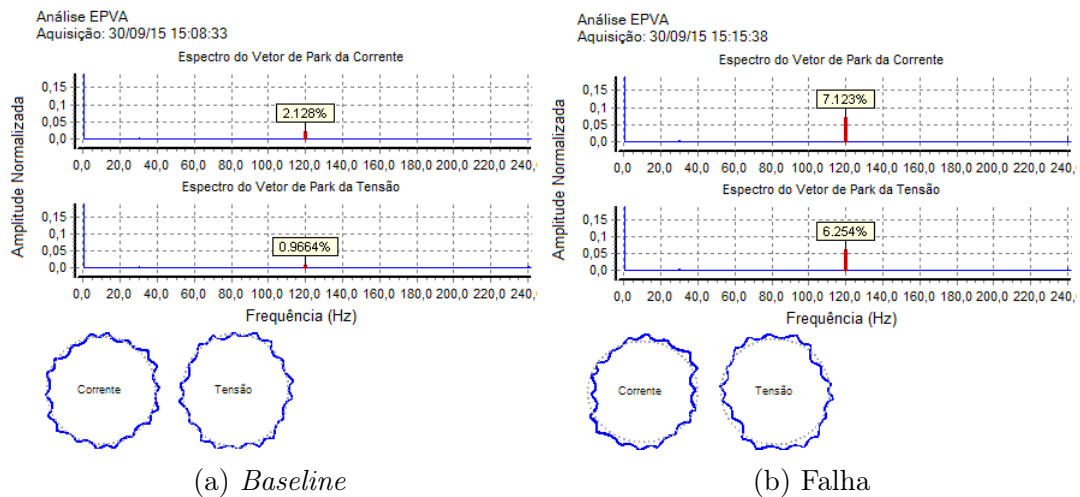


Figura 3.12: Desequilíbrio elétrico no EPVA nas assinaturas de EPVA de tensão e corrente no GS de polos salientes, para as condições de (a) *baseline* e (b) falha, para o ensaio de curto-circuito no enrolamento estatórico.

Curto-circuito entre Espiras no Enrolamento Rotórico

Para a simulação das falhas de curto-circuito entre espiras no enrolamento rotórico, utilizaram-se os elementos passivos resistivos R_4 , R_3 e R_1 .

A Figura 3.13 ilustra o diagrama esquemático do enrolamento rotórico do GS de polos salientes, com as derivações disponíveis para a inserção dos elementos passivos. O enrolamento rotórico completo é representado pelo trecho GH e as falhas no enrolamento rotórico foram inseridas entre os pontos de derivação F e G . O trecho FG representa cerca de 50,0% do enrolamento total GH .

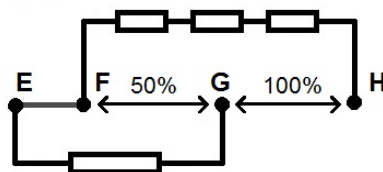


Figura 3.13: Diagrama esquemático do enrolamento do rotor do GS de polos salientes.

A Tabela 3.2 apresenta as porcentagens de falhas de acordo com os elementos inseridos no trecho FG .

3.2. Ensaios Experimentais com Gerador Síncrono de Polos Salientes

Tabela 3.2: Severidade de falhas no trecho *FG* do enrolamento rotórico do GS de polos salientes

Condição de Falha	R4	R3	R1
Porcentagem de Falha	9,0%	34,0%	46,0%

Os padrões verificados para este tipo de falha foram o padrão da frequência de rotação e os harmônicos pares.

O primeiro padrão verificado foi o da frequência de rotação. Como o GS possui rotor de quatro polos e a frequência fundamental é 60 Hz, de acordo com a equação 2.9, a frequência de rotação é igual a 30 Hz. Assim sendo, as componentes de primeira banda lateral esquerda e direita são dadas por 30 Hz e 90 Hz, respectivamente, na assinatura elétrica.

A Figura 3.14 apresenta as curvas de tendência do padrão da frequência de rotação, considerando-se a análise pelo nível médio das componentes, nas assinaturas de tensão (Figura 3.14a) e corrente (Figura 3.14b). Nota-se o aumento das amplitudes das componentes de acordo com o nível de severidade de falha, comprovando-se o padrão de falha. Há uma exceção para o elemento R4, em que se supõe ter havido alguma compensação, que será comentada mais adiante, justificando a leve diminuição das amplitudes de frequência de rotação em relação ao *baseline*.

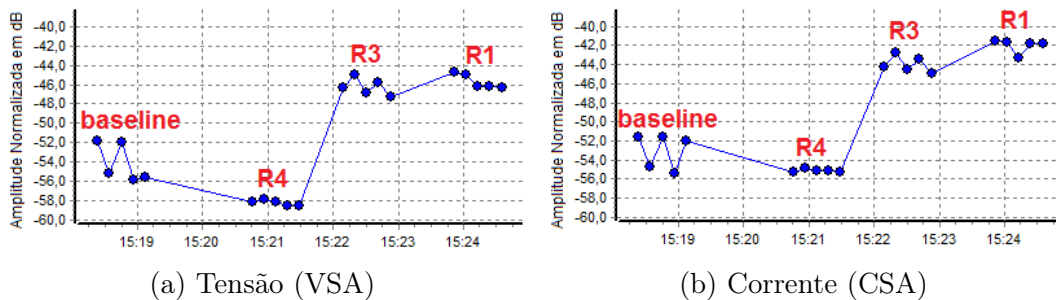


Figura 3.14: Tendência de frequência de rotação (nível médio) no GS de polos salientes, para as assinaturas de (a) tensão e de (b) corrente, para o ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico.

O padrão de frequência de rotação não respondeu bem, neste caso, na primeira banda lateral direita, sendo que as amplitudes das componentes permaneceram em um nível próximo umas das outras nas diversas condições de falha. No entanto, ele respondeu na primeira banda lateral esquerda, e os resultados são apresentados a seguir, para fins de complementação. A Figura 3.15 apresenta as curvas de tendência do padrão da frequência de rotação, considerando-se a análise pela primeira banda lateral esquerda, nas assinaturas

de tensão (Figura 3.15a) e corrente (Figura 3.15b). Nota-se o aumento das amplitudes das componentes de acordo com o nível de severidade de falha, comprovando-se o padrão de falha. Há uma exceção para os elementos R4 (na tensão e na corrente) e R3 (somente na tensão), em que se supõe ter havido alguma compensação, justificando a leve diminuição das amplitudes de frequência de rotação em relação ao *baseline*.

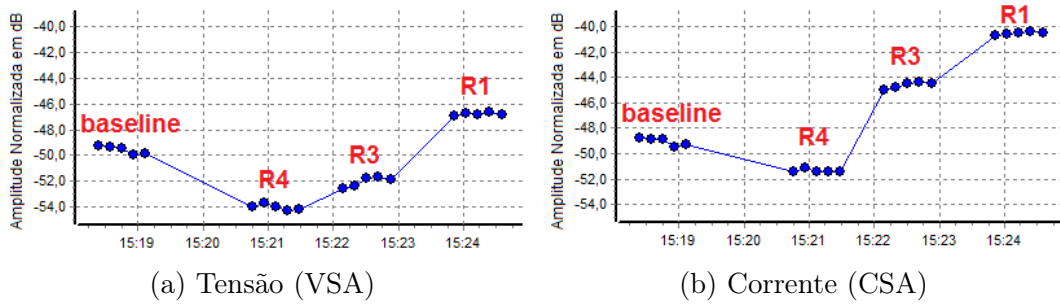


Figura 3.15: Tendência de frequência de rotação (primeira banda lateral esquerda) no GS de polos salientes, para as assinaturas de (a) tensão e de (b) corrente, para o ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico.

A Figura 3.16 apresenta exemplos de assinaturas de tensão e corrente com *zoom* em torno das componentes de frequência de rotação, para as condições de *baseline* (Figura 3.16a) e falha (Figura 3.16b). Pode-se notar o aumento das amplitudes das componentes da condição de *baseline* para a condição de falha, principalmente as componentes da primeira banda lateral esquerda.

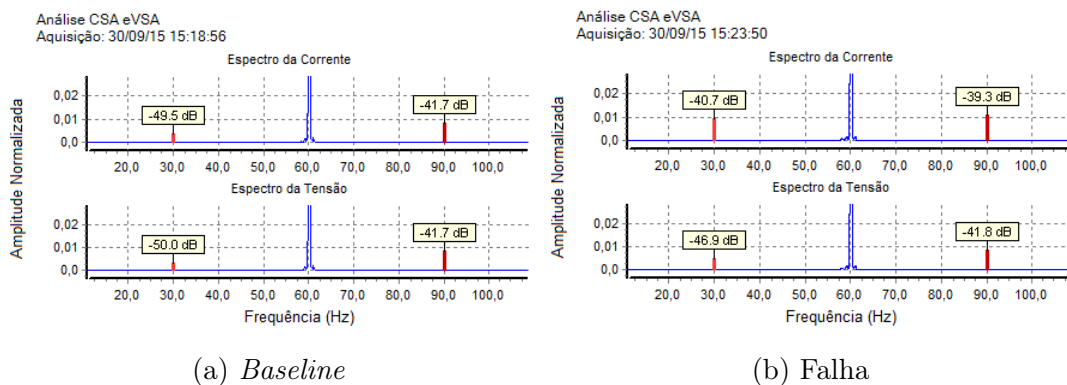


Figura 3.16: Padrão da frequência de rotação nas assinaturas de tensão e corrente no GS de polos salientes, para as condições de (a) *baseline* e (b) falha, para o ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico.

As "compensações" obtidas na análise do padrão de frequência de rotação para as falhas de curto-circuito no enrolamento rotórico simuladas com os elementos R4 e R3

3.2. Ensaios Experimentais com Gerador Síncrono de Polos Salientes

foram investigadas. De forma sucinta, obteve-se o resultado descrito a seguir.

Nos experimentos em que foram medidas duas correntes de linha (i_A e i_B) e duas tensões fase-fase (v_{AB} e v_{BC}) do GS e o neutro do GS não foi aterrado (configuração usada nos resultados gerais apresentados nesta seção), através da análise das curvas de tendência do padrão de frequência de rotação mostradas nas Figuras 3.14 (nível médio) e 3.15 (primeira banda lateral esquerda), nota-se que houve uma diminuição nas amplitudes das componentes de frequência de rotação da condição de *baseline* para a condição de falha simulada com o elemento R4. Também houve diminuição nas amplitudes do padrão de frequência de rotação na tensão da condição de *baseline* para a condição de falha simulada com o elemento R3, no caso da análise através da primeira banda lateral esquerda, como mostrado na Figura 3.15a.

Já nos experimentos em que foram medidas três correntes de linha (i_A , i_B e i_C) e três tensões fase-neutro (v_{AN} , v_{BN} e v_{CN}) e o neutro foi aterrado (outra configuração de medição), não houve a diminuição das amplitudes das componentes de frequência de rotação da condição de *baseline* para a condição de falha simulada com os elementos R4 e R3. Ou seja, o padrão de falha respondeu mesmo para as condições de falha simuladas com estes elementos, de forma que houve aumento das amplitudes das componentes de frequência de rotação da condição de *baseline* para estas condições de falha. Os resultados obtidos são apresentados nas Figuras 3.17, 3.18 e 3.19 para o padrão de falha analisado através do nível médio, primeira banda lateral direita e primeira banda lateral esquerda, respectivamente. Pode-se notar o aumento da amplitude do padrão de acordo com o nível de severidade de falha nos três casos, considerando-se tensão e corrente.

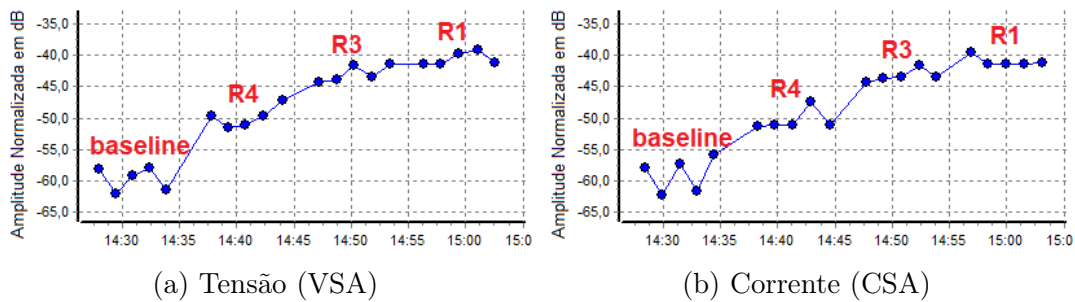


Figura 3.17: Tendência de frequência de rotação (nível médio) no GS de polos salientes, para as assinaturas de (a) tensão e de (b) corrente, para o ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico (com outra configuração de medição).

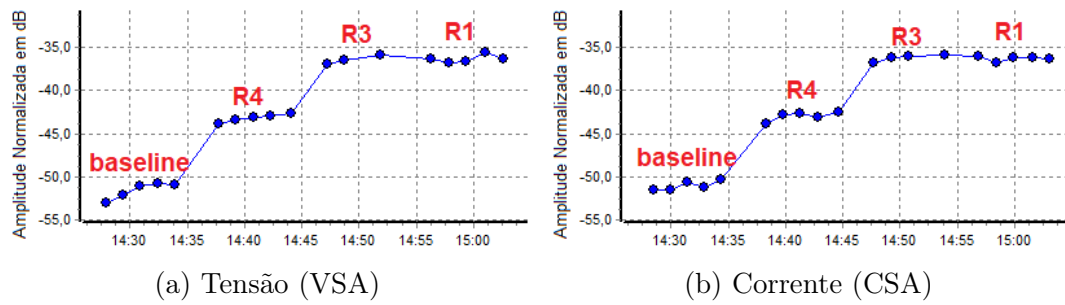


Figura 3.18: Tendência de frequência de rotação (primeira banda lateral direita) no GS de polos salientes, para as assinaturas de (a) tensão e de (b) corrente, para o ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico (com outra configuração de medição).

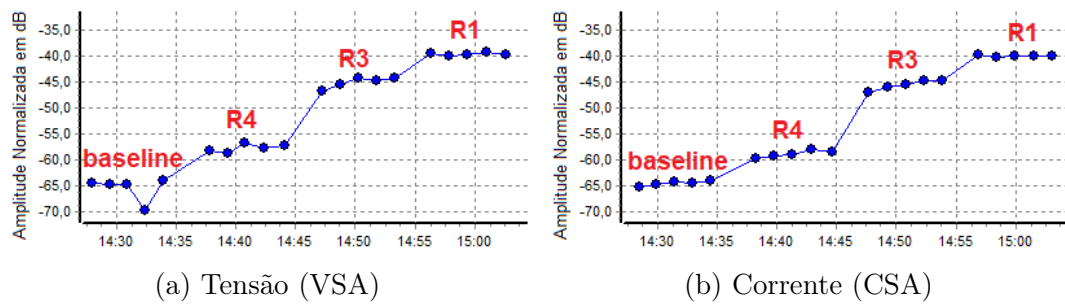


Figura 3.19: Tendência de frequência de rotação (primeira banda lateral esquerda) no GS de polos salientes, para as assinaturas de (a) tensão e de (b) corrente, para o ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico (com outra configuração de medição).

Desta forma, nos resultados apresentados nas Figuras 3.14 e 3.15, deduz-se ter havido alguma compensação que pode estar relacionada ao fato de se ter medido apenas duas tensões e duas correntes e/ou devido ao neutro não aterrado.

Outro padrão verificado para esta falha foram os harmônicos pares, dados por 120 Hz, 240 Hz, etc na assinatura elétrica. Este padrão foi analisado considerando-se o nível médio destas componentes. A Figura 3.20 apresenta as curvas de tendência de harmônicos pares nas assinaturas de tensão (Figura 3.20a) e corrente (Figura 3.20b). Pode-se notar que o aumento no nível de severidade de falha provocou o aumento nas amplitudes destas componentes, comprovando-se este padrão.

3.2. Ensaios Experimentais com Gerador Síncrono de Polos Salientes

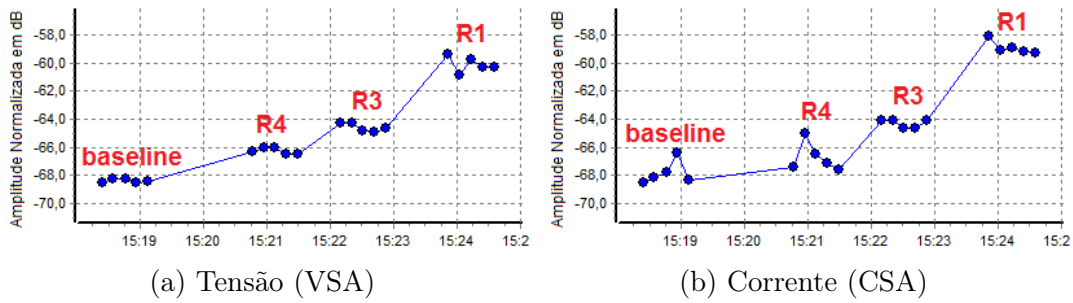


Figura 3.20: Tendência de harmônicos pares no GS de polos salientes, para as assinaturas de (a) tensão e de (b) corrente, para o ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico.

A Figura 3.21 ilustra exemplos de harmônicos pares nas assinaturas de tensão e corrente para as condições de *baseline* (Figura 3.21a) e falha (Figura 3.21b). Nota-se o aumento na amplitude das componentes da condição de *baseline* para a condição de falha.

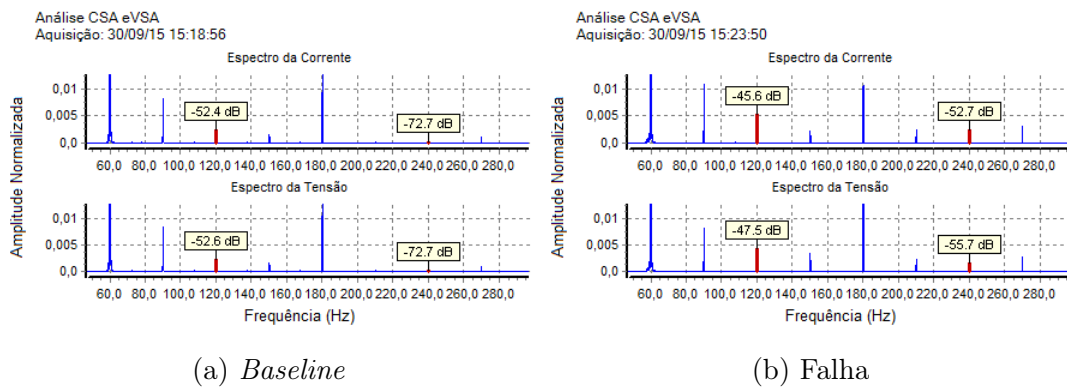


Figura 3.21: Harmônicos pares nas assinaturas de tensão e corrente no GS de polos salientes, para as condições de (a) *baseline* e (b) falha, para o ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico.

Desbalanceamento Mecânico

A falha de desbalanceamento mecânico foi simulada através da inserção de um parafuso em um dos furos do disco de aço carbono da bancada de máquinas, conforme mostrado na Figura 3.6.

O padrão de falha verificado para esta falha foi o de frequência de rotação, focando-se na primeira banda lateral direita. A Figura 3.22 apresenta as curvas de tendência do padrão de frequência de rotação nas assinaturas de tensão (Figura 3.22a) e corrente (Figura 3.22b). Pode-se notar o aumento significativo das amplitudes das componentes da condição de *baseline* para a condição de falha.

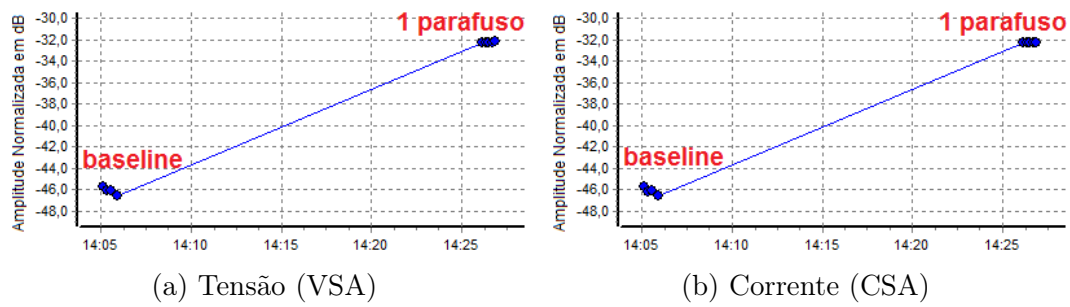


Figura 3.22: Tendência de frequência de rotação no GS de polos salientes, para as assinaturas de (a) tensão e de (b) corrente, para o ensaio de desbalanceamento mecânico.

Para ilustração, a Figura 3.23 apresenta exemplos de assinaturas de tensão e corrente com *zoom* em torno das componentes de frequência de rotação, para as condições de *baseline* (Figura 3.23a) e falha (Figura 3.23b). Houve um aumento das amplitudes das componentes de interesse após a inserção da falha.

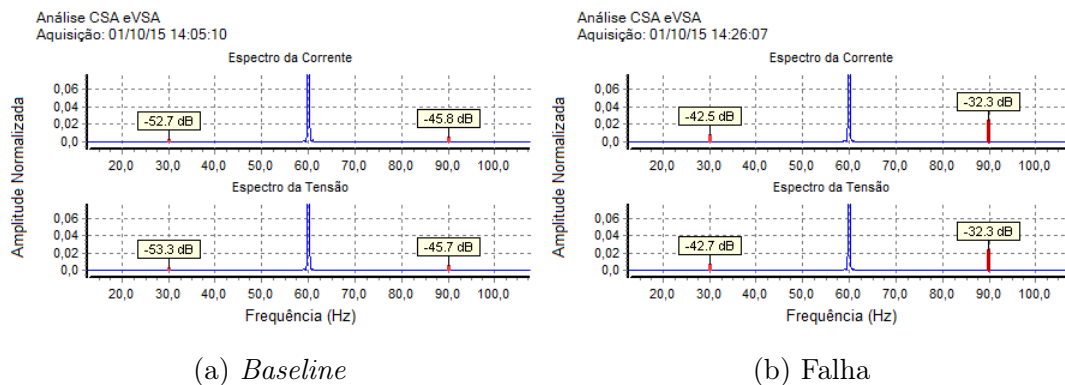


Figura 3.23: Padrão da frequência de rotação nas assinaturas de tensão e corrente no GS de polos salientes, para as condições de (a) *baseline* e (b) falha, para o ensaio de desbalanceamento mecânico.

3.3 Ensaios Experimentais com Gerador Síncrono de Polos Lisos

Esta seção apresenta os ensaios experimentais realizados com o laboratório de modelo reduzido com GS de rotor de polos lisos.

A seguir, apresenta-se a descrição do laboratório de modelo reduzido, dos transdutores e sistema de aquisição de dados, da metodologia dos ensaios e dos resultados experimentais obtidos.

3.3.1 Laboratório de Modelo Reduzido

O laboratório de modelo reduzido com GS de rotor de polos lisos é semelhante ao com GS de rotor de polos salientes, apresentado na seção anterior. O laboratório também é composto por uma bancada de máquinas conectada a um painel para alimentação, controle e simulação de falhas.

A Figura 3.24 apresenta a bancada de máquinas elétricas do laboratório de modelo reduzido com GS de polos lisos.

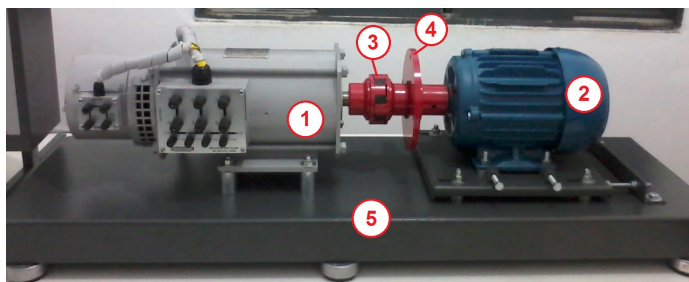


Figura 3.24: Bancada de máquinas elétricas do *setup* experimental de GS de polos lisos.

Os principais itens constituintes da bancada de máquinas são:

1. GS trifásico com os dados nominais:

- Potência = 2 kVA;
- Tensão = 220 / 380 V;
- Frequência = 60 Hz;
- Número de polos = 2;
- Tensão de excitação = 220 V (DC);
- Velocidade = 3600 rpm;
- Rotor de polos lisos.

O GS possui derivações nos enrolamentos de estator e do rotor para a simulação de falhas elétricas.

2. MIT com os dados nominais:

- Potência = 3 CV (2206,5 W);
- Tensão = 220 / 380 V;
- Frequência = 60 Hz;
- Número de polos = 2;
- Rotor gaiola de esquilo.

3. Conjunto de acoplamento do tipo luva elástica;
4. Disco de aço carbono com quatro furos simétricos, incorporado ao MIT;
5. Base de montagem para duas máquinas elétricas.

As máquinas elétricas são conectadas a um painel para alimentação, controle e simulação de falhas, apresentado na Figura 3.25.

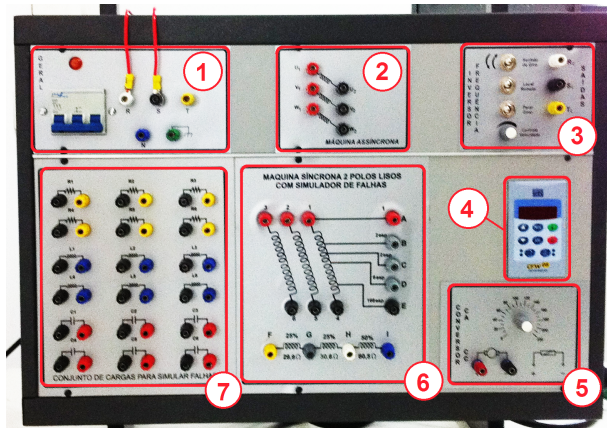


Figura 3.25: Painel para alimentação, controle e simulação de falhas do *setup* experimental de GS de polos lisos.

Os itens que compõem o painel são os mesmos apresentados para o painel do laboratório de modelo reduzido com GS de rotor de polos salientes, descritos após a Figura 3.3.

O estator do GS é conectado a um banco de carga resistiva ou resistiva-indutiva. A Figura 3.26 ilustra a carga resistiva, que possui as mesmas especificações que a carga resistiva do laboratório de modelo reduzido com GS de polos salientes.



Figura 3.26: Carga resistiva trifásica do *setup* experimental de GS de polos lisos.

3.3.2 Transdutores e Sistema de Aquisição de Sinais

Para transdução, aquisição e análise de sinais, foi utilizado um sistema desenvolvido para para manutenção preditiva de turbogeradores. O sistema é semelhante ao desenvolvido para hidrogeradores e, assim, consiste de transdutores de corrente e tensão, um *hardware* para aquisição de dados e um *software* para consolidação de dados, avaliação e diagnóstico da condição do equipamento.

Para a medição de tensões e correntes são utilizados dois transdutores de tensão AC diferenciais do tipo PS TTD-01 e dois transdutores de corrente AC diferenciais do tipo PS TT 50-SD, com as mesmas especificações apresentadas na subseção 3.2.2.

O sistema de aquisição de dados consiste em um *hardware* com seis canais para aquisição simultânea de sinais, sendo a resolução do conversor A/D de 16 bits. As aquisições para análise de VSA e CSA foram realizadas considerando-se 131072 pontos e frequência de amostragem de 20,52 kHz. Já as aquisições para análise de EPVA foram realizadas com 21845 pontos e frequência de amostragem de 8192 Hz.

Finalmente, utilizou-se um *software* desenvolvido para interface homem-máquina (IHM), manipulação dos dados coletados e aplicação de ESA, para o diagnóstico da condição do GS.

O sistema de transdução e aquisição de sinais instalado no painel do laboratório de modelo reduzido é apresentado na Figura 3.27.

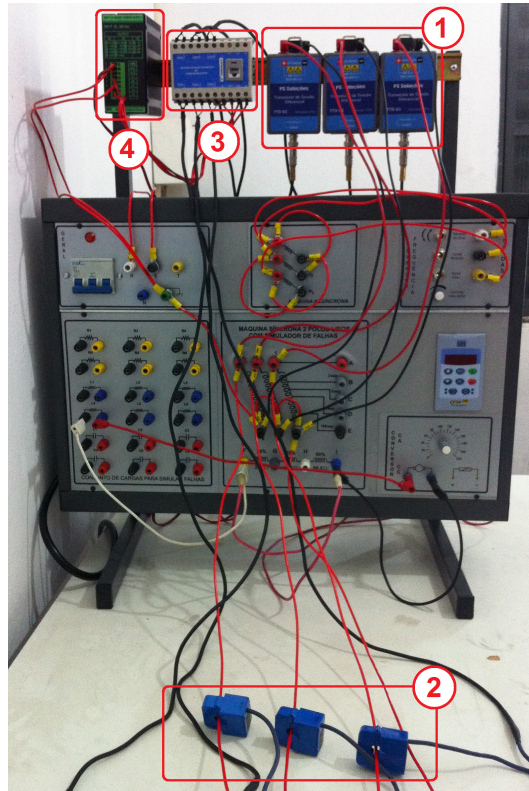


Figura 3.27: Sistema de transdução e aquisição de dados instalado no painel do *setup* experimental de GS de polos lisos.

O sistema é composto por:

1. Três transdutores de tensão, medindo tensões fase-neutro;
2. Três transdutores de corrente, medindo correntes de linha;
3. *Hardware* para aquisição de dados;
4. Fonte do *hardware* para aquisição de dados.

3.3.3 Metodologia dos Ensaio

Operação do Laboratório de Modelo Reduzido e Simulação de Falhas

A operação do laboratório de modelo reduzido com GS de rotor de polos lisos também é semelhante à do laboratório com GS de rotor de polos salientes. A operação se inicia com a conexão de um osciloscópio ou multímetro na saída do estator do GS, a fim de se monitorar a tensão de saída do GS. A carga elétrica utilizada deve ser configurada no nível desejado, utilizando-se a chave rotativa de cinco passos. O inversor de frequência,

3.3. Ensaios Experimentais com Gerador Síncrono de Polos Lisos

que aciona o MIT, é ajustado um pouco acima da frequência de linha que se deseja nas tensões de saída do GS, devido ao efeito do escorregamento do MIT. O conversor AC/DC alimenta a excitatriz do GS e é alimentado diretamente pela rede, e não pela saída do GS. O conversor AC/DC e o inversor de frequência são ajustados para se obter a tensão RMS de 127 V (fase-neutro) e a frequência de linha desejada na saída do GS. Finalmente, a aquisição de dados é realizada utilizando-se o *software* desenvolvido.

