



UNIVERSIDADE DA BEIRA INTERIOR

Engenharia

# **Diagnóstico e Análise de Avarias em Geradores Síncronos de Imanes Permanentes Aplicados em Turbinas Eólicas**

**Bruno Miguel Gomes dos Santos**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

**Engenharia Electrotécnica e Computadores**

(2º ciclo de estudos)

Orientadores: Prof. Doutor Davide Sérgio Baptista da Fonseca

Prof. Doutor António João Marques Cardoso

Covilhã, Outubro de 2012



## Dedicatória

Gostaria de dedicar esta dissertação de mestrado aos meus pais: Fernando Manuel Neves dos Santos e Dulce Maria da Cruz Gomes dos Santos, ao irmão: Ricardo Jorge Gomes dos Santos, a minha namorada: Patrícia Cardim Aldeia, a todos os meus amigos e restantes familiares que contribuírem para que esta dissertação fosse possível de conceber.



# Agradecimentos

Gostaria de agradecer ao meu orientador e co-orientador Professor Doutor Davide Sérgio Baptista Fonseca e Professor Doutor António Marques Cardoso mas principalmente ao primeiro por toda a disponibilidade e incentivo demonstrados ao longo desta dissertação de metrado.

Gostaria também de agradecer ao meu amigo, João Paulo Rodrigues pela ajuda prestada nos ensaios realizados e ao Engenheiro António Amaral da WEG pelo material fornecido.



## Resumo

A presente dissertação versa sobre os modos de avarias mais comuns em geradores síncronos de ímanes permanentes (GSIP), aplicados em turbinas eólicas, suas causas e consequências. Por conseguinte, serão referidos os métodos de diagnóstico mais utilizados para a detecção dessas avarias, será também modelizado o GSIP no funcionamento normal e em modo de avaria e por fim será efectuada a validação experimental desse mesmo modelo.

## Palavras-chave

Máquina síncrona, gerador síncrono, ímanes permanentes, aerogeradores e energia eólica, avarias, diagnóstico, MCSA.



## **Abstract**

In this paper is presented a study about the most common faults in permanent magnet synchronous generators (PMSG) applied in wind turbines and respectively the causes and consequences of those faults. Therefore it will be referred the most common methods or techniques to detect those. Besides it will be modeled the GSIP operating in healthy and faulty mode and finally it will be performed the experimental validation of that model.

## **Keywords**

Synchronous machine, synchronous generator, PMSG, wind turbines, wind power, damages, diagnosis, MCSA.



# Índice

Capítulo 1 .....	1
Introdução.....	1
1.1 Sistemas de Geração Eólica .....	4
1.2 Geradores Síncronos de ímanes permanentes.....	12
1.2.1 Constituição .....	13
1.2.2 Princípio de Funcionamento .....	20
1.2.3 Aplicações .....	22
Capítulo 2 .....	23
Avarias no Gerador Síncrono de Imanes Permanentes .....	23
2.1 Os Modos de Avarias mais comuns no GSIP .....	23
2.2 Métodos de Diagnóstico .....	28
Capítulo 3 .....	43
Caracterização Experimental .....	43
3.1 Introdução .....	43
3.2 Funcionamento normal .....	45
3.3 Funcionamento em avaria (Curto-Circuitos entre espiras) .....	47
Capítulo 4 .....	51
Modelização Computacional do Funcionamento do PMSG .....	51
4.1 Equações da Máquina .....	51
4.2 Indutâncias Próprias e Mútuas .....	53
4.3 Funcionamento do Modelo.....	60

4.4	Simulação .....	63
4.4.1	Funcionamento Normal .....	64
4.1.1	Funcionamento em modo de Avaria .....	65
Capítulo 5	.....	67
Modelos e Métodos de Diagnóstico Propostos.....		67
5.1	Caracterização experimental - Aplicação dos Métodos de Diagnostico.....	67
5.1.1	SISTEMA ROTATIVO.....	67
	Funcionamento em vazio.....	67
	Funcionamento à meia Carga.....	69
5.1.2	REFERENCIAL ESTATÓRICO.....	72
	Funcionamento em vazio.....	72
	Ensaaios à meia carga.....	73
5.2	Simulação - Aplicação dos Métodos de Diagnostico .....	76
5.2.1	SISTEMA ROTATIVO .....	76
	Funcionamento em vazio.....	76
	Funcionamento à meia carga .....	78
5.1.2	SISTEMA ESTATÓRICO .....	80
	Funcionamento em vazio.....	80
	Funcionamento à meia Carga.....	82
Capítulo 6	.....	85
Conclusões e Propostas para trabalhos futuros .....		85
Referências .....		86
Anexo A- Projecto Global do enrolamento .....		89
Anexo B - Caracterização Experimental - Funcionamento Normal.....		90

Funcionamento em vazio.....	90
Funcionamento em carga .....	91
Anexo C - Circuito Equivalente em modo de avaria .....	97
Anexo D - Esquema do enrolamento estatórico e de bobinagem da máquina .....	98

# Lista de Figuras

Figura 1 - Exemplo de uma torre eólica. ....	2
Figura 3 - Mapas de alguns parques eólicos em Portugal [3]. ....	4
Figura 4- Topologia de um sistema híbrido de geração eólica. ....	5
Figura 5 - Turbina Savonius. ....	6
Figura 6 - Turbina Darrieus. ....	7
Figura 7 - Turbina Giromill. ....	7
Figura 8 - Turbina do tipo Dutch. ....	8
Figura 9 - Turbina de eixo horizontal multipás. ....	9
Figura 10 - Turbina de orientação horizontal. (a) Turbina com três hélices (b) Turbina com duas hélices. ....	10
Figura 11 - Constituição de um sistema de aproveitamento eléctrico de energia eólica, “torre eólica”. [34] ....	10
Figura 12 - Gôndola ou nacelle de uma turbina eólica. [35] ....	11
Figura 13 - Classificação de Aero geradores relativamente à velocidade do vento. ....	12
Figura 14 - Constituição de uma Máquina Síncrona (fornecido pela empresa WEG). ....	13
Figura 15 - GSIP de rotor exterior. [9] ....	15
Figura 16 - GSIP de rotor interior de pólos salientes e de pólos lisos. [9] ....	15
Figura 17 - Enrolamentos amortecedores e pólos indutores ....	16
Figura 18 - GSIP de fluxo axial, de rotor circular simples [36]. ....	17
Figura 19 - GSIP de fluxo axial, de rotor circular duplo [9]. ....	17
Figura 20 - GSIP de 4 pólos, (a) com enrolamentos distribuídos, (b) com enrolamentos concentrados. [9] ....	19

Figura 21 - Circuito Equivalente GSIP. ....	20
Figura 22 - Diagrama fasorial GSIP. ....	21
Tabela 1 - Distribuição de avarias em motores [11,12] .....	23
Figura 23 - Excentricidade Estática. ....	24
Figura 24 - Excentricidade dinâmica. ....	25
Figura 25 - Vista explodida de uma chumaceira de rolamentos. ....	26
Figura 26 - Distribuição do Fluxo num funcionamento normal e com defeitos/ desmagnetização nos ímanes [21]. ....	27
Figura 27 - Diagrama de Blocos de DDA. ....	29
Figura 28 - Métodos baseados em modelos matemáticos. ....	30
Figura 29 - Avaliação de falhas nos enrolamentos utilizando uma Corona Probe [32]. ....	31
Figura 30 - Circuito de medida de Descargas Parciais [30]. ....	31
Figura 31 - (a) Excitação do estator com uma campo AC+DC no eixo d para extrair $L_d$ ; (b) Distribuição da densidade de fluxo num PMSM não excitado e sem avarias [13]. ....	32
Figura 32 - Variação da indutância diferencial ( $L_d$ ) em funcionamento são, com excentricidade e desmagnetização dos IPs [13]. ....	33
Tabela 2 - Métodos de diagnóstico on-line mais conhecidos para a DDA. [24,25].....	34
Figura 33 - Harmônicos da corrente do estator para um PMSM a 6000 e 1500 rpm. [26] .....	35
Figura 34 - (a) Harmônicos da corrente do estator para diferentes avarias a cerca de 1310 rpm; (b) Harmónico 0,5 da corrente do estator das diferentes avarias e para diferentes velocidades e cargas [21]. ....	36
Figura 35 - Harmônicos da corrente do estator em funcionamento normal e com excentricidade estática [21]. ....	36
Figura 36 - (a) Harmônicos da corrente estatórica a 6000 rpm; (b) Harmônicos da corrente estatórica a 4500 rpm; (c) Harmônicos da corrente estatórica a 3000 rpm; (d) Harmônicos da	

corrente estatórica a 1500 rpm; (e) Harmónicos da corrente estatórica a 300 rpm; (f) Harmónicos da sequência neutra da corrente a 6000 rpm; (g) Harmónicos da sequência neutra da corrente a 4500 rpm; (h) Harmónicos da sequência neutra da corrente a 300 rpm; (i) Harmónicos da sequência neutra da corrente a 1500 rpm; (i) Harmónicos da sequência neutra da corrente a 300 rpm [33].	37
Figura 37 - (a) Componente negativa da corrente com um CC de 20%; (b) Componente negativa da corrente com um CC de 80% [31].	38
Figura 38 - Curva $X_d-X_q$ em funcionamento normal [27].	39
Figura 39 - (a) Curva $X_d-X_q$ com 50% do enrolamento avariado; (b) Variação do segundo harmónico de $X_q$ versus a percentagem do enrolamento que está avariado [27].	39
Figura 40 - Fluxo magnético para diferentes avarias a diferentes condições de velocidade e binário [21].	41
Figura 41 - Esquema dos enrolamentos da fase U.	43
Figura 42 - Vista geral do ensaio do GSIP.	44
Figura 43 - Montagem Experimental.	44
Tabela 3 - Valores obtidos para funcionamento normal a 1500 rpm	46
Figura 44 - Oscilograma das tensões e correntes no GSIP (restantes ensaios no anexo B) considerando uma velocidade de 1500 rpm em regime nominal ( $I_U=2,1A$ ).	46
Tabela 4 - Valores das grandezas medidas nos ensaios em funcionamento normal	47
Tabela 5 - Valores calculados dos parâmetros do esquema equivalente do GSIP	47
Figura 45 - Funcionamento em vazio a 1500rpm com 18 espiras em curto-crcuito na fase U.	48
Figura 46- Funcionamento à plena carga a 1500rpm com 18 espiras em curto-crcuito na fase U.	49
Figura 47 - Esquema Equivalente em funcionamento normal.	51
Figura 49 - Distribuição do campo magnético entre duas bobinas.	54
Figura 50 - Diagrama vectorial das forças electromotrizes de uma fase.	57

Figura 51 - Ficheiro de arranque do modelo matemático desenvolvido. ....	60
Figura 52 - (a) Menus de escolha da existência ou não de avaria; (b) Menu de escolha da fase no qual se encontra o CC. ....	60
Figura 53 - (a) Menu de escolha da bobina no qual se encontra o CC; (b) Menu de escolha do número de espiras em falha e resistência de falha. ....	61
Figura 54 - Menu de escolha da Velocidade e Carga aplicada à saída do gerador. ....	61
Figura 55 -Modelo Matemático do GSIP. ....	62
Figura 56 - Vista expandida do modelo matemático. ....	63
Figura 57 - - Oscilograma das tensões e correntes no GSIP considerando uma velocidade de 1500 rpm em regime nominal ( $I_u=2,1A$ ). ....	64
Figura 58 Funcionamento em vazio a 1500 rpm com 18 espiras em curto-crcuito na fase U. .	65
Figura 59 - - Funcionamento à plena carga a 1500 rpm com 18 espiras em curto-crcuito na fase U. ....	65
Figura 60 - (a) FFT das Tensões $V_d$ e $V_q$ em funcionamento normal (b) Curva $V_d$ - $V_q$ em funcionamento normal.....	67
Figura 61 - (a) FFT das Tensões $V_d$ e $V_q$ com 18 espiras em CC (b) Curva $V_d$ - $V_q$ com 18 espiras em CC .....	68
Figura 62 - (a) FFT das Tensões $V_d$ e $V_q$ com 27 espiras em CC (b) Curva $V_d$ - $V_q$ com 27 espiras em CC .....	68
Figura 63 - (a) FFT das Correntes $I_d$ e $I_q$ em funcionamento normal; (b) FFT das tensões $V_d$ e $V_q$ em funcionamento normal; (c) Curva $I_d$ - $I_q$ em funcionamento normal; (d) Curva $V_d$ - $V_q$ em funcionamento normal. ....	69
Figura 64 - (a) FFT das Correntes $I_d$ e $I_q$ com 18 espiras em CC; (b) FFT das tensões $V_d$ e $V_q$ com 18 espiras em CC; (c) Curva $I_d$ - $I_q$ com 18 espiras em CC; (d) Curva $V_d$ - $V_q$ com 18 espiras em CC .....	69

Figura 65 - (a) FFT das Correntes $I_d$ e $I_q$ com 27 espiras em CC; (b) FFT das tensões $V_d$ e $V_q$ com 18 espiras em CC; (c) Curva $I_d-I_q$ com 27 espiras em CC; (d) Curva $V_d-V_q$ com 27 espiras em CC.....	70
Figura 66 - Curva $V_d$ versus percentagem de CC sem carga, à meia carga e a plena carga. ...	71
Figura 67 - Figura 68 - Curva $V_q$ versus percentagem de CC sem carga, à meia carga e a plena carga. ....	71
Figura 69 - (a) FFT das Tensões $V_d$ e $V_q$ em funcionamento normal (b) Curva $V_d-V_q$ em funcionamento normal.....	72
Figura 70 - (a) FFT das Tensões $V_d$ e $V_q$ com 18 espiras em CC (b) Curva $V_d-V_q$ com 18 espiras em CC.....	72
Figura 71 - (a) FFT das Tensões $V_d$ e $V_q$ com 27 espiras em CC (b) Curva $V_d-V_q$ com 27 espiras em CC.....	73
Figura 72 - (a) FFT das Correntes $I_d$ e $I_q$ em funcionamento normal; (b) FFT das tensões $V_d$ e $V_q$ em funcionamento normal; (c) Curva $I_d-I_q$ em funcionamento normal; (d) Curva $V_d-V_q$ em funcionamento normal.....	73
Figura 73 - (a) FFT das Correntes $I_d$ e $I_q$ com 18 espiras em CC; (b) FFT das tensões $V_d$ e $V_q$ com 18 espiras em CC; (c) Curva $I_d-I_q$ com 18 espiras em CC; (d) Curva $V_d-V_q$ com 18 espiras em CC .....	74
Figura 74 - (a) FFT das Correntes $I_d$ e $I_q$ com 27 espiras em CC; (b) FFT das tensões $V_d$ e $V_q$ com 18 espiras em CC; (c) Curva $I_d-I_q$ com 27 espiras em CC; (d) Curva $V_d-V_q$ com 27 espiras em CC.....	74
Figura 75 - $V_d$ médio versus percentagem do enrolamento avariado. ....	75
Figura 76- $V_q$ médio versus percentagem do enrolamento avariado.....	75
Figura 77 - (a) FFT das Tensões $V_d$ e $V_q$ em funcionamento normal (b) Curva $V_d-V_q$ em funcionamento normal.....	76
Figura 78 - (a) FFT das Tensões $V_d$ e $V_q$ com 18 espiras em CC (b) Curva $V_d-V_q$ com 18 espiras em CC.....	77
Figura 79 - (a) FFT das Tensões $V_d$ e $V_q$ com 27 espiras em CC (b) Curva $V_d-V_q$ com 27 espiras em CC.....	77

Figura 80 - (a) FFT das Correntes $I_d$ e $I_q$ em funcionamento normal; (b) FFT das tensões $V_d$ e $V_q$ em funcionamento normal; (c) Curva $I_d-I_q$ em funcionamento normal; (d) Curva $V_d-V_q$ em funcionamento normal. ....	78
Figura 81 - (a) FFT das Correntes $I_d$ e $I_q$ com 18 espiras em CC; (b) FFT das tensões $V_d$ e $V_q$ com 18 espiras em CC; (c) Curva $I_d-I_q$ com 18 espiras em CC; (d) Curva $V_d-V_q$ com 18 espiras em CC .....	78
Figura 82 - (a) FFT das Correntes $I_d$ e $I_q$ com 27 espiras em CC; (b) FFT das tensões $V_d$ e $V_q$ com 18 espiras em CC; (c) Curva $I_d-I_q$ com 27 espiras em CC; (d) Curva $V_d-V_q$ com 27 espiras em CC .....	79
Figura 83 - (a) $V_d-V_q$ sem carga; (b) $V_d-V_q$ à meia carga; (c) $V_d-V_q$ à plena carga para Funcionamento normal, com 18 espiras em CC e com 27 espiras em CC. ....	80
Figura 84 - (a) FFT das Tensões $V_d$ e $V_q$ em funcionamento normal (b) Curva $V_d-V_q$ em funcionamento normal. ....	80
Figura 85 - (a) FFT das Tensões $V_d$ e $V_q$ com 18 espiras em CC (b) Curva $V_d-V_q$ com 18 espiras em CC. ....	81
Figura 86 - (a) FFT das Tensões $V_d$ e $V_q$ com 27 espiras em CC (b) Curva $V_d-V_q$ com 27 espiras em CC. ....	81
Figura 87 - (a) FFT das Correntes $I_d$ e $I_q$ em funcionamento normal; (b) FFT das tensões $V_d$ e $V_q$ em funcionamento normal; (c) Curva $I_d-I_q$ em funcionamento normal; (d) Curva $V_d-V_q$ em funcionamento normal. ....	82
Figura 88 - (a) FFT das Correntes $I_d$ e $I_q$ com 18 espiras em CC; (b) FFT das tensões $V_d$ e $V_q$ com 18 espiras em CC; (c) Curva $I_d-I_q$ com 18 espiras em CC; (d) Curva $V_d-V_q$ com 18 espiras em CC. ....	82
Figura 89 - (a) FFT das Correntes $I_d$ e $I_q$ com 27 espiras em CC; (b) FFT das tensões $V_d$ e $V_q$ com 27 espiras em CC; (c) Curva $I_d-I_q$ com 27 espiras em CC; (d) Curva $V_d-V_q$ com 27 espiras em CC .....	83
Figura 90 - (a) $V_d-V_q$ sem carga; (b) $V_d-V_q$ à meia carga; (c) $V_d-V_q$ à plena carga para Funcionamento normal, com 18 espiras em CC e com 27 espiras em CC. ....	83
Figura 91 - Curva $V_d$ versus percentagem de enrolamento avariado. ....	84

Figura 92 - Curva $V_q$ versus percentagem de enrolamento avariado. ....	84
Figura 93 - Oscilograma das tensões e correntes no GSIP considerando uma velocidade de 1500 rpm em vazio. ....	90
Figura 94 - Oscilograma das tensões e correntes no GSIP considerando uma velocidade de 1440 rpm em vazio. ....	90
Figura 95 Oscilograma das tensões e correntes no GSIP considerando uma velocidade de 1350 rpm Ensaio em Carga .....	91
Figura 96 - Oscilograma das tensões e correntes no GSIP considerando uma velocidade de 1500 rpm ( $I_u=0,3A$ ).....	91
Figura 97 - Oscilograma das tensões e correntes no GSIP (restantes ensaios no anexo B) considerando uma velocidade de 1500 rpm ( $I_u=1A$ ). ....	92
Figura 98 - Oscilograma das tensões e correntes no GSIP considerando uma velocidade de 1500 rpm ( $P_{out}=100W$ ). ....	92
Figura 99 - Oscilograma das tensões e correntes no GSIP considerando uma velocidade de 1500 rpm ( $P_{out}=400W$ ). ....	93
Figura 100 - Oscilograma das tensões e correntes no GSIP considerando uma velocidade de 1500 rpm ( $P_{out}=500W$ ). ....	93
Figura 101 - Oscilograma das tensões e correntes no GSIP considerando uma velocidade de 1500 rpm ( $I_a=1A$ ). ....	94
Figura 102 - Oscilograma das tensões e correntes no GSIP considerando uma velocidade de 1500 rpm ( $I_a=2A$ ). ....	94
Figura 103 - Oscilograma das tensões e correntes no GSIP considerando uma velocidade de 1500 rpm ( $I_a=3A$ ). ....	95
Figura 104 - Oscilograma das tensões e correntes no GSIP considerando uma velocidade de 1500 rpm ( $I_a=4A$ ). ....	95
Figura 105 - Oscilograma das tensões e correntes no GSIP considerando uma velocidade de 1500 rpm ( $I_a=5A$ ). ....	96
Figura 106 - Oscilograma das tensões e correntes no GSIP considerando uma velocidade de 1500 rpm ( $I_a=6A$ ). ....	96

Figura 107 - Circuito Equivalente do PMSG em modo de avaria na fase 1 .....	97
Figura 108 - Esquema de Bobinagem trifásico. ....	98



## Lista de Acrónimos

ER	Energias Renováveis
MCSA	Motor Current Signature Current
DDA	Detecção e Diagnóstico de Avarias
PF	Painel Fotovoltaico
PMSG	Permanet Magnet Synchronous Generator
Fem	Força electromotriz
GSIP	Gerador Síncrono de Imanes Permanentes
IP	Imanes Permanentes
PRPD	Phase Resolved Partial Discharge
FFT	Fast Fourier Transform
STFT	Short-Time Fourier Transform
DWT	Discrete Wavelet Transform
CWT	Continuous Discrete Wavelete Tranform
AEVP	Análise Estendida do Vector de Park



# Capítulo 1

## Introdução

A fonte de energia mais utilizada pela sociedade actual é o petróleo. Para além de se tratar de uma fonte de energia não renovável, a queima deste é uma das principais responsáveis, se não a principal, pela emissão de gases do efeito de estufa, e consequente aquecimento global.

A necessidade de combate a este fenómeno conduziu a um interesse crescente no que diz respeito aos modos de aproveitamento das energias renováveis. Actualmente, é já possível encontrar diversas fontes e formas de aproveitamento deste tipo de energias, e com o desenvolvimento constante da tecnologia muitas mais surgiram.

Relativamente às tipologias de energias renováveis existentes, destacam-se as seguintes:

- Energia Hídrica;
- Energia Eólica;
- Energia Solar;
- Energia Geotérmica;
- Energia das ondas e marés;
- Energia da Biomassa.

O vento é utilizado há milhares de anos para responder às necessidades energéticas da actividade humana, por exemplo para propulsar meios de transporte (barcos à vela), bombear água ou permitir o funcionamento de actividades industriais, como era o caso dos moinhos de vento ainda visíveis no cume de muitos montes portugueses. A **energia eólica** representa o aproveitamento da energia cinética contida no vento para produzir energia mecânica (a rotação das pás de uma turbina) que por conseguinte é transformada em energia eléctrica com o auxílio de um gerador eléctrico. Como a maior parte das fontes de energia renovável, a energia eólica é uma forma de energia solar: tem origem no aquecimento da atmosfera pelo sol, que põe em movimento as massas de ar. A rotação da terra, a forma e cobertura da superfície terrestre influenciam, por conseguinte, o regime dos ventos, ou seja, a velocidade, direcção e variabilidade do vento num determinado lugar. Hoje em dia, a energia eólica é cada vez mais utilizada para produzir electricidade, seja para utilização local descentralizada, por exemplo em lugares isolados, seja em grandes “parques eólicos” constituídos por vários aerogeradores ligados à rede eléctrica (figura 1).



Figura 1 - Exemplo de uma torre eólica.

Na figura 2 podemos observar o panorama internacional da energia eólica relativo à capacidade acumulada até Dezembro de 2010 e a capacidade instalada entre Janeiro e Dezembro do mesmo ano.

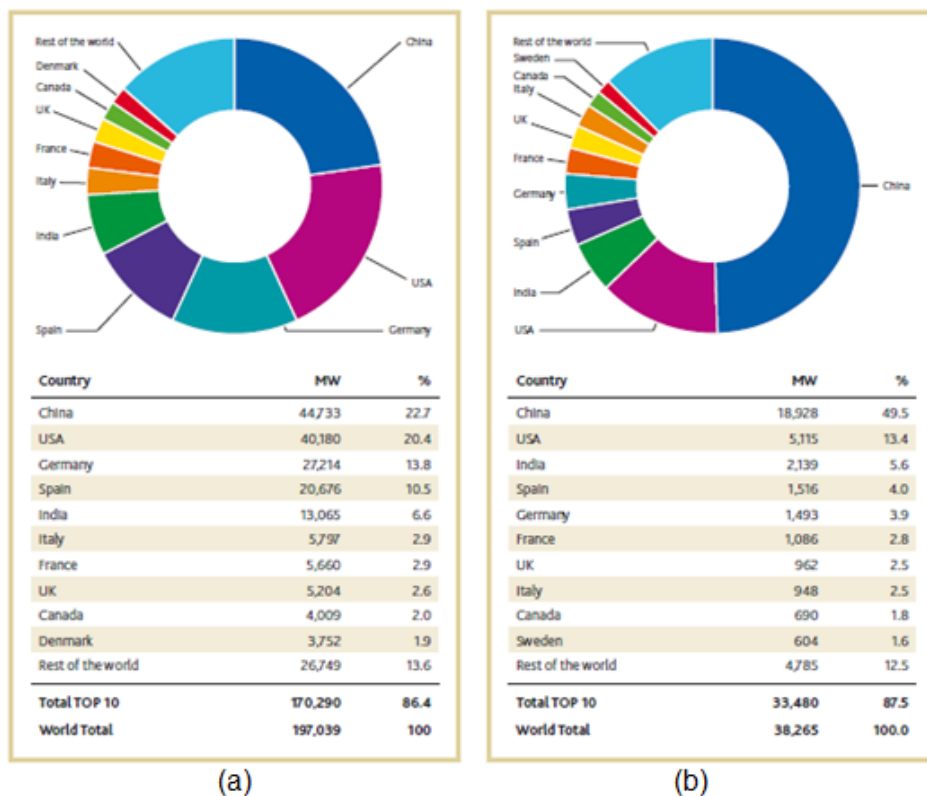


Figura 2 - Panorama internacional da energia eólica. (a) Capacidade acumulada até Dezembro de 2010. (b) Capacidade instalada entre Janeiro e Dezembro de 2010 [1].

Na realidade, só no início do século XXI, inicialmente com o Programa Energia e posteriormente com o Programa E4, é que se criaram condições para o desenvolvimento real deste tipo de energia.

Em Portugal, o primeiro parque eólico foi criado em 1988 em Santa Maria (Açores). Em 2008 a distribuição deste tipo de centrais já abrangia quase todo o território nacional com aproximadamente 2831.7 MW de potência instalada em 240 parques eólicos e 1604 turbinas eólicas [2,3].

Em 2010, a potência ligada fixou-se em 3705 MW, correspondendo a uma potência instalada de cerca de 4119 MVA [2,3]. Da potência ligada à rede pública 44% está ligada à rede de transporte e 56% à rede de distribuição [2]. De referir ainda que a potência eólica representa 21% da potência total ligada no Sistema Eléctrico Nacional (SEN), no final do mesmo ano [2].

Cerca de metade dos parques eólicos (49%) em Portugal são parques pequenos, com potências entre 1 a 10 MW, 33% dos parques têm uma dimensão média, com potências entre 10 a 25 MW. Os parques eólicos com potências entre 25 e 100 MW são cerca de 14% do total de parques. Existindo cerca de 9 parques eólicos (4%) com potência superior a 100 MW, isto em 2010 [2]. Na Figura 4 apresenta-se um mapa com a indicação da localização e potência instalada dos parques eólicos existentes em Portugal.

Para que se possa melhor avaliar a energia eólica é importante conhecer as suas vantagens e desvantagens.

### **Vantagens**

1. Baixo nível de manutenção dos aerogeradores;
2. A energia eólica é renovável, limpa, amplamente distribuída, e é utilizada para substituir fontes de combustíveis fósseis (fontes não renováveis) contribuindo assim para a redução do efeito estufa.

### **Desvantagens**

1. Nas proximidades dos parques eólicos é detectada alguma poluição sonora, devido ao ruído produzido, o que condiciona a construção de parques e aerogeradores em determinados locais. Há também quem considere que a sua “silhueta” afecta a paisagem. Tem sido estudada, recentemente, a hipótese da construção de parques eólicos sobre plataformas ancoradas no mar não muito

longe da costa mas situadas de tal forma que não incidam de forma excessiva sobre a paisagem.

2. Os lugares mais apropriados para sua instalação coincidem com as rotas migratórias de algumas espécies de aves, o que faz com que centenas de pássaros possam morrer ao chocar contra as suas pás;
3. Os aerogeradores não podem ser instalados em qualquer área, já que requerem um tipo de vento constante mas não excessivamente forte.

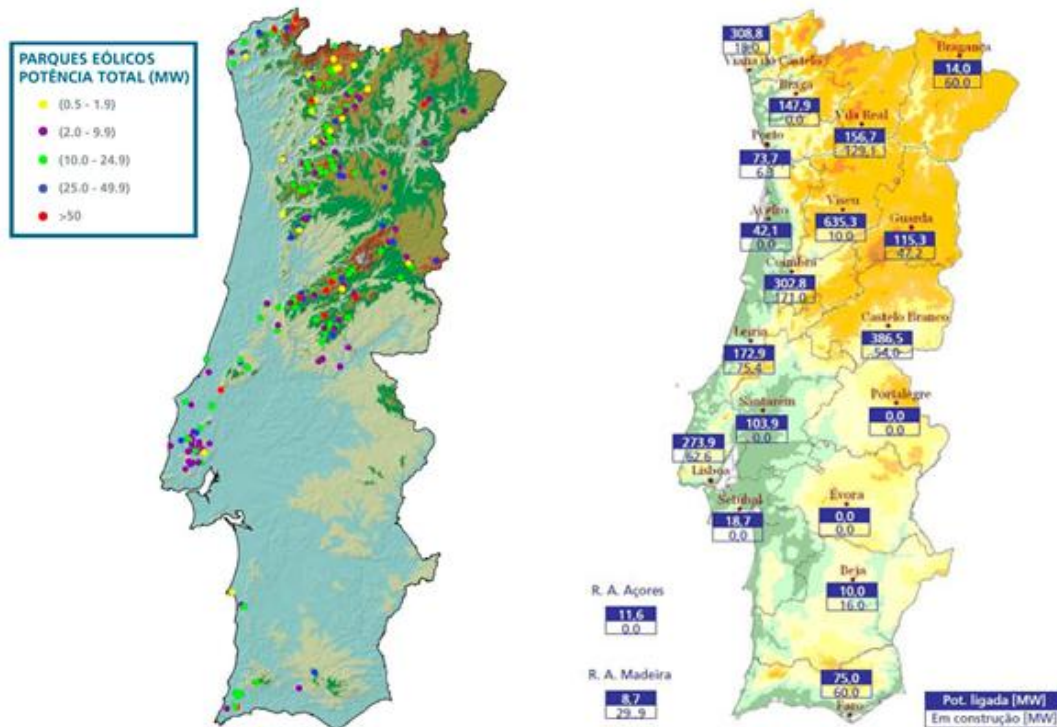


Figura 3 - Mapas de alguns parques eólicos em Portugal [3].

## 1.1 Sistemas de Geração Eólica

Os sistemas de geração eólica são usualmente constituídos pelos seguintes elementos:

- Turbina eólica
- Gerador - é o componente que tem função de converter a energia mecânica do eixo em energia eléctrica.
- Conversor de potência - Elemento encarregue de garantir que a frequência e a tensão da energia eléctrica, entregue à rede, se encontram de acordo com as normas, independentemente da velocidade do rotor.
- Sistema de controlo - As turbinas eólicas são projectadas para fornecerem potência nominal de acordo com a velocidade do vento prevalecente, ou seja, a

velocidade média nominal que ocorre com mais frequência durante um determinado período.

- Anemómetro/Anemógrafo - consiste num instrumento para medir a velocidade do vento ou de outros fluidos em movimento. Geralmente possui um cata-vento para indicar a direcção do vento. Este é constituído por uma bandeira bem equilibrada que gira em torno de uma haste vertical. A bandeira tende a orientar-se ao longo das linhas de corrente do movimento do ar e os seus movimentos são transmitidos por meios mecânicos ou eléctricos a mostradores ou a registadores, que indicam a direcção do vento. Quando dispõem de um dispositivo de registo, designa-se por anemógrafo.

Quanto à sua tipologia os sistemas de geração eólica podem classificar-se em três tipos: sistemas isolados, sistemas híbridos, como a topologia que se apresenta na figura 5, e sistemas de injeção na rede.

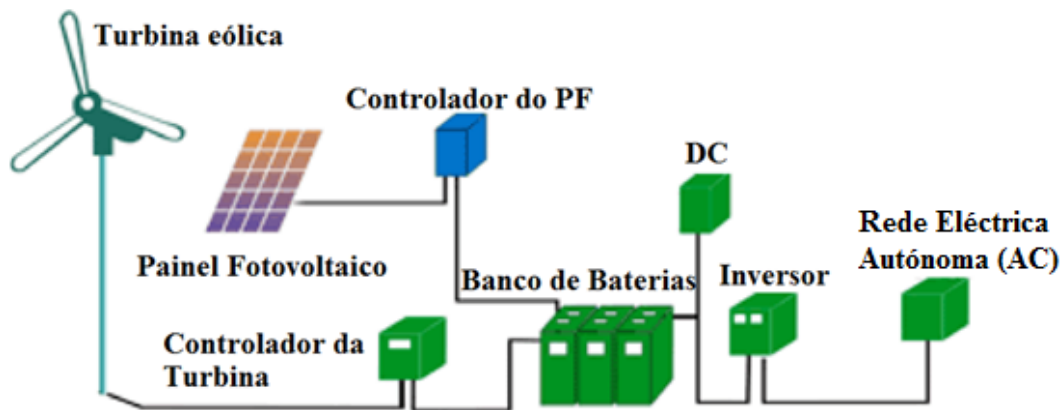


Figura 4- Topologia de um sistema híbrido de geração eólica.

**Sistemas Isolados**, são todos os sistemas que se encontram privados de energia eléctrica proveniente da rede pública. Estes sistemas armazenam a energia do aerogerador em baterias estacionárias, que permitem consumir energia nas temporadas em que não se verifique vento, evitando que a energia eléctrica falhe quando o aerogerador pára.

**Sistemas Híbridos**, são todos os sistemas que produzem energia eléctrica com base no uso simultâneo de energia eólica, com outra fonte electroprodutora. Esta fonte poderá ser de origem fotovoltaica, de geradores eléctricos de diesel/biodiesel, ou qualquer outra fonte electroprodutora. Nestes sistemas temos o mesmo funcionamento que nos sistemas isolados, a única alteração é que o carregamento das baterias estacionárias é feito por mais do que um gerador.

**Sistemas de injeção na rede**, são todos os sistemas que debitam, directamente, a energia produzida na rede eléctrica pública, sendo esta a tipologia mais comum.

Paralelamente, os geradores eólicos podem ainda ser classificados de acordo com a orientação do rotor, podendo o rotor apresentar orientação vertical e horizontal.

No que se refere às turbinas de eixo vertical, estas são geralmente mais baratas, pois o gerador não gira segundo a direcção do vento, no entanto o seu desempenho é inferior. Actualmente estão disponíveis três tipos de turbinas de eixo vertical, a saber, *Savonius*, *Darriues* e *Giromill*.

A turbina do tipo *Savonius* é uma das mais simples, como se pode constatar na figura 5, sendo movida principalmente pela força de arrasto do ar. Este tipo de rotor é conhecido pelo seu elevado binário de arranque, a potência de saída é razoável tendo em conta a sua dimensão, peso e custo. Por conseguinte a sua eficiência máxima é de cerca de 15 % para uma velocidade do vento reduzida e pode ser aplicada para bombear água, acoplada a um gerador eléctrico e como mecanismo de ventilação. [4]

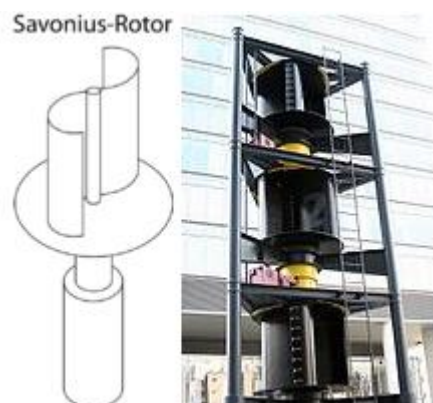


Figura 5 - Turbina Savonius.

A turbina do tipo *darriues*, apresentada na figura 6, baseia o seu funcionamento no princípio de Bernoulli. É constituída por duas ou três pás (semelhantes às de um helicóptero), e funciona através da força de sustentação, pelo que apresenta uma eficiência superior à turbina de *savonius*, podendo apresentar rendimentos de 40% para velocidades de vento elevadas [5]. O facto de ter um binário de arranque bastante reduzido torna-a bastante desvantajosa para aplicações em que a velocidade do vento seja pouco estável [5,6].

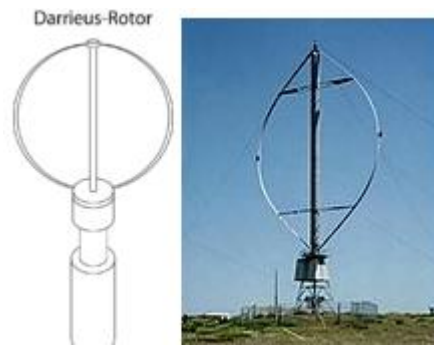


Figura 6 - Turbina Darrieus.

Por último, a turbina do tipo *Giromill*, apresentada na figura 7 e cujo princípio de funcionamento é igual ao da *darrieus*, contém pás direitas. As pás desta turbina apresentam um passo variável de modo a reduzir as variações de binário e permitir um movimento facilitado da turbina. Desta forma obtém-se uma solução capaz de combinar as vantagens das duas soluções anteriores. Ou seja: [6]

- Elevado binário de arranque;
- Uma baixa relação velocidade-pás;
- Elevada eficiência, principalmente em situações de velocidade do vento variável.

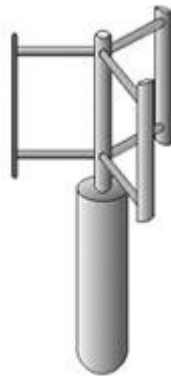


Figura 7 - Turbina Giromill.

Relativamente às turbinas de eixo horizontal, estas são as mais utilizadas, devido à sua elevada eficiência compensando assim o seu custo elevado.

Actualmente existem três tipos de turbinas de eixo horizontal, a saber:

- Dutch;
- Multipás;
- Hélices para velocidades elevadas.

As Turbinas *Dutch*, representadas na figura 8, devem o seu nome ao facto de serem amplamente utilizadas no accionamento de moinhos de cereal na Holanda. Este tipo de turbina baseia o seu princípio de funcionamento na força de impulsão proporcionada pelo vento, como resultado do ângulo existente entre este e as pás ou hélices da turbina.



Figura 8 - Turbina do tipo Dutch.

Por outro lado, as turbinas com multipás ou multihélices são mais utilizadas no bombeamento de águas, como o exemplo que se apresenta na figura 9, mas também poderão ser usadas para geração de energia eléctrica, nomeadamente na micro geração. A robustez, fiabilidade e baixo custo são as principais vantagens deste tipo de turbinas [6].

Finalmente, as turbinas com hélices para velocidade elevadas podem conter duas ou três hélices, sendo impulsionados apenas pela força de sustentação. Este tipo de turbinas tem sido o mais utilizado nos sistemas de geração de energia eléctrica em larga escala. Apesar das turbinas com duas pás serem mais eficientes, são mais instáveis e propensas a turbulências, trazendo risco para a sua estrutura. Por contraponto, as turbinas de três pás são muito mais estáveis, baratas e com capacidade de geração de energia que pode ultrapassar os 5 MW (megawatts). O seu pico de geração de energia é atingido com ventos fortes e a sua eficiência pode ultrapassar os 45% [6].

No que se refere á constituição das turbinas eólicas, estas são constituídas pelos seguintes elementos:

- **Torre** - é o elemento que sustenta o rotor e a gôndola na altura adequada ao funcionamento da turbina eólica. De referir que este elemento contribui de maneira significativa para o custo inicial do sistema.
- **Rotor** - é o componente que efectua a transformação da energia cinética dos ventos em energia mecânica (rotação). No rotor são fixadas as pás ou hélices da turbina. Todo o conjunto é interligado a um eixo que transmite a rotação das pás ou hélices para o gerador, muitas vezes, através de uma caixa velocidades.