A falha de desbalanceamento mecânico é simulada através da inserção de um (ou mais) parafusos em um furo (ou furos) do disco de aço carbono antes de se iniciar a operação da bancada de máquinas, conforme ilustrado na Figura 3.28.

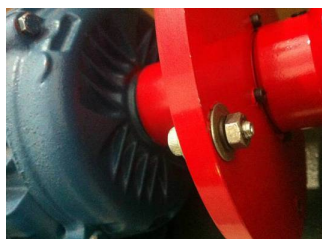
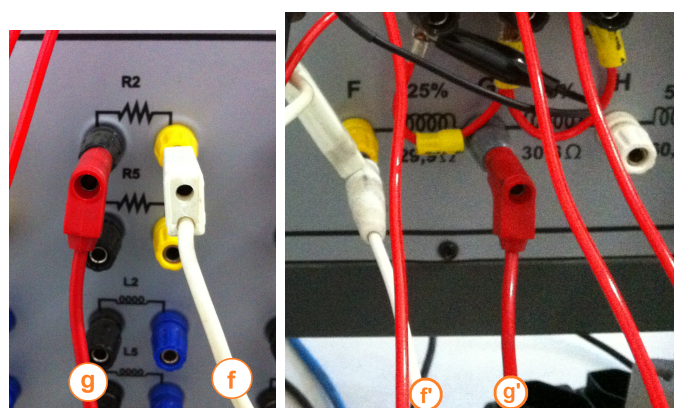


Figura 3.28: Inserção de parafuso no disco de aço carbono no *setup* experimental com GS de polos lisos.

A simulação de falhas elétricas (curto-circuito entre espiras do enrolamento estatórico ou rotórico) é realizada através da conexão de um elemento passivo entre os pontos de derivação selecionados do enrolamento do GS nos quais a falha será simulada. Este procedimento deve ser realizado antes de se iniciar a operação do GS. A Figura 3.29 apresenta um exemplo de inserção de um elemento passivo resistivo, R2, entre os pontos de derivação F e G do enrolamento rotórico.



(a) Elemento resistivo (b) Derivações do enrolamento rotórico do GS

Figura 3.29: Exemplo de inserção de falha no enrolamento do rotor do GS de polos lisos, em que $f - f'$ representa o mesmo cabo e $g - g'$ representa o mesmo cabo.

Considerações sobre os Ensaios

O GS de rotor de polos lisos possui dois polos e, como será mostrado na subseção 3.3.4, os padrões de falha coincidem com harmônicos da frequência fundamental. Assim sendo, os ensaios foram realizados considerando-se a frequência de 50 Hz na saída do estator do GS, para desacoplar da análise a possível influência dos harmônicos da frequência da rede (60 Hz) provenientes do conversor AC/DC que alimenta a excitatriz, uma vez que estes poderiam coincidir com os harmônicos ou padrões de falha. Utilizou-se a carga resistiva no nível 1 como carga para o GS, conectado em estrela, que tem valor de 180Ω por fase e potência trifásica de 260 W (dados aproximados retirados diretamente das especificações de placa da carga resistiva), correspondendo a cerca de 13% da potência nominal do GS.

Foram realizadas cinco aquisições de sinais de tensão e de corrente do estator do GS para cada condição testada (*baseline* ou falha, e, neste caso, considerando-se tipo de falha e intensidade de falha). Os sinais medidos foram as três tensões fase-neutro (v_{AN} , v_{BN} e v_{CN}) e as correntes das três fases (i_A , i_B e i_C).

Para cada falha estudada, analisaram-se as curvas de tendência das componentes espectrais de interesse, fornecidas em dB ou %, dependendo do caso.

3.3.4 Resultados Experimentais

Esta subseção apresenta os padrões de falha verificados para cada tipo de falha simulada, incluindo-se resultados de curvas de tendência e exemplos de assinatura elétrica para as componentes espectrais de interesse.

Curto-circuito entre Espiras no Enrolamento Estatórico

Para a simulação das falhas de curto-circuito entre espiras no enrolamento estatórico, utilizaram-se os elementos passivos resistivos $R_4 = 10\Omega$, $R_3 = 6\Omega$, $R_2 = 2\Omega$, $R_1 = 1\Omega$ e, finalmente, o curto-circuito R_0 , utilizando-se um cabo banana entre os pontos de derivação em análise.

A Figura 3.30 apresenta o diagrama esquemático do enrolamento do estator do GS de polos lisos, destacando-se as derivações disponíveis para a inserção de elementos passivos. O enrolamento estatórico completo é representado pelo trecho AE e as falhas no enrolamento estatórico foram inseridas entre os pontos de derivação A e D . O trecho AD representa cerca de 2,4% do enrolamento completo AE .

3.3. Ensaios Experimentais com Gerador Síncrono de Polos Lisos

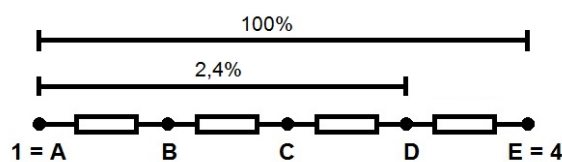


Figura 3.30: Diagrama esquemático do enrolamento do estator do GS de polos lisos.

A Tabela 3.3 apresenta as porcentagens de falha de acordo com os elementos inseridos no trecho AD do enrolamento.

Tabela 3.3: Severidade de falhas no trecho AD do enrolamento estatórico do GS de polos lisos

Condição de Falha	R4	R3	R2	R1	R0
Porcentagem de Falha	0,03%	0,08%	0,19%	0,32%	2,30%

Os padrões verificados para este tipo de falha foram os harmônicos de sequência zero nas assinaturas de tensão e corrente e o desequilíbrio elétrico nas assinaturas de EPVA de tensão e corrente.

O primeiro padrão analisado foi o padrão de harmônicos de sequência zero, focando-se no terceiro harmônico. Sendo a frequência fundamental igual a 50 Hz, a componente espectral de análise neste caso é dada por 150 Hz. A Figura 3.31 apresenta as curvas de tendência deste padrão nas assinaturas de tensão (Figura 3.31a) e de corrente (Figura 3.31b), considerando-se as severidades de falha testadas.

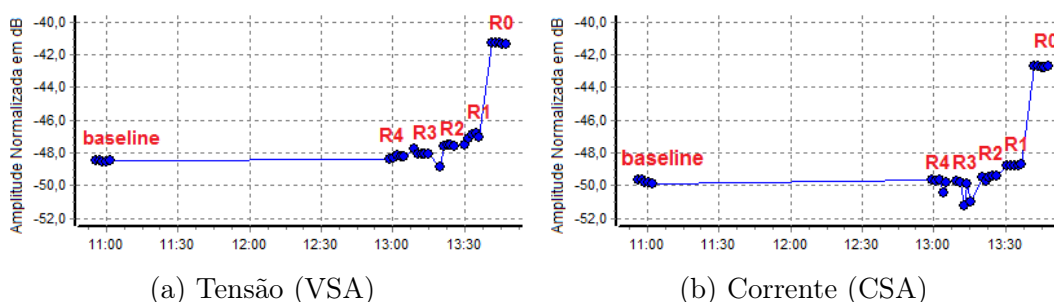


Figura 3.31: Tendência de harmônicos de sequência zero no GS de polos lisos, para as assinaturas de (a) tensão e de (b) corrente, para o ensaio de curto-circuito no enrolamento estatórico.

Analisando-se a Figura 3.31, nota-se o aumento nas amplitudes das frequências de interesse da condição de *baseline* para a condição de falha e de acordo com o nível de severidade de falha, comprovando-se este padrão.

A Figura 3.32 apresenta, para fins ilustrativos, exemplos de assinaturas de tensão com *zoom* em torno do terceiro harmônico nas condições de *baseline* (Figura 3.32a) e falha (Figura 3.32b). A Figura 3.33 apresenta a mesma análise para assinaturas de corrente. Em ambos os casos, nota-se o aumento na amplitude das componentes após a inserção da falha.

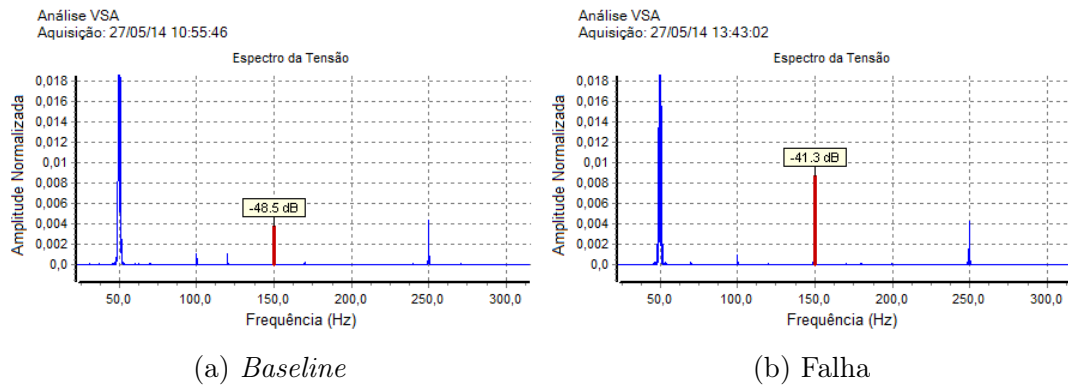


Figura 3.32: Terceiro harmônico na assinatura de tensão no GS de polos lisos, para as condições de (a) *baseline* e (b) falha, para o ensaio de curto-circuito no enrolamento estático.

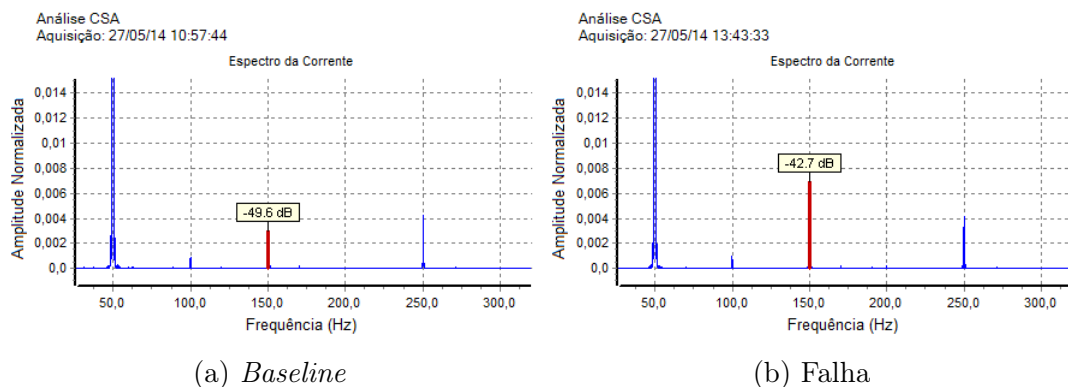


Figura 3.33: Terceiro harmônico na assinatura de corrente no GS de polos lisos, para as condições de (a) *baseline* e (b) falha, para o ensaio de curto-circuito no enrolamento estático.

Outro padrão verificado foi o desequilíbrio elétrico no EPVA, dado por 100 Hz na assinatura de EPVA, uma vez que a frequência fundamental é 50 Hz. A Figura 3.34 ilustra este padrão, considerando-se as tendências nas assinaturas de tensão (Figura 3.34a) e de corrente (Figura 3.34b). Nota-se novamente o aumento nas amplitudes das componentes de interesse de acordo com o aumento da severidade de falha, comprovando-se este padrão.

3.3. Ensaios Experimentais com Gerador Síncrono de Polos Lisos

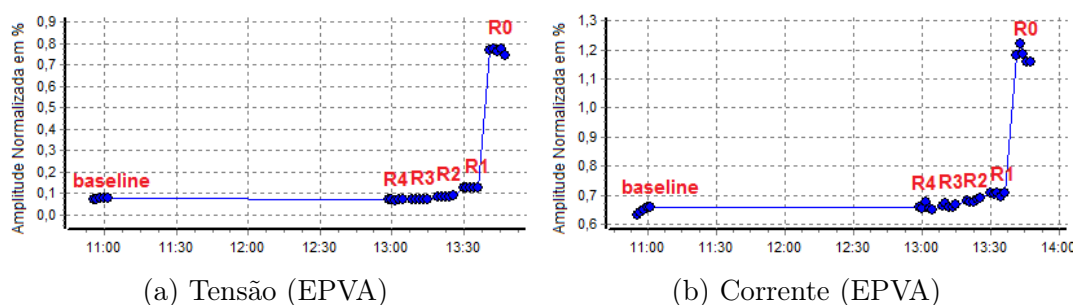


Figura 3.34: Tendência de desequilíbrio elétrico no EPVA no GS de polos lisos, para as assinaturas de EPVA de (a) tensão e de (b) corrente, para o ensaio de curto-circuito no enrolamento estático.

A Figura 3.35 apresenta exemplos de componentes de desequilíbrio elétrico no EPVA nas assinaturas de EPVA de tensão e de corrente para as condições de *baseline* (Figura 3.35a) e falha (Figura 3.35b). Houve um aumento nas amplitudes das componentes e um aumento sutil na distorção do círculo de Park após a inserção da falha.

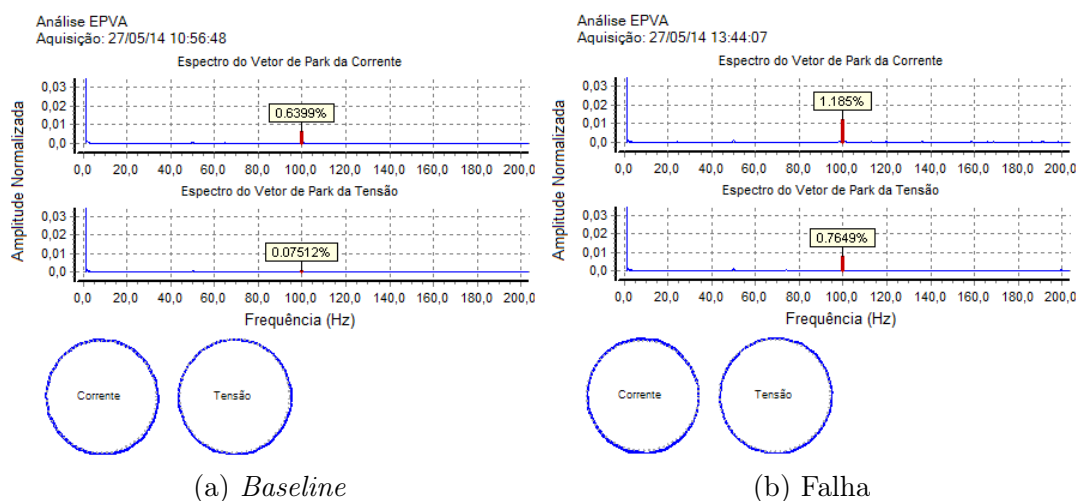


Figura 3.35: Desequilíbrio elétrico no EPVA nas assinaturas de EPVA de tensão e corrente no GS de polos lisos, para as condições de (a) *baseline* e (b) falha, para o ensaio de curto-circuito no enrolamento estático.

Curto-circuito entre Espiras no Enrolamento Rotórico

Para a simulação das falhas de curto-circuito entre espiras no enrolamento rotórico, utilizaram-se os elementos passivos resistivos $R4$, $R3$, $R2$, $R1$ e, finalmente, o curto-circuito $R0$, utilizando-se um cabo banana entre os pontos de derivação em análise.

A Figura 3.36 ilustra o diagrama esquemático do enrolamento rotórico do GS de polos lisos, com as derivações disponíveis para a inserção dos elementos passivos. O enrolamento rotórico completo é representado pelo trecho FI e as falhas no enrolamento rotórico foram inseridas entre os pontos de derivação F e G . O trecho FG representa cerca de 25,3% do enrolamento total FI .

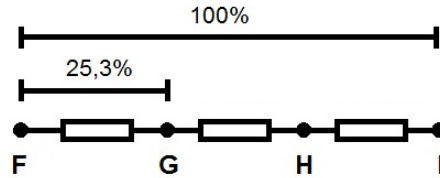


Figura 3.36: Diagrama esquemático do enrolamento do rotor do GS de polos lisos.

A Tabela 3.4 apresenta as porcentagens de falhas de acordo com os elementos inseridos no trecho FG .

Tabela 3.4: Severidade de falhas no trecho FG do enrolamento rotórico do GS de polos lisos

Condição de Falha	R4	R3	R2	R1	R0
Porcentagem de Falha	18,4%	20,9%	23,4%	24,3%	25,2%

Os padrões verificados para este tipo de falha foram o padrão da frequência de rotação e os harmônicos pares.

O primeiro padrão verificado foi o da frequência de rotação. Como o GS possui rotor de dois polos e a frequência fundamental é 50 Hz, de acordo com a equação 2.9, a frequência de rotação é igual a 50 Hz, igual ao valor da frequência fundamental. Assim sendo, a componente de primeira banda lateral direita é dada por 100 Hz na assinatura elétrica, coincidindo com o segundo harmônico. Daí também se conclui que todos os padrões de falha abordados para GSs de dois polos neste trabalho são harmônicos da frequência fundamental.

A Figura 3.37 apresenta as curvas tendências do padrão da frequência de rotação, considerando-se a componente de segundo harmônico, nas assinaturas de tensão (Figura 3.37a) e corrente (Figura 3.37b). Nota-se o aumento significativo das amplitudes das componentes da condição de *baseline* para as condições de falha e um aumento sutil entre os níveis de severidade de falha, comprovando-se o padrão de falha.

3.3. Ensaios Experimentais com Gerador Síncrono de Polos Lisos

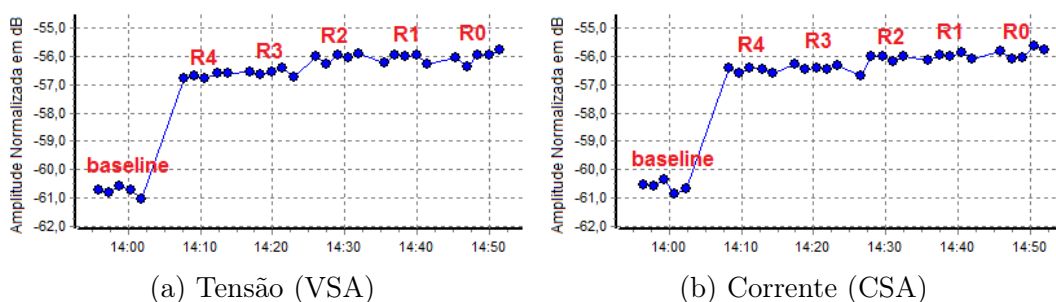


Figura 3.37: Tendência de frequência de rotação (primeira banda lateral direita) no GS de polos lisos, para as assinaturas de (a) tensão e de (b) corrente, para o ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico.

A Figura 3.38 apresenta exemplos de assinaturas de tensão com *zoom* em torno do segundo harmônico, para as condições de *baseline* (Figura 3.38a) e falha (Figura 3.38b). A Figura 3.39 apresenta a mesma análise para a assinatura de corrente. Pode-se notar em ambos os casos o aumento das amplitudes das componentes de segundo harmônico da condição de *baseline* para a condição de falha.

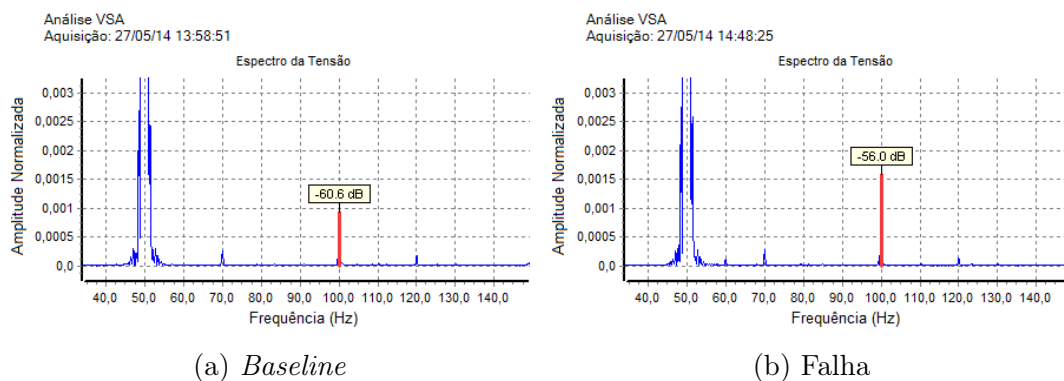


Figura 3.38: Padrão da frequência de rotação (primeira banda lateral direita) na assinatura de tensão no GS de polos lisos, para as condições de (a) *baseline* e (b) falha, para o ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico.

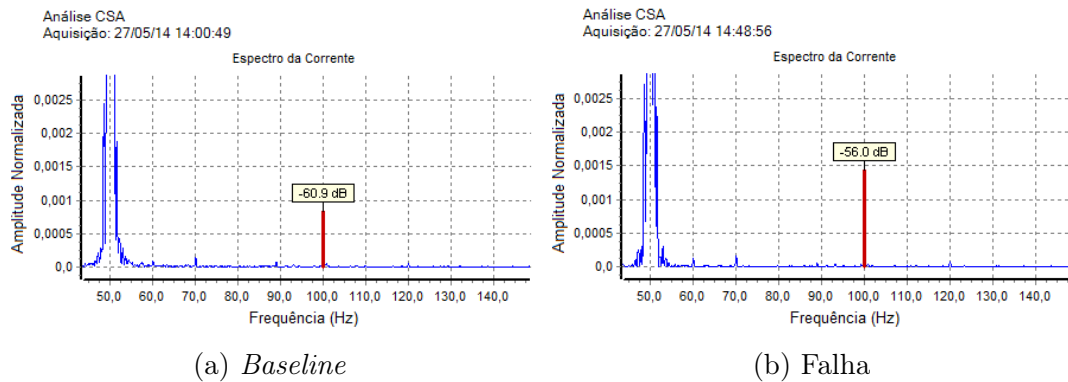


Figura 3.39: Padrão da frequência de rotação (primeira banda lateral direita) na assinatura de corrente no GS de polos lisos, para as condições de (a) *baseline* e (b) falha, para o ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico.

Para fins de complementação, também se analisou a primeira banda lateral esquerda do padrão de frequência de rotação, que, neste caso, corresponde à frequência de 0 Hz. Esta é uma análise peculiar, por se tratar da componente DC do sinal elétrico. O sistema de transdução e aquisição de dados e o *software* de análise utilizados nos ensaios não tinham suporte para esta análise. Desta forma, foram realizados experimentos adicionais utilizando-se transdutores de efeito Hall medindo-se a tensão v_{AN} e a corrente i_A do GS, de forma a se coletar os níveis AC e DC dos sinais. Foram considerados níveis de severidade de falha com os elementos R3, R1 e R0 e foram realizadas cinco aquisições de dados para cada caso (*baseline* e severidades falha). A Figura 3.40 apresenta as curvas de tendência do padrão de frequência de rotação, considerando-se a componente de 0 Hz, nas assinaturas de tensão (Figura 3.40a) e corrente (Figura 3.40b). Nota-se que as amplitudes destas componentes não alteraram de forma significativa de acordo com o nível de severidade de falha. Como foi dito, esta se trata de uma análise peculiar, devido ao fato de ser a componente DC. Assim sendo, conclui-se que as componentes de segundo harmônico, neste caso, são mais adequadas para a análise e o diagnóstico de falhas.

3.3. Ensaios Experimentais com Gerador Síncrono de Polos Lisos

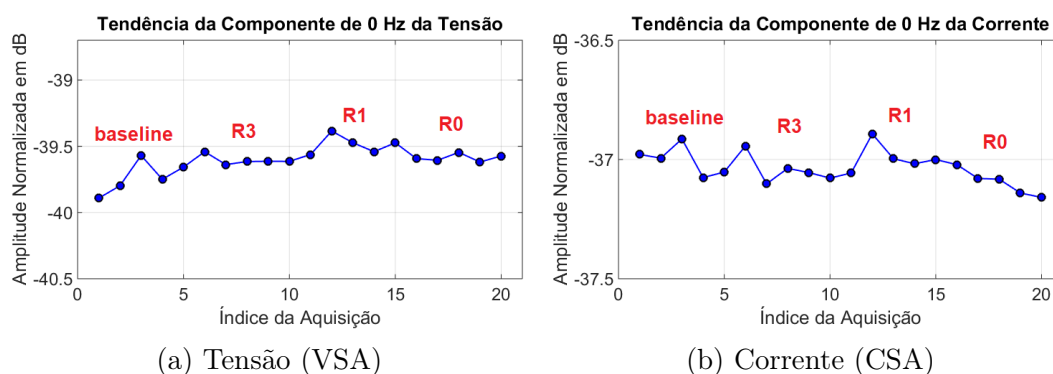


Figura 3.40: Tendência de frequência de rotação (primeira banda lateral esquerda) no GS de polos lisos, para as assinaturas de (a) tensão e de (b) corrente, para o ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico.

Outro padrão verificado para esta falha foram os harmônicos pares, dados por 100 Hz, 200 Hz, etc na assinatura elétrica. A análise deste padrão pela componente de segundo harmônico (100 Hz) é equivalente à análise do padrão de frequência de rotação através da primeira banda lateral direita (que também corresponde a 100 Hz). Logo, as curvas de tendência são aquelas apresentadas na Figura 3.37. Assim sendo, para fins de complementaridade, o padrão de harmônicos pares foi analisado considerando-se o nível médio destas componentes. A Figura 3.41 apresenta as curvas de tendência de harmônicos pares nas assinaturas de tensão (Figura 3.41a) e corrente (Figura 3.41b). Nota-se o aumento na amplitude destas componentes da condição de *baseline* para a condição de falha, bem como o aumento sutil de acordo com o nível de severidade de falha, comprovando-se o padrão proposto.

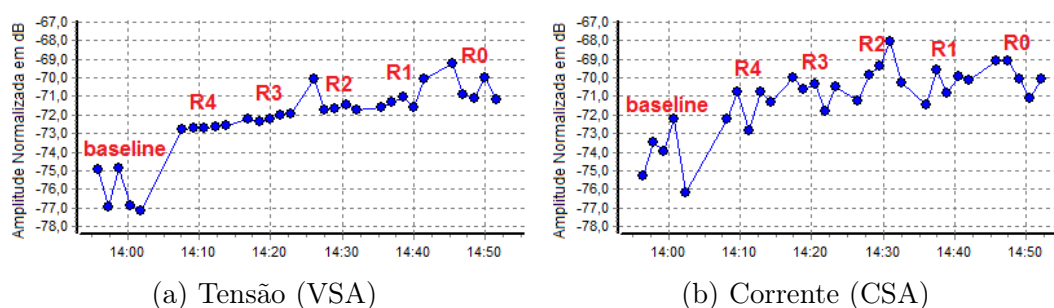


Figura 3.41: Tendência de harmônicos pares no GS de polos lisos, para as assinaturas de (a) tensão e de (b) corrente, para o ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico.

A Figura 3.42 ilustra exemplos de harmônicos pares na assinatura de tensão para as condições de *baseline* (Figura 3.42a) e falha (Figura 3.42b). A Figura 3.43 apresenta a mesma análise para a assinatura de corrente. Nota-se em ambos os casos o aumento na

amplitude das componentes da condição de *baseline* para a condição de falha.

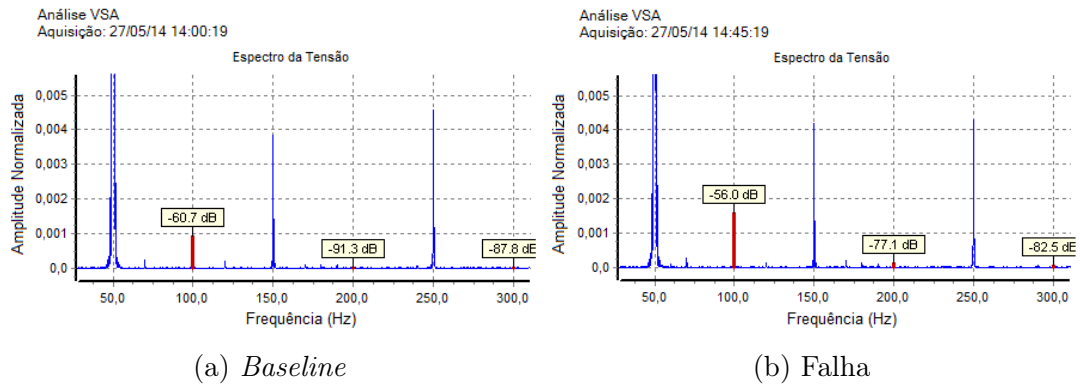


Figura 3.42: Harmônicos pares na assinatura de tensão no GS de polos lisos, para as condições de (a) *baseline* e (b) falha, para o ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico.

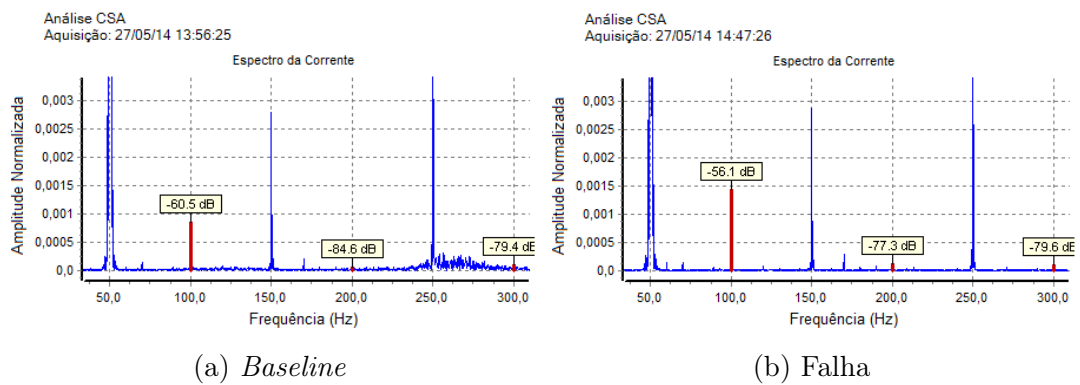


Figura 3.43: Harmônicos pares na assinatura de corrente no GS de polos lisos, para as condições de (a) *baseline* e (b) falha, para o ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico.