- **Gôndola ou Nacelle** - é o compartimento instalado no alto da torre e que abriga todo o mecanismo do gerador, o qual pode incluir: caixa de velocidades, travões, embraiagem, chumaceiras, controle electrónico, sistema hidráulico, etc...
- **Caixa de velocidades** - é o mecanismo que transmite a energia mecânica do eixo do rotor ao eixo do gerador. Esta é utilizada para aumentar a velocidade do eixo principal para o eixo do gerador. As caixas de velocidade são constituídas por eixos, engrenagens e rolamentos e por isso devem ser lubrificadas para evitar a fadiga [7].
- **Pás ou Hélices** - Captam o vento e convertem a sua energia para o centro do rotor. Para a concepção destas devem ser considerados dois aspectos importante: aerodinâmicos e estruturais [7]. A consideração deste é importante pois as hélices devem ser robustas o suficiente para que aguentem condições atmosféricas adversas.
- **Anemómetro (sensor de direcção)** - Capta a direcção do vento, pois ele devem encontrar-se perpendiculares à torre para que seja obtido um maior rendimento.
- **Gerador** - Converte a energia mecânica proveniente das hélices em energia eléctrica. A escolha do gerador depende das condições de utilização previstas.



Figura 9 - Turbina de eixo horizontal multipás.



(a)



(b)

Figura 10 - Turbina de orientação horizontal. (a) Turbina com três hélices (b) Turbina com duas hélices.

Nas figuras 11 e 12 apresentam-se dois esquemas representativos dos componentes anteriormente mencionados e sua distribuição espacial.

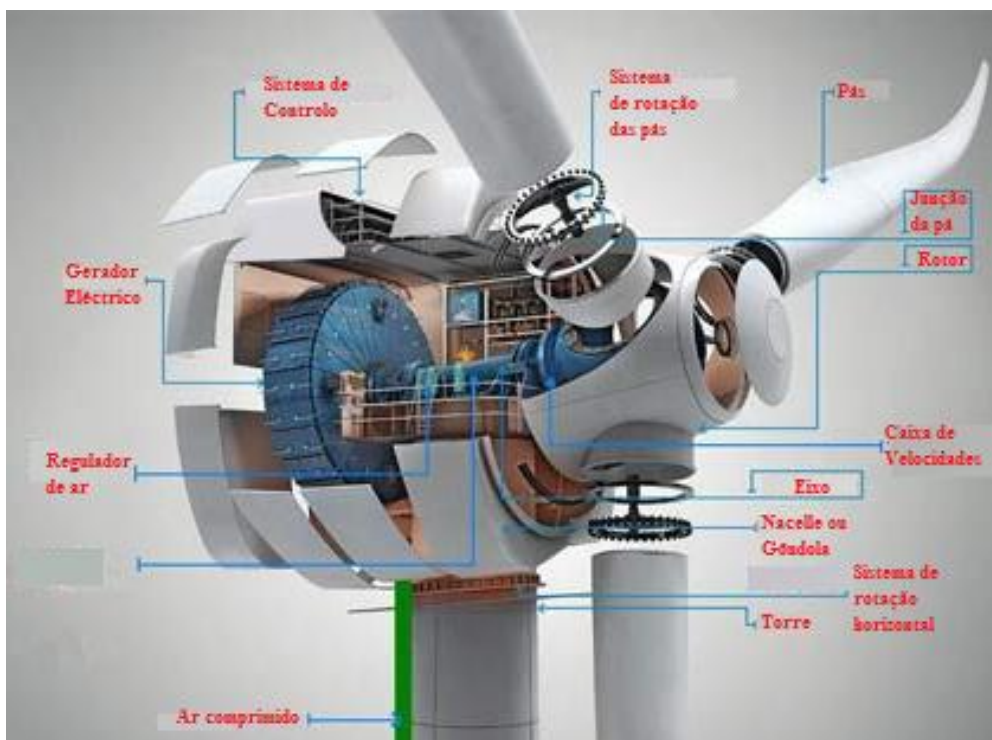


Figura 11 - Constituição de um sistema de aproveitamento eléctrico de energia eólica, “torre eólica”. [34]

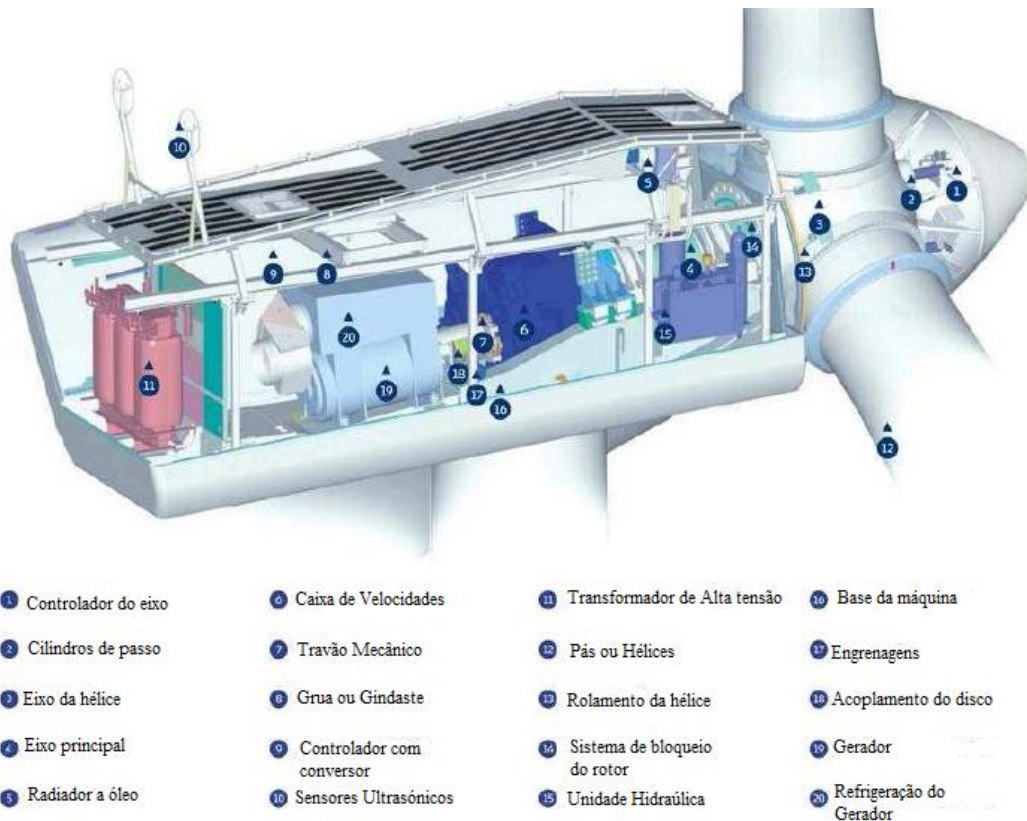


Figura 12 - Gôndola ou nacelle de uma turbina eólica. [35]

Importa salientar que, nos sistemas não ligados à rede eléctrica (sistemas de geração autónoma) é necessário adicionar os seguintes elementos:

- **Controlador Turbina e Controlador PF** - O Controlador da Turbina permite fazer a interface entre a turbina eólica e o banco de baterias, quer isto dizer que a energia eléctrica produzida irá ajudar a carregar este banco de baterias. Quanto ao controlador PF converte a energia solar em eléctrica e efectua a restante carga do banco de baterias anteriormente referido.
- **Inversor** - Como é de conhecimento geral à saída das baterias encontra-se corrente contínua, como o que se pretende obter é corrente alternada para ser entregue à carga, pois maioritariamente as cargas estão dimensionadas para ser alimentadas pela rede de distribuição de energia, torna-se necessário efectuar a conversão de DC para AC.

A escolha de um aerogerador depende do local onde este vai ser implementado. Quer isto dizer que está dependente das condições atmosféricas do local, mais especificamente do vento. Existem assim quatro conceitos relativos à velocidade do vento: velocidade constante, velocidade variável limitada, velocidade variável com caixa de velocidades (múltiplos estados e de um único estado) e velocidade variável sem caixa

de velocidades [8]. Na figura 13 apresenta-se um esquema indicativo das soluções mais aconselhadas para cada situação.

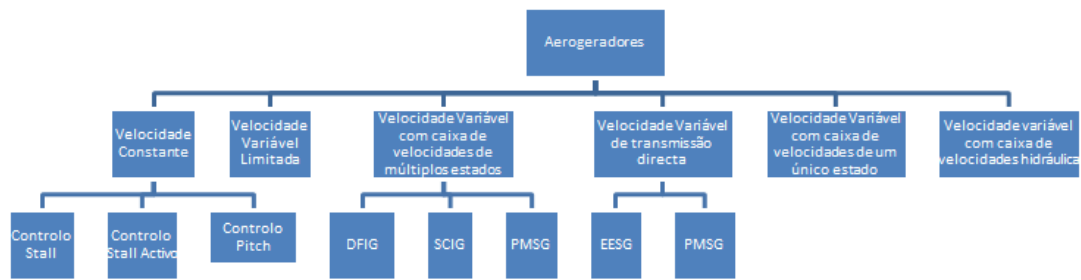


Figura 13 - Classificação de Aerogeradores relativamente à velocidade do vento.

## 1.2 Geradores Síncronos de ímanes permanentes

Um dos tipos mais importantes de máquinas eléctricas rotativas é o Gerador Síncrono. Como qualquer máquina eléctrica, a máquina síncrona pode converter energia mecânica em eléctrica quando em funcionamento gerador, ou energia eléctrica em mecânica quando em funcionamento motor.

As Máquinas Síncronas são maioritariamente utilizadas como geradores nas Centrais Hidroeléctricas e Termoeléctricas, em virtude da suas características que possibilitam uma fácil regulação do factor de potência, do valor eficaz e da frequência da tensão gerada.

No caso dos Geradores síncronos de ímanes permanentes (GSIP), estes são electricamente semelhantes às máquinas síncronas convencionais, apresentando um enrolamento estatórico semelhante, no entanto os enrolamentos de campo são substituídos por ímanes permanentes.

O nome síncrono, neste tipo de máquinas, deve-se ao facto do seu rotor operar com uma velocidade de rotação igual à do campo girante estatórico, também conhecida por velocidade síncrona, cujo valor depende, unicamente, da frequência da corrente estatórica e do número de pólos magnéticos da máquina, conforme a seguinte expressão:

$$N_s = \frac{60 \times f}{p} \quad (1.1)$$

onde  $N_s$  representa a velocidade síncrona expressa em rotações por minuto,  $f$  a frequência e  $p$  no número de par de pólos da máquina.

### 1.2.1 Constituição

Os Geradores Síncronos de Imanes Permanentes são constituídos pelo rotor e pelo estator, como se observa na figura 15. Assim, os elementos preponderantes para o funcionamento da máquina são:

- O estator, onde estão montados os enrolamentos da armadura nos quais se efectua a conversão electromecânica de energia.
- O rotor, onde se encontra um conjunto de Imanes permanentes (IPs), cuja função é criar um campo magnético intenso que atravesse o entreferro e seja ligado pelos enrolamentos do estator, por forma a induzir neste os fenómenos de conversão de energia mencionados.

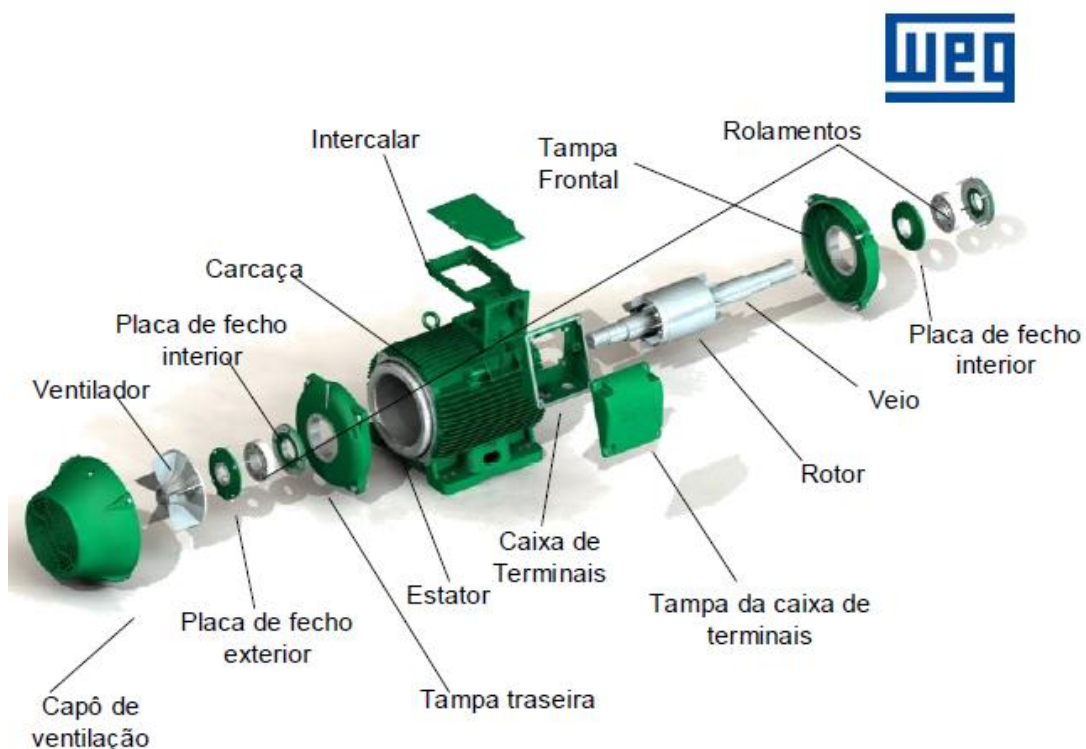


Figura 14 - Constituição de uma Máquina Síncrona (fornecido pela empresa WEG).

Além destes dois elementos importa salientar:

- A carcaça, que tem essencialmente uma função de suporte mecânico do estator, exclusiva dos GSIPs com entreferro radial e rotor interior. Normalmente não é atravessada por um fluxo magnético apreciável;
- O Núcleo da armadura, que tem por função permitir uma indução magnética intensa. Como é atravessado por um campo magnético variável no tempo, tem

que ser constituído por um material com pequenas perdas no ferro, ou seja, com pequena área do ciclo de histerese e com resistividade eléctrica elevada;

- Os enrolamentos da armadura, que são constituídos por condutores, em geral de cobre, isolados e colocados em cavas ou ranhuras. Estes enrolamentos são do mesmo tipo dos enrolamentos do estator das máquinas assíncronas. Nas máquinas trifásicas, os três enrolamentos estão desfasados de um terço de período uns em relação aos outros.

Relativamente à sua constituição, os Geradores síncronos de ímanes permanentes podem ser classificados de acordo com:

- A orientação do fluxo no entreferro e posicionamento do rotor;
- Posicionamento dos ímanes permanentes no rotor;
- O enrolamento estatórico.

Adicionalmente e à semelhança da máquina síncrona convencional também é possível classificar o GSIP de acordo com a geometria dos pólos rotóricos, obtendo-se GSIPs de pólos lisos ou de pólos salientes.

A orientação das linhas de fluxo magnético no entreferro está intimamente ligada à geometria da máquina. Assim, sempre que o rotor apresente uma configuração cilíndrica independentemente da posição relativa entre o estator e o rotor, o fluxo no entreferro estará orientado segundo o raio da máquina (linha imaginária que parte do centro do eixo de rotação para a periferia da máquina), como é o caso da máquina apresentada na figura 15 e 16.

Os GSIPs de fluxo radial podem ainda ser classificados de acordo com a posição relativa entre o estator e o rotor. Assim, é possível posicionar o rotor no interior do estator, situação mais comum para aplicações de baixa velocidade, obtendo-se um gerador síncrono de fluxo radial e rotor interior.

No entanto, existem situações, normalmente para velocidade mais altas, em que é vantajoso colocar o rotor em torno do estator. A esta configuração denominada de GSIP de fluxo radial e rotor exterior, vulgarmente conhecidos por outrunners apresenta vantagens significativas na fixação dos ímanes permanentes, uma vez que, a força “centrífuga” pressiona os IPs contra a sua base, ao contrário do que acontece nos geradores síncronos de rotor interior onde a referida força tende a forçar um desacoplamento mecânico entre os ímanes e o rotor.

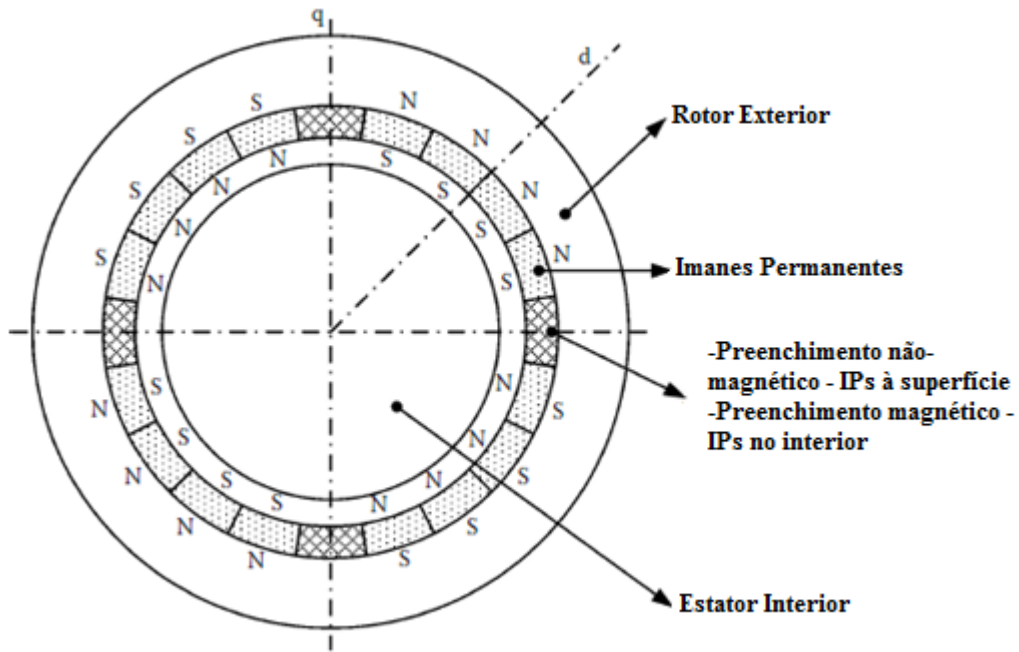


Figura 15 - GSIP de rotor exterior. [9]

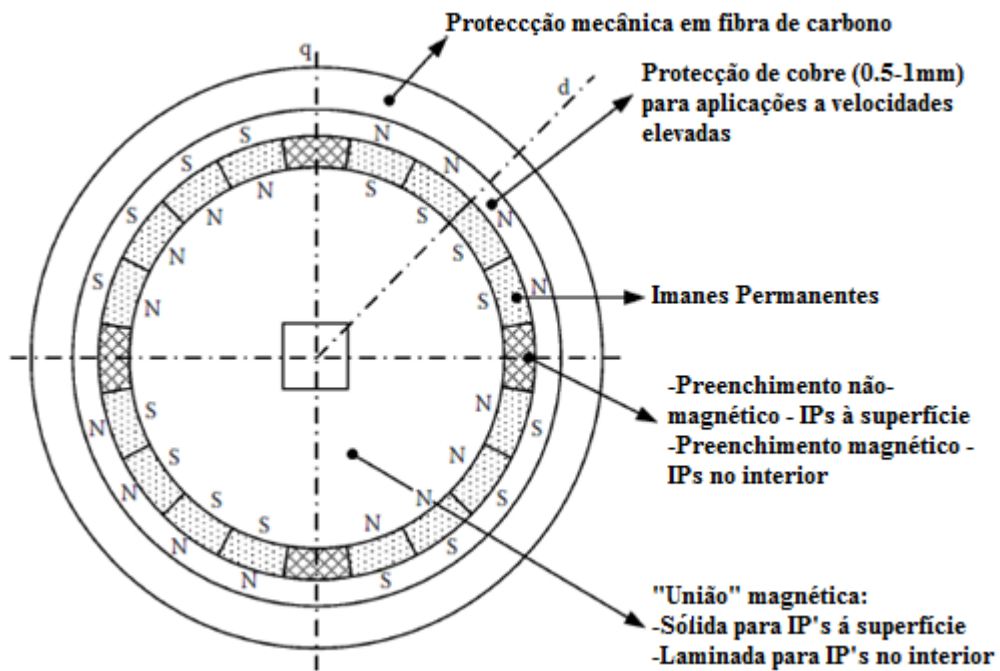


Figura 16 - GSIP de rotor interior de pólos salientes e de pólos lisos. [9]

Contrariamente ao GSIP de rotor exterior, os GSIP de rotor interior necessitam de uma proteção mecânica em fibra de carbono de modo a suportar as forças “centrífugas” elevadas provocadas pela utilização desta tipologia de gerador a velocidades elevadas.

Relativamente a estes últimos podem ainda subdividir-se em GSIP de rotor interior de pólos salientes e GSIP de rotor interior de pólos lisos.

Nos rotores de pólos salientes há um núcleo central montado no veio, ao qual se ligam pólos constituídos por ímanes permanentes, normalmente colocados à superfície. Esta solução é utilizada normalmente em máquinas de elevado número de pólos sendo relativamente reduzida a força “centrífuga” a que os pólos estão sujeitos. A optimização da forma dos IPs permitirá obter um binário de relutância baixo, este binário é originado através da interacção entre os IPs do rotor e o estator.

Nas máquinas de pólos lisos os ímanes permanentes, normalmente colocados no interior, estão distribuídos ao longo do perímetro do rotor. O número de pólos é, usualmente, reduzido (velocidade elevada) sendo o diâmetro destas máquinas relativamente pequeno ( $D < 1,10m$ ).

Por vezes há vantagem que o material do rotor tenha resistividade eléctrica baixa. Assim, qualquer variação do fluxo através do rotor origina correntes no núcleo relativamente intensas que têm como efeito atenuar as variações de fluxo através do rotor. Com o mesmo fim montam-se, por vezes, no rotor, condutores de cobre ou bronze, paralelos ao eixo e que são ligados uns aos outros através de barras ou anéis tal como as gaiolas das máquinas de indução. Estes condutores constituem os enrolamentos amortecedores. Em regime permanente, as forças electromotrizes (f.e.m.) induzidas nestes enrolamentos são nulas e por consequência são nulas as correntes neles induzidas. Assim, os enrolamentos amortecedores funcionarão apenas em regimes desequilibrados ou em regimes transitórios.

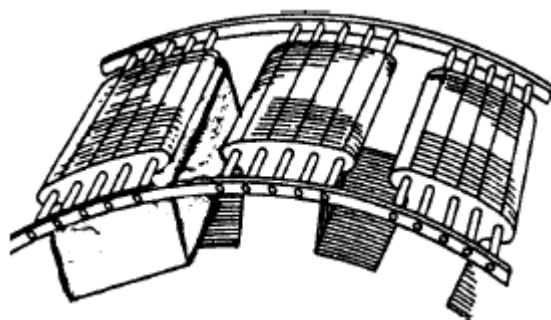


Figura 17 - Enrolamentos amortecedores e pólos indutores

Os GSIPs de fluxo radial podem ser classificados de acordo com um número de estatores e o número de rotores. Assim, no caso mais simples do GSIP de apenas um estator e um rotor, os ímanes permanentes encontram-se fixos num disco constituído por material magnético, que é colocado paralelamente ao estator. O estator também ele apresenta uma configuração cilíndrica. Esta configuração apresenta como principal desvantagem a

existência de forças de atração entre o estator e o rotor que podem conduzir a elevados níveis de vibração e ruído, e nas situação mais graves a deformações mecânicas nos discos.

Para ultrapassar este problema surgem duas soluções distintas. Uma em que o gerador apresenta um duplo estator, estando os IPs encastrados num disco de aço inox, material não magnético de elevada robustez, colocado em rotação entre os dois estatores. Neste tipo de configuração não existe núcleo magnético no rotor, a inércia e o comprimento axial do rotor são pequenos (Figura 18).

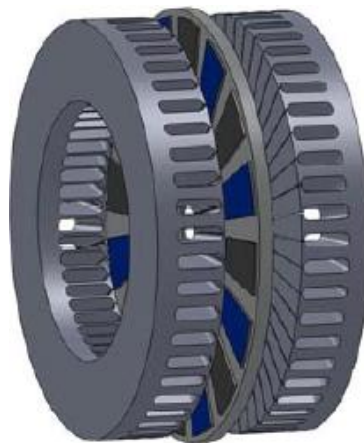


Figura 18 - GSIP de fluxo axial, de rotor circular simples [36].

Uma segunda solução passa pela existência de dois rotores. Neste caso os rotores são colocados numa base em aço magnético (Figura 19).

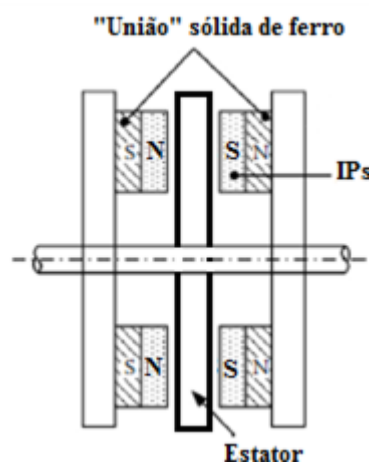


Figura 19 - GSIP de fluxo axial, de rotor circular duplo [9].

A grande vantagem desta configuração reside no facto de, na maior parte dos casos o estator não possuir qualquer tipo de material ferromagnético, o que reduz fortemente as perdas associadas à histerese e ao fenómeno das correntes de Foucault.

De notar que é possível reduzir o comprimento axial do estator, aumentando o número de pólos, com o conseqüente incremento do raio, obtendo-se um gerador com um aspecto dimensional semelhante ao da figura 19. Este facto permite concluir que o GSIP de configuração circular é favorável para um número elevado de pólos (frequência abaixo de 2KHz) [9].

Ao contrário das máquinas assíncronas, neste caso, como em regime permanente o campo no rotor é constante, não há necessidade das precauções no que respeita às perdas por correntes de Foucault no rotor. Assim, o rotor não tem que ser necessariamente constituído por chapas empilhadas, podendo ser de aço maciço.

Resumindo, considerando a orientação do fluxo no entreferro, é possível classificar os GSIP como:

- Geradores de fluxo radial de rotor interior (rotor cilíndrico);
- Geradores de fluxo radial de rotor exterior (rotor cilíndrico);
- Geradores de fluxo axial simples (rotor circular);
- Geradores de fluxo axial duplo rotor (rotor circular);
- Geradores de fluxo axial duplo estator (rotor circular).

Adicionalmente, como representado nas figuras 15 e 16 o GSIP pode ainda ser classificado de acordo com modo como os ímanes estão colados no rotor. Assim, obtém-se as seguintes classificações:

- GSIP com ímanes colocados à superfície do rotor;
- GSIP com ímanes colocados no interior do rotor (solução que melhor permite a colocação de enrolamentos amortecedores).

Quanto à classificação segundo o tipo de enrolamento, esta pode ser de dois tipos:

- Enrolamentos distribuídos;
- Enrolamentos concentrados.

Os enrolamentos distribuídos, tal como o nome indica e se mostra na figura 20, encontram-se distribuídos ao longo da periferia podendo o número de cavas por pólo e fase atingir um número elevado. Os GSIPs com este tipo de enrolamentos são utilizados de modo a proporcionar um campo electromagnético nos enrolamentos do estator com uma forma de onda aproximadamente sinusoidal (e.m.f.), isto apesar da distribuição da densidade de fluxo dos ímanes permanentes no entreferro ser quase plana. Para que seja possível obter uma forma de onda “o mais” sinusoidal possível poderá ser necessário

modelar o valor do entreferro, esta operação terá como consequência a redução de cerca de 5 a 7% do valor eficaz do campo electromagnético [9].

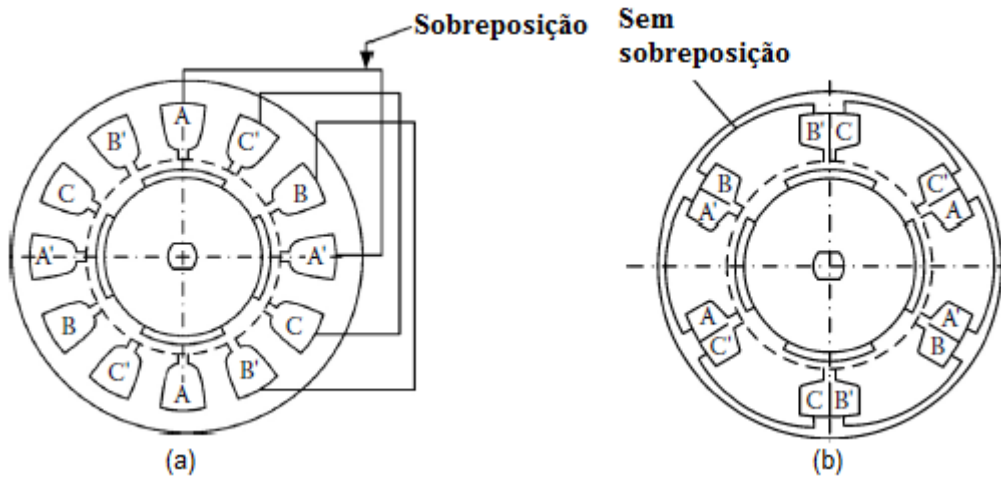


Figura 20 - GSIP de 4 pólos, (a) com enrolamentos distribuídos, (b) com enrolamentos concentrados. [9]

Relativamente aos GSIP com enrolamentos concentrados são utilizados para reduzir os custos de fabricação do estator e as perdas por efeito de joule do enrolamento ( $q < 1$ ).

Comparando estas duas tipologias de enrolamentos conclui-se que:

- O enrolamento distribuído permite melhor aproveitamento da superfície do estator;
- O enrolamento distribuído permite melhor refrigeração;
- O enrolamento distribuído “oferece” maior reactância de fase;
- No enrolamento distribuído a tensão induzida é menor relativamente ao enrolamento concentrado;
- No caso de existirem harmónicos, o enrolamento distribuído apresenta uma melhor forma de onda;
- O custo de fabricação do enrolamento concentrado é menor;
- O enrolamento concentrado apresenta melhor rendimento;
- O enrolamento concentrado apresenta menor propensão para a ocorrência de curto-circuitos entre espiras;
- Os GSIPs com enrolamentos concentrados apresentam maior independência entre fases, e portanto maior propensão para aplicação tolerantes a falhas.

## 1.2.2 Princípio de Funcionamento

Quando o rotor de um GSIP apresenta velocidade constante é induzida uma força electromotriz equilibrada no enrolamento da armadura. Caso se ligue uma carga equilibrada ao enrolamento da armadura, irá circular uma corrente na carga e nos enrolamentos com a mesma frequência da f.e.m. A frequência da f.e.m. está relacionada com a velocidade do rotor, pelo que, um incremento no valor da velocidade do rotor resulta no incremento do valor da frequência da f.e.m. e consequentemente da corrente, estando estas duas grandezas, frequência e velocidade relacionadas pela expressão (1.1).

O efeito que a força magnetomotriz da armadura produz na resultante da distribuição de campo é chamado reacção na armadura.

Assumindo uma análise em regime estacionário obtém-se o seguinte circuito equivalente por fase:

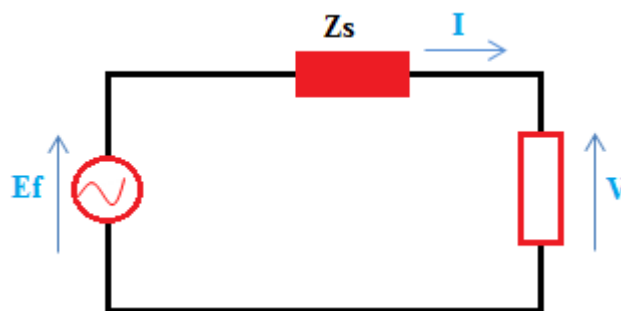


Figura 21 - Circuito Equivalente GSIP.

Os efeitos da reacção na armadura, e as perdas nos enrolamentos da mesma, são considerados por intermédio da reactância síncrona  $X_s$ , enquanto que a excitação do campo é representada pela fonte de tensão  $E_f$  e contabilizada analisando a tensão aos terminais da máquina em circuito aberto. A impedância  $Z_s = (R_a + jX_s)$  é conhecida como a impedância síncrona do gerador, onde  $R_a$  é a resistência da armadura.

Considerando-se o circuito equivalente do gerador síncrono obtém-se:

$$\vec{E}_f = \vec{U} + \vec{I}Z_s \quad (1.2)$$

A figura 22 mostra o diagrama fasorial de tensão de um GSIP de rotor cilíndrico com um factor de potência atrasado, no qual  $\delta$  é o ângulo de carga e  $\varphi$  o ângulo de defasamento entre a tensão e a corrente de cada uma das fases da máquina.

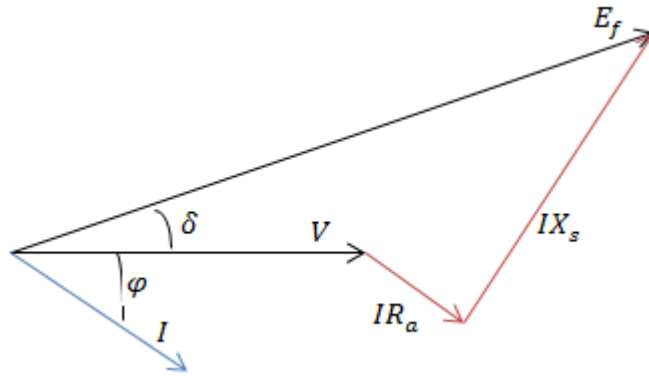


Figura 22 - Diagrama fasorial GSIP.

O princípio de funcionamento de um gerador é baseado na lei de Lenz. Como é de conhecimento geral, sempre que houver um movimento relativo entre um condutor e um campo magnético haverá uma tensão induzida no condutor. No caso da máquina síncrona os condutores são fixos na armadura e o campo magnético é posto em rotação pela máquina primária, turbina no caso de sistemas eólicos de geração. O movimento relativo entre o campo e o condutor faz com que surja uma tensão nos terminais do gerador. Ao ser ligado a uma carga, a tensão induzida faz com que circule corrente pelo gerador e pela carga. A potência mecânica transferida pela máquina é assim convertida em energia eléctrica (não entrando em conta com as perdas).

O gerador síncrono produz uma tensão do tipo alternada sinusoidal, podendo ser monofásica ou trifásica.

Numa máquina não existe apenas um condutor em movimentado, no espaço sob influência do campo magnético, mas sim, uma série de condutores ligados em série, fazendo com que a potência convertida seja maior que no caso de apenas um condutor. Com este arranjo a potência da máquina é maior, aumentando o grau de aproveitamento dos materiais.

Este tipo de máquinas encontra-se hoje em fase de grande desenvolvimento devido aos contínuos melhoramentos que se têm verificado nos ímanes permanentes. Embora os IPs tragam um custo adicional este não se sobrepõe ao facto deste tipo de geradores ter uma elevada eficiência, quer isto dizer que existe uma razão de potência ativa bastante elevada que permite custos de conversão de energia razoáveis em comparação com os geradores de relutância e de indução para a mesma velocidade. Comparativamente com os geradores síncronos convencionais, os GSIPs apresentam, como desvantagem, o facto de não existir possibilidade de controlo da tensão dos seus terminais, nem do factor de potência.

### 1.2.3 Aplicações

Apesar das máquinas síncronas de ímanes permanentes poderem funcionar como motores e como geradores, é como motores que têm tido maior aplicação.

Uma grande parte das aplicações de geração, baseadas em fontes renováveis requer que os GSIPs funcionem a uma velocidade variável, requerendo uma conversão estática completa de toda energia e um controlo com feedback.

A Máquina síncrona de ímanes permanentes (PMSM) tem aplicações em veículos eléctricos, geração eólica, veículos de tração e sistemas de propulsão devido à sua elevada eficiência, elevada relação potência/peso e facilidade de controlo [13].

## Capítulo 2

# Avarias no Gerador Síncrono de Imanes Permanentes

Primeiramente importa definir e categorizar as avarias. Uma avaria é definida como a condição em que um equipamento, material ou sistema, se encontra incapacidade para o desempenho cabal das funções requeridas. Quanto às principais categorias de avarias podem-se distinguir [10]:

- **Avarias catastróficas**, caracterizadas por uma ocorrência súbita e envolvendo a paralisação total e imediata das funções até então desempenhadas [10];
- **Avarias evolutivas** estão associadas a um desenvolvimento gradual e afectando, de início, apenas parcialmente, o desempenho das funções [10];
- **Avarias intencionais** são provocadas deliberadamente e envolvendo a interrupção do desempenho das funções, independentemente da condição registada [10].

### 2.1 Os Modos de Avarias mais comuns no GSIP

De acordo com IEEE Standard 493-1997 as avarias mais comuns no GSIP ocorrem nos rolamentos, enrolamentos estatóricos, rotor (excentricidade), e ímanes permanentes, tal como, se pode observar na tabela 1.

Tabela 1 - Distribuição de avarias em motores [11,12]

	Rolamentos	Enrolamentos Estatórico	Rotor	Imanes Permanentes	Equipamentos externos à máquina	Outros
Número de avarias	2	16	1	6	7	9

Relativamente às avarias mais susceptíveis a acontecer no GSIP, estas podem ser categorizadas em:

- Mecânicas;
- Electromagnéticas.

As avarias do foro mecânico podem ser localizadas em dois locais distintos:

- Rotor;
- Chumaceira de Rolamentos.

No que se refere a avarias mecânicas, quase todas elas têm como consequência o aparecimento de excentricidade. Esta é a condição na qual prevalece um entreferro desigual entre o rotor e o estator. A excentricidade pode ainda ser classificada como excentricidade estática e excentricidade dinâmica.

A **excentricidade estática** terá lugar sempre que o centro do rotor se encontre deslocado relativamente ao centro do estator, o que, por sua vez, não impedirá que este continue a girar sobre o seu próprio eixo (figura 23). por outras palavras, serão induzidos entreferros diferentes em diferentes pontos do rotor. A má colocação ou concepção do estator poderão estar na origem deste tipo de excentricidade [13-15]. Consequentemente será desencadeada uma atracção magnética desequilibrada entre o rotor e o estator, que resultará, por sua vez, em excentricidade dinâmica caso os níveis excentricidade estática não se encontrem entre 5 a 10% [13,14]. De referir por fim, que os valores de excentricidade estática não se alteram ao longo do tempo.

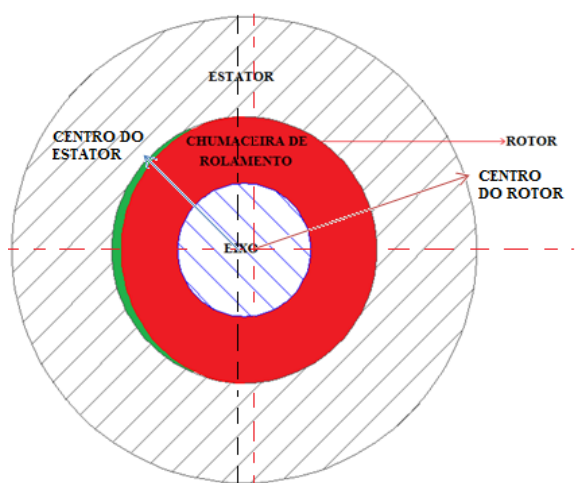


Figura 23 - Excentricidade Estática.

Por sua vez, a **excentricidade dinâmica** é definida como a alteração longitudinal do entreferro, ou seja, o centro do rotor não se encontra no centro de rotação. O desgaste e desalinhamento dos rolamentos, a deformação do eixo, a expansão assimétrica do rotor com a temperatura e até os níveis elevados de excentricidade estática são as possíveis causas deste tipo de excentricidade [13-15]. Como na excentricidade estática, a excentricidade dinâmica desencadeia uma atracção magnética desequilibrada entre o rotor e o estator que poderá provocar a fricção do rotor com o estator e,

consequentemente, causar danos nos IPs, no núcleo e/ou a ruptura do isolamento dos enrolamentos estáticos [13-15].

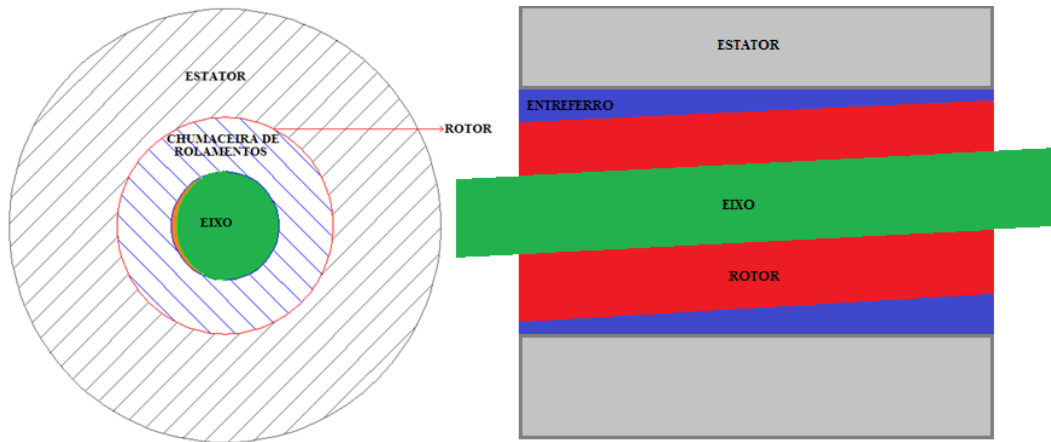


Figura 24 - Excêntrica dinâmica.