Desbalanceamento Mecânico

A falha de desbalanceamento mecânico foi simulada através da inserção de um parafuso em um dos furos do disco de aço carbono da bancada de máquinas, conforme ilustrado na Figura 3.28.

O padrão de falha verificado para esta falha foi o de frequência de rotação, focando-se na primeira banda lateral direita. Desta forma, novamente a frequência em análise é a componente de 100 Hz, que é o segundo harmônico da fundamental. Neste caso, foram consideradas três aquisições de sinais na condição de *baseline* e duas na condição de falha, devido ao *stress* mecânico que a simulação desta falha provoca no conjunto de máquinas. A Figura 3.44 apresenta as curvas de tendência do padrão de frequência de

3.3. Ensaios Experimentais com Gerador Síncrono de Polos Lisos

rotação nas assinaturas de tensão (Figura 3.44a) e corrente (Figura 3.44b). Pode-se notar o aumento das amplitudes das componentes da condição de *baseline* para a condição de falha.

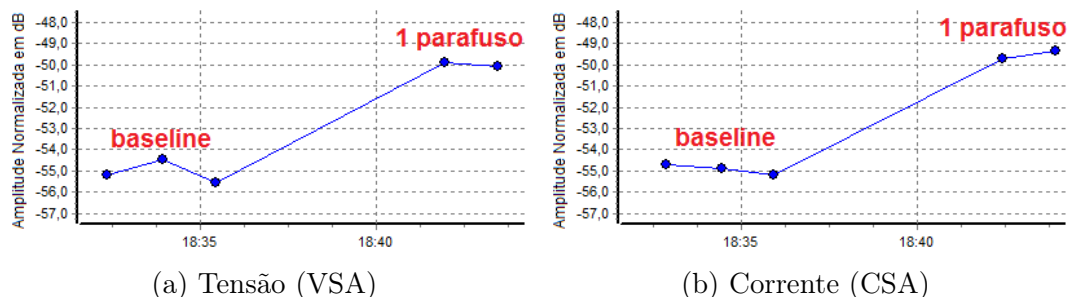


Figura 3.44: Tendência de frequência de rotação no GS de polos lisos, para as assinaturas de (a) tensão e de (b) corrente, para o ensaio de desbalanceamento mecânico.

Para fins de ilustração, a Figura 3.45 apresenta exemplos de assinatura de tensão com *zoom* em torno do segundo harmônico, para as condições de *baseline* (Figura 3.45a) e falha (Figura 3.45b). A Figura 3.46 apresenta a mesma análise na assinatura de corrente. Houve um aumento das amplitudes das componentes de segundo harmônico após a inserção da falha. Nas Figuras 3.45 e 3.46, nota-se a proeminência de uma componente em 75 Hz (primeira banda lateral direita do padrão de meia vez a frequência de rotação), tanto na tensão quanto na corrente, na condição de falha. Esta componente pode ser consequência de uma situação de "pé manco" no GS durante o ensaio de desbalanceamento mecânico.

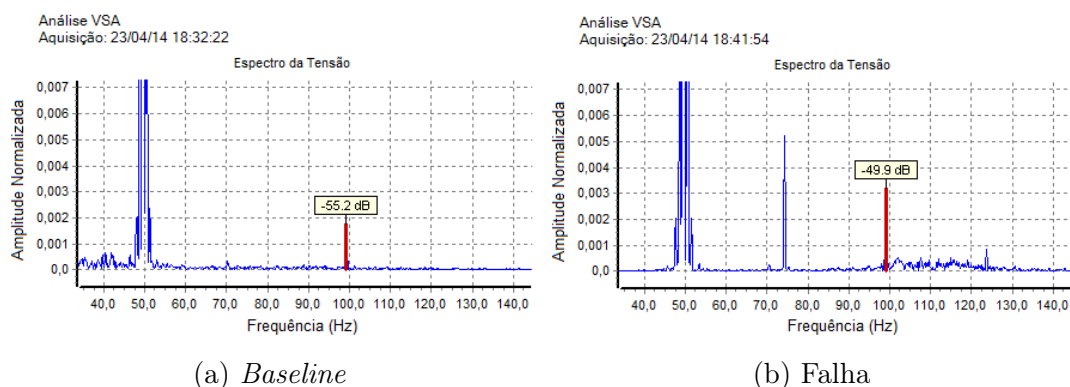


Figura 3.45: Padrão da frequência de rotação na assinatura de tensão no GS de polos lisos, para as condições de (a) *baseline* e (b) falha, para o ensaio de desbalanceamento mecânico.

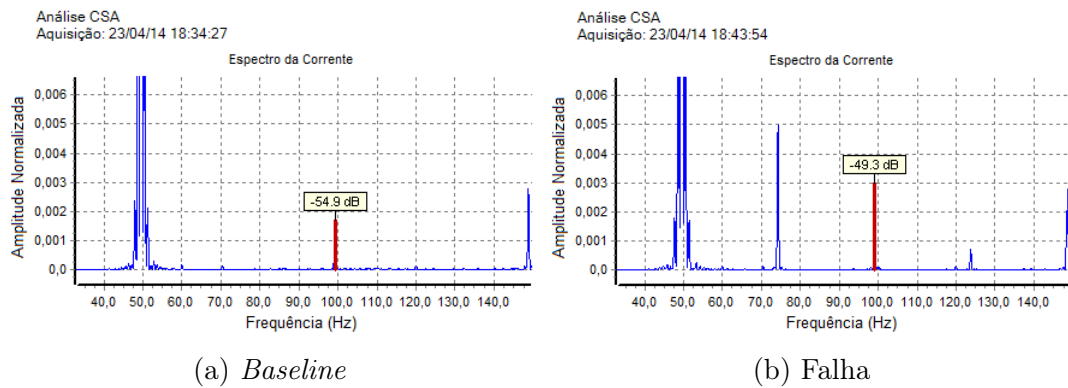


Figura 3.46: Padrão da frequência de rotação na assinatura de corrente no GS de polos lisos, para as condições de (a) *baseline* e (b) falha, para o ensaio de desbalanceamento mecânico.

3.3.5 Peculiaridade na ESA de Gerador Síncrono de Dois Polos

Como foi mencionado na subseção 3.3.4, para GSs de dois polos, a frequência de rotação coincide com a frequência fundamental e, assim, os padrões de falha na ESA coincidem com harmônicos da fundamental. Assim sendo, para um correto diagnóstico de falhas em GSs através de ESA, torna-se necessário um estudo aprofundado sobre os diferentes harmônicos presentes nos sinais dos GSs e as interações entre eles. Estes harmônicos incluem os harmônicos intrínsecos devido às características estruturais do GS e a forma de onda da força magnetomotriz; harmônicos devido a cargas não-lineares alimentadas pelo GS (estes se refletem nos sinais do GS devido ao efeito da reação da armadura); e harmônicos devido a possíveis falhas internas no GS (por exemplo, o segundo harmônico como indicativo de falhas rotóricas).

Um estudo inicial sobre este tema foi apresentado em [41], que concluiu que o efeito dos harmônicos pares intrínsecos do GS (devido a possíveis assimetrias internas da máquina ou condição de desalinhamento mecânico) não atrapalharam o diagnóstico de falhas de curto-circuito no enrolamento rotórico através de ESA. No entanto, para trabalhos futuros, seria interessante a realização de ensaios de simulação de falhas com cargas não-lineares conectadas na saída do GS para se analisar o efeito dos harmônicos das mesmas nos padrões de ESA e, conseqüentemente, a influência na detecção de falhas através desta técnica.

3.4 Considerações Finais

Este capítulo apresentou uma análise experimental para a comprovação dos padrões de falha propostos para detecção de falhas em GSs através da ESA. Em geral, os padrões apresentados responderam para as falhas simuladas.

Da análise apresentada, pode-se notar que o padrão de frequência de rotação é indicativo de falhas elétricas e mecânicas no rotor de GSs. Desta forma, este padrão permite a detecção de uma falha no rotor, mas não a identificação da origem da falha. Existem outros padrões para estas falhas envolvendo análise em frequência mais alta e dependendo de número de barras ou ranhuras rotóricas [25]. No entanto, sabe-se que estas informações nem sempre são obtidas; a análise implica em maior requisitos de *hardware*; e nem sempre os padrões em frequência mais alta apresentam uma boa resposta como a análise em frequência mais baixa. Assim sendo, levanta-se o problema de identificação da origem da falha, que será abordado no Capítulo 4.

Capítulo 4

Separação de Falhas Rotóricas de Origem Elétrica e Origem Mecânica na Análise da Assinatura Elétrica

4.1 Introdução

Conforme apresentado na subseção 2.6.1, o padrão de falha de frequência de rotação é definido pela frequência da rede (frequência fundamental) com bandas laterais nos múltiplos da frequência de rotação nas assinaturas de tensão e corrente. Para fins de recordação, o GS rotaciona na velocidade síncrona; assim sendo, a frequência de rotação é dada por:

$$f_r = \frac{f_1}{P}, \quad (4.1)$$

onde: f_r é a frequência de rotação; f_1 é a frequência fundamental; e P é o número de pares de polos.

Desta forma, o padrão de frequência de rotação é dado por:

$$f_{pfr} = f_1 \pm k \cdot f_r, \quad (4.2)$$

onde: f_{pfr} são as componentes do padrão de frequência de rotação e k é um valor inteiro positivo.

Como mencionado anteriormente, o padrão de frequência de rotação é um indicativo para problemas de origem elétrica e mecânica no rotor [1, 14, 16, 26, 42, 43]. Existem

outros padrões para estas falhas na região de alta frequência [25]; porém, o padrão da frequência de rotação tem as vantagens de estar em baixa frequência, o que exige menos requisitos para o *hardware*, e de depender apenas da frequência da rede e do número de polos da máquina.

Através da análise das componentes de frequência de rotação, pode-se detectar possíveis problemas no rotor da máquina monitorada, mas não se distinguir a origem de falha - elétrica ou mecânica. Assim sendo, torna-se necessário separar os efeitos de falhas elétricas e mecânicas nas componentes de frequência de rotação a fim de se obter um diagnóstico de falhas assertivo para GSs utilizando-se ESA. Não se encontraram trabalhos na literatura abordando esta questão específica notada na aplicação de ESA para GSs.

Este capítulo parte da hipótese de que é possível separar o efeito das falhas elétricas e mecânicas nas componentes do padrão de falha de frequência de rotação. A metodologia utilizada é descrita a seguir. Primeiramente, realizaram-se ensaios experimentais com o laboratório de modelo reduzido apresentado na subseção 3.2.1, de forma a não se ter a influência dos harmônicos da rede nos padrões de falha, uma vez que o GS é de quatro polos. Os resultados foram analisados e calcularam-se as componentes simétricas para as componentes de frequência de rotação. Desta forma, obteve-se, empiricamente, um critério permitindo separar o efeito das falhas elétricas e mecânicas nas componentes analisadas. Em seguida, realizou-se uma análise matemática, que comprovou a metodologia empírica desenvolvida.

4.2 Ensaio Experimentais

Os ensaios experimentais foram realizados com o laboratório de modelo reduzido apresentado na subseção 3.2.1. Os ensaios foram realizados considerando-se frequência fundamental de 50 Hz nas tensões de saída do estator do GS. Foi utilizada uma carga resistiva-indutiva de $180//j115,7 \Omega$, correspondendo a 165,7 VA (valores aproximados considerando-se os valores retirados diretamente dos dados de placa das cargas resistiva e indutiva utilizadas). O estator do GS foi conectado em estrela com o neutro acessível, e coletaram-se os sinais das três tensões fase-neutro (v_{AN} , v_{BN} e v_{CN}) e das três correntes de linha (i_A , i_B e i_C) utilizando-se o sistema de transdução e aquisição de dados descrito na subseção 3.3.2. Cada aquisição de sinais foi realizada com 21845 pontos e a frequência de amostragem de 8192 Hz.

Ensaio de curto-circuito entre espiras no enrolamento rotórico e desbalanceamento mecânico do rotor foram realizados como descritos na subseção 3.2.3. As principais modificações nos ensaios realizados nesta seção em comparação aos realizados na subseção 3.2.4 foram:

- A frequência fundamental considerada na saída do GS (50 Hz ao invés de 60 Hz);
- A condição de carga na saída do GS;
- O uso de outro sistema de aquisição de dados (uso do sistema descrito na subseção 3.3.2 ao invés do sistema da subseção 3.2.2);
- A medição de três tensões fase-neutro e três correntes de linha ao invés de duas tensões fase-fase e duas correntes de linha.

Assim sendo, os resultados apresentados nas próximas subseções são obviamente coerentes com os obtidos na subseção 3.2.4, mas são mantidos aqui para demonstração e para auxiliar na sequência lógica da análise que será realizada.

Uma observação final é que o estator do GS de polos salientes do *setup* experimental utilizado possui dois caminhos conectados em série para cada fase. Está fora do escopo deste trabalho uma análise aprofundada sobre múltiplos caminhos no estator. Análises relacionadas à detecção de falhas em GSs com caminhos múltiplos podem ser encontradas em [8, 12, 14]. Por exemplo, em [12], é apresentada uma análise das características da corrente circulante para diferentes tipos de falhas em GSs com estator com ramos conectados em paralelo.

4.2.1 Ensaio de Curto-circuito entre Espiras no Enrolamento Rotórico

As falhas de curto-circuito entre espiras no enrolamento rotórico foram inseridas entre os pontos de derivação F e G do enrolamento rotórico, como mostrado na Figura 3.13. Para a simulação da falha, foi feita a inserção do elemento resistivo R3 entre estes pontos de derivação do enrolamento, resultando, assim, em um efeito de 34,0% do enrolamento curto-circuitado, como apresentado na Tabela 3.2.

Os resultados experimentais para este ensaio são apresentados nas Figuras 4.1 e 4.2. Os resultados são apresentados como as assinaturas elétricas do GS com *zoom* em torno da primeira banda lateral direita do padrão da frequência de rotação, o que resulta na frequência de cerca de 75 Hz. As amplitudes das componentes espectrais estão normalizadas com relação à frequência da rede (frequência fundamental). Os resultados são apresentados apenas para as grandezas da fase A. No entanto, o comportamento das três fases foi semelhante.

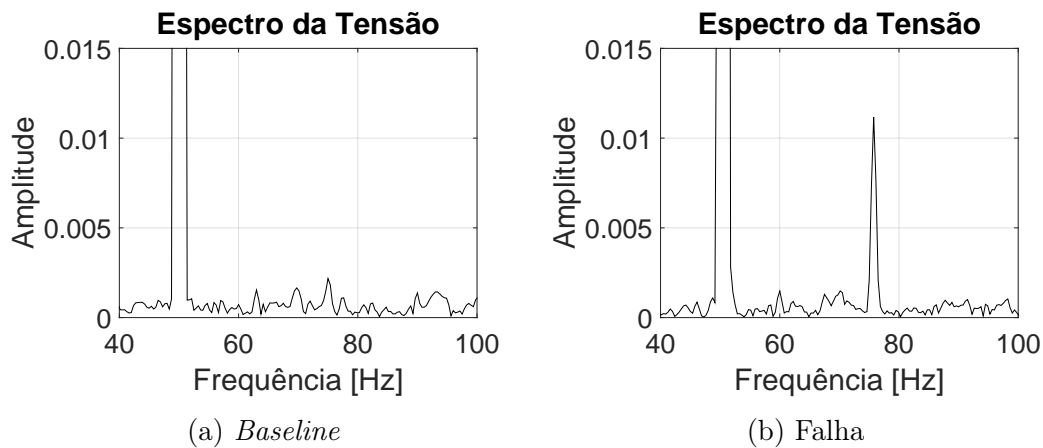


Figura 4.1: Espectro de tensão do GS, com *zoom* em torno da primeira banda lateral da frequência de rotação, para (a) *baseline* e (b) curto-circuito entre espiras do enrolamento rotórico.

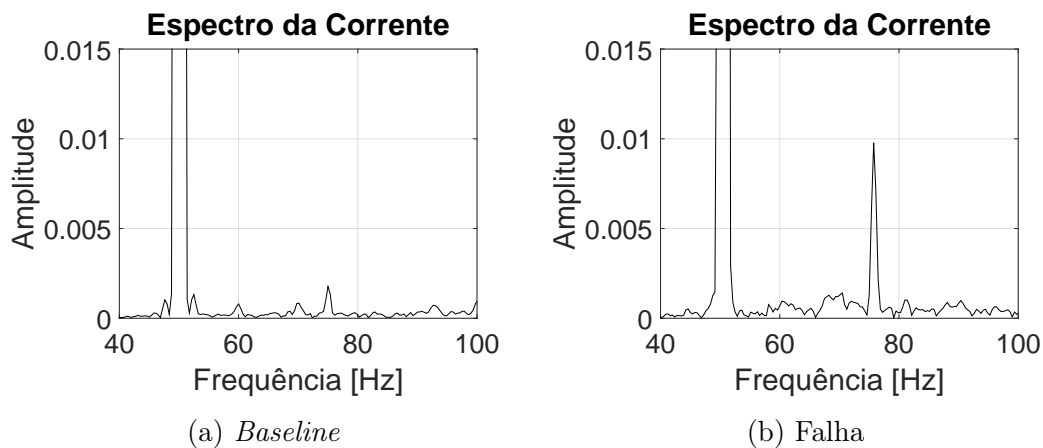


Figura 4.2: Espectro de corrente do GS, com *zoom* em torno da primeira banda lateral da frequência de rotação, para (a) *baseline* e (b) curto-circuito entre espiras do enrolamento rotórico.

As Figuras 4.1a e 4.2a apresentam os espectros de tensão e corrente do GS, respectivamente, para a condição de *baseline*, isto é, do GS sem inserção de falha. Pode-se notar que, para a condição de *baseline*, as amplitudes das componentes de frequência de rotação ficaram pequenas e próximas do nível do ruído. As Figuras 4.1b e 4.2b apresentam os espectros de tensão e corrente, respectivamente, para a condição do GS com curto-circuito no enrolamento rotórico. Nota-se que houve um aumento significativo na amplitude da componente de frequência de rotação da condição de *baseline* para a condição de falha, tanto no sinal de tensão quanto no de corrente, conforme esperado e coerente com os resultados apresentados na subseção 3.2.4.

4.2.2 Ensaio de Desbalanceamento Mecânico no Rotor

Os resultados experimentais para este ensaio são apresentados nas Figuras 4.3 e 4.4. Novamente, os resultados são apresentados apenas para as grandezas da fase A, mas o comportamento para as três fases foi similar.

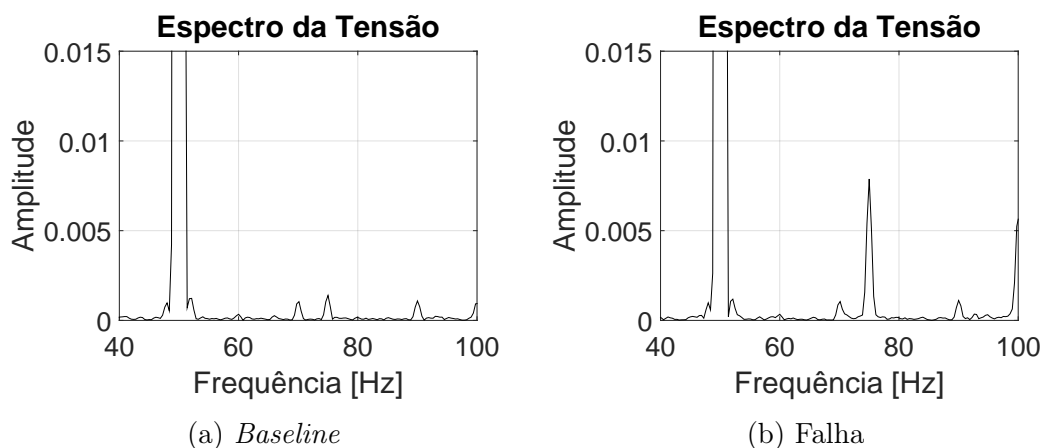


Figura 4.3: Espectro de tensão do GS, com *zoom* em torno da primeira banda lateral da frequência de rotação, para (a) *baseline* e (b) desbalanceamento mecânico do rotor.

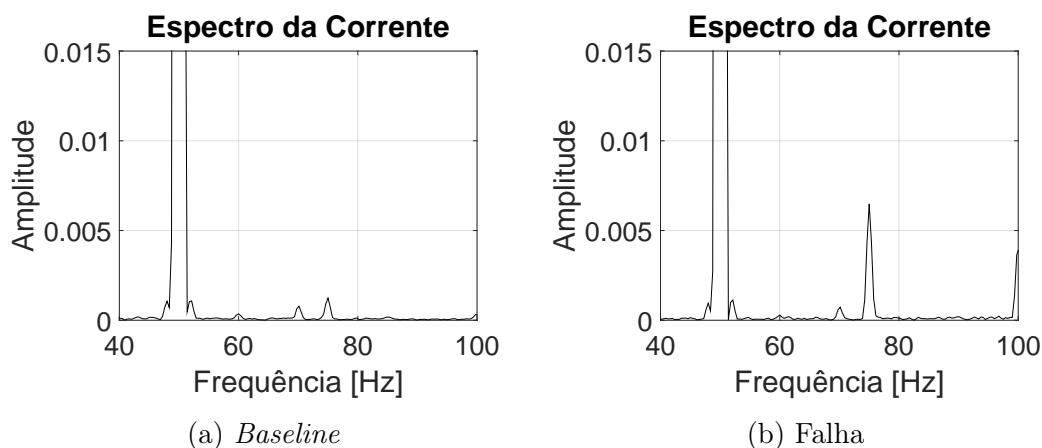


Figura 4.4: Espectro de corrente do GS, com *zoom* em torno da primeira banda lateral da frequência de rotação, para (a) *baseline* e (b) desbalanceamento mecânico do rotor.

As Figuras 4.3a e 4.4a apresentam os espectros de tensão e corrente do GS, respectivamente, para a condição de *baseline*. As componentes de frequência de rotação estão identificadas nos espectros e suas amplitudes ficaram pequenas. As Figuras 4.3b e 4.4b apresentam os espectros de tensão e corrente, respectivamente, para a condição de desbalanceamento mecânico do rotor. Pode-se notar que houve um aumento significativo

4.3. Metodologia Empírica para Separação de Falhas Rotóricas Elétricas e Mecânicas nas Componentes de Falha

da amplitude da frequência de rotação da condição de *baseline* para a condição de falha, conforme esperado, tanto para o sinal de tensão quanto para o de corrente. Este resultado é coerente com o apresentado na subseção 3.2.4.

4.3 Metodologia Empírica para Separação de Falhas Rotóricas Elétricas e Mecânicas nas Componentes de Falha

Como pôde ser notado na seção anterior, ambos os tipos de falha (curto-circuito entre espiras no enrolamento rotórico e desbalanceamento mecânico) provocaram o aumento das amplitudes das componentes de frequência de rotação nos espectros de tensão e corrente do GS, conforme esperado. Desta forma, estas componentes foram analisadas em detalhe através do cálculo das componentes simétricas.

As componentes simétricas de um vetor de tensões fasoriais trifásicas em uma dada frequência são dadas por [44]:

$$\dot{V}_{012} = T^{-1} \cdot \dot{V}_{abc}, \quad (4.3)$$

onde: \dot{V}_{012} representa o vetor de tensões fasoriais nas componentes de sequência zero, positiva e negativa, respectivamente; \dot{V}_{abc} representa as tensões fasoriais nas componentes de fase (A, B e C); e T^{-1} é a matriz de transformação inversa, dada por:

$$T^{-1} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

onde $a = e^{j2\pi/3}$. O mesmo procedimento pode ser aplicado para os sinais de corrente.

A equação 4.3 foi aplicada para a primeira banda lateral direita da componente de frequência de rotação das assinaturas de tensão e de corrente do GS, considerando-se a amplitude e o ângulo de fase. Os resultados da aplicação desta análise para as componentes de interesse para os ensaios de curto-circuito entre espiras no enrolamento rotórico e desbalanceamento mecânico do rotor são apresentados nas Figuras 4.5 e 4.6, respectivamente. As amplitudes estão normalizadas com relação à amplitude de sequência positiva da componente de frequência fundamental.

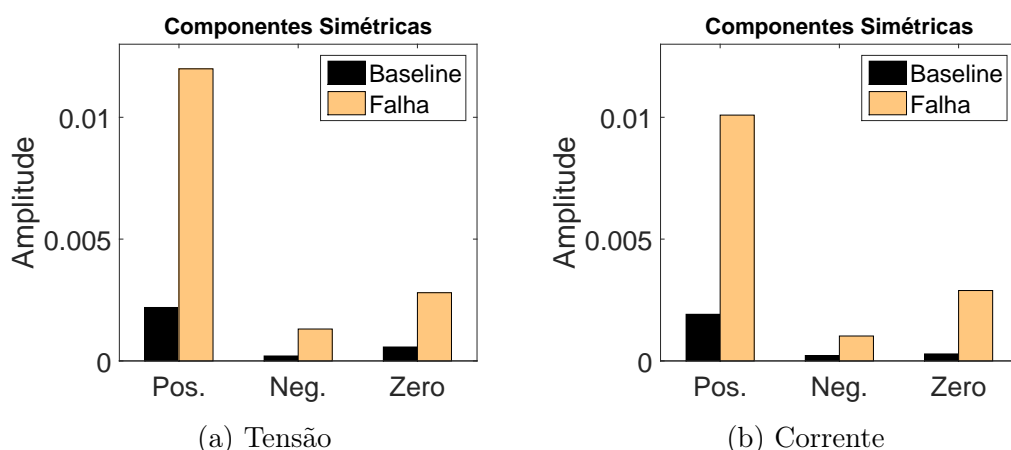


Figura 4.5: Componentes simétricas da componente de frequência de rotação nas assinaturas de (a) tensão e (b) corrente para o ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico.

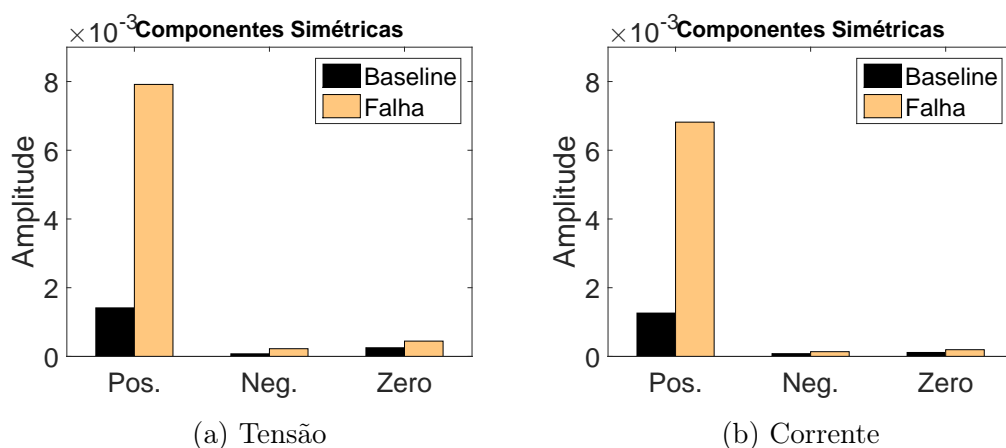


Figura 4.6: Componentes simétricas da componente de frequência de rotação nas assinaturas de (a) tensão e (b) corrente para o ensaio de desbalanceamento mecânico do rotor.

Das Figuras 4.5 e 4.6, pode-se notar que, para ambos os tipos de falhas, houve um aumento considerável na componente de sequência positiva da componente de frequência de rotação da condição de *baseline* para a condição de falha. No entanto, a componente de sequência negativa e, principalmente, a componente de sequência zero da componente de frequência de rotação aumentaram de forma significativa no caso da falha de curto-circuito entre espiras no enrolamento rotórico e não tiveram uma mudança significativa para a falha de desbalanceamento mecânico do rotor.

Desta forma, as componentes de sequências zero e negativa da componente de frequência de rotação foram bons parâmetros para se distinguir a origem da falha (elétrica ou mecânica) no padrão de falha de frequência de rotação. Os resultados experimentais su-

geriram que ambos os tipos de falha provocam o crescimento da sequência positiva da componente de frequência de rotação; porém, apenas a falha de origem elétrica (curto-circuito entre espiras no enrolamento rotórico) provoca um aumento significativo das sequências zero e negativa da componente de frequência de rotação.

4.4 Análise Matemática

Os resultados experimentais apresentados na seção 4.3 mostraram que as componentes de sequência zero e positiva da componente de frequência de rotação são parâmetros candidatos para se separar o efeito de falhas rotóricas elétricas e mecânicas no padrão de falha de frequência de rotação. Esta descoberta foi obtida de forma empírica. Assim sendo, é necessário realizar uma análise teórica e investigar sua base matemática.

A comprovação matemática para o crescimento das componentes espectrais múltiplas da frequência de rotação para as falhas de desbalanceamento mecânico do rotor e curto-circuito entre espiras no enrolamento rotórico já havia sido apresentada em alguns trabalhos [1, 14, 16, 26, 42, 43]. No entanto, uma análise aprofundada sobre estas componentes, considerando os efeitos das falhas nas três fases do GS separadamente, não foi encontrada na literatura.

Para se ter um aumento na componente de sequência zero da frequência de rotação, das equações 4.3 e 4.4, nota-se que seria necessário existir alguma diferença entre as componentes de frequência de rotação das três fases do GS. Esta diferença poderia ser na amplitude ou ângulo de fase destas componentes. Logo, adotou-se a hipótese de que a excentricidade estática intrínseca presente no GS poderia influenciar nesta análise e provocar pequenas diferenças nas componentes de frequência de rotação entre as fases do GS quando interagindo com o efeito da falha de curto-circuito entre espiras do enrolamento do rotor.

A análise teórica realizada é baseada na análise de densidade de fluxo magnético. A densidade de fluxo magnético é composta pela permeância magnética e pela força magnetomotriz (FMM) na seguinte relação:

$$B = \Lambda \cdot F, \quad (4.5)$$

onde: B é a densidade de fluxo magnético; Λ é a permeância magnética por unidade de área; e F é a força magnetomotriz.

A excentricidade do entreferro afeta principalmente a permeância magnética, enquanto o curto-circuito entre espiras no enrolamento rotórico afeta principalmente a FMM.

Assim sendo, a densidade de fluxo magnético é afetada por ambas as falhas [45].