A **chumaceira de rolamentos** é um elemento do motor no qual poderão ocorrer avarias do foro mecânico e é constituída pelos elementos representados na figura 25. As avarias nesta podem ainda ser classificadas em:

- Defeitos num único ponto do rolamento;
- Rugosidade generalizada.

Os **defeitos num único ponto** do rolamento poderão ocorrer caso exista uma fenda, estilhaço ou uma avaria localizada num elemento rolante. Consequentemente, poderá ser produzida vibração com uma determinada frequência que se irá reflectir na base da chumaceira, bem como, na variação da corrente estática [15-17].

A **rugosidade generalizada** é causada pela deformação e empenamento dos elementos rolantes, bem como, pela rugosidade que poderá surgir devido ao aumento da temperatura (ventilação imprópria) e também descargas eléctricas. Consequentemente, poderá ser notada alguma dificuldade por parte da chumaceira em rodar, podendo provocar ainda um aumento da vibração [15-17]. De referir ainda que as avarias na chumaceira de rolamentos poderão manifestar-se através das avarias no rotor, mais especificamente a excêntrica como já referido anteriormente.

As avarias neste elemento rolante podem ainda ser causadas por corrosão, lubrificação ou colocação inapropriada dos mesmos e consequente aumento da temperatura da máquina [14].

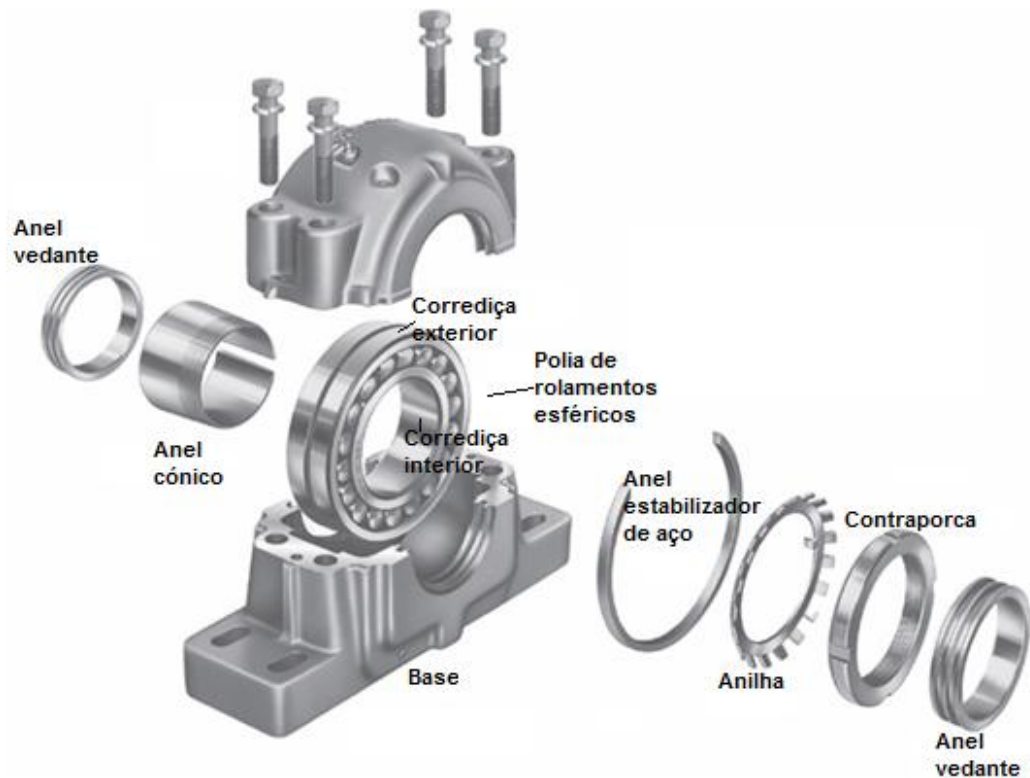


Figura 25 - Vista explodida de uma chumaceira de rolamentos.

Quanto às avarias do foro electromagnético podem ocorrer em dois locais distintos:

- Enrolamentos estatóricos;
- Ímanes Permanentes.

As avarias no enrolamentos estatóricos ou mais especificamente os curto-circuitos (CC) nos enrolamentos podem ser classificados em [12-14]:

- CCs entre espiras de uma fase,
- CCs entre fases
- CCs entre uma fase e a terra

Estes são resultado do colapso parcial ou total do isolamento dos enrolamentos, que por sua vez, poderá ser causado pela exposição da máquina a ambientes com temperaturas elevadas, a perdas no sistema de refrigeração/ ventilação da máquina, descargas eléctricas. Regra geral, cada aumento de 10°C causa o deterioramento do enrolamento duas vezes mais rápido que em condições normais [19]. Consequentemente, os CCs entre espiras de uma fase poderão, caso não sejam detectados, provocar a perda total da fase (CC entre a uma fase e a terra), bem como, desmagnetizar parcialmente um íman [28]. De referir por fim que os CCs entre fases são quase impossíveis de ocorrer em máquinas com enrolamentos concentrados graças à separação física entre as mesmas [12,14,18]. Dado o carácter evolutivo deste tipo de avarias, a detecção precisa de um CC entre

espiras, em estado embrionário, poderá aumentar o período de funcionamento e fiabilidade da máquina [18].

Os **ímãs permanentes** são os componentes mais críticos num PMSG pois determinam a performance, eficiência e fiabilidade do mesmo. Relativamente às avarias nos IPs as situações com maior probabilidade de ocorrência são:

- Desmagnetização total;
- Desmagnetização parcial e/ou local;
- Quebra e a expulsão de parte do material constituinte.

A **desmagnetização dos IPs** (figura 26) pode ser causada pela combinação de condições mecânicas, térmicas, eléctricas e ambientais [13,20,21].

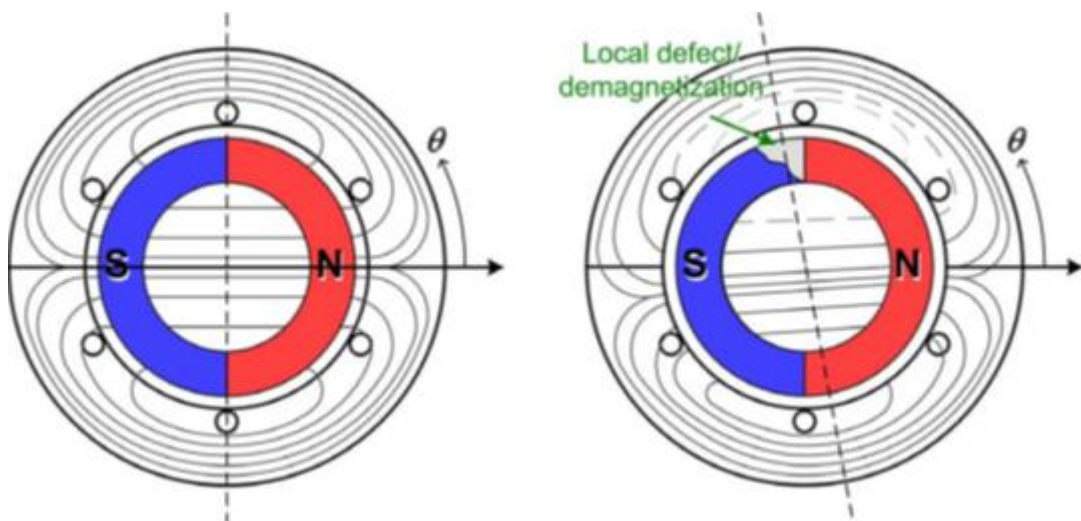


Figura 26 - Distribuição do Fluxo num funcionamento normal e com defeitos/ desmagnetização nos ímãs [21].

Por condições mecânicas, entenda-se, excentricidade e a avarias nos rolamentos. A primeira provocará o aparecimento de correntes nos enrolamentos bastante elevadas, que por sua vez criará um fluxo magnético oposto ao fluxo natural dos ímãs provocando a desmagnetização ou até a destruição dos mesmos [22]. Já a segunda poderá provocar danos na estrutura dos ímãs e/ou o surgimento de fissuras provocando também uma possível desmagnetização [20,21].

O aumento da temperatura acima da Temperatura de Currie do ímã também poderá causar a desmagnetização dos ímãs. A exposição dos ímãs a temperaturas elevadas durante um longo período de tempo poderá provocar a perda das propriedades metalúrgicas destes, que por sua vez poderá causar desmagnetização irreversível ou

parcial caso as alterações nas propriedades dos mesmos não tenha sido muito elevada [13,20].

A **desmagnetização dos IP's** poderá ainda ocorrer devido à corrosão ou oxidação dos mesmos. A oxidação por sua vez ocorrerá caso existam temperaturas elevadas e ambientes húmidos e ricos em cloro [20].

De referir que, embora os ímanes de NdFeB sejam susceptíveis à desmagnetização irreversível devido ao facto de possuírem características térmicas muito fracas (temperatura de Currie com baixo valor) são dos mais utilizados graças à sua elevada densidade energética e baixo custo [13,20]. Consequentemente, a desmagnetização dos IPs poderá provocar a possível redução da produção de binário, incremento da oscilação deste, vibração e temperaturas elevadas, bem como, a redução da performance, fiabilidade e eficiência da máquina [20,22]

## 2.2 Métodos de Diagnóstico

O aumento das horas de utilização das máquinas provocou também um aumento da preocupação dos utilizadores relativamente à eficiência e segurança das mesmas, despertando a necessidade do estudo de estratégias para a detecção e diagnóstico de avarias (DDA).

A detecção e diagnóstico correto, e atempado, de uma avaria permitirão que a mesma seja corrigida e que a máquina continue em funcionamento. Pode então definir-se que a detecção de uma avaria tem como função a identificação da tipologia, localização e dimensão da avaria [23]. Quanto ao diagnóstico de avarias, não existe qualquer definição normalizada, pelo que segundo Gertler (1998) é definido como o isolamento (fonte da avaria) e identificação da avaria (grandeza e características da avaria) [23]. Embora estes dois conceitos sejam definidos diferenciadamente a verdade é que se encontram interligados [2].

Inicialmente a DDA era efectuada observando o estado de conservação da máquina (Métodos de Diagnóstico Offline). Mais tarde, e com o auxílio de aparelhos de medida adequados tornou-se possível observar algumas variáveis importantes (Métodos de diagnóstico On-line). O facto destes dispositivos de medição serem propensos a erros e problemas de funcionamento pôs um pouco de parte este método de diagnóstico.

Actualmente já existe uma vasta quantidade de métodos publicados para a detecção e diagnóstico de avarias mas existe ainda uma grande distância entre a componente teoria e prática dos mesmos, especialmente em sistemas não lineares [2]. Podemos observar na figura 27 um diagrama de blocos que representa DDA.

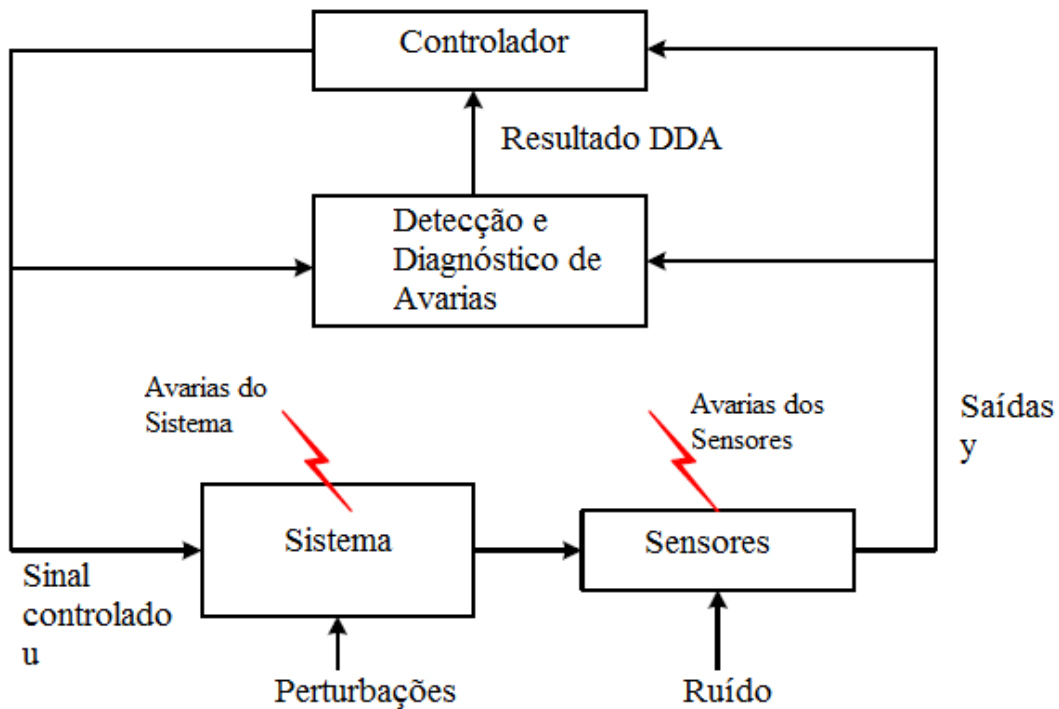


Figura 27 - Diagrama de Blocos de DDA.

Os sensores monitorizam o sistema que por sua vez é susceptível a avarias e perturbações. O Módulo de DDA irá receber informações dos sensores relativas ao sistema, em seguida os resultados da análise são direccionados para o sistema de controlo que tomará ou não decisões correctivas para com o sistema, tais como, avisar o utilizador da necessidade de manutenção da máquina.

Os métodos de DDA podem ser classificados em:

- Baseados em modelos matemáticos;
- Baseados no conhecimento;
- Baseados na análise de sinais.

Os métodos de DDA baseados em modelo matemáticos, cujo fluxograma de decisão se apresenta na figura 28, consistem na comparação entre as medições efectuadas experimentalmente e os resultados obtidos computacionalmente (Matematicamente) das mesmas variáveis. Embora na literatura seja mencionado que estes métodos são bastante “maduros”, deverá ter-se em conta que apenas podem ser aplicados a sistemas lineares o que os torna desvantajosos, visto que, os sistemas na sua maioria são não lineares [23].

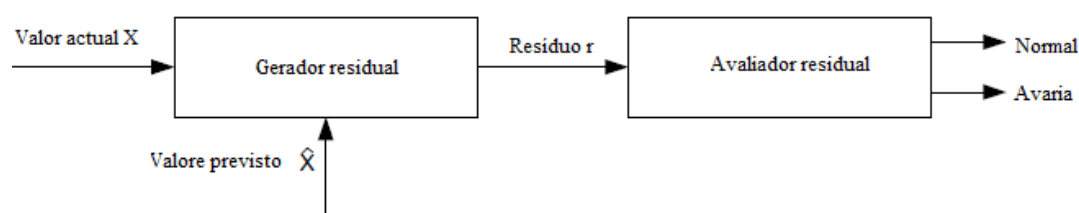


Figura 28 - Métodos baseados em modelos matemáticos.

Os métodos baseados no conhecimento, mais propriamente o humano sobre uma determinada área ou máquina são constituídos por uma estrutura capaz de tomar decisões baseada em regras, redes semânticas (conhecimento), ou seja, são métodos auto-suficientes.

Por fim, os métodos baseados na análise de sinais consistem na análise dos sinais de saída do sistema, mais propriamente tensões e correntes de modo a que, se possa ter conhecimento sobre o estado actual do mesmo. São exemplo destes métodos, a Motor Current Signature Analysis (MCSA), a análise da vibração da máquina, a análise do fluxo axial, e a análise de descargas eléctrica.

Como referido, os métodos de diagnóstico de avaria podem ainda ser classificados em **métodos offline** no qual a máquina não se encontra em funcionamento e **métodos on-line** no qual a máquina se encontra em funcionamento.

Os **métodos de diagnóstico offline** são baseados na inspecção visual da máquina [20,25], como por exemplo, o isolamento dos enrolamentos estatóricos e a qualidade dos IPs. A qualidade dos IPs poderá ser observada através da inspecção visual dos mesmos, utilizando um “observador” magnético para detectar sinais de danos, como fissuras ou fendas, bem como, através da verificação da disposição do íman. Poderá ser ainda utilizado um Gausímetro para efectuar medições relativamente à distribuição do fluxo em redor do íman, que por sua vez, permitirá localizar qualquer defeito no mesmo.

O facto de nestes métodos a máquina se encontrar fora de serviço torna estes métodos desvantajosos, ou seja, não se torna conveniente retirar e colocar ao serviço a máquina para efectuar esta análise [20].

Outro método offline é a medição das descargas parciais. Este consiste em aplicar uma tensão a todo o enrolamento e posteriormente identificar possíveis descargas eléctricas, provenientes de falhas no mesmo, com recurso a uma “corona probe”, como se apresenta na Figura 29.

A insensibilidade quanto a descargas nas ranhuras/perda do enrolamento (fase), bem como, o facto da máquina se encontrar fora de serviço tornam este método desvantajoso. Em contrapartida, a não existência de ruídos provenientes da máquina ou de fontes exteriores, bem como, a identificação precisa de falhas no isolamento permitem combater as suas desvantagens [29].



Figura 29 - Avaliação de falhas nos enrolamentos utilizando uma Corona Probe [32].

Uma versão mais sofisticada deste método é o Phase Resolved Partial Discharge (PRPD). Este método consiste também em impor uma tensão a um enrolamento mas a localização das falhas no isolamento é efectuada através da análise das descargas parciais no domínio temporal através de um software e hardware de aquisição de dados (Figura 30) [30].

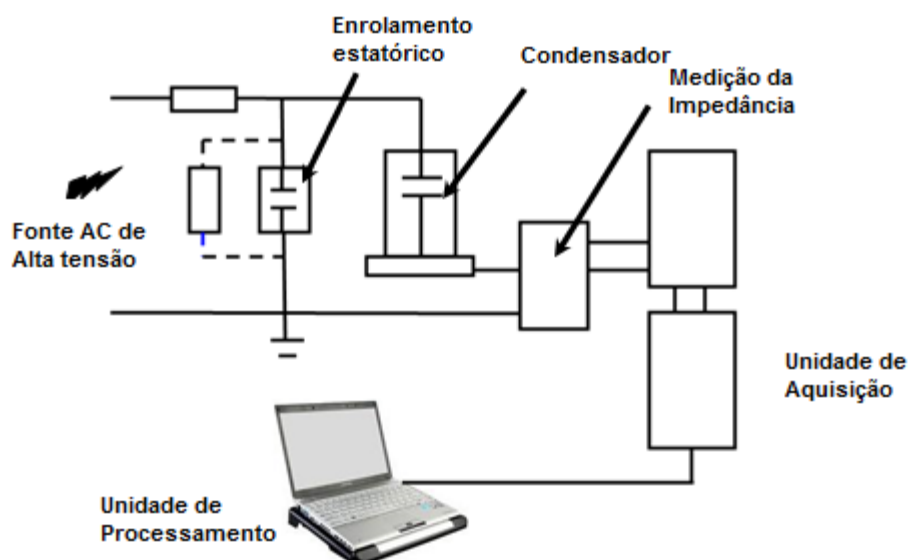


Figura 30 - Circuito de medida de Descargas Parciais [30].

Recentemente foi desenvolvido um Método off-line que se baseia na avaliação da indutância diferencial do eixo d ( $L_d$ ). Este consiste na imposição de um campo AC, através de um inversor, superimposto num campo DC, com posterior observação das características magnéticas segundo o eixo d, mais especificamente avaliando a indutância ( $L_d$ ), como se representa na figura 31.