4.4.1 Força Magnetomotriz de um Gerador Síncrono Saudável

A FMM no entreferro de um GS saudável possui apenas harmônicos ímpares. Para um GS com o número genérico de $2P$ polos, a expressão da FMM é dada por [16]:

$$F(\theta_s, t) = F_1 \cos [P(\theta_s - \omega_r t)] + F_3 \cos [3P(\theta_s - \omega_r t)] + \dots, \quad (4.6)$$

onde: F_n é a amplitude do n -ésimo harmônico da FMM; θ_s é a posição angular do estator em radianos mecânicos; ω_r é a velocidade angular mecânica; P é o número de pares de polos; e t é o instante de tempo.

4.4.2 Força Eletromotriz no Enrolamento do Estator do Gerador Síncrono

O valor eficaz da força eletromotriz de um ramo do enrolamento do estator, $E_{\varphi n}$, pode ser expressa por [12]:

$$E_{\varphi n} = 2,83 f_1 w k_{wn} l \tau B_{nm} = 2,83 f_1 w k_{wn} l \tau \Lambda F_{nm}, \quad (4.7)$$

onde: φ é a fase do enrolamento do estator ($\varphi = a, b$ ou c); n é a ordem do harmônico; f_1 é a frequência fundamental; w é o número de enrolamentos em série; k_{wn} é o fator de enrolamento do n -ésimo harmônico; l é o comprimento efetivo do enrolamento; τ é o passo polar; B_{nm} é o valor máximo da densidade magnética do n -ésimo harmônico; F_{nm} é o valor máximo da FMM do n -ésimo harmônico.

A força eletromotriz induzida em um ramo de um enrolamento de fase, $e_{\varphi n}$, pode ser expressa por:

$$e_{\varphi n} = \sqrt{2} E_{\varphi n} \cos(n\omega_r t), \quad (4.8)$$

4.4.3 Excentricidade Estática e Dinâmica do Entreferro

A excentricidade mista no entreferro de um GS é ilustrada na Figura 4.7. Por conveniência, o eixo x do sistema de coordenadas é ajustado ao longo da direção que cruza o entreferro mínimo [12, 45].

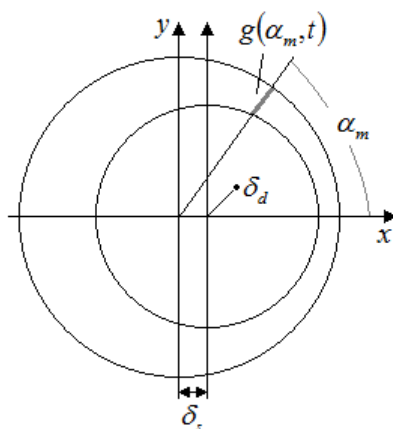


Figura 4.7: Excentricidade no entreferro da máquina síncrona.

O comprimento radial do entreferro pode ser expresso por :

$$g(\alpha_m, t) = g_0(1 - \delta_s \cos \alpha_m - \delta_d \cos(\alpha_m - \omega_r t)), \quad (4.9)$$

onde: g é o comprimento radial do entreferro; g_0 é o valor médio do comprimento radial do entreferro; α_m é o ângulo indicativo da posição circunferencial do entreferro; δ_s é a excentricidade estática relativa do entreferro; δ_d é a excentricidade dinâmica relativa do entreferro; e ω_r é a velocidade angular do rotor.

Desprezando-se os harmônicos de ordem superior e expandindo-se em série de potências, a permeância magnética no entreferro por unidade de área é dada por:

$$\begin{aligned} \Lambda(\alpha_m, t) &= \frac{\mu_0}{g(\alpha_m, t)} = \Lambda_0(1 + \delta_s \cos \alpha_m + \delta_d \cos(\alpha_m - \omega_r t)) = \\ &\Lambda_0 + \Lambda_s \cos \alpha_m + \Lambda_d \cos(\alpha_m - \omega_r t), \end{aligned} \quad (4.10)$$

onde: μ_0 é a permeabilidade magnética do vácuo; Λ_0 é a componente constante; $\Lambda_s = \Lambda_0 \delta_s$ é a componente causada pela excentricidade estática do entreferro; e $\Lambda_d = \Lambda_0 \delta_d$ é a componente causada pela excentricidade dinâmica do entreferro.

4.4.4 Curto-circuito entre Espiras no Enrolamento do Rotor e Excentricidade Estática

Esta subseção apresenta a análise teórica para a falha composta de excentricidade estática intrínseca e curto-circuito entre espiras no enrolamento do rotor. A análise é realizada focando-se nas componentes que modulam a frequência fundamental. Assim sendo, a frequência fundamental não está incluída nos cálculos.

Capítulo 4. Separação de Falhas Rotóricas de Origem Elétrica e Origem Mecânica na Análise da Assinatura Elétrica

Quando existe um curto-circuito em parte do enrolamento do rotor, isso traz como consequência a redução do ampère-espiras total do polo afetado e a perda da simetria da distribuição no entreferro. Desprezando-se a saturação magnética, o efeito de parte do enrolamento do rotor curto-circuitado pode ser considerado como um campo normal sobreposto com um campo adicional devido a uma bobina fictícia com o mesmo número de espiras que as curto-circuitadas, mas com fluxo de corrente oposto. A FMM da bobina fictícia, ΔF , pode ser expressa como sendo [16]:

$$\Delta F(\theta_s, t) = \frac{2QI_f}{\pi} \cdot \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\text{sen}(n\beta/2)}{\beta} \cdot \cos [n(\theta_s - \omega_r t)], \quad (4.11)$$

onde: Q é o número de espiras curto-circuitadas; β é o ângulo entre ranhuras de duas espiras curto-circuitadas; e I_f é a corrente de excitação.

Considerando-se o efeito da excentricidade estática intrínseca do entreferro, de 4.10, a permeância magnética por unidade de área é dada por:

$$\Lambda(\alpha_m) = \Lambda_0 + \Lambda_s \cos \alpha_m. \quad (4.12)$$

Logo, o efeito da interação da FMM da bobina fictícia, gerada pelo curto-circuito no enrolamento rotórico, e a permeância magnética é uma variação na densidade magnética (ΔB), dada por:

$$\begin{aligned} \Delta B &= \Lambda(\alpha_m) \cdot \Delta F(\theta_s t) = \\ &= \frac{QI_f}{\pi\beta} \cdot \sum_{n=1}^{\infty} \{ \Lambda_0 \text{sen} [n(\beta/2 + \theta_s - \omega_r t)] + \Lambda_0 \text{sen} [n(\beta/2 - \theta_s + \omega_r t)] + \\ &+ \Lambda_s \cos \alpha_m \text{sen} [n(\beta/2 + \theta_s - \omega_r t)] + \Lambda_s \cos \alpha_m \text{sen} [n(\beta/2 - \theta_s + \omega_r t)] \}. \end{aligned} \quad (4.13)$$

Seja considerar:

$$k = \frac{2,83 f_1 w k_{wn} l \tau Q I_f}{\pi \beta}. \quad (4.14)$$

Substituindo a expressão 4.13 em 4.7, considerando-se cada fase do estator do GS, as seguintes componentes (ΔE_φ) surgem para modular as tensões, em que φ é a fase do enrolamento do estator:

$$\begin{aligned} \Delta E_{\varphi} = & \sum_{n=1}^{\infty} \{k\Lambda_0 \text{sen}[n(\beta/2 + \theta_{s\varphi} - \omega_r t)] + k\Lambda_0 \text{sen}[n(\beta/2 - \theta_{s\varphi} + \omega_r t)] + \\ & k\Lambda_s \cos\alpha_{m\varphi} \text{sen}[n(\beta/2 + \theta_{s\varphi} - \omega_r t)] + \\ & k\Lambda_s \cos\alpha_{m\varphi} \text{sen}[n(\beta/2 - \theta_{s\varphi} + \omega_r t)]\}. \end{aligned} \quad (4.15)$$

De 4.15, pode-se notar que existem quatro componentes de frequência de rotação para cada fase. As componentes estão na mesma frequência, apenas dependentes de n . Uma vez que as fases estão em posições diferentes, por causa da excentricidade estática intrínseca do entreferro, tem-se que $\alpha_{ma} \neq \alpha_{mb} \neq \alpha_{mc}$. Isso irá impactar na permeância magnética de cada fase.

Seja agora calcular as componentes simétricas de cada uma das quatro componentes de frequência de rotação. Para todos os casos, foi considerado $n = 1$, ou seja, a primeira banda lateral da componente de frequência de rotação, que é a componente de interesse analisada.

Componente $k\Lambda_0 \text{sen}[n(\beta/2 + \theta_s - \omega_r t)]$

O cálculo das componentes simétricas para esta componente, utilizando 4.3, resulta em:

$$\begin{aligned} \Delta E_{r0} &= \frac{k\Lambda_0}{3\sqrt{2}} \cdot [e^{j(-\theta_s - \beta/2 + \pi/2)} + e^{j(-\theta_s - \beta/2 - \pi/6)} + e^{j(-\theta_s - \beta/2 + 7\pi/6)}] = 0 \\ \Delta E_{r1} &= \frac{k\Lambda_0}{3\sqrt{2}} \cdot [e^{j(-\theta_s - \beta/2 + \pi/2)} + e^{j(-\theta_s - \beta/2 + \pi/2)} + e^{j(-\theta_s - \beta/2 + \pi/2)}] = \\ & \frac{k\Lambda_0}{\sqrt{2}} e^{j(-\theta_s - \beta/2 + \pi/2)} \\ \Delta E_{r2} &= \frac{k\Lambda_0}{3\sqrt{2}} \cdot [e^{j(-\theta_s - \beta/2 + \pi/2)} + e^{j(-\theta_s - \beta/2 + 7\pi/6)} + e^{j(-\theta_s - \beta/2 + 11\pi/6)}] = 0 \end{aligned} \quad (4.16)$$

onde: ΔE_{r_s} são as componentes simétricas da componente da frequência de interesse e o subscrito s é 0, 1 ou 2, que denota sequências zero, positiva ou negativa, respectivamente.

Logo, as componentes de sequência zero e negativa são zero e a componente de sequência positiva é diferente de zero.

Componente $k\Lambda_0 \text{sen}[n(\beta/2 - \theta_s + \omega_r t)]$

A aplicação de 4.3 para esta componente resulta em:

$$\begin{aligned}
 \Delta E_{r0} &= \frac{k\Lambda_0}{3\sqrt{2}} \cdot [e^{j(-\theta_s+\beta/2-\pi/2)} + e^{j(-\theta_s+\beta/2-7\pi/6)} + e^{j(-\theta_s+\beta/2+\pi/6)}] = 0 \\
 \Delta E_{r1} &= \frac{k\Lambda_0}{3\sqrt{2}} \cdot [e^{j(-\theta_s+\beta/2-\pi/2)} + e^{j(-\theta_s+\beta/2-\pi/2)} + e^{j(-\theta_s+\beta/2-\pi/2)}] = \\
 &\quad \frac{k\Lambda_0}{\sqrt{2}} e^{j(-\theta_s+\beta/2-\pi/2)} \\
 \Delta E_{r2} &= \frac{k\Lambda_0}{3\sqrt{2}} \cdot [e^{j(-\theta_s+\beta/2-\pi/2)} + e^{j(-\theta_s+\beta/2+\pi/6)} + e^{j(-\theta_s+\beta/2+5\pi/6)}] = 0
 \end{aligned} \tag{4.17}$$

Logo, as componentes de sequência zero e negativa são iguais a zero e a componente de sequência positiva é diferente de zero.

Componente $k\Lambda_s \cos\alpha_m \text{sen}[n(\beta/2 + \theta_s - \omega_r t)]$

A aplicação de 4.3 para esta componente resulta em:

$$\begin{aligned}
 \Delta E_{r0} &= \frac{k\Lambda_s}{3\sqrt{2}} \cdot [\cos\alpha_{ma} e^{j(-\theta_s-\beta/2+\pi/2)} + \cos\alpha_{mb} e^{j(-\theta_s-\beta/2-\pi/6)} + \\
 &\quad \cos\alpha_{mc} e^{j(-\theta_s-\beta/2+7\pi/6)}] \neq 0 \\
 \Delta E_{r1} &= \frac{k\Lambda_s}{3\sqrt{2}} \cdot [(\cos\alpha_{ma} + \cos\alpha_{mb} + \cos\alpha_{mc}) \cdot e^{j(-\theta_s-\beta/2+\pi/2)}] = 0 \\
 \Delta E_{r2} &= \frac{k\Lambda_s}{3\sqrt{2}} \cdot [\cos\alpha_{ma} e^{j(-\theta_s-\beta/2+\pi/2)} + \cos\alpha_{mb} e^{j(-\theta_s-\beta/2+7\pi/6)} + \\
 &\quad \cos\alpha_{mc} e^{j(-\theta_s-\beta/2+11\pi/6)}] \neq 0
 \end{aligned} \tag{4.18}$$

Neste caso, as componentes de sequência zero e negativa são diferentes de zero porque $\alpha_{ma} \neq \alpha_{mb} \neq \alpha_{mc}$, desta forma $\cos\alpha_{ma} \neq \cos\alpha_{mb} \neq \cos\alpha_{mc}$. A componente de sequência positiva é igual a zero porque os ângulos estão igualmente deslocados de $2\pi/3$ rad, logo, a soma dos seus cossenos resulta em zero.

Portanto, as componentes de sequência zero e negativa são diferentes de zero e a componente de sequência positiva é igual a zero.

Componente $k\Lambda_s \cos\alpha_m \text{sen}[n(\beta/2 - \theta_s + \omega_r t)]$

A aplicação de 4.3 para esta componente resulta em:

$$\begin{aligned}
\Delta E_{r0} &= \frac{k\Lambda_s}{3\sqrt{2}} \cdot [\cos\alpha_{ma}e^{j(-\theta_s+\beta/2-\pi/2)} + \cos\alpha_{mb}e^{j(-\theta_s+\beta/2-7\pi/6)} + \\
&\quad \cos\alpha_{mc}e^{j(-\theta_s+\beta/2+\pi/6)}] \neq 0 \\
\Delta E_{r1} &= \frac{k\Lambda_s}{3\sqrt{2}} \cdot [(\cos\alpha_{ma} + \cos\alpha_{mb} + \cos\alpha_{mc}) \cdot e^{j(-\theta_s+\beta/2-\pi/2)}] = 0 \\
\Delta E_{r2} &= \frac{k\Lambda_s}{3\sqrt{2}} \cdot [\cos\alpha_{ma}e^{j(-\theta_s+\beta/2-\pi/2)} + \cos\alpha_{mb}e^{j(-\theta_s+\beta/2+\pi/6)} + \\
&\quad \cos\alpha_{mc}e^{j(-\theta_s+\beta/2+5\pi/6)}] \neq 0
\end{aligned} \tag{4.19}$$

Portanto, as componentes de sequência zero e negativa são diferentes de zero e a componente de sequência positiva é igual a zero.

4.4.5 Desbalanceamento Mecânico do Rotor e Excentricidade Estática

Esta subseção apresenta a análise teórica para a falha composta de excentricidade estática do entreferro intrínseca do GS e o desbalanceamento mecânico do rotor. A análise é realizada focando-se nas componentes que modulam a frequência fundamental.

A condição de desbalanceamento mecânico no rotor causa uma forte vibração na frequência de rotação. Esta vibração viaja ao longo da turbina e chega ao gerador. Assim sendo, a falha de desbalanceamento mecânico pode introduzir uma falha de excentricidade dinâmica no entreferro do gerador [46]. Esse pressuposto é coerente com o conjunto de máquinas utilizado para os ensaios experimentais desta seção, considerando-se a dimensão das máquinas, o tipo de acoplamento e os mancais de rolamento. Desta forma, para esta análise matemática, será considerado o efeito de uma excentricidade dinâmica causada pela falha de desbalanceamento mecânico. Como a excentricidade estática intrínseca da máquina também está sendo considerada, tem-se o efeito total como uma excentricidade mista.

De 4.6, vem:

$$F(\theta_s, t) = \sum_{n \text{ ímpar}} F_n \cos [nP(\theta_s - \omega_r t)]. \tag{4.20}$$

Além disso, de 4.10, vem:

$$\Lambda(\alpha_m, t) = \Lambda_0 + \Lambda_s \cos\alpha_m + \Lambda_d \cos(\alpha_m - \omega_r t). \tag{4.21}$$

Assim sendo, o efeito da interação da FMM e da permeância magnética para o caso da excentricidade mista é dado por:

$$B = \Lambda(\alpha_m, t) \cdot F(\theta_s, t) = \sum_{n \text{ ímpar}} \left\{ F_n \Lambda_0 \cos [nP(\theta_s - \omega_r t)] + F_n \Lambda_s \cos \alpha_m \cos [nP(\theta_s - \omega_r t)] + \frac{F_n \Lambda_d}{2} \cos [\alpha_m + nP\theta_s - (1 + nP)\omega_r t] + \frac{F_n \Lambda_d}{2} \cos [\alpha_m - nP\theta_s - (1 - nP)\omega_r t] \right\}. \quad (4.22)$$

Seja considerar:

$$\begin{aligned} k_0 &= F_n \Lambda_0 2,83 f_1 w k_{wn} l \tau; \\ k_s &= F_n \Lambda_s 2,83 f_1 w k_{wn} l \tau; \\ k_d &= \frac{F_n \Lambda_d}{2} 2,83 f_1 w k_{wn} l \tau. \end{aligned} \quad (4.23)$$

Substituindo 4.22 em 4.7, considerando-se cada fase do GS, vem:

$$\begin{aligned} E_\varphi &= \sum_{n \text{ ímpar}} \left\{ k_0 \cos [nP(\theta_{s\varphi} - \omega_r t)] + k_s \cos \alpha_{m\varphi} \cos [nP(\theta_{s\varphi} - \omega_r t)] + \right. \\ &\quad k_d \cos [\alpha_{m\varphi} + nP\theta_{s\varphi} - (1 + nP)\omega_r t] + \\ &\quad \left. k_d \cos [\alpha_{m\varphi} - nP\theta_{s\varphi} - (1 - nP)\omega_r t] \right\}. \end{aligned} \quad (4.24)$$

De 4.24, pode-se notar a presença de quatro tipos de componentes de frequência de rotação para cada fase. Elas não estão na mesma frequência, sendo dependentes de n e P . Em todos os casos, considerou-se $n = 1$, isto é, a primeira banda lateral direita da componente de frequência de rotação, e $P = 2$, uma vez que a máquina analisada é um GS de quatro polos.

Componente $k_0 \cos [nP(\theta_s - \omega_r t)]$

Para $P = 2$ e $n = 1$, esta componente é equivalente ao segundo harmônico da rede do GS ou a segunda banda lateral direita do padrão de frequência de rotação. Assim sendo, esta componente está fora do escopo desta análise teórica, uma vez que a análise foca apenas no comportamento da primeira banda lateral direita do padrão de frequência de rotação.

Componente $k_s \cos \alpha_m \cos [nP(\theta_s - \omega_r t)]$

Esta componente também é equivalente à segunda banda lateral direita do padrão de frequência de rotação, o que está fora do escopo desta análise teórica.

Componente $k_d \cos [\alpha_m + nP\theta_s - (1 + nP)\omega_r t]$

Para $P = 2$ e $n = 1$, esta componente é equivalente à terceira banda lateral direita do padrão de frequência de rotação, que está fora do escopo desta análise teórica.

Componente $k_d \cos [\alpha_m - nP\theta_s - (1 - nP)\omega_r t]$

Para $P = 2$ e $n = 1$, esta componente é equivalente à primeira banda lateral direita do padrão de frequência de rotação, que é a frequência de interesse. Seja considerar:

$$\begin{aligned}\alpha_{ma} &= \alpha; \\ \alpha_{mb} &= \alpha + 2\pi/3; \\ \alpha_{mc} &= \alpha - 2\pi/3.\end{aligned}\tag{4.25}$$

Através da aplicação de 4.3, as componentes simétricas são dadas por:

$$\begin{aligned}\Delta E_{r0} &= \frac{k_d}{3\sqrt{2}} \cdot [e^{j(-2\theta_s + \alpha)} + e^{j(-2\theta_s + \alpha - 2\pi/3)} + e^{j(-2\theta_s + \alpha + 2\pi/3)}] = 0 \\ \Delta E_{r1} &= \frac{k_d}{3\sqrt{2}} \cdot [e^{j(-2\theta_s + \alpha)} + e^{j(-2\theta_s + \alpha)} + e^{j(-2\theta_s + \alpha)}] = \\ &\quad \frac{k_d}{\sqrt{2}} e^{j(-2\theta_s + \alpha)} \\ \Delta E_{r2} &= \frac{k_d}{3\sqrt{2}} \cdot [e^{j(-2\theta_s + \alpha)} + e^{j(-2\theta_s + \alpha + 2\pi/3)} + e^{j(-2\theta_s + \alpha + 4\pi/3)}] = 0\end{aligned}\tag{4.26}$$

Assim sendo, as componentes de sequências zero e negativa são iguais a zero e a componente de sequência positiva é diferente de zero.

Comentário Final

Como comentado no início desta subseção, para a análise matemática da falha de desbalanceamento mecânico, considerou-se o efeito da excentricidade dinâmica no entreferro que

pode ser introduzida por esta falha, o que é coerente com o conjunto de máquinas utilizado para os resultados experimentais nesta seção.

Vale destacar que as falhas de excentricidade estática e dinâmica no entreferro são falhas de origem interna da máquina e, assim, afetam principalmente a permeância no entreferro. Já as falhas de desalinhamento e desbalanceamento mecânico são falhas de origem externa que afetam a máquina e, logo, seu efeito é principalmente no torque. Assim sendo, uma outra forma de se realizar a análise matemática para a falha de desbalanceamento mecânico seria seguir uma abordagem baseada no efeito no torque, como foi feito em [2] para motores de indução. Neste caso, deveria se considerar o efeito da excentricidade estática intrínseca do gerador, que afeta a permeância, e o efeito do desbalanceamento mecânico, que, partindo-se da análise do torque, afetaria a FMM. Através da aplicação das fórmulas apresentadas nesta seção e de manipulações matemáticas, seriam obtidas as componentes de interesse na força eletromotriz e, finalmente, a transformação em componentes simétricas seria aplicada.

4.4.6 Conclusão da Análise Matemática

Através dos resultados apresentados nas subseções 4.4.4 e 4.4.5, mostrou-se matematicamente que:

- O efeito da excentricidade estática intrínseca da máquina mais a falha de curto-circuito entre espiras no enrolamento do rotor provoca o aumento das componentes de sequências positiva, negativa e zero da primeira banda lateral direita da componente de frequência de rotação;
- O efeito da excentricidade estática intrínseca da máquina mais a falha de desbalanceamento mecânico do rotor provoca o aumento da componente de sequência positiva da primeira banda lateral direita da componente de frequência de rotação.

Desta forma, a análise matemática comprovou a metodologia obtida experimentalmente, apresentada na seção 4.3.

4.5 Aplicação da Metodologia para Gerador Síncrono de Polos Lisos

Uma vez que foi realizada uma análise experimental com GS com rotor de polos salientes e a metodologia proposta foi comprovada matematicamente, ela também foi aplicada para GS com rotor de polos lisos. Para tal fim, foram utilizados dados dos ensaios realizados com

4.5. Aplicação da Metodologia para Gerador Síncrono de Polos Lisos

o laboratório de modelo reduzido com rotor de polos lisos, conforme descrição apresentada na seção 3.3.

Primeiramente, será analisada a falha de desbalanceamento mecânico. A Figura 4.8 apresenta as curvas de tendência de sequência positiva da primeira banda lateral direita da frequência de rotação nas assinaturas de tensão (Figura 4.8a) e corrente (Figura 4.8b) do GS. As Figuras 4.9 e 4.10 apresentam a análise análoga para as tendências de sequência negativa e sequência zero, respectivamente, da primeira banda lateral direita da frequência de rotação. Nota-se que esta falha provocou um aumento na sequência positiva da componente de frequência de rotação (Figura 4.8), porém não provocou mudança significativa nas sequências negativa e zero da mesma componente (Figuras 4.9 e 4.10).

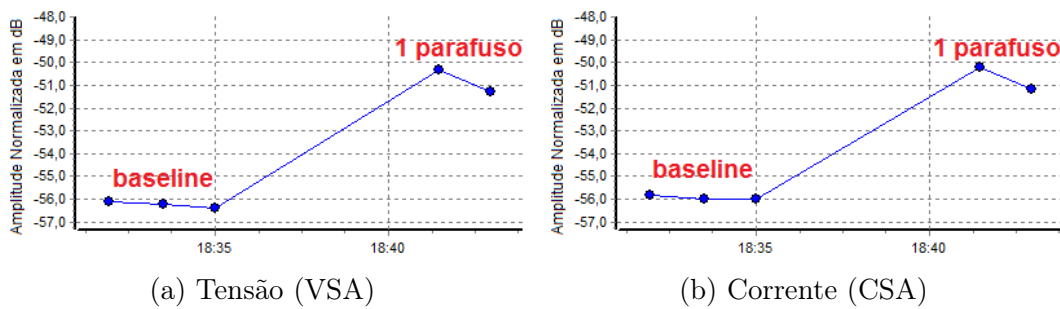


Figura 4.8: Tendência de sequência positiva da primeira banda lateral direita da frequência de rotação no GS de polos lisos, para as assinaturas de (a) tensão e de (b) corrente, para ensaio de desbalanceamento mecânico.

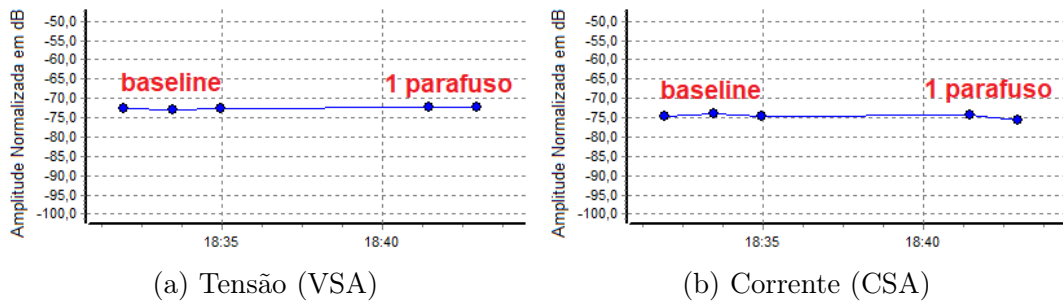


Figura 4.9: Tendência de sequência negativa da primeira banda lateral direita da frequência de rotação no GS de polos lisos, para as assinaturas de (a) tensão e de (b) corrente, para ensaio de desbalanceamento mecânico.

Capítulo 4. Separação de Falhas Rotóricas de Origem Elétrica e Origem Mecânica na Análise da Assinatura Elétrica

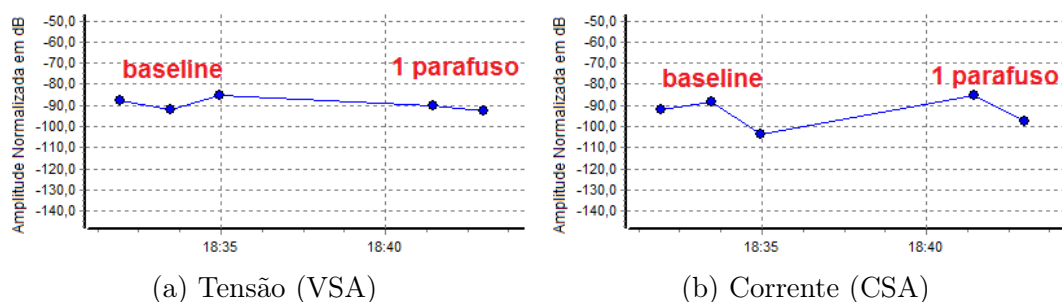


Figura 4.10: Tendência de sequência zero da primeira banda lateral direita da frequência de rotação no GS de polos lisos, para as assinaturas de (a) tensão e de (b) corrente, para ensaio de desbalanceamento mecânico.

Em seguida, será analisada a falha de curto-circuito entre espiras no enrolamento rotórico. A Figura 4.11 apresenta as curvas de tendência de sequência positiva da primeira banda lateral direita da frequência de rotação nas assinaturas de tensão (Figura 4.11a) e corrente (Figura 4.11b). As Figuras 4.12 e 4.13 apresentam a análise análoga para as tendências de sequência negativa e sequência zero, respectivamente, da primeira banda lateral direita da frequência de rotação. Pode-se notar que esta falha provocou um aumento na sequência positiva da componente de frequência de rotação (Figura 4.11) e também na sequência zero da mesma componente (Figura 4.13). Não houve alteração significativa na sequência negativa da componente de frequência de rotação (Figura 4.12), sendo que houve um aumento muito sutil da condição de *baseline* para as condições de falha. Isso mostra que a sequência zero foi um parâmetro melhor para a separação da origem das falhas rotóricas.

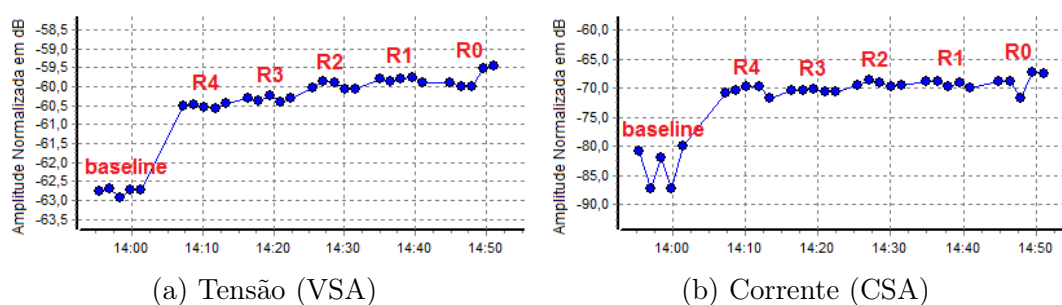


Figura 4.11: Tendência de sequência positiva da primeira banda lateral direita da frequência de rotação no GS de polos lisos, para as assinaturas de (a) tensão e de (b) corrente, para ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico.

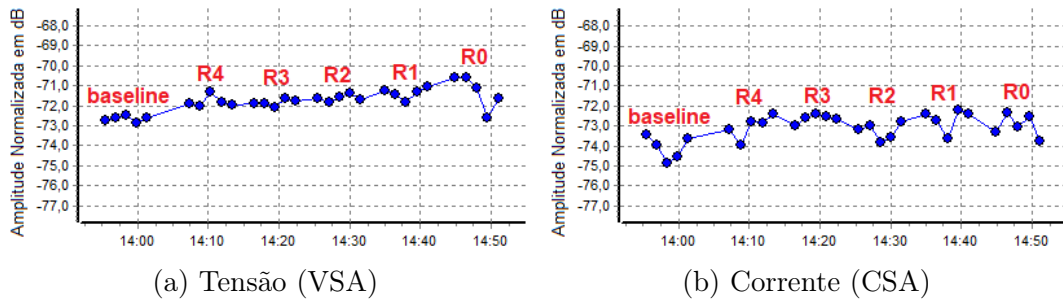


Figura 4.12: Tendência de sequência negativa da primeira banda lateral direita da frequência de rotação no GS de polos lisos, para as assinaturas de (a) tensão e de (b) corrente, para ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico.

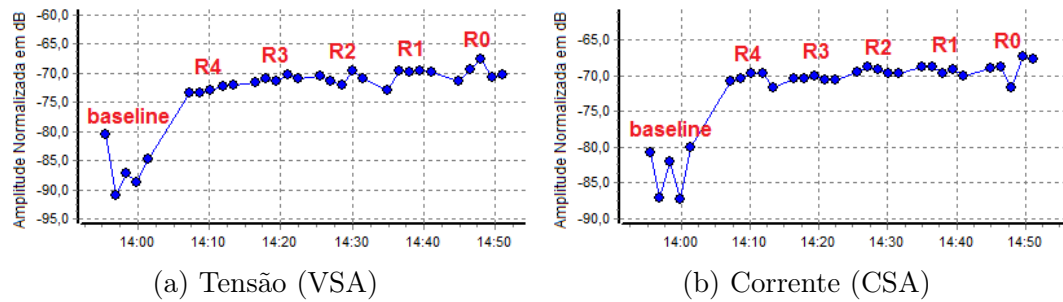


Figura 4.13: Tendência de sequência zero da primeira banda lateral direita da frequência de rotação no GS de polos lisos, para as assinaturas de (a) tensão e de (b) corrente, para ensaio de curto-circuito no enrolamento rotórico.

Assim sendo, os resultados obtidos com os ensaios experimentais com GS de rotor de polos lisos foram coerentes com a metodologia proposta para a separação da origem (elétrica ou mecânica) de falhas no rotor nas componentes de frequência de rotação.

4.6 Considerações Finais

Através das análises experimental e teórica apresentadas neste capítulo, comprovou-se a hipótese de que é possível separar o efeito de falhas de origem elétrica e falhas de origem mecânica no rotor do GS nas componentes no padrão de falha de frequência de rotação.

A análise teórica realizada comprovou as descobertas obtidas através dos resultados experimentais. Conclui-se que a falha de curto-circuito entre espiras do enrolamento rotórico provoca o crescimento das componentes de sequências positiva (principalmente), negativa e zero da primeira banda lateral do padrão da frequência de rotação. Já a falha

Capítulo 4. Separação de Falhas Rotóricas de Origem Elétrica e Origem Mecânica na Análise da Assinatura Elétrica

de desbalanceamento mecânico do rotor provocou o aumento de apenas a componente de sequência positiva da primeira banda lateral direita do padrão da frequência de rotação. Esta descoberta está relacionada ao efeito da excentricidade estática intrínseca presente nas máquinas síncronas.

Finalmente, tem-se que as componentes simétricas da primeira banda lateral do padrão de frequência de rotação são bons parâmetros para serem utilizados para se distinguir entre falhas rotóricas de origem elétrica e de origem mecânica nas componentes de frequência de rotação, melhorando-se o diagnóstico de falhas baseado em ESA.

Capítulo 5

Análise da Assinatura Elétrica do Gerador Interligado no Sistema

Este capítulo aborda a análise da assinatura elétrica do GS interligado no sistema elétrico de potência, com foco na detecção de falhas.

5.1 Introdução

Em geral, os trabalhos encontrados na literatura sobre ESA aplicado para a detecção de falhas em GSs abordam geradores isolados do sistema, apresentando resultados em laboratório ou em GSs de aplicação específica, por exemplo, alimentando um navio. Por esta razão, inclusive, se encontrou a recomendação de se focar a análise na assinatura da tensão e correlacionar com a assinatura da corrente, enxergando-se assim, o gerador como um dual do motor de indução, em que o foco de análise é na assinatura da corrente [25]. Além disso, em geral, os trabalhos da área não apresentam exemplos de detecção de falha através de ESA em GSs em operação interligados no sistema elétrico de potência (SEP).

Desta forma, levantou-se a hipótese no presente trabalho de que é possível detectar falhas através de ESA em GSs em operação interligados no sistema de potência. Também se partiu do pressuposto de que, no caso de GSs interligados no SEP, o foco de análise deveria ser na assinatura da corrente ao invés da tensão. Isso porque, considerando-se o sistema como o GS conectado a uma barra infinita, a tensão do sistema deveria prevalecer em detrimento à tensão gerada pelo GS.

5.2 Exemplos de Falhas em Geradores Reais em Operação

A metodologia desenvolvida foi aplicada em unidades reais de geração de energia. A análise presente neste capítulo será direcionada para a usina de Goiandira, em que casos reais de falhas em GS em operação foram identificados através de ESA.

A Pequena Central Hidrelétrica (PCH) de Goiandira está localizada na região sul do estado de Goiás, no município de Goiandira, a 280 km de Goiânia. Esta PCH possui duas unidades geradoras (UGs) (UG 01 e UG 02) com GSs com as seguintes características nominais:

- Potência = 15 MW;
- Tensão de armadura = 13800 V;
- Corrente de armadura = 627,6 A;
- Frequência = 60 Hz;
- Número de polos = 26;
- Tensão de excitação = 190 V;
- Corrente de excitação = 480 A;
- Velocidade de rotação = 276,9 rpm;
- Rotor de polos salientes.

5.2.1 Curto-circuito no Enrolamento Estatórico

O pessoal da usina havia informado que a unidade UG 01 apresentava uma bobina capada. Isso porque havia ocorrido um curto-circuito entre as espiras 179 da fase 1 e 184 da fase 2 (o nível de severidade de falha não foi informado) e a solução adotada para mitigação do problema foi isolar as bobinas do estator, provocando um desequilíbrio elétrico estatórico. A Figura 5.1 ilustra o trecho do enrolamento do estator de UG 01 em que houve o problema.

5.2. Exemplos de Falhas em Geradores Reais em Operação

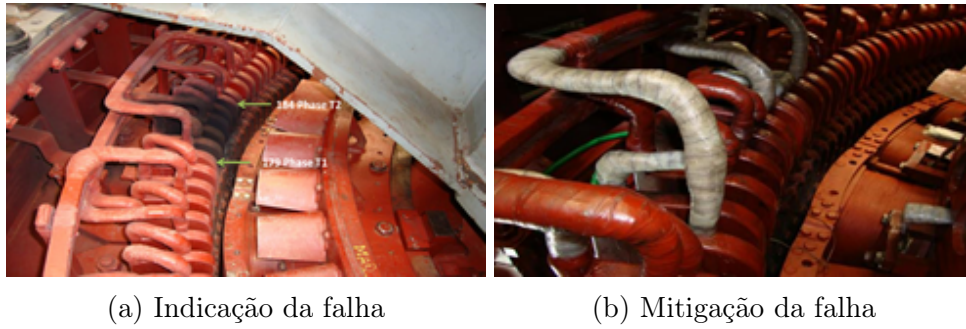


Figura 5.1: Indicação da falha e da bobina capada no enrolamento estatórico de UG 01 de Goiandira.

Assim sendo, buscaram-se nas assinaturas elétricas dos GSs indícios do fato mencionado. Analisou-se o padrão de desequilíbrio elétrico no EPVA, conforme apresentado na subseção 2.6.2. Aqui se destaca que, como não se tinha um histórico de dados de UG 01 antes da falha - o que se considera a condição de *baseline*, a análise foi realizada de forma comparativa entre as duas UGs, considerando-se o banco de dados acumulado durante o instante da instalação do sistema de manutenção preditiva até o momento da análise. Este procedimento é válido quando as máquinas possuem as mesmas características nominais e é usualmente aplicado em manutenção preditiva quando não se tem um histórico de dados do equipamento em condição considerada saudável. Além disso, para a análise, devem se considerar dados em uma mesma faixa de operação da máquina, considerando-se o nível de carga.

Desta forma, selecionaram-se para a análise dados em uma mesma faixa de operação, considerando-se a condição de carga, o que pode ser verificado nas Figuras 5.2, 5.3 e 5.4, que apresentam as curvas de tendência de corrente RMS na fase A, tensão RMS fase-fase entre as fases A e B, e potência ativa trifásica das UGs de Goiandira, respectivamente. Para a análise, tomaram-se as médias diárias dos dados nas curvas de tendência, o que é válido para todas as curvas de tendência das UGs apresentadas neste capítulo.

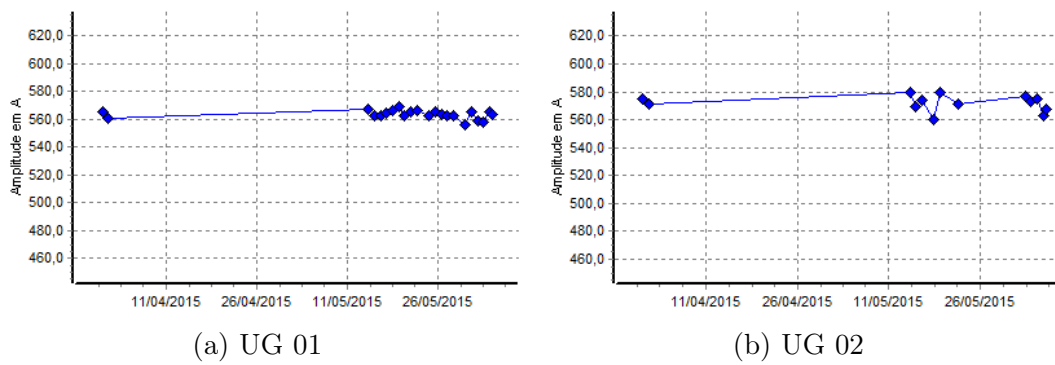


Figura 5.2: Tendência de corrente RMS na fase A das UGs da usina de Goiandira.

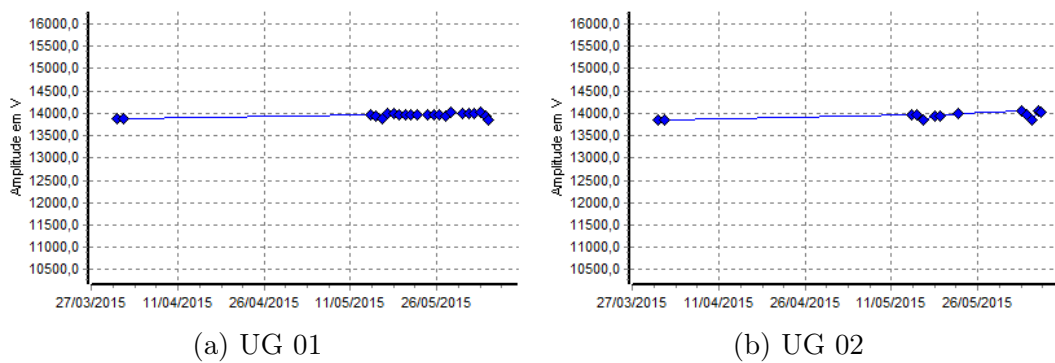


Figura 5.3: Tendência de tensão RMS entre as fases A e B das UGs da usina de Goiandira.

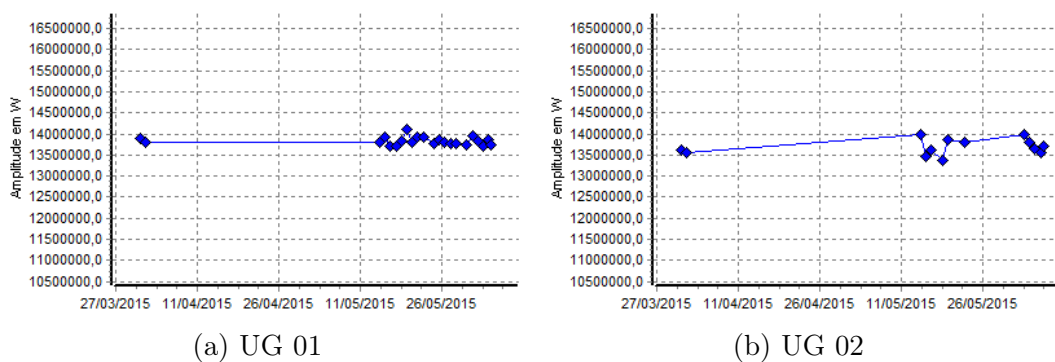


Figura 5.4: Tendência de potência ativa das UGs da usina de Goiandira.

Os dados das unidades estão em uma faixa entre 89,2 e 92,4% de carga, com referência na corrente. Os níveis de tensão estão bem próximos entre as unidades, e a potência ativa também está semelhante, coerentemente com a corrente. Existe uma pequena

5.2. Exemplos de Falhas em Geradores Reais em Operação

queda de corrente ao final do período de coleta de dados de UG 02, o que pode influenciar nos resultados. No entanto, em geral, como as unidades estão em uma mesma faixa de operação, os dados selecionados estão adequados para uma análise comparativa de ESA para fins de detecção de falhas nos geradores.

A Figura 5.5 apresenta as curvas de tendência de desequilíbrio elétrico nas assinaturas de EPVA de tensão e corrente das UGs de Goiandira.

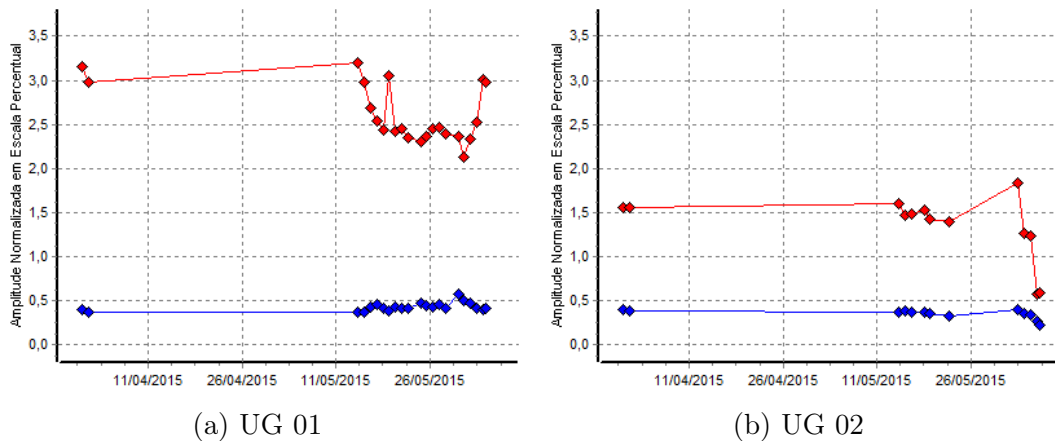


Figura 5.5: Tendência do padrão de desequilíbrio elétrico no EPVA nas assinaturas de tensão (em azul) e corrente (em vermelho) para as UGs da usina de Goiandira.

Da Figura 5.5, nota-se que, para ambas as UGs, o desequilíbrio na tensão ficou em torno de 0,4%. No caso da corrente, ficou entre 0,5% e 1,5% para UG 02 e entre 2,5% e 3,0% para UG 01. Desta forma, comparando-se as curvas das UGs, pode-se notar que UG 01 apresentou um maior desequilíbrio elétrico na assinatura de EPVA da corrente que UG 02. Logo, detectou-se no padrão de desequilíbrio elétrico no EPVA da corrente um indício da presença da bobina capada.

Para complementação da análise, calcularam-se as correlações do padrão de desequilíbrio elétrico da assinatura de EPVA com a condição de carga (representada pela potência ativa) das unidades geradoras. Os seguintes resultados foram obtidos para os índices de correlação:

- Correlação entre o padrão no EPVA de tensão e a potência ativa de UG 01: -0,166094;
- Correlação entre o padrão no EPVA de corrente e a potência ativa de UG 01: 0,041528;
- Correlação entre o padrão no EPVA de tensão e a potência ativa de UG 02: 0,041659;
- Correlação entre o padrão no EPVA de corrente e a potência ativa de UG 02: 0,147654.

Como os índices de correlação com a carga foram baixos, conclui-se que os resultados obtidos com este padrão de falha não estão variando de forma significativa de acordo com a curva de carga, viabilizando-os para a detecção de falhas através de ESA.

A Figura 5.6 apresenta as curvas de tendência de desequilíbrio elétrico na assinatura de EPVA de corrente apenas, para uma melhor visualização da diferença entre elas. Nota-se uma queda no desequilíbrio no EPVA da corrente de UG 02 ao final do período de coleta de dados, o que pode ser consequência da correspondente queda na carga, que pode ser verificada na Figura 5.4. No entanto, este fato não influenciou negativamente a detecção de falha através da análise do desequilíbrio na corrente.

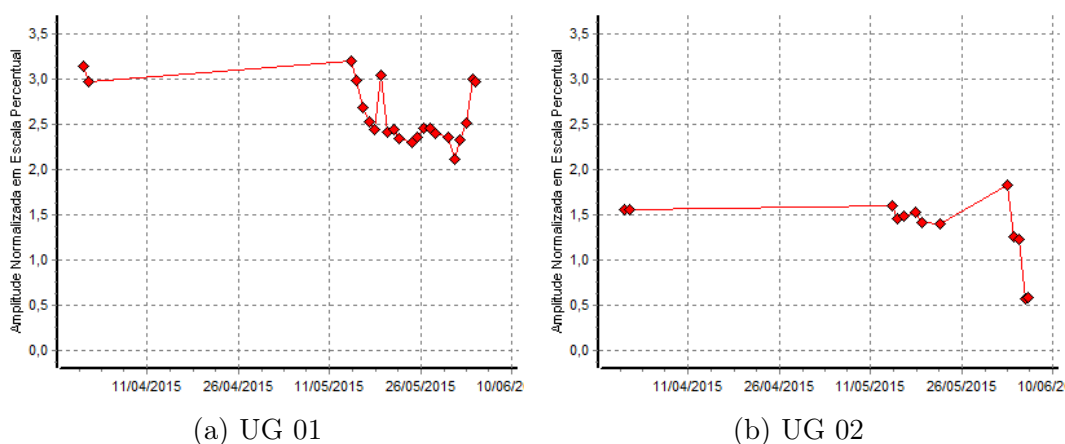


Figura 5.6: Tendência do padrão de desequilíbrio elétrico no EPVA na assinatura de corrente para as UGs da usina de Goiandira.

Para verificar se os conjuntos de dados de desequilíbrio elétrico na assinatura de EPVA da corrente das UGs eram estatisticamente diferentes, um teste de hipóteses do tipo *Two Sample t-Test* foi realizado, tomando-se os valores percentuais de desequilíbrio elétrico no período de análise. A Tabela 5.1 apresenta os resultados do *Two Sample t-Test* para o padrão de falha em análise.

5.2. Exemplos de Falhas em Geradores Reais em Operação

Tabela 5.1: Resultados de *Two Sample t-Test* para o desequilíbrio elétrico na assinatura de EPVA da corrente

Desequilíbrio Elétrico no EPVA da Corrente				
	Número de Amostras	Média	Desvio Padrão	Erro Padrão da Média
UG 01	117	2,535	0,329	0,030
UG 02	46	1,351	0,410	0,060
Diferença estimada: 1,1842				
Intervalo de confiança de 95% para a diferença: (1,0493; 1,3191)				
<i>T-test</i> da diferença = 0 (vs not =): <i>P-Value</i> = 0,000				

Da Tabela 5.1, conclui-se que o conjunto de dados de desequilíbrio elétrico na assinatura de EPVA de corrente de UG 01 é estatisticamente diferente do conjunto correspondente de UG 02, uma vez que $P\text{-Value} < 0,05$. A diferença estimada é de que a média das componentes de UG 01 está 1,1842% acima da média das componentes de UG 02. Este resultado evidencia o indício de bobina capada.

A Figura 5.7 apresenta, para fins de ilustração, exemplos do padrão de desequilíbrio elétrico nas assinaturas de EPVA de tensão e corrente das unidades UG 01 e UG 02 da usina de Goiandira. Nota-se a diferença significativa, principalmente no EPVA de corrente, entre as componentes de análise das unidades UG 01 e UG 02, evidenciando o indício da bobina capada.

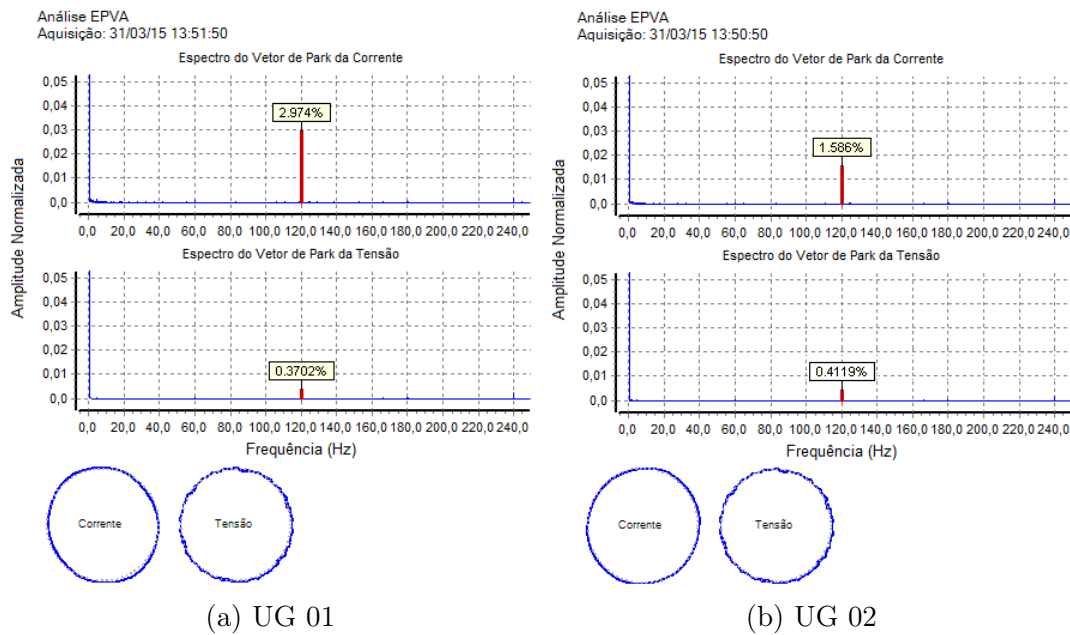


Figura 5.7: Desequilíbrio elétrico no EPVA nas assinaturas de EPVA de tensão e corrente nas UGs da usina de Goiandira.

5.2.2 Desalinhamento Mecânico

Prosseguindo-se com a ESA aplicada para as UGs da usina de Goiandira, outro padrão de falha se destacou durante a análise realizada, que foi o padrão para falhas mecânicas no rotor (padrão da frequência de rotação, descrito na subseção 2.6.3). Para tal fim, foram considerados os mesmos dados da subseção 5.2.1 e, logo, com as correspondentes curvas de tendência de corrente RMS na fase A, tensão fase-fase entre as fases A e B e potência ativa trifásica apresentadas nas Figuras 5.2, 5.3 e 5.4.

A Figura 5.8 apresenta as curvas de tendência de frequência de rotação nas assinaturas de tensão e corrente das UGs de Goiandira, considerando-se o nível médio das componentes. Nota-se que, para a tensão, as componentes ficaram em torno de -90 dB para UG01 e em torno de -95 dB, para UG 02, havendo, neste caso, uma tendência de queda, ao final do período. Para a corrente, as componentes ficaram em torno de -70 dB, para UG 01, e -82 dB, para UG 02. Nesta última unidade, novamente, há uma tendência de queda, ao final do período. Esta queda pode ter sido consequência da correspondente queda na carga (Figura 5.4). No entanto, este fato não influenciou negativamente na detecção de falhas através da análise do padrão de frequência de rotação na assinatura elétrica.

5.2. Exemplos de Falhas em Geradores Reais em Operação

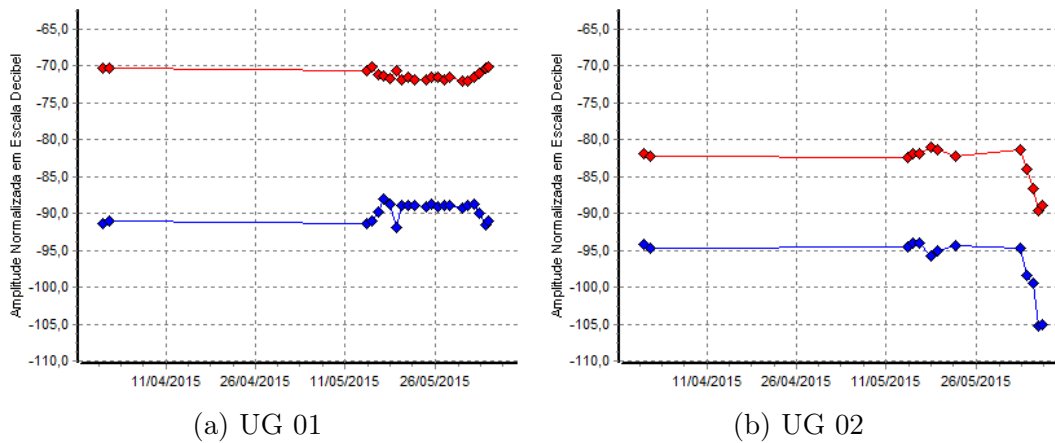


Figura 5.8: Tendência do padrão de frequência de rotação nas assinaturas de tensão (em azul) e corrente (em vermelho) para as UGs da usina de Goiandira.

Assim sendo, notou-se uma diferença significativa entre as componentes de frequência de rotação nas assinaturas de corrente nas unidades UG 01 e UG 02, sendo que UG 01 apresenta amplitudes maiores em relação a UG 02. Este padrão é indicativo de curto-circuito no enrolamento rotórico ou problemas mecânicos no rotor. Depois da análise, o pessoal da usina informou que a unidade UG 01 apresentava a condição de "dogleg", que se trata de um desalinhamento mecânico angular entre o eixo da turbina e o eixo do rotor do gerador. Desta forma, foi confirmada a suspeita levantada pela análise.

Para complementação da análise, calcularam-se as correlações do padrão de frequência de rotação na assinatura elétrica com a condição de carga (representada pela potência ativa) das unidades geradoras. Os seguintes resultados foram obtidos para os índices de correlação:

- Correlação entre o padrão de frequência de rotação na tensão e a potência ativa de UG 01: -0,187611;
- Correlação entre o padrão de frequência de rotação na corrente e a potência ativa de UG 01: -0,108410;
- Correlação entre o padrão de frequência de rotação na tensão e a potência ativa de UG 02: 0,030790;
- Correlação entre o padrão de frequência de rotação na corrente e a potência ativa de UG 02: 0,078287.

Como os índices de correlação com a carga foram baixos, os resultados obtidos com este padrão de falha não estão variando significativamente de acordo com a curva de carga, viabilizando-os, assim, para a detecção de falhas através de ESA.

Para uma melhor visualização, a Figura 5.9 apresenta as curvas de tendência de frequência de rotação na assinatura de corrente apenas.

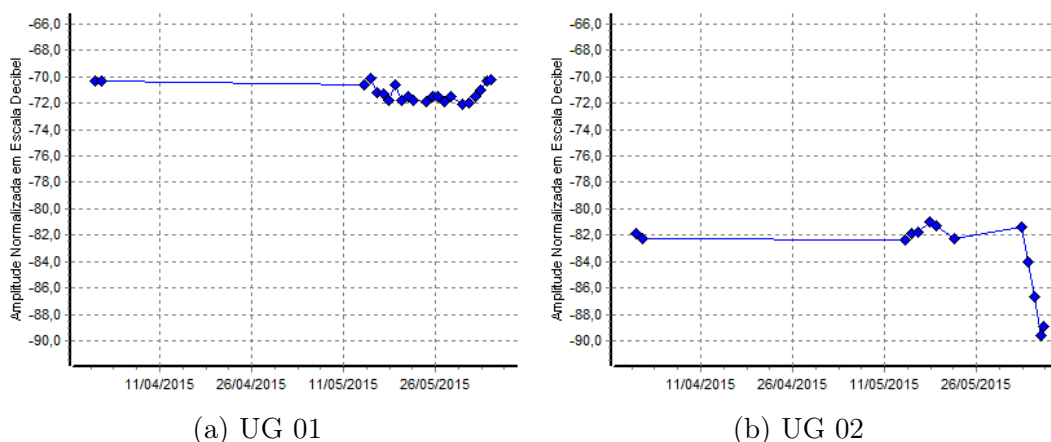


Figura 5.9: Tendência do padrão de frequência de rotação na assinatura de corrente para as UGs da usina de Goiandira.

Para se verificar se os conjuntos de dados de frequência de rotação na assinatura da corrente das UGs eram estatisticamente diferentes, um teste de hipóteses do tipo *Two Sample t-Test* foi realizado, tomando-se os valores em dB das componentes no período de análise. A Tabela 5.2 apresenta os resultados do *Two Sample t-Test* para o padrão de falha em questão.

Tabela 5.2: Resultados de *Two Sample t-Test* para a frequência de rotação na assinatura de corrente

Frequência de Rotação na Assinatura da Corrente				
	Número de Amostras	Média	Desvio Padrão	Erro Padrão da Média
UG 01	117	-71,357	0,678	0,063
UG 02	46	-83,520	3,430	0,510
Diferença estimada: 12,165				
Intervalo de confiança de 95% para a diferença: (11,140; 13,190)				
T-test da diferença = 0 (vs not =): P-Value = 0,000				

Da Tabela 5.2, conclui-se que o conjunto de dados de frequência de rotação na assinatura da corrente de UG 01 é estatisticamente diferente do conjunto correspondente de UG 02, uma vez que $P\text{-Value} < 0,05$. A diferença estimada é de que a média das componentes de UG 01 está 12,165 dB acima da média das componentes de UG 02. Este resultado evidencia o indício de desalinhamento mecânico no rotor.

Para fins de ilustração, a Figura 5.10 apresenta exemplos do padrão de frequência de rotação nas assinaturas de tensão e corrente das unidades UG 01 e UG 02 da usina de Goiandira. Existe uma diferença significativa, principalmente nas componentes de frequência de rotação da corrente entre as unidades UG 01 e UG 02, sendo maiores as amplitudes das componentes de UG 01. Isso evidencia o indício de desalinhamento mecânico no rotor.