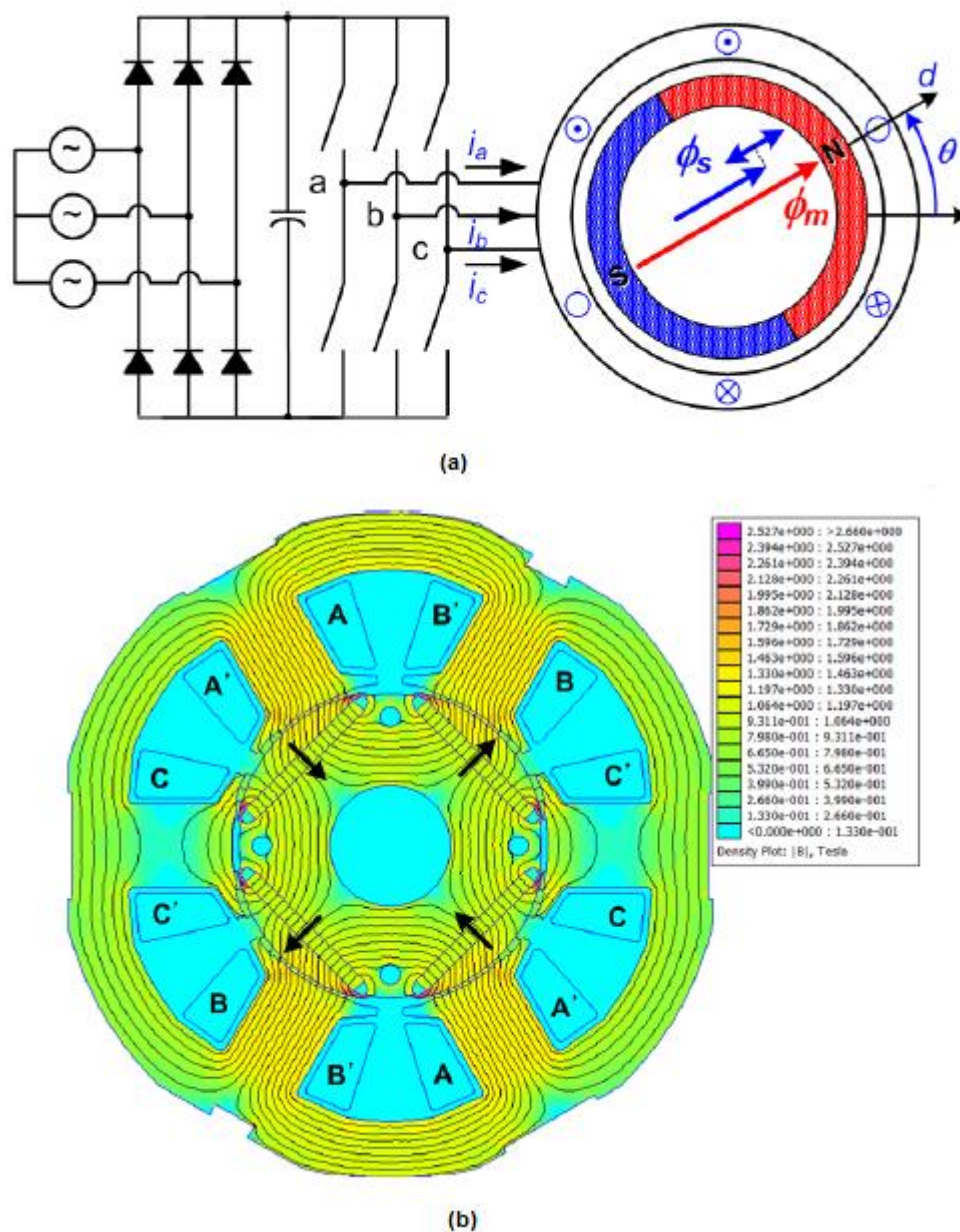


Figura 31 - (a) Excitação do estator com uma campo AC+DC no eixo d para extrair  $L_d$ ; (b) Distribuição da densidade de fluxo num PMSM não excitado e sem avarias [13].

Este método permite a detecção de excentricidade e de desmagnetização dos IPs, como se constata na figura 32 [13].

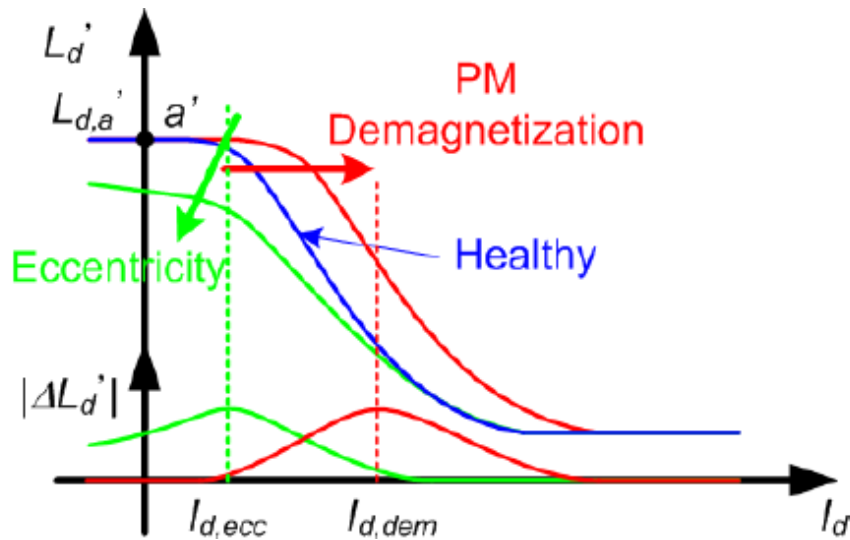


Figura 32 - Variação da indutância diferencial ( $L_d$ ) em funcionamento são, com excentricidade e desmagnetização dos IPs [13].

Em [13] enaltece-se algumas vantagens deste método, tais como, a alta sensibilidade da indutância diferencial com a percentagem de avaria existente, alta fiabilidade pois funciona em condição não estacionárias, com ruído e variações de temperatura permitindo assim a detecção de desmagnetização parcial e uniforme (impossível utilizando a MCSA tradicional) e baixo custo pois não necessita de qualquer hardware. O facto da máquina se encontrar fora de serviço torna este método e tal como todos os métodos offline desvantajoso.

Quanto aos **métodos de detecção e diagnóstico de avarias online**, tal como, referido anteriormente consistem na análise das diferentes variáveis da máquina quando esta se encontra ao serviço. Os métodos online mais conhecidos são:

- A MCSA (Motor Current Signature Analysis).
- A análise de vibração e ruído.
- A análise fluxo axial.
- A análise da descarga eléctrica parcial.

A tabela 2 apresenta uma sumula da aplicabilidade dos diferentes métodos on-line, onde “/” significa que o método pode ser utilizado para detectar a avaria correspondente, o “X” significa que o método não pode ser utilizado para detectar a avaria correspondente, o “parcial” significa que a avaria pode ser detectada mas apenas em parte e “?” significa que o método tem potencial para detectar a avaria correspondente mas ainda se encontra em desenvolvimento.

Tabela 2 - Métodos de diagnóstico on-line mais conhecidos para a DDA. [24,25]

	MCSA	Análise da Vibração e Ruído	Fluxo axial	Descarga elétrica parcial	Análise Estendida do Vector de Park	Métodos Baseados em rede neuronais (artificiais)
Chumaceira de Rolamentos	✓	✓	X	X	X	?
Enrolamentos do estator	Parcial	X	Parcial	✓	✓	X
Rotor / Desmagnetização dos IPs	✓	✓	✓	X	✓	X
Excentricidade	✓	✓	✓	X	X	X

A MCSA (Motor Current Signature Analysis) é um método de diagnóstico de avarias que consiste na monitorização online da corrente de alimentação (corrente estatórica) independente dos parâmetros do motor e da temperatura, por outras palavras, consiste na análise das formas de onda ou harmónicos (domínio da frequência) das correntes da máquina utilizando algoritmos de processamento de sinal, tais como, a FFT (Fast Fourier Transform), STFT (Short-time Fourier Transform), DWT (Discrete Wavelet Transform), CWT (Continuous Discrete Wavelet Transform). Este método poderá ser utilizado para a detecção de avarias localizadas na chumaceira de rolamentos, nos enrolamentos estatóricos e no rotor (IPs e excentricidade).

Como demonstrado em [26] as frequências da vibração na qual existem avarias na chumaceira dos rolamentos reflectem-se no espectro da corrente da seguinte forma:

$$f_{bng} = |f_s \pm m \cdot f_{i,o}| \quad (2.1)$$

onde  $m = 1, 2, 3, \dots, f_s$  a frequência fundamental e  $f_{i,o}$  é frequência de vibração. Esta frequência de vibração é dada por:

$$f_{i,o} = (n/2)f_r [1 \pm b_d \cos \beta / d_p] \quad (2.2)$$

onde  $f_r$  é a frequência da velocidade de rotação,  $N$  o número de rolamentos,  $b_d$  o diâmetro do rolamento,  $d_p$  o diâmetro de passo e  $\beta$  o ângulo de contacto do rolamento com corredeira.

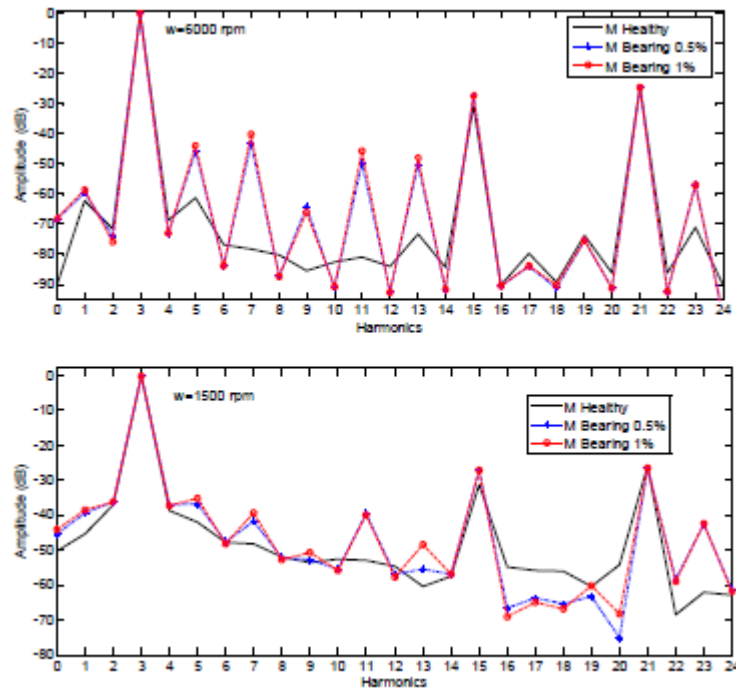


Figura 33 - Harmónicos da corrente do estator para um PMSM a 6000 e 1500 rpm. [26]

Na Figura 33 pode-se claramente distinguir o funcionamento normal do funcionamento com avaria na chumaceira, mais precisamente nos harmónicos 5,7,9,11 e 13 da corrente do estator.

A frequência de uma avaria no rotor é sugerida como sendo uma componente da frequência da velocidade de rotação [13] e é dada por:

$$f_{rf} = f_s(1 \pm k/p) \quad (2.3)$$

em que  $f_{rf}$  é a frequência da avaria no rotor,  $f_s$  a frequência da velocidade de rotação,  $k$  um inteiro e  $p$  o número de par de pólos.

Este método de diagnóstico pode ser utilizado para a detecção de excentricidade estática, excentricidade dinâmica e desmagnetização do IP's, embora seja mais fácil a detecção das duas últimas (Figura 33). A excentricidade estática não pode ser detectada com a MCSA pois a magnitude da corrente é igual para o funcionamento normal e com excentricidade estática (Figura 34), isto acontece, devido ao facto do entreferro não se alterar à medida que o rotor roda [21].

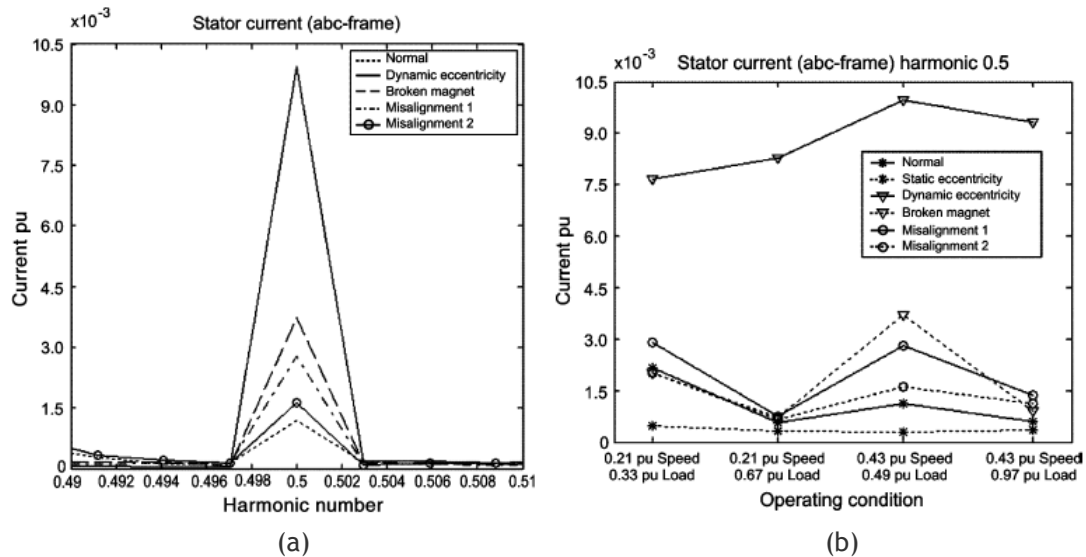


Figura 34 - (a) Harmônicos da corrente do estator para diferentes avarias a cerca de 1310 rpm; (b) Harmônico 0,5 da corrente do estator das diferentes avarias e para diferentes velocidades e cargas [21].

Uma solução para este problema é a análise de um determinado harmônico da sequência negativa da corrente [13] ou da sequência neutra da corrente no eixo dq0 (figura 35) [16,21] que nos permitirá observar as diferenças entre o funcionamento normal e com excentricidade estática.

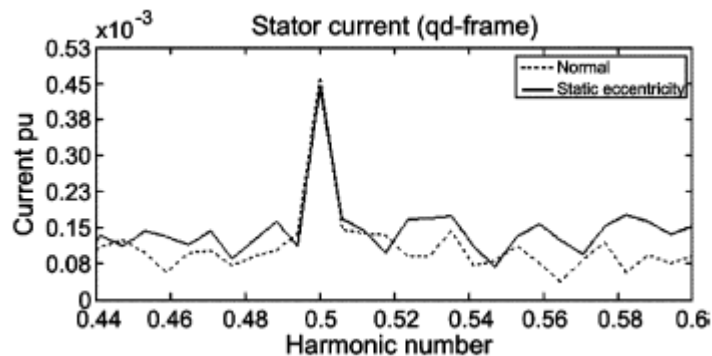


Figura 35 - Harmônicos da corrente do estator em funcionamento normal e com excentricidade estática [21].

Como já referido anteriormente, certos harmônicos da corrente estatórica surgem como um indicador de desmagnetização dos IPs. A viabilidade dos resultados provenientes deste indicador está directamente relacionado com a velocidade em que a máquina opera [33]. A sequência da componente neutra da corrente é referida não só como um bom indicador de excentricidade estática mas também de desmagnetização dos IPs [33] (Figura 36).

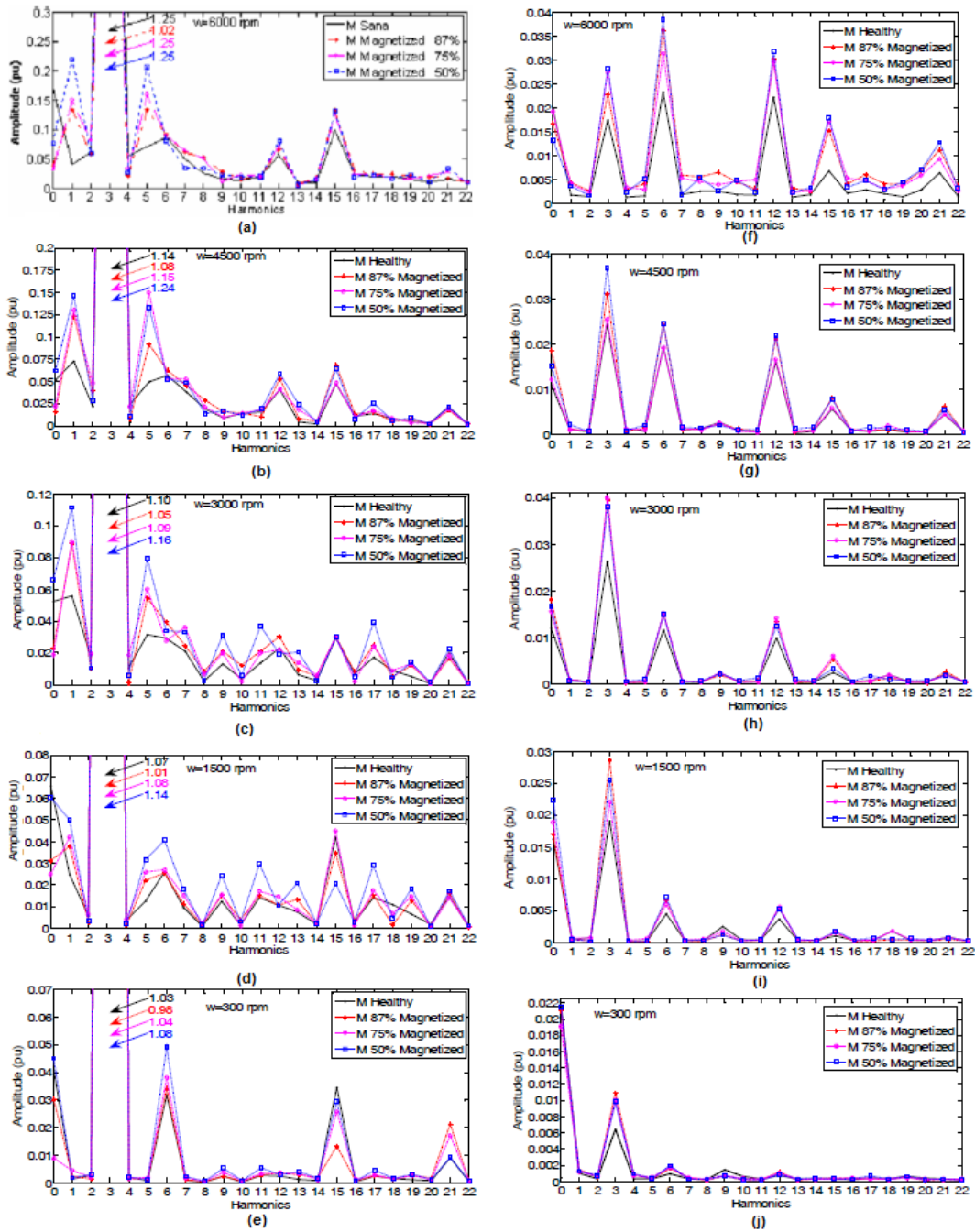


Figura 36 - (a) Harmônicos da corrente estatórica a 6000 rpm; (b) Harmônicos da corrente estatórica a 4500 rpm; (c) Harmônicos da corrente estatórica a 3000 rpm; (d) Harmônicos da corrente estatórica a 1500 rpm; (e) Harmônicos da corrente estatórica a 300 rpm; (f) Harmônicos da seqüência neutra da corrente a 6000 rpm; (g) Harmônicos da seqüência neutra da corrente a 4500 rpm; (h) Harmônicos da seqüência neutra da corrente a 3000 rpm; (i) Harmônicos da seqüência neutra da corrente a 1500 rpm; (j) Harmônicos da seqüência neutra da corrente a 300 rpm [33].

Pode-se concluir observando a figura 36 que a seqüência neutra da corrente pode ser utilizada como indicador de desmagnetização dos IPs para qualquer gama de velocidades.

Tal como todos os métodos de diagnóstico, a análise da sequência neutra da corrente apresenta algumas limitações. Em casos nos quais as condições de funcionamento não sejam estacionárias ou lineares (alterações contínuas de velocidade e de binário) é difícil “retirar” a frequência da avaria ( $f_{rf}$ ). Como referido mais adiante os algoritmos de processamento de sinal têm um papel fundamental na resolução deste problema. Recentemente têm sido desenvolvidos métodos de diagnóstico que funcionem em regime não estacionário mas o seu custo elevado, bem como, a necessidade de elevada computação tornam-nos inviáveis [13].

No que se refere às avarias nos enrolamentos estatóricos ou mais propriamente aos curto-circuitos (CCs) esta metodologia é apenas uma solução parcial no diz respeito à detecção dos mesmos. As soluções propostas na literatura são referentes à análise da componente negativa da corrente [31], que vem sendo referida como um indicador de CCs, isto porque os CCs resultam na assimetria das impedâncias da máquina e consequente desequilíbrio da corrente na fase no qual se encontra o curto-circuito.