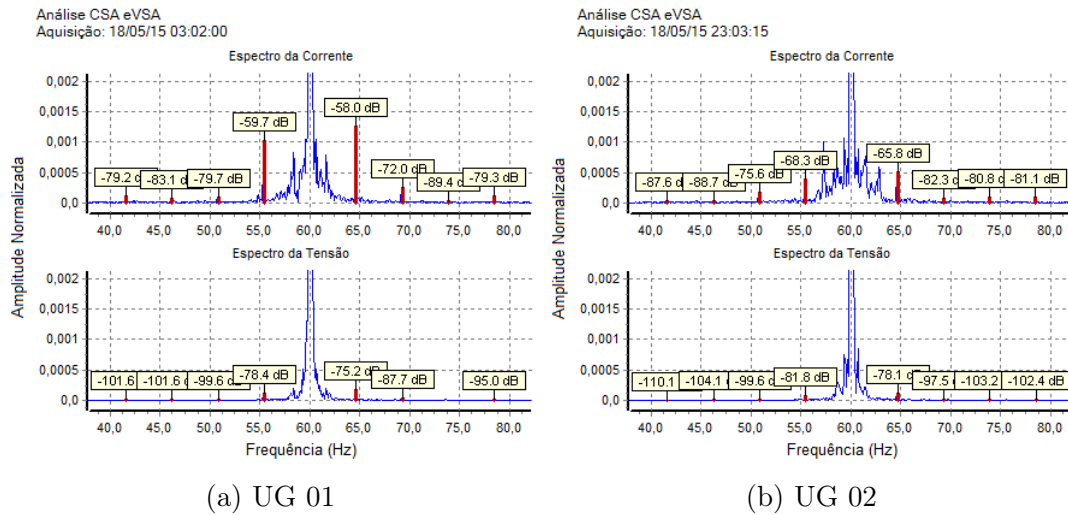


Figura 5.10: Padrão de frequência de rotação nas assinaturas de tensão e corrente nas UGs da usina de Goiandira.

Como observação final, sabe-se que o padrão de frequência de rotação também é indicativo de curto-circuito entre espiras no enrolamento do rotor. Desta forma, caso não se tivesse a confirmação da usina sobre o desalinhamento mecânico, poderia ter sido aplicada a metodologia baseada em componentes simétricas apresentada no capítulo 4 para verificar a origem da falha rotórica. Neste caso, esta metodologia não foi aplicada devido a uma limitação na instalação do sistema de transdução e aquisição de dados nas unidades da usina. Estão instalados atualmente em cada unidade dois transdutores de tensão, medindo duas tensões fase-fase (v_{AB} e v_{BC}), e dois transdutores de corrente, medindo duas correntes de linha (i_A e i_B), e estes sinais são coletados através de um *hardware* de aquisição de dados de quatro canais. Assim sendo, a metodologia de componentes simétricas não é aplicável, uma vez que esta requer as medidas de três tensões fase-neutro e três correntes de linha.

5.3 Considerações Finais

Este capítulo abordou a ESA aplicada em GSs interligados no sistema de potência, sendo que foram apresentados casos reais de falhas em GSs em operação em usinas detectadas através de ESA. Tem-se, assim, mais uma contribuição deste trabalho, mostrando-se a

viabilidade da aplicação de ESA para a detecção de falhas em GSs em operação interligados no sistema.

Além disso, mostrou-se que, neste caso, a ênfase da ESA deve ser na análise da assinatura de corrente, correlacionando-se com a assinatura de tensão. Isso porque as falhas ficaram mais evidentes através da análise dos padrões nas assinaturas de corrente do que nas assinaturas de tensão.

Capítulo 6

Conclusões

Este trabalho apresentou contribuições na aplicação de ESA para a detecção de falhas incipientes em GSs. Primeiramente, foram apresentados padrões de falhas mais comuns em GSs e eles foram comprovados através de análise experimental realizada em laboratórios de modelo reduzido com GSs de rotor de polos salientes e rotor de polos lisos. Tem-se, assim, a primeira contribuição, comprovando-se a eficiência da ESA para a detecção de falhas em GSs. Além disso, as principais contribuições foram na separação de efeitos elétricos e mecânicos de falhas rotóricas detectadas através do padrão de frequência de rotação e na aplicação de ESA para a detecção de falhas do GS interligado no sistema de potência.

Demonstrou-se que a análise de componentes simétricas associada ao padrão de frequência de rotação permite distinguir a origem de uma falha (elétrica ou mecânica) se desenvolvendo no rotor do GS. Isso porque a falha de origem elétrica (curto-circuito entre espiras no enrolamento rotórico) provocou o aumento das amplitudes de sequências positiva, negativa e zero da primeira banda lateral da componente de frequência de rotação. Já a falha de origem mecânica (desbalanceamento mecânico) provocou o aumento de apenas a amplitude de sequência positiva da componente de frequência de rotação. A metodologia proposta foi demonstrada através de análise experimental e análise matemática.

Também se abordou a aplicação de ESA para a detecção de falhas em GSs em operação interligados no sistema elétrico de potência. Foram apresentados casos reais de falhas de curto-circuito entre espiras do enrolamento do estator e desalinhamento mecânico em GS da usina de Goiandira, em Goiás, que foram identificadas através da ESA. Os casos reais apresentados reforçam a viabilidade de aplicação de ESA para detecção de falhas em GSs interligados no sistema, e se destacam, uma vez que poucos artigos da área apresentam exemplos de detecção de falhas em GSs de usinas em operação. Além disso, através destes exemplos, notou-se que, para GSs interligados no sistema, a análise deve se focar nos sinais de corrente, correlacionando-se com os de tensão, diferentemente do caso de GSs isolados,

em que o foco da análise é na assinatura de tensão.

6.1 Recomendações

Através do trabalho apresentado, além da seleção dos padrões de falha apresentados, podem-se citar algumas recomendações gerais complementares na aplicação da análise da assinatura elétrica para a detecção de falhas em geradores síncronos.

Primeiramente, como é usual na análise da assinatura elétrica, deve-se buscar analisar aquisições de dados que estejam em uma mesma condição de operação, considerando-se principalmente os níveis de tensão e de carga, para que a curva de tendência da componente em análise possa levar ao diagnóstico da condição da máquina de maneira consistente.

Através dos resultados experimentais obtidos e da metodologia desenvolvida de separação de falhas de origem elétrica e mecânica nas componentes de frequência de rotação, destaca-se que é recomendável a medição de três sinais de tensão fase-neutro (se possível, dependendo do tipo de conexão do estator) e três correntes de linha para cada gerador sob monitoramento. Esta configuração de medição viabiliza a aplicação do método das componentes simétricas. Vale destacar que o uso de três transdutores de tensão e três de corrente e um *hardware* de aquisição de dados de, pelo menos, seis canais ao invés de configurações de medição com menos transdutores e menos canais representa um acréscimo de custo pequeno para um sistema de monitoramento perto do custo do ativo (gerador).

Finalmente, deve-se correlacionar as assinaturas de tensão e de corrente dos padrões de falha em análise em busca de um diagnóstico correto. Em caso de geradores interligados no sistema, a ênfase da análise pode ser na assinatura de corrente.

6.2 Proposição para Trabalhos Futuros

Para trabalhos futuros, têm-se as seguintes sugestões:

- O desenvolvimento de cartas de severidade para os padrões de falha de ESA para GSs, analogamente às disponíveis para motores de indução trifásico, o que deve ser feito ao longo do tempo e da experiência na detecção de falhas neste tipo de máquina;
- O estudo do efeito dos harmônicos da rede nos padrões de falha de ESA;
- A extensão da análise matemática do método das componentes simétricas aplicada a GSs com outros números de polos;

6.2. Proposição para Trabalhos Futuros

- O desenvolvimento de uma simulação computacional e/ou um modelo matemático para aprofundar o estudo da ESA aplicada GSS interligados ao sistema elétrico de potência.

Referências Bibliográficas

- [1] J. Penman and H. Jiang, “The detection of stator and rotor winding short circuits in synchronous generators by analysing excitation current harmonics,” in *International Conference on Opportunities and Advances in International Electric Power Generation (Conf. Publ. No. 419)*, Mar 1996, pp. 137–142.
- [2] E. Bonaldi, L. Oliveira, J. B. da Silva, G. Lambert-Torres, and L. B. da Silva, “Predictive maintenance by electrical signature analysis to induction motors,” in *Induction Motors - Modelling and Control*, R. Araujo, Ed. Croacia: InTech, 2012, pp. 487–520.
- [3] C. P. Salomon, W. C. Santana, G. Lambert-Torres, L. E. B. da Silva, E. L. Bonaldi, L. E. de Lacerda de Oliveira, J. G. B. da Silva, A. L. Pellicel, G. C. Figueiredo, and M. A. A. Lopes, “Discrimination of synchronous machines rotor faults in electrical signature analysis based on symmetrical components,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 53, no. 3, pp. 3146–3155, May 2017.
- [4] H. A. Toliyat and N. A. Al-Nuaim, “Simulation and detection of dynamic air-gap eccentricity in salient-pole synchronous machines,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 35, no. 1, pp. 86–93, Jan 1999.
- [5] C. Bruzzese, A. Rossi, E. Santini, V. Benucci, and A. Millerani, “Ship brushless-generator shaft misalignment simulation by using a complete mesh-model for machine voltage signature analysis (mvsa),” in *2009 IEEE Electric Ship Technologies Symposium*, April 2009, pp. 113–118.
- [6] G. Joksimovic, C. Bruzzese, and E. Santini, “Static eccentricity detection in synchronous generators by field current and stator voltage signature analysis - part i: Theory,” in *The XIX International Conference on Electrical Machines - ICEM 2010*, Sept 2010, pp. 1–6.
- [7] C. Bruzzese, G. Joksimovic, and E. Santini, “Static eccentricity detection in synchronous generators by field current and stator Voltage Signature Analysis - Part II: Measurements,” in *The XIX International Conference on Electrical Machines - ICEM 2010*, Sept 2010, pp. 1–5.

- [8] C. Bruzzese, “Diagnosis of Eccentric Rotor in Synchronous Machines by Analysis of Split-Phase Currents - Part II: Experimental Analysis,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 61, no. 8, pp. 4206–4216, Aug 2014.
- [9] T. Ilamparithi, S. Nandi, and J. Subramanian, “A disassembly-free offline detection and condition monitoring technique for eccentricity faults in salient-pole synchronous machines,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 51, no. 2, pp. 1505–1515, March 2015.
- [10] M. F. S. V. D’Angelo and P. P. Costa, “Detection of shorted turns in the field winding of turbogenerators using the neural network MLP,” in *2001 IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics. e-Systems and e-Man for Cybernetics in Cyberspace (Cat.No.01CH37236)*, vol. 3, 2001, pp. 1930–1935.
- [11] T. D. Batzel, D. C. Swanson, and J. F. Defenbaugh, “Predictive diagnostics for the main field winding and rotating rectifier assembly in the brushless synchronous generator,” in *4th IEEE International Symposium on Diagnostics for Electric Machines, Power Electronics and Drives, 2003. SDEMPED 2003.*, Aug 2003, pp. 349–354.
- [12] W. Shuting, L. Heming, L. Yonggang, and M. Fanchao, “Analysis of stator winding parallel-connected branches circulating current and its application in generator fault diagnosis,” in *Fourtieth IAS Annual Meeting. Conference Record of the 2005 Industry Applications Conference, 2005.*, vol. 1, Oct 2005, pp. 42–45.
- [13] Y. Na, L. Yonggang, F. Tianming, and Y. Zhiqian, “A study of inter turn short circuit fault in turbogenerator rotor winding based on single-end fault information and wavelet analysis method,” in *2005 International Conference on Electrical Machines and Systems*, vol. 3, Sept 2005, pp. 2211–2215.
- [14] J. Sottile, F. C. Trutt, and A. W. Leedy, “Condition monitoring of brushless three-phase synchronous generators with stator winding or rotor circuit deterioration,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 42, no. 5, pp. 1209–1215, Sept 2006.
- [15] Y.-J. Kim, J.-M. Kim, B.-Y. Yoon, S.-H. Lee, and T.-U. Jung, “Detection of shorted-turns in the rotor winding of cylindrical synchronous generators using discrete wavelet transform,” in *Twenty-First Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2006. APEC '06.*, March 2006, pp. 1582–1586.
- [16] W. Yucai, L. Yonggang, and L. Heming, “Diagnosis of turbine generator typical faults by shaft voltage,” in *2012 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, Oct 2012, pp. 1–6.
- [17] W. Yucai and L. Yonggang, “Diagnosis of short circuit faults within turbogenerator excitation winding based on the expected electromotive force method,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 31, no. 2, pp. 706–713, June 2016.

Referências Bibliográficas

- [18] S. M. A. Cruz and A. J. M. Cardoso, “Stator winding fault diagnosis in three-phase synchronous and asynchronous motors, by the extended park’s vector approach,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 37, no. 5, pp. 1227–1233, Sep 2001.
- [19] P. Neti and S. Nandi, “Stator interturn fault detection of synchronous machines using field current and rotor search-coil voltage signature analysis,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 45, no. 3, pp. 911–920, May 2009.
- [20] A. Gandhi, T. Corrigan, and L. Parsa, “Recent advances in modeling and online detection of stator interturn faults in electrical motors,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 5, pp. 1564–1575, May 2011.
- [21] L. Mingji, S. Meihong, D. Samba, W. Hongyu, and L. Yang, “Analysis and detection of turbo-generator stator turn-to-turn fault with multi-loop method,” in *2011 International Conference on Electrical Machines and Systems*, Aug 2011, pp. 1–5.
- [22] M. Fayazi and F. Haghjoo, “Turn to turn fault detection and classification in stator winding of synchronous generators based on terminal voltage waveform components,” in *The 9th Power Systems Protection and Control Conference (PSPC2015)*, Jan 2015, pp. 36–41.
- [23] M. Salah, K. Bacha, and A. Chaari, “Detection of brushless exciter rotating diodes failures by spectral analysis of main output voltage,” in *2013 International Conference on Electrical Engineering and Software Applications*, March 2013, pp. 1–6.
- [24] M. Salah, K. Bacha, A. Chaari, and M. E. H. Benbouzid, “Brushless three-phase synchronous generator under rotating diode failure conditions,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 29, no. 3, pp. 594–601, Sept 2014.
- [25] H. Penrose, “Electrical motor diagnostics for generators part 3: Analysis,” ALL-TEST Pro, Tech. Rep., 2005.
- [26] M. Sahraoui, A. Ghoggal, S. Zouzou, and M. Benbouzid, “Dynamic eccentricity in squirrel cage induction motors – simulation and analytical study of its spectral signatures on stator currents,” *Simulation Modelling Practice and Theory*, vol. 16, no. 9, pp. 1503–1513, 2008. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1569190X08001597>
- [27] E. L. Bonaldi, “Diagnóstico Preditivo de Avarias em Motores de Indução Trifásicos com MCSA e Teoria de Conjuntos Aproximados,” Tese de Doutorado, Universidade Federal de Itajubá, 2005.
- [28] A. T. L. de Almeida and M. E. C. Paulino, “Manutenção e Operação de Motores de Indução Trifásicos,” Itajubá, FUPAI, 2001.
- [29] J. D. Moraes, “Manutenção Industrial - Entendendo sua Função e Organização,” May 2014.

- [30] J. L. B. Duarte, “Utilização de Técnicas Inteligentes nas Metodologias de Manutenção de Geradores Síncronos,” Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2007.
- [31] J. B. Rosolem, C. Floridia, and J. Sanz, “Optical system for hydrogenerator monitoring,” *EletroEvolução*, pp. 9–14, 2010.
- [32] C. Sumereeder, “Statistical lifetime of hydro generators and failure analysis,” *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 15, no. 3, pp. 678–685, June 2008.
- [33] C. S. C. SC11, “Hydrogenerator failures - results of the survey,” CIGRE, EG11.02, 2002.
- [34] A. P. Araújo, “Estudo de Técnicas de Detecção e Diagnóstico de Falhas em Geradores Síncronos,” Projeto de Diplomação, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2011.
- [35] B. Lloyd, “Condition monitoring for hydro generators,” in *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, 1999, pp. 996–999.
- [36] F. L. Freitas, W. T. Jr., T. C. Busatta, M. P. Ferreira, E. B. G. Neves, T. K. Matsuo, and I. M. Ribeiro, “Monitoração permanente de hidrogeradores: Abordagem para o diagnóstico preditivo,” in *Seminário do Estado da Arte em Sistemas de Monitoramento Aplicados a Máquinas Rotativas*, 2008.
- [37] L. Yonggang, Z. Guowei, W. Shuting, and L. Heming, “Analysis of unbalanced magnetic pull on turbo-generator rotor under air-gap eccentric fault and rotor short circuit fault,” *International Journal of Advancements in Computing Technology (IJACT)*, vol. 5, no. 4, pp. 523–530, Feb 2013.
- [38] J. G. B. da Silva, “Modelagem e Tratamento dos Sinais da Assinatura Elétrica de Máquinas para Melhoria do Diagnóstico de Falhas,” Tese de Doutorado, Universidade Federal de Itajubá, 2015.
- [39] A. J. M. Cardoso, *Diagnostics of Three Phase Induction Motor Faults*. Coimbra, Portugal: Coimbra Editora, 1991.
- [40] E. L. Bonaldi and C. E. S. Begosso, “Lote Pioneiro do Sistema para Manutenção Preditiva de Hidrogeradores,” Instituto Gnarus, Relatório Final de Projeto de P&D, 2015.
- [41] C. P. Salomon, W. C. Santana, E. L. Bonaldi, L. E. L. de Oliveira, L. E. B. da Silva, J. G. B. da Silva, G. Lambert-Torres, A. Pellicel, M. A. A. Lopes, and G. C. Figueiredo, “A study of electrical signature analysis for two-pole synchronous generators,” in *2017 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC)*, May 2017, pp. 1–6.

Referências Bibliográficas

- [42] J. R. Cameron, W. T. Thomson, and A. B. Dow, “Vibration and current monitoring for detecting airgap eccentricity in large induction motors,” *IEE Proceedings B - Electric Power Applications*, vol. 133, no. 3, pp. 155–163, May 1986.
- [43] M. Drif and A. J. M. Cardoso, “Discriminating the simultaneous occurrence of three-phase induction motor rotor faults and mechanical load oscillations by the instantaneous active and reactive power media signature analyses,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 59, no. 3, pp. 1630–1639, March 2012.
- [44] C. L. Fortescue, “Method of symmetrical co-ordinates applied to the solution of polyphase networks,” *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. XXXVII, no. 2, pp. 1027–1140, July 1918.
- [45] Y.-L. He, M.-Q. Ke, F.-L. Wang, G.-J. Tang, and S.-T. Wan, “Effect of static eccentricity and stator inter-turn short circuit composite fault on rotor vibration characteristics of generator,” *Transactions of the Canadian Society for Mechanical Engineering*, vol. 39, no. 4, pp. 767–781, 2015.
- [46] W. Yang, P. J. Tavner, and M. Wilkinson, “Wind turbine condition monitoring and fault diagnosis using both mechanical and electrical signatures,” in *2008 IEEE/ASME International Conference on Advanced Intelligent Mechatronics*, July 2008, pp. 1296–1301.

Apêndice A

Publicações da autora no período de
Março de 2014 a Setembro de 2017

A.1 Artigos completos publicados em periódicos

SALOMON, Camila Paes; SANTANA, Wilson Cesar; LAMBERT-TORRES, Germano; BORGES DA SILVA, Luiz Eduardo; BONALDI, Erik Leandro; DE LACERDA DE OLIVEIRA, Levy Ely; BORGES DA SILVA, Jonas Guedes; PELLICEL, Alexandre Luiz; FIGUEIREDO, Gonçalo Cássio; LOPES, Marco Aurélio Araújo. Discrimination of Synchronous Machines Rotor Faults in Electrical Signature Analysis Based on Symmetrical Components. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 53, p. 3146-3155, 2017.

MENDONÇA, Phillip Luiz; BONALDI, Erik Leandro; DE LACERDA DE OLIVEIRA, Levy Ely; LAMBERT-TORRES, Germano; BORGES DA SILVA, Jonas Guedes; BORGES DA SILVA, Luiz Eduardo; **SALOMON, Camila Paes**; SANTANA, Wilson Cesar; SHINOHARA, Armando Hideki. Detection and Modelling of Incipient Failures in Internal Combustion Engine Driven Generators using Electrical Signature Analysis. *Electric Power Systems Research (Print)*, v. 149, p. 30-45, 2017.

SANTANA, Wilson Cesar; **SALOMON, Camila Paes**; LAMBERT-TORRES, Germano; BORGES DA SILVA, Luiz Eduardo; BONALDI, Erik Leandro; DE LACERDA DE OLIVEIRA, Levy Ely; BORGES DA SILVA, Jonas Guedes. On the use of hypothesis tests as statistical indexes for frequency response analysis of electric machinery. *Electric Power Systems Research (Print)*, v. 147, p. 245-253, 2017.

SANTANA, Wilson Cesar; **SALOMON, Camila Paes**; LAMBERT-TORRES, Germano; BORGES DA SILVA, Luiz Eduardo; BONALDI, Erik Leandro; DE LACERDA DE OLIVEIRA, Levy Ely; BORGES DA SILVA, Jonas Guedes. A survey on statistical indexes applied on frequency response analysis of electric machinery and a trend based approach for more reliable results. *Electric Power Systems Research (Print)*, v. 137, p. 26-33, 2016.

SANTANA, Wilson Cesar; LAMBERT-TORRES, Germano; BORGES DA SILVA, Luiz Eduardo; BONALDI, Erik Leandro; DE LACERDA DE OLIVEIRA, Levy Ely; **SALOMON, Camila Paes**; BORGES DA SILVA, Jonas Guedes. Influence of rotor position on the repeatability of frequency response analysis measurements on rotating machines and a statistical approach for more meaningful diagnostics. *Electric Power Systems Research (Print)*, v. 133, p. 71-78, 2016.

SANTANA, Wilson Cesar; **SALOMON, Camila Paes**; LAMBERT-TORRES, Germano; BORGES DA SILVA, Luiz Eduardo; BONALDI, Erik Leandro; DE LACERDA DE OLIVEIRA, Levy Ely; BORGES DA SILVA, Jonas Guedes. Influence of rotor position on the repeatability of frequency response analysis measurements on rotating machines and a statistical approach for more meaningful diagnostics. *Electric Power Systems Research (Print)*, v. 133, p. 71-78, 2016.

A.2. Trabalhos completos publicados em anais de congressos

VEIRA, Levy Ely; BORGES DA SILVA, Jonas Guedes. Early detection of insulation failures on electric generators through online Frequency Response Analysis. *Electric Power Systems Research (Print)*, v. 140, p. 337-343, 2016.

SALOMON, Camila Paes; SANTANA, Wilson Cesar; BORGES DA SILVA, Luiz Eduardo; LAMBERT-TORRES, Germano; BONALDI, Erik Leandro; DE LACERDA DE OLIVEIRA, Levy Ely; BORGES DA SILVA, Jonas Guedes. Induction Motor Efficiency Evaluation Using a New Concept of Stator Resistance. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, v. 64, p. 2908-2917, 2015.

RIBEIRO, Luis Carlos; DE LACERDA DE OLIVEIRA, Levy Ely; BONALDI, Erik Leandro; BORGES DA SILVA, Luiz Eduardo; **SALOMON, Camila Paes**; BORGES DA SILVA, Jonas Guedes; LAMBERT-TORRES, Germano. Automatic System for Failure Detection in Hydro-Power Generators. *Journal of Power and Energy Engineering*, v. 02, p. 36-46, 2014.

A.2 Trabalhos completos publicados em anais de congressos

SALOMON, Camila Paes; BONALDI, Erik Leandro; DE LACERDA DE OLIVEIRA, Levy Ely; BORGES DA SILVA, Luiz Eduardo; BORGES DA SILVA, Jonas Guedes; LAMBERT-TORRES, Germano; PELLICEL, Alexandre; LOPES, Marco Aurélio Araújo; FIGUEIREDO, Gonçalo Cássio; SANTANA, Wilson Cesar. Lote Pioneiro de um Sistema de Monitoramento Inteligente para Manutenção Preditiva de Turbogeneradores. In: IX Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, IX CITENEL, 2017, João Pessoa. Anais do IX Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica. Brasília: Editora da ANEEL, 2017.

SALOMON, Camila Paes; SANTANA, Wilson Cesar; BONALDI, Erik Leandro; DE LACERDA DE OLIVEIRA, Levy Ely; BORGES DA SILVA, Luiz Eduardo; BORGES DA SILVA, Jonas Guedes; LAMBERT-TORRES, Germano; PELLICEL, Alexandre; LOPES, Marco Aurélio Araújo; FIGUEIREDO, Gonçalo Cássio. A Study of Electrical Signature Analysis for Two Pole Synchronous Generators. In: 2017 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC), 2017, Torino. 2017 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC) Proceedings, 2017. p. 818-823.

SALOMON, Camila Paes; BONALDI, Erik Leandro; DE LACERDA DE OLIVEIRA,

Levy Ely; LAMBERT-TORRES, Germano; BORGES DA SILVA, Luiz Eduardo; PELLICEL, Alexandre; FIGUEIREDO, Gonçalo Cássio; LOPES, Marco Aurélio Araújo. Monitoramento Inteligente para Manutenção Preditiva de Turbogeneradores. In: X Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, X CBPE, 2016, Gramado. Anais do X Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Itajuba, Brasil: Editora da SBPE, 2016. p. 1-10.

BORGES DA SILVA, Luiz Eduardo; CORTEZ, Amanda Dias; **SALOMON, Camila Paes**; SANTANA, Wilson Cesar; LAMBERT-TORRES, Germano; BONALDI, Erik Leandro; DE LACERDA DE OLIVEIRA, Levy Ely; BORGES DA SILVA, Jonas Guedes. Differential Evolution based Air-Gap Torque method approach for induction motor efficiency estimation. In: 2015 18th International Conference on Intelligent System Application to Power Systems (ISAP), 2015, Porto. 2015 18th International Conference on Intelligent System Application to Power Systems (ISAP). p. 1-6.

MENDONÇA, Phillip Luiz de; BONALDI, Erik Leandro; DE LACERDA DE OLIVEIRA, Levy Ely; LAMBERT-TORRES, Germano; BORGES DA SILVA, Jonas Guedes; BORGES DA SILVA, Luiz Eduardo; **SALOMON, Camila Paes**; SANTANA, Wilson Cesar. Development of a reduced-model laboratory for testing predictive fault system in internal combustion engines. In: 2015 IEEE 10th International Symposium on Diagnostics for Electrical Machines, Power Electronics and Drives (SDEMPED), 2015, Guarda. 2015 IEEE 10th International Symposium on Diagnostics for Electrical Machines, Power Electronics and Drives (SDEMPED). p. 428-434.

MENDONÇA, Phillip Luiz de; VENCESLAU, Alexandre; BONALDI, Erik Leandro; DE LACERDA DE OLIVEIRA, Levy Ely; LAMBERT-TORRES, Germano; BORGES DA SILVA, Jonas Guedes; **SALOMON, Camila Paes**; SANTANA, Wilson Cesar; BORGES DA SILVA, Luiz Eduardo; BRITO, Cristiano Nascimento de. Diagnóstico de Falhas em Grupos Motor-Gerador de Combustão Interna a partir de Assinatura Elétrica e Processamento de Sinais. In: XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, XXIII SNPTEE, 2015, Foz do Iguaçu. Anais do XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Foz do Iguaçu: CIGRE Press, 2015.

MENDONÇA, Phillip Luiz de; BONALDI, Erik Leandro; DE LACERDA DE OLIVEIRA, Levy Ely; LAMBERT-TORRES, Germano; BORGES DA SILVA, Jonas Guedes; BORGES DA SILVA, Luiz Eduardo; **SALOMON, Camila Paes**; SANTANA, Wilson Cesar. Desenvolvimento de Sistema Preditivo para Diagnóstico Termomecânico de Falhas em Motores de Combustão Interna. In: VIII Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, VIII CITENEL, 2015, Costa do Sauípe. Anais do VIII Congresso de Inovação

A.2. Trabalhos completos publicados em anais de congressos

Tecnológica em Energia Elétrica. Brasília: Editora da ANEEL, 2015.

RIBEIRO, Luis Carlos; SANTOS, Cláudio Oliveira; BONALDI, Erik Leandro; **SALOMON, Camila Paes**; DE LACERDA DE OLIVEIRA, Levy Ely; BORGES DA SILVA, Jonas Guedes; SANTANA, Wilson Cesar; LAMBERT-TORRES, Germano; BORGES DA SILVA, Luiz Eduardo. Cabeça-de-Série do Sistema para Manutenção Preditiva de Hidrogeradores. In: VIII Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, VIII CITENEL, 2015, Costa do Sauípe. Anais do VIII Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica. Brasília: Editora da ANEEL, 2015.

MENDONÇA, Phillip Luiz de; BONALDI, Erik Leandro; DE LACERDA DE OLIVEIRA, Levy Ely; LAMBERT-TORRES, Germano; BORGES DA SILVA, Luiz Eduardo; **SALOMON, Camila Paes**; SANTANA, Wilson Cesar. Predictive Fault System in Internal Combustion Engines. In: 28th International Congress of Condition Monitoring and Diagnostic Engineering, COMADEM 2015, 2015, Buenos Aires. Proc. of the 28th International Congress of Condition Monitoring and Diagnostic Engineering. Buenos Aires, Argentina: Comadem Press, 2015. p. 1-7.

MENDONÇA, Phillip Luiz de; BONALDI, Erik Leandro; DE LACERDA DE OLIVEIRA, Levy Ely; LAMBERT-TORRES, Germano; BORGES DA SILVA, Luiz Eduardo; BORGES DA SILVA, Jonas Guedes; **SALOMON, Camila Paes**; SANTANA, Wilson Cesar. Sistema de Manutenção Preditiva para Sistemas de Geração Elétrica baseada em Motores de Combustão Interna. In: 11th Latin-American Congress on Electricity, Generation, and Transmission, XI CLAGTEE, 2015, São José dos Campos. Anais do 11th Latin-American Congress on Electricity, Generation, and Transmission. Guaratinguetá: Editora da UNESP, 2015. p. 1-10.

PELLICEL, Alexandre Luiz; FIGUEIREDO, Gonçalo Cássio; LOPES, Marco Aurélio Araújo; BONALDI, Erik Leandro; DE LACERDA DE OLIVEIRA, Levy Ely; LAMBERT-TORRES, Germano; BORGES DA SILVA, Jonas Guedes; BORGES DA SILVA, Luiz Eduardo; **SALOMON, Camila Paes**; SANTANA, Wilson Cesar. Sistema de Monitoramento para Manutenção Preditiva de Grandes Usinas Termelétricas. In: 11th Latin-American Congress on Electricity, Generation, and Transmission, XI CLAGTEE, 2015, São José dos Campos. Anais do 11th Latin-American Congress on Electricity, Generation, and Transmission. Guaratinguetá: Editora da UNESP, 2015. p. 1-10.

SALOMON, Camila Paes; SANTANA, Wilson Cesar; BONALDI, Erik Leandro; DE LACERDA DE OLIVEIRA, Levy Ely; BORGES DA SILVA, Jonas Guedes; LAMBERT-

Apêndice A. Publicações da autora no período de Março de 2014 a Setembro de 2017

TORRES, Germano; BORGES DA SILVA, Luiz Eduardo; PELLICEL, Alexandre Luiz; LOPES, Marco Aurélio Araújo; FIGUEIREDO, Gonçalo Cássio. A system for turbogenerator predictive maintenance based on Electrical Signature Analysis. In: 2015 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC), 2015, Pisa. 2015 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC) Proceedings, 2015. p. 79-84.

Apêndice B

Pedidos de patente no período de Março de 2014 a Setembro de 2017

B.1 Pedidos de patente

BONALDI, Erik Leandro; DE LACERDA DE OLIVEIRA, Levy Ely; **SALOMON, Camila Paes**; BORGES DA SILVA, Luiz Eduardo; LAMBERT-TORRES, Luiz Eduardo. Sistema Preditivo para Diagnóstico de Falhas em Motores de Combustão Interna por Meio da Análise da Assinatura Elétrica dos Sinais de Saída do Gerador. 2016, Brasil.

Patente: Patente de Invenção. Número do registro: BR 10 2016 008791 0, título: "Sistema Preditivo para Diagnóstico de Falhas em Motores de Combustão Interna por Meio da Análise da Assinatura Elétrica dos Sinais de Saída do Gerador", Instituição de registro: INPI - Instituto Nacional da Propriedade Industrial. Depósito: 19/04/2016. Instituição(ões) financiadora(s): Energética Suape II S.A.; Instituto Gnarus.

BONALDI, Erik Leandro; DE LACERDA DE OLIVEIRA, Levy Ely; **SALOMON, Camila Paes**. Sistema de Detecção Precoce de Deteriorações Elétricas e Mecânicas em Turbogeneradores por Assinatura Elétrica. 2015, Brasil.

Patente: Patente de Invenção. Número do registro: BR 10 2015 026144 6, título: "Sistema de Detecção Precoce de Deteriorações Elétricas e Mecânicas em Turbogeneradores por Assinatura Elétrica", Instituição de registro: INPI - Instituto Nacional da Propriedade Industrial. Depósito: 15/10/2015. Instituição(ões) financiadora(s): Instituto Gnarus; Termo Norte Energia S.A..

Apêndice C

Artigo publicado na revista *IEEE Transactions on Industry Applications*, Volume 53, Issue 3, pp. 3146-3155, 2017

Discrimination of Synchronous Machines Rotor Faults in Electrical Signature Analysis Based on Symmetrical Components

Camila Paes Salomon, Wilson Cesar Santana, *Student Member, IEEE*, Germano Lambert-Torres, *Fellow, IEEE*, Luiz Eduardo Borges da Silva, *Senior Member, IEEE*, Erik Leandro Bonaldi, Levy Ely de Lacerda de Oliveira, Jonas Guedes Borges da Silva, Alexandre Luiz Pellicel, Gonçalo Cassio Figueiredo, and Marco Aurelio Araujo Lopes

Abstract—Electrical signature analysis (ESA) has been successfully applied to predictive maintenance of synchronous machines. The fault diagnosis is performed by analyzing failure patterns in the current or voltage spectra, which allow the discrimination in a healthy and a faulty condition on the monitored machine. Generally, the failure patterns are a function of the line frequency, rotor rotation frequency, and some structure features of the machine. The rotor rotation frequency pattern, for instance, is indicative of rotor mechanical problems and rotor winding interturn short-circuit. An increase of this frequency component magnitude may indicate the incipience of a rotor fault but may not discriminate the nature of the fault (electrical or mechanical). Thus, it is necessary to distinguish the effects of electrical and mechanical faults in these components in order to get a reliable diagnosis of the machine. No works have been found in the literature approaching this specific issue. This paper proposes a simple and innovative methodology to distinguish the effect of electrical and mechanical faults in the mentioned ESA failure patterns based on the method of symmetrical components. Its effectiveness is validated by experiments performed on a synchronous generator test rig. The proposed condition monitoring system is simple, low cost, and low intrusive, as it only relies on stator electrical quantities. Moreover, it is in operation in a Brazilian 404-MW thermal power station.

Index Terms—Condition monitoring, electrical signature analysis (ESA), fault detection, symmetrical components, synchronous generator (SG), test rig.

Manuscript received June 29, 2016; revised September 10, 2016; accepted September 11, 2016. Date of publication September 26, 2016; date of current version May 18, 2017. Paper 2016-EMC-0466.R1, approved for publication in the IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS by the Electric Machines Committee of the IEEE Industry Applications Society. This work was supported in part by the National Council for Scientific and Technological Development, in part by the Coordination for the Improvement of Higher Education Personnel, and in part by the Brazilian Electricity Regulatory Agency.

C. P. Salomon is with Itajuba Federal University, Itajuba, MG 37500-903, Brazil, and also with Gnarus Institute, Itajuba, MG 37500-052, Brazil (e-mail: camila.gnarus@gmail.com).

W. C. Santana is with Gnarus Institute, Itajuba, MG 37500-052, Brazil (e-mail: wilson.cesar.santana@gmail.com).

G. Lambert-Torres, E. L. Bonaldi, L. E. L. de Oliveira, and J. G. Borges da Silva are with PS Solutions, Itajuba, MG 37502-485, Brazil (e-mail: germanolortres@gmail.com; erik@pssolucoes.com.br; levy@pssolucoes.com.br; jonas@pssolucoes.com.br).

L. E. Borges da Silva is with Itajuba Federal University, Itajuba, MG 37500-903, Brazil (e-mail: leborgess@gmail.com).

A. L. Pellicel, G. C. Figueiredo, and M. A. A. Lopes are with TermoNorte Energy, Porto Velho, RO 76806-679, Brazil (e-mail: alexander.pellicel@termonorte.com.br; cassio.figueiredo@termonorte.com.br; marco.lopes@termonorte.com.br).

Digital Object Identifier 10.1109/TIA.2016.2613501

I. INTRODUCTION

SYNCHRONOUS generators (SGs) are important elements of the electrical power systems. However, these machines are subject to different kinds of electrical and mechanical faults in their parts. For instance, short circuits within the excitation winding are common faults experienced by these machines [1]. If this fault is not mitigated, it can lead to high temperatures and excessive vibration of the rotor, resulting in serious damage to the generator [2]. Another common fault is air-gap eccentricity, which occurs when the axis of the stator and the rotor do not coincide, resulting in asymmetrical distribution of air-gap. Some effects of these faults are increased vibration, higher electromagnetic stress, increased unbalanced magnetic pull, increased bearing wear, and stator rotor rub [3]. Therefore, the continuous monitoring of SGs is crucial, in order to detect faults in early stages and avoid severe consequences to the machine. Several maintenance techniques have been applied to this equipment in power plants, in order to guarantee the proper functioning of SGs, the electricity supply reliability, and the system stability [2], [4].

With respect to condition monitoring, predictive maintenance methods are able to provide a diagnostic capability for incipient failure detection [5]. Among the techniques of predictive maintenance, electrical signature analysis (ESA) has been increasingly employed for SGs. ESA basically consists of analyzing the electrical signals (stator currents and voltages, principally) in the frequency domain. This technique only relies on the machine electrical quantities, being low intrusive and technically and economically feasible. By using ESA-based methodologies, the fault diagnosis is usually performed by analyzing some failure patterns. They allow us to differentiate a healthy and a faulty condition of the machine and to indicate the part of the machine where the failure is located. The failure patterns are particular frequency components that emerge or increase depending on the fault being analyzed, and generally they are a function of the line frequency, rotor rotation frequency, and structure features of the machine.

Several works have been published applying ESA-based methodologies to detect faults in synchronous machines. Some applications of ESA were the detection of stator winding interturn short circuit [2],[6]–[10]; rotor winding interturn short circuit [1], [7], [11]–[15]; and air-gap eccentricity [3], [16]–[19].

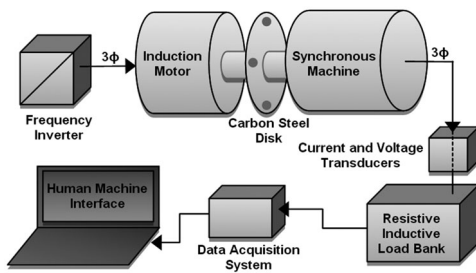


Fig. 1. Test rig for SG ESA.

There are works in the scope of wind turbines [20], [21]. There are also comprehensive systems, able to detect SGs electrical and mechanical faults [22].

In the case of synchronous machines, the rotor rotation frequency pattern, which is defined as the fundamental frequency with sidebands in the rotor rotation frequency multiples, is indicative of rotor mechanical problems and rotor winding interturn short-circuit [2], [7], [14], [23]–[25]. There are other failure patterns for these faults in the high-frequency region; however, the rotation frequency pattern has the advantages of being in the low-frequency region and only depending on the line frequency and the number of poles of the machines [26]. Thus, by analyzing only the rotation frequency components, it is possible to detect rotor problems, but not to distinguish if it is an electrical or a mechanical problem. In order to improve the ESA application to fault diagnosis of SGs, it is necessary to separate the effects of electrical and mechanical faults in the rotation frequency components. No works have been found in the literature approaching this specific issue of ESA in SGs.

This paper presents experimental and theoretical analysis used to determine features that can be utilized to distinguish the effect of electrical and mechanical faults in the rotation frequency failure pattern. The proposed methodology is simple and innovative and based on the method of symmetrical components associated to ESA. First, an SG test rig was developed in order to perform the experimental tests, including fault simulation. The methodology consists of acquiring the current and voltage signals of the SG, applying the fast Fourier transform, obtaining the frequency components, and then applying the method of symmetrical components in the rotor rotation frequency pattern. By analyzing the symmetrical components of this failure pattern, it is possible to distinguish the origin of the increase of the rotation frequency component magnitude. The empirical finding was investigated in a mathematical analysis, which was consistent with the experimental results, validating the proposed methodology. Moreover, this study proposes a system for fault diagnosis of SGs, capable of detecting faults in rotor and stator. The proposed system is low cost, simple, and low intrusive, once it only relies on stator electrical quantities. Finally, it is installed in the 404-MW TermoNorte Thermal Power-Plant (in the north of Brazil), performing the predictive maintenance of their turbogenerators.

II. TEST RIG FOR SG ESA

A test rig, as shown in Fig. 1, was built in order to develop the condition monitoring system and investigate ESA failure

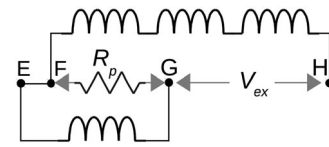


Fig. 2. SG rotor winding with taps for short-circuit simulation.

patterns. The test rig is provided with a small SG able to work in different load and fault conditions.

The test rig comprises a three-phase four-pole 1 CV (735.5 W) salient pole SG, which is mechanically driven by a three-phase induction motor fed by a frequency inverter. The SG stator output is connected to a resistive-inductive load bank. Voltage and current transducers are connected to the SG stator output and the electrical signals are collected by a data acquisition system, which communicates with a human-machine interface (HMI).

A panel for feed, control, and fault simulation is used as interface to drive the machines, control the rotation speed by setting the frequency inverter, control the SG voltage magnitude, and assist the electrical faults simulation.

Different kinds of faults can be simulated in the SG test rig. The stator and rotor winding are provided with taps for short-circuit simulation. In the SG stator, it is possible to simulate winding interturn short circuit, by using passive elements (resistors, capacitors, or inductors) inserted between the selected taps. In the SG rotor, it is possible to simulate winding interturn short circuit, also by using passive elements inserted between the selected taps. Fig. 2 presents the SG rotor winding with taps for short-circuiting simulation. The fault is inserted between the taps F and G, which represents 50% of the entire winding, and the excitation voltage is applied between the taps G and H. Also, the test rig is provided with a carbon steel disk between the induction motor and the SG coupling, as presented in Fig. 1. There are symmetric holes in the disk, in which one or more bolts can be inserted to simulate rotor imbalance.

III. EMPIRICAL METHODOLOGY TO DISTINGUISH ELECTRICAL AND MECHANICAL FAULTS EFFECTS IN THE FAULT COMPONENTS

In order to investigate and develop a method to distinguish rotor electrical and mechanical faults effects in the rotation frequency components, some experimental tests were performed on the test rig developed for SG ESA.

The tests were conducted for a 50-Hz fundamental frequency at the SG stator voltage. The resistive-inductive load was $180/j115.7 \Omega$, corresponding to 165.7 VA. The SG stator was wye connected with accessible neutral, and the collected signals were the three phase-to-neutral voltages and the three line currents. A sample frequency of 8 192 Hz was considered for the signal acquisition.

An observation is that the test rig SG stator is provided with two series connected paths for each phase. An in-depth analysis of multiple paths in the stator is out of the scope of this paper. Some analysis related to fault detection in synchronous machines with multiple paths can be found in [7], [11], and [19]. The authors in [11], for instance, present an analysis of the

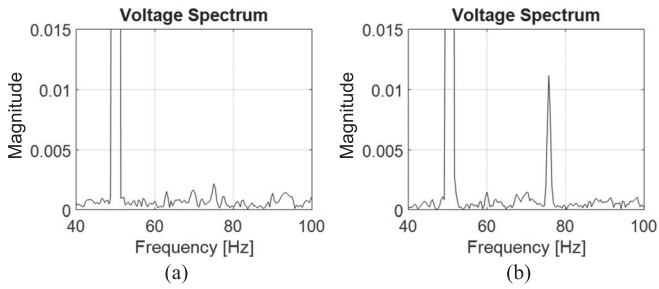


Fig. 3. Voltage spectrum, zoomed around the rotation frequency first right sideband, for (a) baseline and (b) rotor winding interturn short circuit.

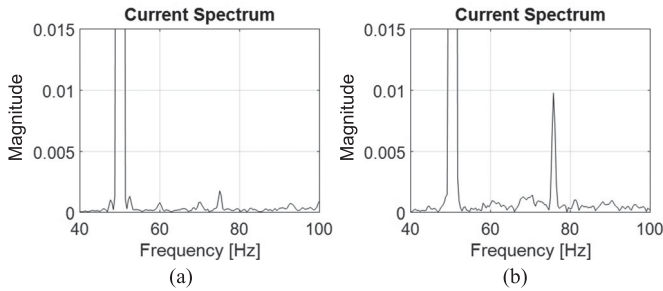


Fig. 4. Current spectrum, zoomed around the rotation frequency first right sideband, for (a) baseline and (b) rotor winding interturn short circuit.

circulating current characteristics for different kinds of faults in SGs with stator winding parallel-connected branches.

Tests of rotor interturn short circuit and rotor mechanical imbalance were conducted as described in Section II. In both cases, the rotation frequency pattern was analyzed, which is indicative for both kinds of faults. The rotation frequency pattern is given by

$$f_{rp} = f_1 \pm m \cdot f_r \quad (1)$$

where f_{rp} are the frequency components analyzed for generator rotor mechanical and electrical problems; f_1 is the fundamental stator frequency; m is a positive integer value; and f_r is the rotor rotation frequency, given by the line frequency divided by the machine pole-pairs.

For the considered four-pole SG, the first right sideband is about 75 Hz, and this will be the analyzed frequency.

A. Rotor Winding Interturn Short Circuit Test

The rotor winding faults were inserted between the taps F and G of the rotor winding, as shown in Fig. 2. The resistive element insertion between these winding taps resulted in the effect of 34% of the winding shorted.

The experimental results for this test are presented in Figs. 3 and 4. The results are presented as the electrical signatures zoomed around the rotation frequency first right sideband, which is around 75 Hz. The frequency components magnitudes are normalized with relation to the fundamental frequency. The results are presented only for phase *a*. However, the behavior of the three phases was similar. Figs. 3(a) and 4(a) present the voltage and current spectrum, respectively, for the baseline condition,

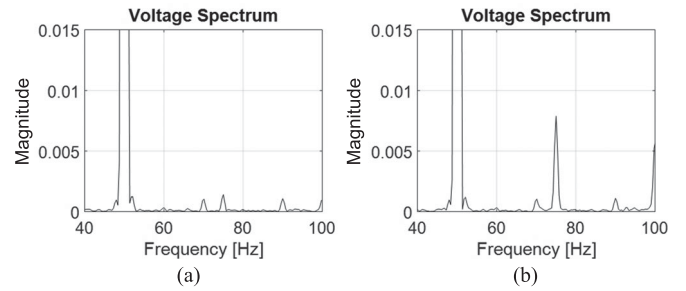


Fig. 5. Voltage spectrum, zoomed around the rotation frequency first right sideband, for (a) baseline and (b) rotor mechanical imbalance.

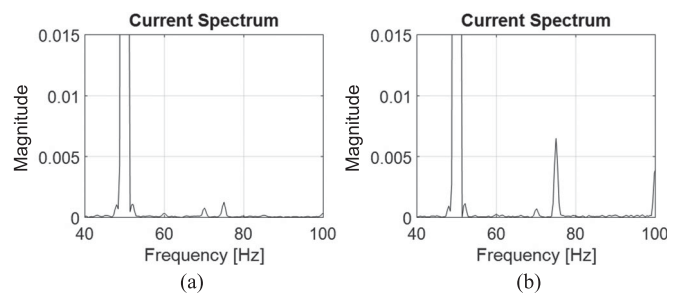


Fig. 6. Current spectrum, zoomed around the rotation frequency first right sideband, for (a) baseline and (b) rotor mechanical imbalance.

i.e., without fault insertion. The rotation frequency components magnitudes are small and close to the noise level. Figs. 3(b) and 4(b) present the voltage and current spectrum, respectively, for the rotor winding interturn short-circuit condition. The significant increase of the rotation frequency magnitude from baseline to fault condition can be noticed, for both voltage and current signals, as expected.

B. Rotor Mechanical Imbalance Test

The experimental results for this test are presented in Figs. 5 and 6. The results are presented only for phase *a*, but the behavior of the three phases was similar. Figs. 5(a) and 6(a) present the voltage and current spectrum, respectively, for the baseline condition. The rotation frequency components are identified in the spectra and their magnitudes were small. Figs. 5(b) and 6(b) present the voltage and current spectrum, respectively, for the rotor mechanical imbalance condition. The significant increase of the rotation frequency magnitude from baseline to fault condition can be noticed, for both voltage and current signals, as expected.

C. Symmetrical Components Analysis

Both faults caused the increase of the rotation frequency component magnitude, as expected. Thus, this component was analyzed in detail by using symmetrical components.

The symmetrical components of a vector of three-phase voltages at a given frequency are given by [27]

$$\dot{V}_{012} = T^{-1} \cdot \dot{V}_{abc} \quad (2)$$

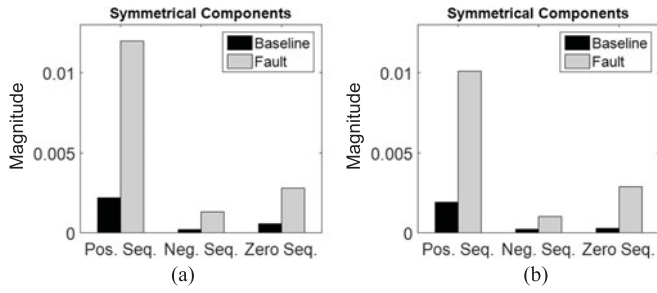


Fig. 7. Symmetrical components of the rotation frequency component in (a) voltage and (b) current signatures for rotor winding interturn short circuit test.

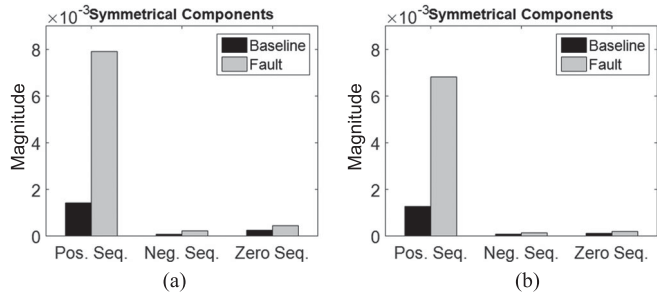


Fig. 8. Symmetrical components of the rotation frequency component in (a) voltage and (b) current signatures for the rotor mechanical imbalance test.

where \hat{V}_{012} represents the vector of phasor voltages in the zero, positive, and negative components, respectively; \hat{V}_{abc} represents the phasor voltages in phase (A, B, C) components; and T^{-1} is the inverse transformation matrix, given by

$$T^{-1} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (3)$$

where $a = e^{j2\pi/3}$. The same procedure is applied for current signals.

The expression (2) was applied to the first right sideband of the rotation frequency components, considering the magnitude and phase angle information. The results for the application of this analysis to the components for rotor interturn short circuit and rotor mechanical imbalance are presented in Figs. 7 and 8, respectively. The magnitudes are normalized in relation to the fundamental frequency positive-sequence magnitude.

From Figs. 7 and 8, it can be noticed that, for both kinds of faults, there was a significant increase in the positive sequence of the rotation frequency component from the baseline to the faulty condition. However, the negative sequence and mainly the zero sequence of the rotation frequency component increased significantly from the baseline to the faulty condition only for the rotor interturn short-circuit fault, and they did not suffer a significant change for the rotor mechanical imbalance fault. Thus, the zero and negative sequences of the rotation frequency component are good parameters to distinguish the electrical and mechanical faults effects in the rotation frequency

components failure pattern. The obtained experimental results suggested that both kinds of faults induce the increase of the positive sequence of the rotation frequency component, but only the rotor winding interturn short circuit induces a significant increase of zero and negative sequences of the rotation frequency component.

IV. MATHEMATICAL ANALYSIS

The experimental results presented in Section III suggested that the negative and mainly the zero sequence of the rotation frequency component are candidate parameters to distinguish the electrical and mechanical faults effects in the rotation frequency components failure pattern. This finding was obtained empirically and so it is necessary to perform a theoretical analysis and investigate its mathematical basis.

The mathematical proof for the increase of rotation frequency components for rotor mechanical imbalance and winding interturn short circuit had already been presented by some works [2], [7], [14], [23]–[25]. However, an in-depth analysis of these components, considering the effects in the three phases of the SG separately, has not been found. In order to increase the zero-sequence component of the rotational frequency, from (2) and (3), it can be noticed that there should exist some difference among the rotational frequency components of the three phases of the SG. This difference could be in the magnitude or phase of these components. Therefore, an assumption was made that the intrinsic static eccentricity present in the machine could influence in this analysis and cause small differences in the rotational frequency components of the machine phases when interacting with the rotor interturn short-circuit effect.

The performed theoretical analysis is based on the magnetic flux density analysis. The magnetic flux density is composed of the unit permeance and the magnetomotive force (MMF) in a relation given by:

$$B = \Lambda \cdot F \quad (4)$$

where B is the magnetic flux density; Λ is the magnetic permeance; and F is the MMF.

The air-gap eccentricity mainly affects the unit permeance whereas the rotor winding inter-turn short circuit primarily affects the MMF. Thus, the magnetic flux density is affected by either of these two faults [28].

A. MMF of a Healthy SG

The air-gap MMF of a healthy SG has only odd harmonics. For a $2P$ -pole SG, the MMF expression is given by [14]

$$F(\theta_s, t) = F_1 \cos[P(\theta_s - \omega_r t)] + F_3 \cos[3P(\theta_s - \omega_r t)] + \dots \quad (5)$$

where F_k is the amplitude of the k th harmonic MMF; θ_s is the angular position of stator in mechanical radian; ω_r is the mechanical angular velocity; P is the number of pole pairs; and t is the time parameter.

B. Electromotive Force on the SG Stator Winding

The electromotive force effective value of one branch of the stator winding, $E_{\varphi n}$, can be expressed by [11]

$$E_{\varphi n} = 2.83fwk_{wn}l\tau B_{nm} = 2.83fwk_{wn}l\tau\Lambda F_{nm} \quad (6)$$

where φ is the stator winding phase ($\varphi = a, b,$ or c); n is the harmonics order; f is the fundamental frequency; w is the number of series-winding; k_{wn} is the winding factor of the n th harmonic; l is the winding effective length; τ is the pole pitch; B_{nm} is the maximum of the magnetic density of n th harmonic; and F_{nm} is the maximum of the MMF of n th harmonic.

The induced electromotive force of a branch of a phase winding $e_{\varphi n}$ can be expressed by

$$e_{\varphi n} = \sqrt{2}E_{\varphi n} \cos(n\omega_r t). \quad (7)$$

C. Static and Dynamic Air-Gap Eccentricity

The radial length of the air-gap with static and dynamic eccentricity, considering the x -axis of the coordinate system is set along the direction that crosses the minimum air-gap, can be expressed as [11], [28]

$$g(\alpha_m, t) = g(1 - \delta_s \cos \alpha_m - \delta_d \cos(\alpha_m - \omega_r t)) \quad (8)$$

where g is the average value of the radial air-gap length; α_m is the angle to indicate the circumferential position of the air-gap; δ_s is the relative static air-gap eccentricity; and δ_d is the relative dynamic air-gap eccentricity. Neglecting the higher harmonics and expanding by power series, the air-gap permeance per unit area is given by

$$\begin{aligned} \Lambda(\alpha_m, t) &= \frac{\mu_0}{g(\alpha_m, t)} = \Lambda_0 (1 + \delta_s \cos \alpha_m + \delta_d \cos(\alpha_m - \omega_r t)) \\ &= \Lambda_0 + \Lambda_s \cos \alpha_m + \Lambda_d \cos(\alpha_m - \omega_r t) \end{aligned} \quad (9)$$

where Λ_0 is the constant component; $\Lambda = \Lambda_0 \delta_s$ is the component caused by the static air-gap eccentricity; and $\Lambda = \Lambda_0 \delta_d$ is the component caused by dynamic air-gap eccentricity.

D. Rotor Winding Interturn Short Circuit and Static Eccentricity

This section presents the theoretical analysis for the composite fault of intrinsic static air-gap eccentricity and rotor winding interturn short circuit. The analysis is performed focusing on the components that modulate the fundamental frequency. Thus, the fundamental frequency itself is not included in the calculations.

When there is a short circuit in part of the rotor winding, the total ampere-turns of the affected pole reduces, the flux distribution in the air-gap is no longer symmetrical. Neglecting magnetic saturation, the effect of the shorted field part can be considered as a normal field superimposed with an additional field due to a fictitious coil of the same turns as the shorted ones but with opposite current flow. The MMF of the fictitious coil can be expressed as [14]

$$\Delta F(\theta_s, t) = \frac{2QI_f}{\pi} \cdot \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\sin(n\beta/2)}{\beta} \cdot \cos[n(\theta_s - \omega_r t)] \quad (10)$$

where Q is the number of shorted turns; β is the angle between two short-circuit slots; and I_f is the excitation current.

Considering the effect of the intrinsic static air-gap eccentricity, from (9), the unit permeance is

$$\Lambda(\alpha_m) = \Lambda_0 + \Lambda_s \cos \alpha_m. \quad (11)$$

Thus, the effect of the interaction of the MMF of the fictitious coil and the permeance is given by

$$\begin{aligned} \Delta B &= \Lambda(\alpha_m) \cdot \Delta F(\theta_s, t) \\ &= \frac{QI_f}{\pi\beta} \cdot \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ \begin{aligned} &\Lambda_0 \sin[n(\beta/2 + \theta_s - \omega_r t)] + \\ &\Lambda_0 \sin[n(\beta/2 - \theta_s + \omega_r t)] + \\ &\Lambda_s \cos \alpha_m \sin[n(\beta/2 + \theta_s - \omega_r t)] + \\ &\Lambda_s \cos \alpha_m \sin[n(\beta/2 - \theta_s + \omega_r t)] \end{aligned} \right\}. \end{aligned} \quad (12)$$

Let us consider

$$k = \frac{2.83fwk_{wn}l\tau QI_f}{\pi\beta}. \quad (13)$$

Substituting (12) into (6), considering each phase of the SG, the following components emerge to modulate the voltages:

$$\Delta E_{\phi} = \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ \begin{aligned} &k\Lambda_0 \sin[n(\beta/2 + \theta_{s\phi} - \omega_r t)] + \\ &k\Lambda_0 \sin[n(\beta/2 - \theta_{s\phi} + \omega_r t)] + \\ &k\Lambda_s \cos \alpha_{m\phi} \sin[n(\beta/2 + \theta_{s\phi} - \omega_r t)] + \\ &k\Lambda_s \cos \alpha_{m\phi} \sin[n(\beta/2 - \theta_{s\phi} + \omega_r t)] \end{aligned} \right\}. \quad (14)$$

From (14), the presence of four components of rotation frequency for each phase can be noticed. They are in the same frequency, only dependent on n . It is important to notice that $\alpha_{ma} \neq \alpha_{mb} \neq \alpha_{mc}$, as the phases are in different positions. This will impact in the permeance of each phase.

Let us now apply the symmetrical components for each of the four rotation frequency components. In all the cases, it was considered $n = 1$, i.e., the first right sideband of the rotation frequency component.

1) *Component* $k\Lambda_0 \sin[n(\beta/2 + \theta_s - \omega_r t)]$: By applying (3) to this component, it is obtained

$$\begin{aligned} \Delta E_{r0} &= \frac{k\Lambda_0}{3\sqrt{2}} \cdot \left[\begin{aligned} &e^{j(-\theta_s - \beta/2 + \pi/2)} + e^{j(-\theta_s - \beta/2 - \pi/6)} + \\ &e^{j(-\theta_s - \beta/2 + 7\pi/6)} \end{aligned} \right] = 0 \\ \Delta E_{r1} &= \frac{k\Lambda_0}{3\sqrt{2}} \cdot \left[\begin{aligned} &e^{j(-\theta_s - \beta/2 + \pi/2)} + \\ &e^{j(-\theta_s - \beta/2 + \pi/2)} + \\ &e^{j(-\theta_s - \beta/2 + \pi/2)} \end{aligned} \right] = \frac{k\Lambda_0}{\sqrt{2}} e^{j(-\theta_s - \beta/2 + \pi/2)} \\ \Delta E_{r2} &= \frac{k\Lambda_0}{3\sqrt{2}} \cdot \left[\begin{aligned} &e^{j(-\theta_s - \beta/2 + \pi/2)} + e^{j(-\theta_s - \beta/2 + 7\pi/6)} + \\ &e^{j(-\theta_s - \beta/2 + 11\pi/6)} \end{aligned} \right] = 0 \end{aligned} \quad (15)$$

where ΔE_{rs} are the symmetrical components of the frequency component of interest, and the subscript s is 0, 1, and 2, denoting zero, positive, and negative sequences, respectively.