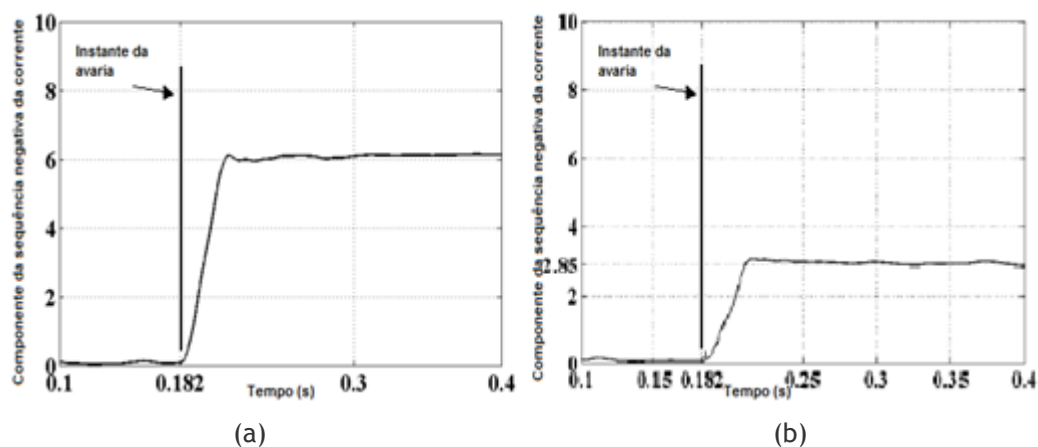


Figura 37 - (a) Componente negativa da corrente com um CC de 20%; (b) Componente negativa da corrente com um CC de 80% [31].

Observando a figura 37 pode-se constatar que esta solução é viável não apenas para CCs de elevadas dimensões, como para CCs de pequenas dimensões. Em contrapartida, o facto desta componente não ser apenas um indicador de CCs mas também de desequilíbrios de tensão e saturação da máquina torna esta método uma solução parcial na detecção dos mesmos [14].

Em [27] afirma-se que as componentes  $I_d$  e  $I_q$  são sensíveis à ocorrência de curto-circuitos no segundo harmónico, sendo a componente  $I_q$  mais sensível que a  $I_d$ . Apesar destas constatações o MCSA é uma abordagem bastante complicada do ponto de vista matemático pois necessita de uma grande quantidade de dados e a sua precisão depende do binário e carga, ruído e variações de velocidade (funcionamento em

condições não estacionárias) [27], pelo se tornou necessário encontrar outras soluções como a **Análise Estendida do Vector de Park (AEVP)**. Este método consiste na extensão do vector de park convertendo as correntes no eixo abc para o eixo dq e é dada por:

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sqrt{\frac{2}{3}} & -\frac{1}{\sqrt{6}} & -\frac{1}{\sqrt{6}} \\ 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

Em funcionamento normal os valores dos dois vectores obtidos são iguais e a curva d-q tem um formato circular, tal como, se pode observar na Figura 38.

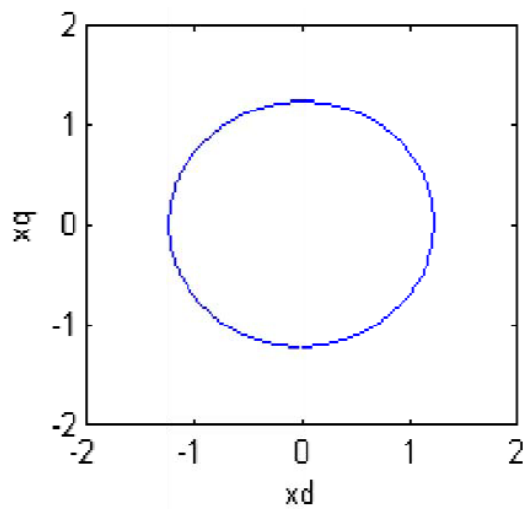


Figura 38 - Curva Xd-Xq em funcionamento normal [27].

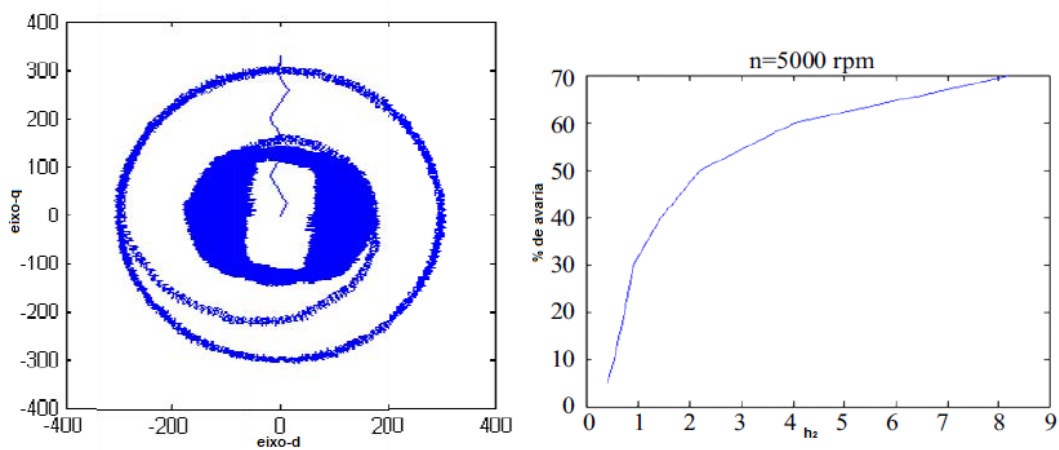


Figura 39 - (a) Curva  $X_d-X_q$  com 50% do enrolamento avariado; (b) Variação do segundo harmónico de  $X_q$  versus a percentagem do enrolamento que está avariado [27].

Em casos em que prevalecem CCs nos enrolamentos o segundo harmónico das correntes (d-q) é utilizado como critério de detecção dos mesmos.

Como se pode observar na Figura 39 (a) a curva  $X_d-X_q$  no caso da existência de um CC no enrolamento estatórico já não contém o formato de uma circunferência como no funcionamento normal. Também se pode concluir observando a Figura 39 (b) que a componente  $X_q$  é sensível à percentagem de avaria no enrolamento estatórico.

O **Método de análise da vibração e ruído** é um método aplicado já há bastante tempo [23,26]. Este consiste na monitorização da vibração e do ruído (através de sensores) produzidos pelas máquinas eléctrica, de modo a identificar características no sinal produzido que nos leva desta feita à detecção de uma possível avaria. Segundo Riley, Lin e Harteler existe uma relação linear entre os harmónicos de corrente e o nível de vibração [23,26]. A necessidade de uma elevada quantidade de informação e de sensores, elevado custo e susceptibilidade a erros torna este método de diagnóstico desvantajoso [23,26]. As aplicações destes métodos encontram-se focadas na detecção de avarias na chumaceira de rolamentos e consequentemente excentricidade.

O **Método de análise do fluxo** consiste na análise do fluxo magnético proveniente do rotor, mais propriamente dos ímanes permanentes através da corrente do estator e da tensão. A “força”/ intensidade dos IPs é proporcional ao fluxo magnético do rotor ( $\lambda_{dr}$ ), permitindo assim avaliar o estado dos mesmos.

Da Figura 40 pode-se constatar que o fluxo magnético é um bom indicador de possíveis danos nos ímanes permanentes, o mesmo não acontece para as restantes avarias representadas. Contudo, variações de temperatura e saturação magnética do núcleo contribuem para que  $\lambda_{dr}$  seja um mau indicador de desmagnetização, mais propriamente, desmagnetização local dos IPs [13,23,26]. O facto de ser difícil a medição do fluxo axial de forma precisa, e de ser também necessário um tratamento especial para que sejam obtidas informações viáveis torna este método desvantajoso [23,26].

O **Método da descarga eléctrica parcial** consiste na medição das descargas parciais que ocorrem nos dispositivos eléctricos para que possa ser avaliada a integridade dos mesmos. Esta abordagem é mais utilizada na detecção de falhas nos isolamentos dos enrolamentos do estator, que por sua vez, provocam curto-circuito entre espiras, entre fases e entre a fase e a terra como referido anteriormente. Mais especificamente consiste na localização do ponto fraco do enrolamento. Para máquinas com sistemas de isolamento de alta tensão não é possível efectuar medições de descargas parciais, visto que, os mesmos poderão funcionar por largos períodos de tempo mesmo na presença destas descargas [24]. Embora o facto da máquina se encontrar em serviço seja uma vantagem, comparativamente ao seu semelhante de aplicação offline, o ruído produzido

pelo funcionamento da máquina, bem como, das fontes de alimentação da mesma torna necessário o isolamento desses ruídos de modo a que não sejam induzidas “falsas avarias”. Adicionalmente, a precisão deste método comparado com o offline é menor, visto que, apenas permite identificar em que fase se encontra uma falha no isolamento e não o local exacto. [29]

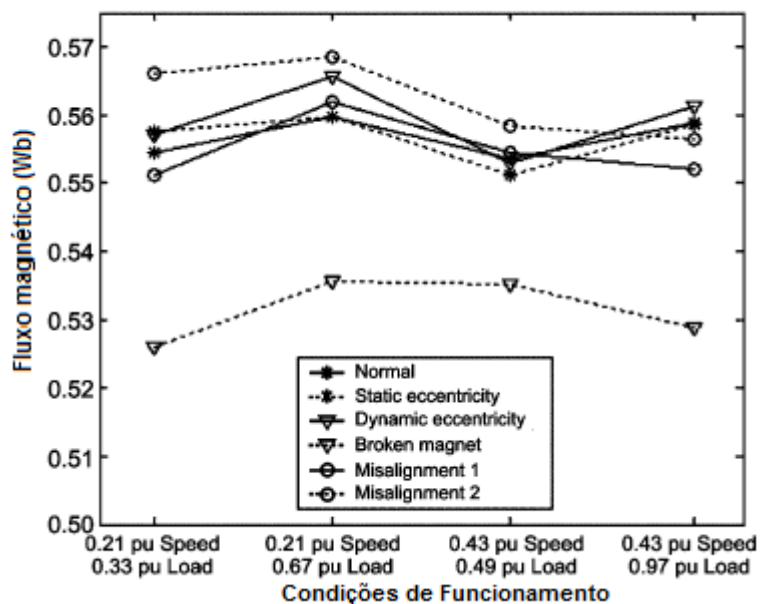


Figura 40 - Fluxo magnético para diferentes avarias a diferentes condições de velocidade e binário [21].

Importa referir quais as situações onde utilizar os diferentes algoritmos de processamento inicialmente referidos. Assim, o FFT é um algoritmo de processamento de sinal que nos permite analisar a amplitude dos harmónicos a velocidade elevadas e em condições estacionárias [26,28]. Tal como o anterior, o CWT avalia um conjunto de coeficientes para cada harmónico da frequência das correntes a velocidades elevadas mas em condições não estacionárias, nas quais, a velocidade e o binário se encontram em constante alteração [28]. A elevada computação requerida por este algoritmo de processamento torna-o desvantajoso [28]. Já o DWT analisa todo o espectro da corrente estatórica proporcionando um estudo mais preciso e detalhado em condições não estacionárias [26,28].



## Capítulo 3

# Caracterização Experimental

### 3.1 Introdução

A caracterização do gerador síncrono de ímãs permanentes pretende:

- Determinar os parâmetros necessários à construção do modelo computacional proposto, e que se apresentará no Capítulo 4.
- Obter valores de desempenho que permitam validar o modelo computacional.

Para o presente trabalho utilizou-se uma máquina WEG da série WQuattro, com uma tensão nominal de 400V Y, potência nominal de 1,1kW a 1500rpm, com uma corrente nominal de 2,1A. Para permitir a caracterização experimental em modo de avaria, mais propriamente com curto-circuitos entre espiras, requiere a reconstrução do enrolamento estatórico, permitindo o acesso a diferentes pontos desse mesmo enrolamento. Na figura 41 apresenta-se o projecto de enrolamento da fase U, apresentando-se, em anexo (Anexo A), o projecto global do enrolamento.

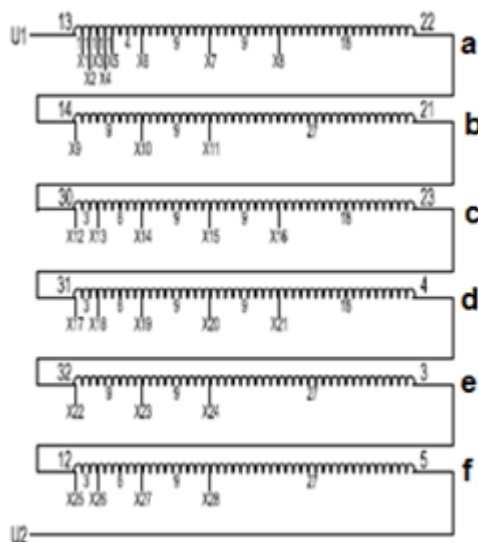


Figura 41 - Esquema dos enrolamentos da fase U.

Uma vez definidos os objectivos dos ensaios a efectuar foi efectuada a montagem laboratorial apresentada na figura 42, e cujo esquema de funcionamento se pode observar na figura 43.



Figura 42 - Vista geral do ensaio do GSIP.

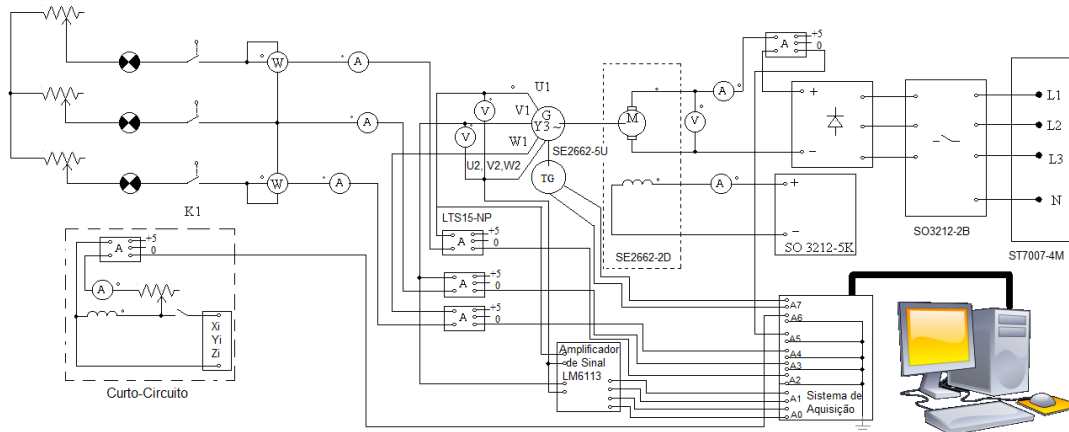


Figura 43 - Montagem Experimental.

Importa referir que a montagem foi efectuada com recurso aos seguintes equipamentos:

- 1 Fonte de Alimentação Trifásica 230V/400V - ST7007-04;
- 1 Fonte de Alimentação DC de  $\pm 5V$  e  $\pm 15V$ ;
- 1 Fonte de Alimentação DC - SO3212-5K;
- 4 Interruptores tetrapolares;
- 1 Ponte Rectificador AC/DC;
- 1 Resistência variável de  $3 \times 2,5K\Omega$  - SE2662-6K;
- 1 Resistência variável de  $30\Omega$ ;

- 1 Conjunto de Lâmpadas de 200W;
- 1 Motor de Corrente Contínua - SE2662-2D;
- 1 Máquina Síncrona de ímanes Permanentes WEG WQuattro;
- 5 Transdutores de Corrente - LTS 15NP;
- 1 Tacogerdor - SE2662-5U;
- 1 Amplificador de Sinal - LM6113;
- 1 Sistema de Aquisição de dados Microstar iDSC860;
- 1 Computador Associado ao Sistema de Aquisição de dados.
- 3 Multímetros Analógicos (U,I) - SO5127-1G;
- 2 Multímetros Analógicos (U, I) - SO5127-1L;
- 1 Multímetro Analógico - P201;
- 2 Wattímetros - SO3212-5K;
- 1 Pinça Amperimétrica 1V-0.1A - Fluxe 48100 DC/AC;

### 3.2 Funcionamento normal

Considerando o esquema equivalente, por fase, apresentado na figura 21, e tendo em consideração que, contrariamente à máquina síncrona convencional, não é possível traçar características de vazio e de curto-circuito que permitam calcular os parâmetros necessários, foi adoptada uma abordagem baseada em diferentes situações de carga, todas puramente óhmicas, para determinação da impedância síncrona e da força electromotriz. Na tabela 3 apresentam-se, a título de exemplo os valores obtidos para os ensaios a uma velocidade de 1500rpm, e na figura 44, também a título de exemplo, as formas de onda obtidas para as tensões e correntes num dos regimes de funcionamento mais significativos.

Note-se que, contrariamente ao que poderia ser espectável, a tensão aos terminais da máquina tem uma tendência crescente entre o vazio e a meia carga, pois durante esta fase a influência da corrente nos enrolamentos na redução dos níveis de saturação magnética do núcleo são maiores que a queda de tensão nos mesmos enrolamentos. Assim, as situações de carga consideradas serão a meia e a plena carga, evitando-se desta forma o efeito de saturação magnética presente nas situações de pouca ou nenhuma carga.

Tabela 3 - Valores obtidos para funcionamento normal a 1500 rpm

<b>500</b>	<b>124,2458</b>	<b>1,35</b>	<b>0,5</b>	<b>4,4</b>	<b>175</b>	<b>770</b>	<b>3,388</b>
$I_a$	$U_u$	$I_{u,v,w}$	$P_{out}$	$I_f$	$U_a$	$P_{in}$	<i>Binário</i>
<b>0,35</b>	123,553	0	0	0,5	156	54,6	0,2695
<b>0,4</b>	123,553	0	0	0,5	156	62,4	0,308
<b>1</b>	124,1303	0,2	80	0,5	160	160	0,77
<b>1,1</b>	124,1303	0,22	100	0,5	162	178,2	0,847
<b>1,3</b>	124,7077	0,3	120	0,5	162	210,6	1,001
<b>2</b>	126,4397	0,51	202	0,5	165	330	1,54
<b>3</b>	128,1718	0,85	340	0,5	170	510	2,31
<b>3,4</b>	125,8624	1	400	0,5	170	578	2,618
<b>4</b>	125,8624	1,2	460	0,5	175	700	3,08
<b>4,4</b>	124,2458	1,35	500	0,5	175	770	3,388
<b>5</b>	126,8439	1,6	560	0,5	177	885	3,85
<b>6</b>	104,2117	2,1	640	0,5	180	1080	4,62

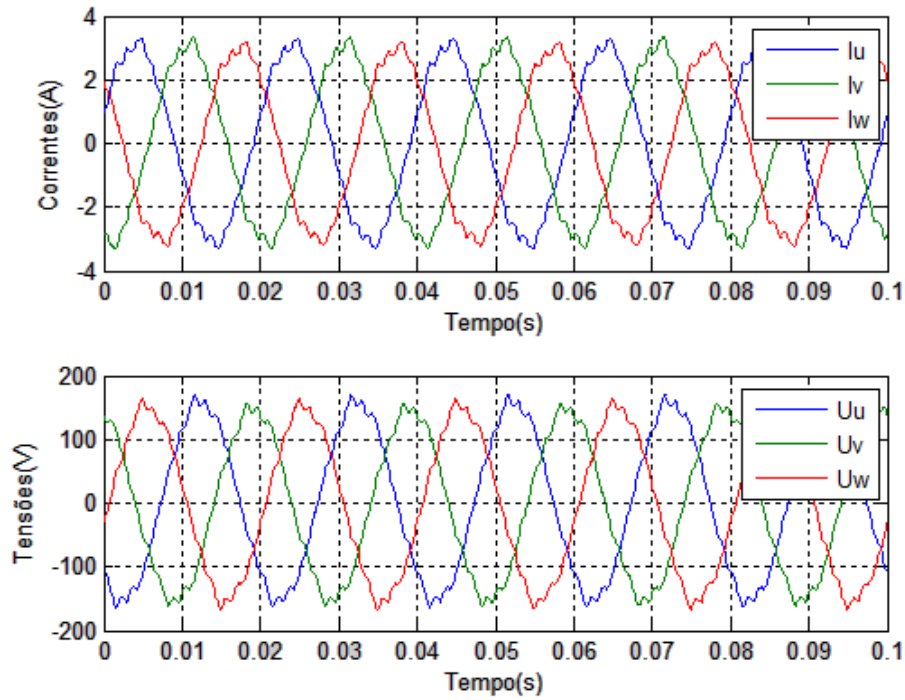


Figura 44 - Oscilograma das tensões e correntes no GSIP (restantes ensaios no anexo B) considerando uma velocidade de 1500 rpm em regime nominal ( $I_u=2,1A$ ).