Thus, the zero and negative sequences are zero, and the positive sequence is different from zero.

2) *Component* $k\Lambda_0 \sin[n(\beta/2 - \theta_s + \omega_r t)]$: By applying (3) to this component, it is obtained

$$\begin{aligned}\Delta E_{r0} &= \frac{k\Lambda_0}{3\sqrt{2}} \cdot \left[\frac{e^{j(-\theta_s + \beta/2 - \pi/2)} + e^{j(-\theta_s + \beta/2 - 7\pi/6)}}{e^{j(-\theta_s + \beta/2 + \pi/6)}} \right] = 0 \\ \Delta E_{r1} &= \frac{k\Lambda_0}{3\sqrt{2}} \cdot \left[\frac{e^{j(-\theta_s + \beta/2 - \pi/2)}}{e^{j(-\theta_s + \beta/2 - \pi/2)}} \right] = \frac{k\Lambda_0}{\sqrt{2}} e^{j(-\theta_s + \beta/2 - \pi/2)} \\ \Delta E_{r2} &= \frac{k\Lambda_0}{3\sqrt{2}} \cdot \left[\frac{e^{j(-\theta_s + \beta/2 - \pi/2)} + e^{j(-\theta_s + \beta/2 + \pi/6)}}{e^{j(-\theta_s + \beta/2 + 5\pi/6)}} \right] = 0.\end{aligned}\quad (16)$$

Thus, the zero and negative sequences are zero, and the positive sequence is different from zero.

3) *Component* $k\Lambda_s \cos \alpha_m \sin[n(\beta/2 + \theta_s - \omega_r t)]$: By applying (3) to this component, it is obtained

$$\begin{aligned}\Delta E_{r0} &= \frac{k\Lambda_s}{3\sqrt{2}} \cdot \left[\frac{\cos \alpha_{ma} e^{j(-\theta_s - \beta/2 + \pi/2)} + \cos \alpha_{mb} e^{j(-\theta_s - \beta/2 - \pi/6)}}{\cos \alpha_{mc} e^{j(-\theta_s - \beta/2 + 7\pi/6)}} \right] \neq 0 \\ \Delta E_{r1} &= \frac{k\Lambda_s}{3\sqrt{2}} \cdot \left[(\cos \alpha_{ma} + \cos \alpha_{mb} + \cos \alpha_{mc}) \cdot e^{j(-\theta_s - \beta/2 + \pi/2)} \right] = 0 \\ \Delta E_{r2} &= \frac{k\Lambda_s}{3\sqrt{2}} \cdot \left[\frac{\cos \alpha_{ma} e^{j(-\theta_s - \beta/2 + \pi/2)} + \cos \alpha_{mb} e^{j(-\theta_s - \beta/2 + 7\pi/6)}}{\cos \alpha_{mc} e^{j(-\theta_s - \beta/2 + 11\pi/6)}} \right] \neq 0.\end{aligned}\quad (17)$$

The first and the last components are different from zero because $\alpha_{ma} \neq \alpha_{mb} \neq \alpha_{mc}$, so $\cos \alpha_{ma} \neq \cos \alpha_{mb} \neq \cos \alpha_{mc}$. The second component is equal to zero because the angles are equally shifted of $2\pi/3$, thus, the sum of their cosines result in zero.

Thus, the zero and negative sequences are different from zero, and the positive sequence is zero.

4) *Component* $k\Lambda_s \cos \alpha_m \sin[n(\beta/2 - \theta_s + \omega_r t)]$: By applying (3) to this component, it is obtained

$$\begin{aligned}\Delta E_{r0} &= \frac{k\Lambda_s}{3\sqrt{2}} \cdot \left[\frac{\cos \alpha_{ma} e^{j(-\theta_s + \beta/2 - \pi/2)} + \cos \alpha_{mb} e^{j(-\theta_s + \beta/2 - 7\pi/6)}}{\cos \alpha_{mc} e^{j(-\theta_s + \beta/2 + \pi/6)}} \right] \neq 0 \\ \Delta E_{r1} &= \frac{k\Lambda_s}{3\sqrt{2}} \cdot \left[(\cos \alpha_{ma} + \cos \alpha_{mb} + \cos \alpha_{mc}) \cdot e^{j(-\theta_s + \beta/2 - \pi/2)} \right] = 0 \\ \Delta E_{r2} &= \frac{k\Lambda_s}{3\sqrt{2}} \cdot \left[\frac{\cos \alpha_{ma} e^{j(-\theta_s + \beta/2 - \pi/2)} + \cos \alpha_{mb} e^{j(-\theta_s + \beta/2 + \pi/6)}}{\cos \alpha_{mc} e^{j(-\theta_s + \beta/2 + 5\pi/6)}} \right] \neq 0.\end{aligned}\quad (18)$$

Thus, the zero and negative sequences are different from zero, and the positive sequence is zero.

E. Rotor Mechanical Imbalance and Static Eccentricity

This section presents the theoretical analysis for the composite fault of intrinsic static air-gap eccentricity and rotor

mechanical imbalance. The analysis is performed focusing on the components that modulate the fundamental frequency.

Rotor mechanical imbalance causes a strong vibration at the rotation frequency. This vibration travels along the turbine and arrives at the generator. Hence, there is a dynamic air-gap eccentricity fault in the generator [20]. As the intrinsic static eccentricity is also being considered, the total effect will be a mixed eccentricity.

From (5),

$$F(\theta_s, t) = \sum_{n \text{ odd}} F_n \cos[nP(\theta_s - \omega_r t)]. \quad (19)$$

Furthermore, from (9)

$$\Lambda(\alpha_m, t) = \Lambda_0 + \Lambda_s \cos \alpha_m + \Lambda_d \cos(\alpha_m - \omega_r t). \quad (20)$$

Thus, the effect of the interaction of the MMF and the permeance in case of mixed eccentricity is given by

$$\begin{aligned}B &= \Lambda(\alpha_m, t) \cdot F(\theta_s, t) \\ &= \sum_{n \text{ odd}} \left\{ \begin{aligned} &F_n \Lambda_0 \cos[nP(\theta_s - \omega_r t)] + \\ &F_n \Lambda_s \cos \alpha_m \cos[nP(\theta_s - \omega_r t)] + \\ &\frac{F_n \Lambda_d}{2} \cos[\alpha_m + nP\theta_s - (1 + nP)\omega_r t] + \\ &\frac{F_n \Lambda_d}{2} \cos[\alpha_m - nP\theta_s - (1 - nP)\omega_r t] \end{aligned} \right\}.\end{aligned}\quad (21)$$

Let us consider

$$\begin{aligned}k_0 &= F_n \Lambda_0 2.83 f w k_{wn} l \tau; \quad k_s = F_n \Lambda_s 2.83 f w k_{wn} l \tau \\ k_d &= \frac{F_n \Lambda_d}{2} 2.83 f w k_{wn} l \tau.\end{aligned}\quad (22)$$

Substituting (21) into (6), considering each phase of the SG

$$E_\phi = \sum_{n \text{ odd}} \left\{ \begin{aligned} &k_0 \cos[nP(\theta_{s\phi} - \omega_r t)] + \\ &k_s \cos \alpha_{m\phi} \cos[nP(\theta_{s\phi} - \omega_r t)] + \\ &k_d \cos[\alpha_{m\phi} + nP\theta_{s\phi} - (1 + nP)\omega_r t] + \\ &k_d \cos[\alpha_{m\phi} - nP\theta_{s\phi} - (1 - nP)\omega_r t] \end{aligned} \right\}.\quad (23)$$

From (23), the presence of four types of rotation frequency components for each phase can be noticed. They are not in the same frequency, being dependent on n and P . In all the cases, it was considered $n = 1$, i.e., the first right sideband of the rotation frequency component, and $P = 2$, as the analyzed machine is a four-pole SG.

1) *Component* $k_0 \cos[nP(\theta_s - \omega_r t)]$: For $P = 2$ and $n = 1$, this component is equivalent to the second power harmonic of the SG, or the rotation frequency second right sideband. It is out of the scope of this theoretical analysis, once the analysis focuses only on the behavior of the rotation frequency first right sideband.

2) *Component* $k_s \cos \alpha_m \cos[nP(\theta_s - \omega_r t)]$: This component is also equivalent to the rotation frequency second right sideband, which is out of the scope of this theoretical analysis.

3) *Component* $k_d \cos[\alpha_m + nP\theta_s - (1 + nP)\omega_r t]$: For $P = 2$ and $n = 1$, this component is equivalent to the rotation frequency third right sideband, which is out of the scope of this theoretical analysis.

4) *Component* $k_d \cos[\alpha_m - nP\theta_s - (1 - nP)\omega_r t]$: For $P = 2$ and $n = 1$, this component is equivalent to the rotation frequency first right sideband, the frequency of interest. Let us consider

$$\alpha_{ma} = \alpha; \alpha_{mb} = \alpha + 2\pi/3; \alpha_{mc} = \alpha - 2\pi/3. \quad (24)$$

By applying (3), the symmetrical components are given by

$$\begin{aligned} \Delta E_{r0} &= \frac{k_d}{3\sqrt{2}} \cdot \begin{bmatrix} e^{j(-2\theta_s + \alpha)} + e^{j(-2\theta_s + \alpha - 2\pi/3)} \\ + e^{j(-2\theta_s + \alpha + 2\pi/3)} \end{bmatrix} = 0 \\ \Delta E_{r1} &= \frac{k_d}{3\sqrt{2}} \cdot \begin{bmatrix} e^{j(-2\theta_s + \alpha)} + e^{j(-2\theta_s + \alpha)} \\ + e^{j(-2\theta_s + \alpha)} \end{bmatrix} = \frac{k_d}{\sqrt{2}} e^{j(-2\theta_s + \alpha)} \\ \Delta E_{r2} &= \frac{k_d}{3\sqrt{2}} \cdot \begin{bmatrix} e^{j(-2\theta_s + \alpha)} + e^{j(-2\theta_s + \alpha + 2\pi/3)} \\ + e^{j(-2\theta_s + \alpha + 4\pi/3)} \end{bmatrix} = 0. \end{aligned} \quad (25)$$

Thus, the zero and negative sequences are zero, and the positive sequence is different from zero.

F. Final Considerations

The theoretical analysis proved the findings obtained from the experimental tests. The rotor winding interturn short-circuit induced the increase of positive (mainly), negative, and zero sequences of the rotation frequency first right sideband, whereas the rotor mechanical imbalance induced only positive sequence of the rotation frequency first right sideband. This finding is related to the effect of the intrinsic static eccentricity present in synchronous machines. Finally, the symmetrical components of the rotation frequency first right sideband are good parameters to be used to distinguish between electrical and mechanical faults effects in the rotation frequency components, improving the ESA-based fault diagnostics.

V. SYSTEM OPERATION IN AN IN-SERVICE GENERATION UNIT

As presented in the previous sections, a methodology to distinguish electrical and mechanical faults effects in the rotation frequency components was investigated through experimental tests and was mathematically proven. Hence, it was included in the predictive maintenance program of large in-service SGs. A system for predictive maintenance of SGs based on ESA and the method of symmetrical components was developed. The proposed system only relies on SG stator electrical quantities and is installed at four turbogenerators of the 404-MW TermoNorte power station, located at Porto Velho, Brazil. This power station is composed by four 16-MW motor-generators, three 73.8-MW gas-turbine turbogenerators, and one 119-MW steam-turbine turbogenerator.

A. Features of the Proposed System

The proposed system is composed by: three voltage transducers; three current transducers; a data acquisition hardware; power supply for the data acquisition hardware; and a software for data transfer, processing, and analysis, including an HMI. The voltage transducer is provided with a peak-to-peak voltage

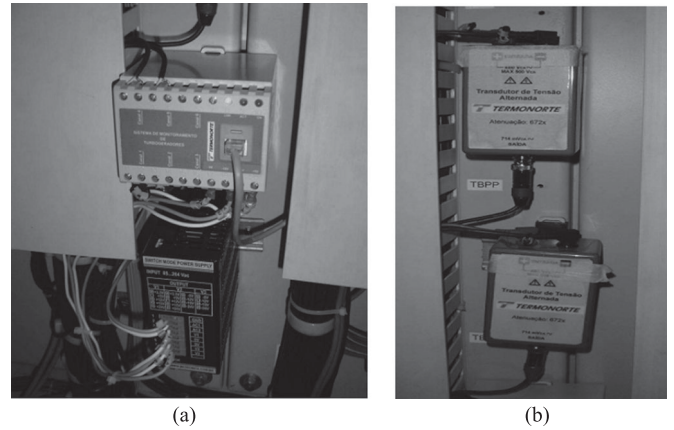


Fig. 9. Installation of the proposed system at a generation unit of TermoNorte power plant: (a) data acquisition hardware and (b) voltage transducers.

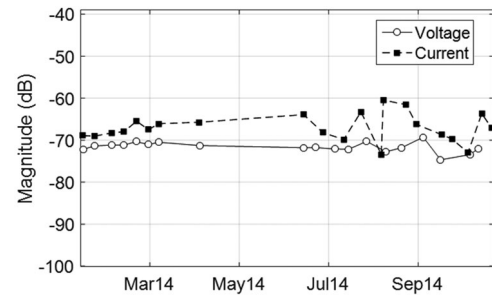


Fig. 10. Trend on rotation frequency first right sideband on current and voltage signatures.

error less than 2.5% and the current transducer with an error less than 2.0%. The data acquisition hardware is provided with six simultaneous channels and is able to sample until 131 072 points at a minimum rate of 1 638.4 Hz and maximum rate of 20 517.5 Hz. The A/D resolution is 16 bits.

The system is able to detect rotor winding interturn short circuit and rotor mechanical problems by using the proposed methodology. The system is also capable of detecting stator winding interturn short circuit by analyzing the third harmonic component on voltage and current signatures and the twice the fundamental frequency on extended Park's vector approach voltage and current signatures [6], [7].

B. Installation in an In-Service Generation Unit

Fig. 9 presents the system installation at the panel of a generation unit of the TermoNorte power plant. The subsequent analysis is presented for the two-pole 119-MW steam-turbine turbogenerator and is intended to exemplify the usage of the proposed system.

Fig. 10 presents the rotation frequency first right sideband trend curve for current and voltage signals during a certain period of data acquisition. The x-axis is time and the y-axis is magnitude, in decibels, normalized with relation to the fundamental frequency component. The magnitudes were about -70 dB, on voltage signature, and -65 dB, on current signature. There was no trend of increase of these components,

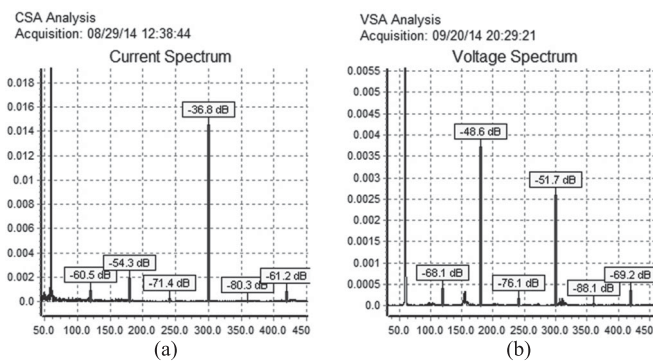


Fig. 11. Examples of (a) current and (b) voltage signatures with rotation frequency components.

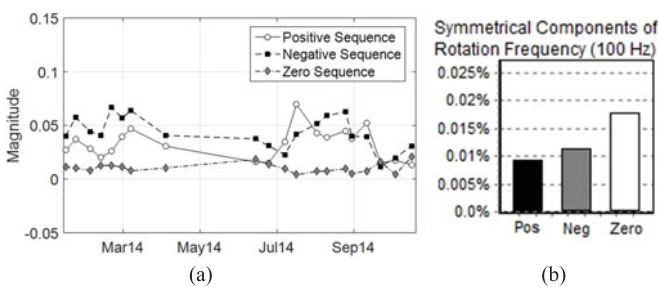


Fig. 12. Symmetrical components of rotation frequency first right sideband on current signature: (a) trend curve and (b) example of analysis for an arbitrary current signal acquisition in the period of collected data.

thus, it is expected that the machine is healthy. Fig. 11 shows examples of current and voltage signatures with rotation frequency components marked in the spectra.

Fig. 12(a) presents the trend of symmetrical components of rotation frequency first right sideband on current signature, where the y-axis is the magnitude, in A. Fig. 12(b) shows the analysis for an arbitrary current signal acquisition in the same period of collected data, where the y-axis is the normalized magnitude in percentage, with relation to the fundamental frequency component. By analyzing the trend curve, one may notice that there was no trend of increase in the components, and generally the positive- and negative-sequence components are higher than the zero-sequence components.

VI. CONCLUSION

This paper presented a system for SG predictive maintenance based on ESA and the method of symmetrical components. The main contribution was a simple and innovative methodology to distinguish the effects of rotor electrical and mechanical faults on the rotation frequency components. The experimental results and the theoretical analysis showed that the rotor interturn short circuit causes the increase of the positive, negative, and zero sequence of the rotational frequency first right sideband. On the other hand, a mechanical imbalance causes increase of only the positive sequence of the rotation frequency first right sideband. The proposed system is low cost, low intrusive, and capable to detect electrical and mechanical faults in an SG. It is in operation in a large Brazilian thermal power station.

REFERENCES

- [1] W. Yucai and L. Yonggang, "Diagnosis of short circuit faults within turbogenerator excitation winding based on the expected electromotive force method," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 31, no. 2, pp. 706–713, Jun. 2016.
- [2] J. Penman and H. Jiang, "The detection of stator and rotor winding short circuits in synchronous generators by analysing excitation current harmonics," in *Proc. Int. Conf. Opportunities Adv. Int. Electr. Power Generation*, 1996, pp. 137–142.
- [3] T. Ilamparithi, S. Nandi, and J. Subramanian, "A disassembly-free offline detection and condition monitoring technique for eccentricity faults in salient-pole synchronous machines," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 51, no. 2, pp. 1505–1515, Mar./Apr. 2015.
- [4] W. C. Santana *et al.*, "Early detection of insulation failures on electric generators through online frequency response analysis," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 140, pp. 337–343, Nov. 2016, DOI: 10.1016/j.epsr.2016.06.007.
- [5] E. L. Bonaldi, L. E. L. de Oliveira, J. G. Borges da Silva, G. Lambert-Torres, and L. E. Borges da Silva, "Predictive maintenance by electrical signature analysis to induction motors," in *Induction Motors—Modelling and Control*, Rui Araujo, Eds., Rijeka, Croatia: InTech, 2012, pp. 487–520, ISBN 978–953-51-0843-6, DOI: 10.5772/48045.
- [6] S. M. A. Cruz and A. J. M. Cardoso, "Stator winding fault diagnosis in three-phase synchronous and asynchronous motors, by the extended park's vector approach," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 37, no. 5, pp. 1227–1233, Sep./Oct. 2001.
- [7] J. Sottile, F. C. Trutt, and A. W. Leedy, "Condition monitoring of brushless three-phase synchronous generators with stator winding or rotor circuit deterioration," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 42, no. 5, pp. 1209–1215, Sep./Oct. 2006.
- [8] P. Neti and S. Nandi, "Stator interturn fault detection of synchronous machines using field current and rotor search-coil voltage signature analysis," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 45, no. 3, pp. 911–920, May/June 2009.
- [9] A. Gandhi, T. Corrigan, and L. Parsa, "Recent advances in modeling and online detection of stator interturn faults in electrical motors," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 5, pp. 1564–1575, May 2011.
- [10] M. Fayazi and F. Haghjoo, "Turn to turn fault detection and classification in stator winding of synchronous generators based on terminal voltage waveform components," in *Proc. Power Syst. Protection Control Conf. 2015*, Jan. 14–15, 2015, pp. 36–41.
- [11] W. Shuting, L. Heming, L. Yonggang, and M. Fanchao, "Analysis of stator winding parallel-connected branches circulating current and its application in generator fault diagnosis," in *Proc. 14th IAS Annu. Meeting Conf. Rec. Ind. Appl. Conf.*, Oct. 2–6, 2005, vol. 1, pp. 42–45.
- [12] Y. Na, L. Yonggang, F. Tianming, and Y. Zhiqian, "A study of inter turn short circuit fault in turbogenerator rotor winding based on single-end fault information and wavelet analysis method," in *Proc. Int. Conf. Elect. Mach. Syst.*, Sep. 27–29, 2005, vol. 3, pp. 2211–2215.
- [13] Y.-J. Kim, J.-M. Kim, B.-Y. Yoon, S.-H. Lee, and T.-U. Jung, "Detection of shorted-turns in the rotor winding of cylindrical synchronous generators using discrete wavelet transform," in *Proc. Appl. Power Electron. Conf. Expo.*, Mar 19–23, 2006, pp. 1–5.
- [14] W. Yucai, L. Yonggang, and L. Heming, "Diagnosis of turbine generator typical faults by shaft voltage," in *Proc. IEEE Ind. Appl. Soc. Annu. Meeting*, Las Vegas, NV, USA, Oct. 7–11, 2012, pp. 1–6.
- [15] L. Yonggang, Z. Guowei, W. Shuting, and L. Heming, "Analysis of unbalanced magnetic pull on turbo-generator rotor under air-gap eccentric fault and rotor short circuit fault," *Int. J. Advancements Comput. Technol.*, vol. 5, no. 4, pp. 523–530, Feb. 2013, DOI: 10.4156/ijact.vol5.issue4.62.
- [16] H. A. Toliyat and N. A. Al-Nuaim, "Simulation and detection of dynamic air-gap eccentricity in salient-pole synchronous machines," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 35, no. 1, pp. 86–93, Jan./Feb. 1999.
- [17] G. Joksimovic, C. Bruzzese, and E. Santini, "Static eccentricity detection in synchronous generators by field current and stator voltage signature analysis—Part I: Theory," in *Proc. Int. Conf. Elect. Mach.*, Sep. 6–8, 2010, pp. 1–6.
- [18] C. Bruzzese, G. Joksimovic, and E. Santini, "Static eccentricity detection in synchronous generators by field current and stator voltage signature analysis—Part II: Measurements," in *Proc. Int. Conf. Elect. Mach.*, Sep. 6–8, 2010, pp. 1–5.
- [19] C. Bruzzese, "Diagnosis of eccentric rotor in synchronous machines by analysis of split-phase currents—Part II: Experimental analysis," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 61, no. 8, pp. 4206–4216, Aug. 2014.
- [20] W. Yang, P. J. Tavner, and M. Wilkinson, "Wind turbine condition monitoring and fault diagnosis using both mechanical and electrical signatures," in *Proc. IEEE/ASME Int. Conf. Adv. Intell. Mechatronics*, Jul. 2–5, 2008, pp. 1296–1301.

- [21] N. M. A. Freire, J. O. Estima, and A. J. M. Cardoso, "A new approach for current sensor fault diagnosis in PMSG drives for wind energy conversion systems," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 50, no. 2, pp. 1206–1214, Mar./Apr. 2014.
- [22] C. P. Salomon *et al.*, "A system for turbogenerator predictive maintenance based on electrical signature analysis," in *Proc. IEEE Int. Instrum. Meas. Technol. Conf.*, May 11–14, 2015, pp. 79–84.
- [23] J. R. Cameron, W. T. Thomson, and A. B. Dow, "Vibration and current monitoring for detecting airgap eccentricity in large induction motors," *IEE Proc. B—Electr. Power Appl.*, vol. 133, no. 3, pp. 155–163, May 1986.
- [24] M. Sahaoui, A. Ghoggal, S. E. Zouzou, and M. E. Benbouzid, "Dynamic eccentricity in squirrel cage induction motors—Simulation and analytical study of its spectral signatures on stator currents," *Simul. Model. Practice Theory*, vol. 16, no. 9, pp. 1503–1513, Oct. 2008.
- [25] M. Drif and A. J. Marques Cardoso, "Discriminating the simultaneous occurrence of three-phase induction motor rotor faults and mechanical load oscillations by the instantaneous active and reactive power media signature analyses," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 59, no. 3, pp. 1630–1639, Mar. 2012.
- [26] C. P. Salomon *et al.*, "Induction motor efficiency evaluation using a new concept of stator resistance," *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 64, no. 11, pp. 2908–2917, Nov. 2015.
- [27] C. L. Fortescue, "Method of symmetrical co-ordinates applied to the solution of polyphase networks," *Trans. Amer. Inst. Electr. Eng.*, vol. XXXVII, no. 2, pp. 1027–1140, Jul. 1918.
- [28] Y.-L. He, M.-Q. Ke, F.-L. Wang, G.-J. Tang, and S.-T. Wan, "Effect of static eccentricity and stator inter-turn short circuit composite fault on rotor vibration characteristics of generator," *Trans. Can. Soc. Mech. Eng.*, vol. 39, no. 4, pp. 767–781, 2015.



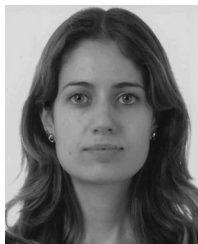
Luiz Eduardo Borges da Silva (S'86–M'89–SM'13) received the B.S. and M.Sc. degrees in electrical engineering from Itajuba Federal University (UNIFEI), Itajuba, Brazil, in 1977 and 1982, respectively, and the Ph.D. degree from the École Polytechnique de Montreal, Montreal, QC, Canada, in 1988.

In 1998, he was a Visiting Professor at the University of Tennessee, Knoxville, TN, USA. He is currently a Professor in the Electronic Engineering Department, UNIFEI, where he is also the Head of Power Electronics. He has supervised more than 30 M.Sc. and Ph.D. theses. He has directed many projects in the field of industrial electronics and coauthored more than 200 technical papers. His research focuses on power electronics, electronic power systems, power converters, and applications of adaptive and intelligent control in industrial problems.



Erik Leandro Bonaldi received the B.S., M.Sc., and Ph.D. degrees in electrical engineering from Itajuba Federal University, Itajuba, Brazil, in 1999, 2002, and 2006, respectively.

He is currently the CEO at PS Solutions, Itajuba. His research focuses on industrial electronic automation, predictive maintenance, artificial intelligence methodologies, and rough sets classifier.



Camila Paes Salomon received the B.S. and M.Sc. degrees in electrical engineering from the Itajuba Federal University, Itajuba, Brazil, in 2011 and 2014, respectively, where she is currently working toward the Ph.D. degree.

She is also a Researcher at Gnarus Institute, Itajuba. Her research focuses on condition-based maintenance, electrical signature analysis, artificial intelligence application, and induction motors efficiency methodologies.



Levy Ely de Lacerda de Oliveira received the B.S., M.Sc., and Ph.D. degrees in electrical engineering from Itajuba Federal University, Itajuba, Brazil, in 1999, 2002, and 2006, respectively.

He is currently the CTO at PS Solutions, Itajuba. He has experience of development of electronic systems (hardware, firmware, and software) for monitoring of electrical machines by electrical signature analysis. His research focuses on electrical machines, data acquisition systems, digital signal processing, and microcontrollers.



Wilson Cesar Santana (S'08) received the B.S., M.Sc. and D.Sc. degrees in electrical engineering from the Itajuba Federal University, Itajuba, Brazil, in 2001, 2004 and 2016, respectively.

He is currently a Researcher at Gnarus Institute, Itajuba. He has experience with development of hardware and software for microcontrollers, digital signal processors and field programmable gate arrays. His research interests are condition-based maintenance, frequency response analysis, power electronics, and control systems.



Jonas Guedes Borges da Silva received the B.S. degree in computer engineering, and the M.Sc. and D.Sc. degrees in electrical engineering from Itajuba Federal University, Itajuba, Brazil, in 2005, 2008, and 2015, respectively.

He is currently a researcher at PS Solutions, Itajuba, developing real-time systems. His research focuses on predictive maintenance, digital signal processing, and statistical signal processing.



Germano Lambert-Torres (S'87–M'91–SM'13–F'14) received the Ph.D. degree in electrical engineering from the École Polytechnique de Montreal, Montreal, QC, Canada, in 1990.

He is currently the Director of R&D at PS Solutions, Itajuba, Brazil. He also serves as a Consultant for many power industries in Brazil and South America. He was a former Professor at Itajuba Federal University, where he also served as a Dean. He has taught numerous IEEE tutorials in the U.S., Europe, and Asia. He also serves as a Consultant for many power industries in Brazil and South America, with more than 150 R&D developed projects. He has completed more than 80 M.Sc. and Ph.D. thesis supervisions and published more than 500 journal and conference technical papers. He is also the author/editor or coauthor of nine books, more than 30 book chapters, and 50 transactions papers on intelligent systems and nonclassical logic.



Alexandre Luiz Pellicel received a degree in chemical engineering from the Federal University of Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brazil, in 1997.

He is currently the General Management of TermoNorte Thermal Power Plant, Porto Velho, Brazil. He has experience in the field of electrical power system operation and thermal generation.



Gonçalo Cassio Figueiredo received the B.S. degree in electrical engineering and work safety engineering from the Federal University of Mato Grosso, Cuiabá, Brazil, and the Federal University of Paraíba, João Pessoa, Brazil, in 1997 and 2003, respectively.

He has experience in commissioning, operation, and maintenance of power plants thermoelectric large size motors (Wärtsilä), thermoelectric power plant in the combined cycle (gas turbines GE and steam turbines Fuji), to 13 years Technician responsible for UTE Termonorte I (engines) and II (Combined cycle)-404 MWs with substation 13.8/230 KV and interconnection line with double circuit 230 KV. He is currently a Work Safety Engineer and Environment Manager at Termo Norte Energy, Porto Velho, Brazil.



Marco Aurelio Araujo Lopes received the B.S. degree in electrical engineering from the Federal University of Amazonas, Manaus, Brazil, in 1996. He is working toward the MBA degree at Getulio Vargas Foundation, Rio de Janeiro, Brazil.

He is currently an Engineer at TermoNorte Thermal Power Plant, Porto Velho, Brazil. He has experience in the field of electrical power system operation and thermal generation.