Considerando dois níveis de carga para, uma dada velocidade, obtém-se:

$$\begin{cases} \vec{E}_f = \vec{U}_1 + \vec{I}_1 \cdot Z_s \\ \vec{E}_f = \vec{U}_2 + \vec{I}_2 \cdot Z_s \end{cases} \quad (3.1)$$

Considerando uma resistência de armadura, medida, de  $5\Omega$ , e uma carga ohmica, resulta:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{X_s I_1}{\sin \left[ \tan^{-1} \left( \frac{X_s I_1}{U_1 + R_a I_1} \right) \right]} = \frac{X_s I_2}{\sin \left[ \tan^{-1} \left( \frac{X_s I_2}{U_2 + R_a I_2} \right) \right]} \\ \delta_1 = \tan^{-1} \left[ \frac{X_s I_1}{U_1 + R_a I_1} \right] \\ E_f = \frac{U_1 + R_a I_1}{\cos(\delta_1)} \\ \varphi = \frac{\sqrt{2} E_f}{2\pi f} \end{array} \right. \quad (3.2)$$

As tabelas 4 e 5 apresentam, respectivamente, os valores referentes aos regimes de funcionamento considerados e os valores calculados dos parâmetros da máquina.

Tabela 4 - Valores das grandezas medidas nos ensaios em funcionamento normal

Velocidade	$U_{t1,t2}$	$I_{1,2}$
1500	128,1718	0,85
1500	104,2117	2,1
1350	115,2391	0,88
1350	93,35754	2,1
1200	101,325	0,88
1200	79,15472	2,18
1050	88,5078	0,9
1050	67,26131	2,2
900	74,76686	0,9
900	52,2502	2,3

Tabela 5 - Valores calculados dos parâmetros do esquema equivalente do GSIP

$N$	$X_s$	$\delta_1$	$\delta_2$	$E_f$	$L_s$	Psi
1500	34,4517	0,217639	0,562687	135,6211	0,109663	0,610509
1350	31,1474	0,225217	0,562044	122,7388	0,110161	0,61391
1200	27,7709	0,227161	0,591868	108,5127	0,110497	0,610598
1050	25,0341	0,237667	0,613227	95,69787	0,113837	0,615417
900	22,2564	0,247519	0,676551	81,75859	0,118074	0,613405
<b>Vmédio</b>					0,112446	0,612768

### 3.3 Funcionamento em avaria (Curto-Circuitos entre espiras)

A análise experimental do funcionamento em do GSIP, quando em presença de curto circuitos entre espiras de uma mesma fase, requereu uma definição prévia da estratégia a adoptar. Assim, primeiramente é necessário definir que velocidades e/ou binários efectuar, quais os pares de terminais que vão ser curto-circuitados, no sentido de avaliar diferentes situações, e por fim, para cada curto-circuito, qual a melhor forma de limitar as correntes de curto-circuito, de forma a evitar danos na máquina. Na tabela 6 apresentam-se os curto-circuitos mais relevantes, para a fase U, que permitiram analisar

a influência do grau de severidade da avaria e a bobina onde o defeito se encontra localizado.

Tabela 6 - Pares de terminais a curto-circuitar na fase U.

Nº	1	3	6	9	18	27
espiras	U1-X1	U1-X3	X3-X6	X6-X7	U1-X7	X7-X9
LOCALIZAÇÃO	X3-X4	X12-X13	X13-X14	X10-X11	X9-X11	X11-X12
		X17-X18	X18-X19	X14-X15	X12-X15	X15-X17
		X25-X26	X26-X27	X19-X20	X17-X20	X20-X22
				X23-X24	X22-X24	X24-X25
				X27-X28	X25-X28	X28-U2

No que se refere à limitação do valor das correntes no curto-circuito, optou-se pela colocação de uma resistência, denominada de curto-circuito, variável, que se ajustou de modo a obter uma corrente de curto-circuito aproximadamente igual à corrente nominal do gerador.

As figuras 45 e 46 apresentam, a título de exemplo, as formas de onda obtidas para um curto-circuito de 18 espiras, a 1500 rpm, em vazio e à plena carga respectivamente. No capítulo 5 apresentar-se-á uma análise mais aprofundada dos resultados obtidos.

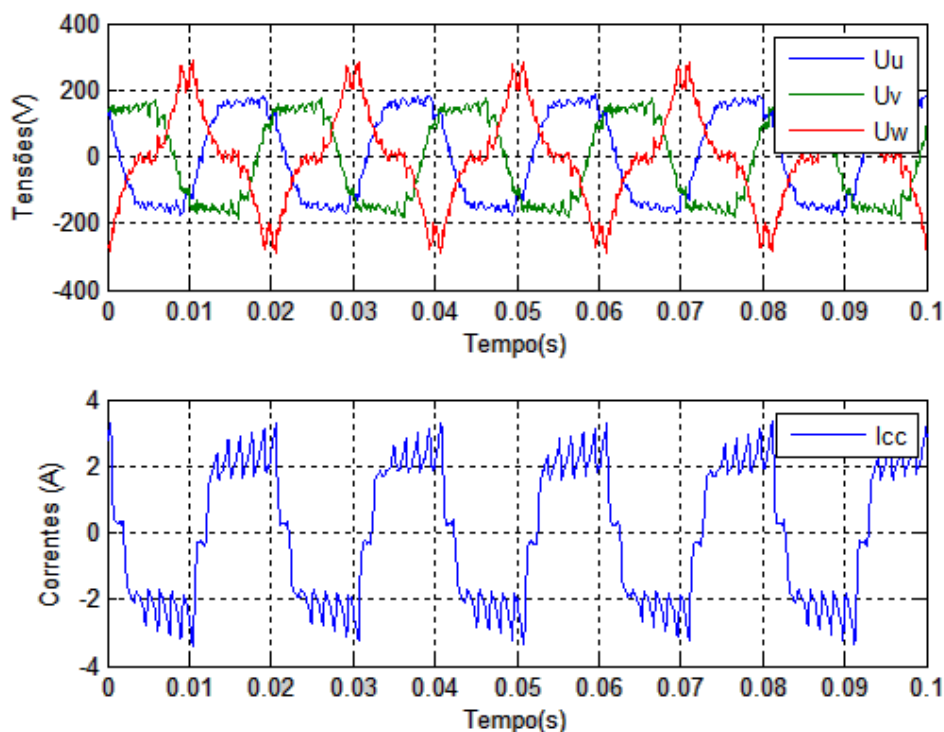


Figura 45 - Funcionamento em vazio a 1500rpm com 18 espiras em curto-circuito na fase U.

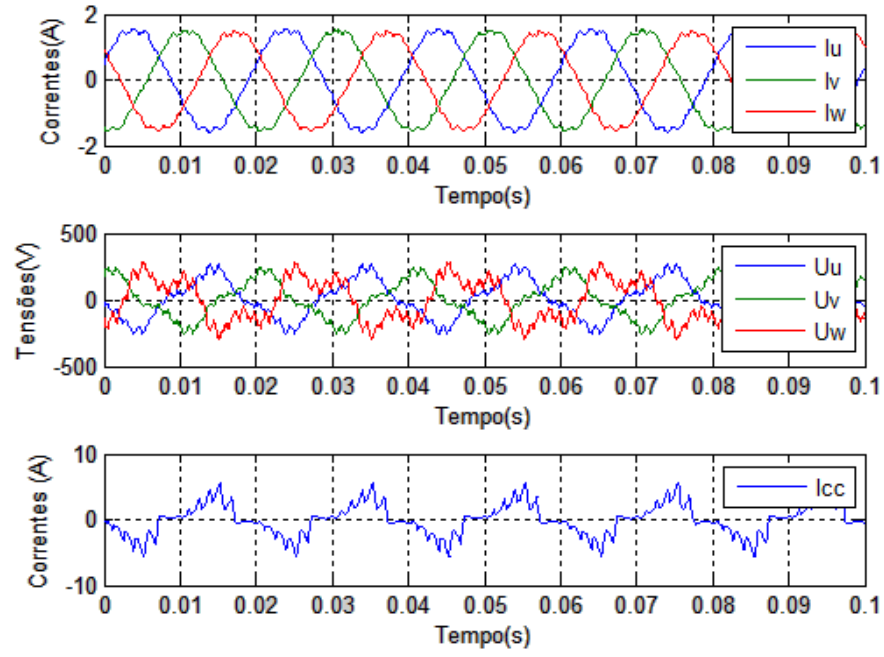


Figura 46- Funcionamento à plena carga a 1500rpm com 18 espiras em curto-crcuito na fase U.



## Capítulo 4

# Modelização Computacional do Funcionamento do PMSG

No capítulo que se segue será demonstrado a concepção de um modelo computacional robusto que contempla o funcionamento normal e em modo de avaria para diferentes velocidades e binários.

### 4.1 Equações da Máquina

Para a modelização do PMSG em funcionamento normal foi considerado o circuito equivalente da Figura 41 analisável pela equação (4.1), todavia para a modelização da máquina considerando diversos desequilíbrios de ser efectuada considerando o circuito da figura 47.

$$\vec{U} = R_s \vec{I} + \omega L_s \vec{I} \left| \frac{\pi}{2} \right. + \vec{E}_a \quad (4.1)$$

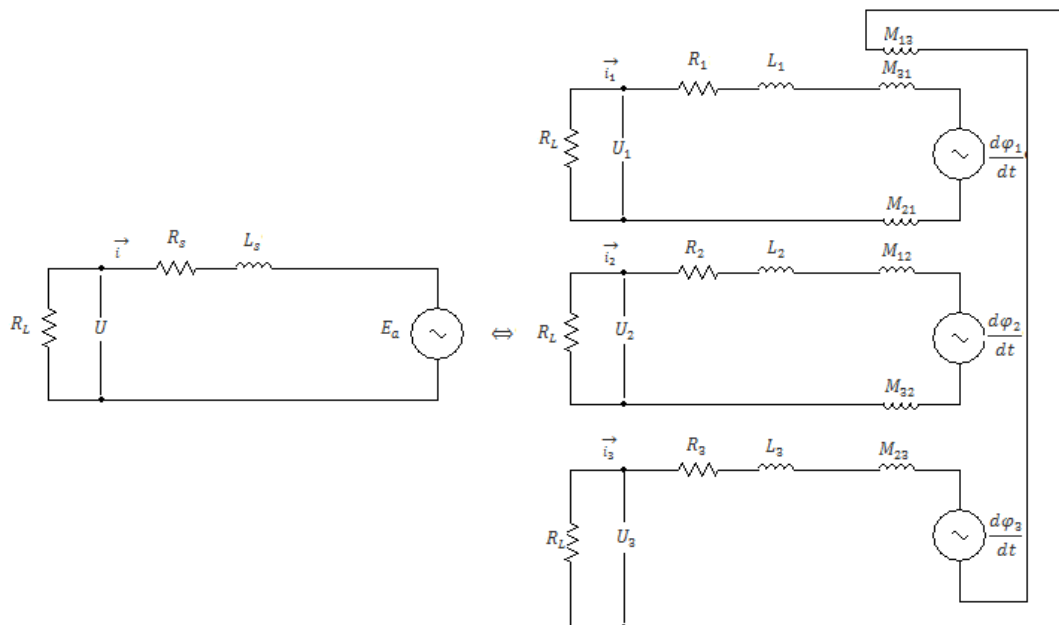


Figura 47 - Esquema Equivalente em funcionamento normal.

Para o calculo das indutâncias próprias e mutuas de cada fase considere-se a indutância síncrona, as correntes as fases iguais em amplitude e desfasadas de  $\frac{2\pi}{3}$ , e as indutâncias mutuas entre fases de igual valor. Assim:

$$I_u \omega L_s \left[ \frac{\pi}{2} + \varphi \right] = I \omega L_u \left[ \frac{\pi}{2} + \varphi \right] + I_v \omega M \left[ \frac{\pi}{2} + \varphi - \frac{2\pi}{3} \right] + I_w \omega M \left[ \frac{\pi}{2} + \varphi + \frac{2\pi}{3} \right] \quad (4.2)$$

onde  $I_u$ ,  $I_v$  e  $I_w$  representam as correntes nas diferentes fases. Donde se obtém:

$$L_s = L_u - M \quad (4.3)$$

Assim, considerando o circuito da figura 47, e aplicando a lei das malhas podemos obter as seguintes equações da máquina:

$$U_1 = R_1 i_1 + L_1 \frac{di_1}{dt} + M_{12} \frac{di_2}{dt} + M_{13} \frac{di_3}{dt} + \frac{d\varphi_1}{dt} \quad (4.4)$$

$$U_2 = R_2 i_2 + L_2 \frac{di_2}{dt} + M_{21} \frac{di_1}{dt} + M_{23} \frac{di_3}{dt} + \frac{d\varphi_2}{dt} \quad (4.5)$$

$$U_3 = R_3 i_3 + L_3 \frac{di_3}{dt} + M_{31} \frac{di_1}{dt} + M_{32} \frac{di_2}{dt} + \frac{d\varphi_3}{dt} \quad (4.6)$$

Nestas encontram-se incluídos os fluxos encadeados pelos enrolamentos, bem como, as indutâncias próprias e mutuas de cada fase. A obtenção destes últimos será mais adiante explicada.

Quanto à carga, foi ligada em estrela sem neutra e é dada por:

$$U_1 - U_0 = -R_L i_1 \quad (4.7)$$

$$U_2 - U_0 = -R_L i_2 \quad (4.8)$$

$$U_3 - U_0 = -R_L i_3 \quad (4.9)$$

Considerando a existência de um curto-circuito entre espiras da primeira fase, obtém-se o circuito da figura 48, analisável pelas seguintes equações:

$$U_1 = R_H i_1 + L_H \frac{di_1}{dt} + M_{HF} \frac{di_f}{dt} + M_{H2} \frac{di_2}{dt} + M_{H3} \frac{di_3}{dt} + \frac{d\varphi_H}{dt} + R_f i_f + L_f \frac{di_f}{dt} + M_{FH} \frac{di_1}{dt} + M_{f2} \frac{di_2}{dt} + M_{f3} \frac{di_3}{dt} + \frac{d\varphi_f}{dt} \quad (4.10)$$

$$U_{cc} = R_f i_f + L_f \frac{di_f}{dt} + M_{FH} \frac{di_1}{dt} + M_{f2} \frac{di_2}{dt} + M_{f3} \frac{di_3}{dt} + \frac{d\varphi_f}{dt} \quad (4.11)$$

$$U_{cc} = R_{cc} (i_1 - i_f) \quad (4.12)$$

$$U_2 = R_2 i_2 + L_2 \frac{di_2}{dt} + M_{2H} \frac{di_1}{dt} + M_{2f} \frac{di_f}{dt} + M_{23} \frac{di_3}{dt} + \frac{d\varphi_2}{dt} \quad (4.13)$$

$$U_3 = R_3 i_3 + L_3 \frac{di_3}{dt} + M_{3H} \frac{di_1}{dt} + M_{3f} \frac{di_f}{dt} + M_{32} \frac{di_2}{dt} + \frac{d\varphi_3}{dt} \quad (4.14)$$

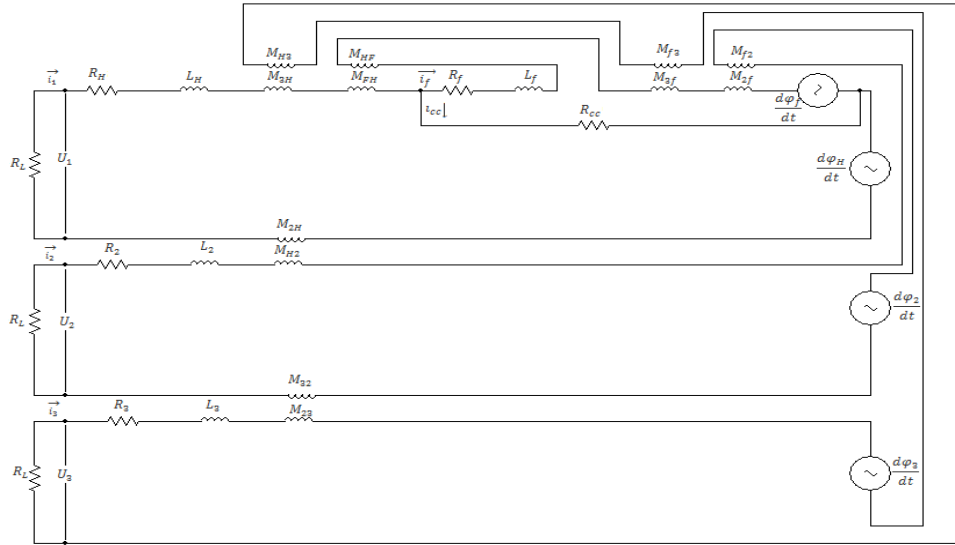


Figura 48 - Circuito Equivalente do PMSG em modo de avaria na fase 1 (Anexo C).

Onde,

$$R_H = R_s \left( 1 - \frac{N_f}{N_{enr}} \right) \quad (4.15)$$

$$R_f = R_s \left( \frac{N_f}{N_{enr}} \right) \quad (4.16)$$

Sendo,  $R_s$  é a resistência estatórica, fornecida pelo fabricante da máquina,  $N_f$  o número de espiras em falha e  $N_{enr}$  o número total de espiras do enrolamento da fase em que se encontra a falha.

Nestas equações incluem-se as indutâncias próprias e mútuas das três fases, bem como, a parte “sã” (healthy) e em CC (faulty).

## 4.2 Indutâncias Próprias e Mútuas

As indutâncias próprias e mútuas foram obtidas tendo em linha de conta o esquema do enrolamento estatórico e de bobinagem da máquina fornecido pela WEG (Anexo D) no qual se incluem os diferentes locais onde é possível efectuar CCs.

Considerando o funcionamento normal e observando a figura anterior consta-se que existem diferentes aberturas (s) nas bobinas, nomeadamente de 7 e 9 passos de ranhura. Utilizando como exemplo as bobinas “a” e “b” da fase 1 que são duas bobinas concêntricas, tem-se:

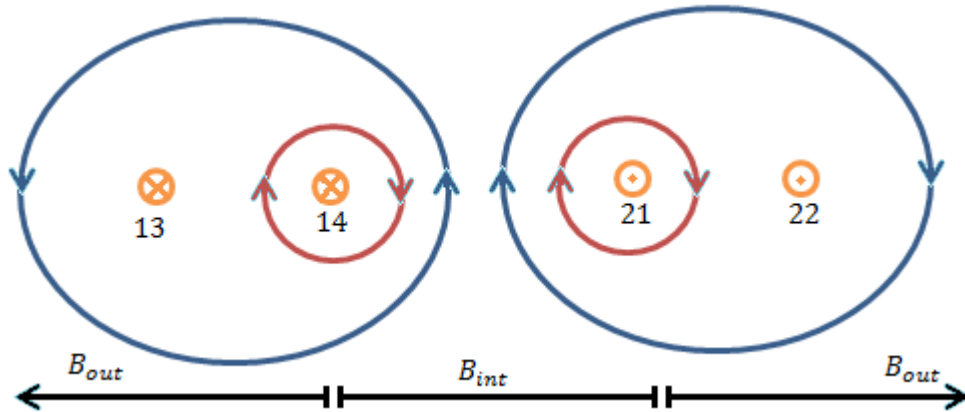


Figura 49 - Distribuição do campo magnético entre duas bobinas.

Sabendo que uma indutância é dada pela relação:

$$L = \frac{\Psi}{I} \quad (4.17)$$

a indutância própria da bobina “a” é dada por:

$$L_a = \frac{N_a B_{int} s_a \tau_z l}{I_a} \Leftrightarrow \frac{L_a}{9N_a} = \frac{B_{int} \tau_z l}{I_a} \quad (4.18)$$

Em que,  $N_a$  é o número espiras da bobina “a”,  $B_{int}$  é a densidade de campo magnético no interior da bobina,  $\tau_z$  é o passo da ranhura,  $l$  é o comprimento axial útil da máquina e  $I_a$  a corrente que passa na bobina “a”, e que gerou o fluxo.

A indutância mútua da bobina “a” sobre a “b” é dada por:

$$M_{ab} = \frac{N_b B_{int} s_b \tau_z l}{I_a} = \frac{7N_b}{9N_a} L_a \quad (4.19)$$

Em que,  $N_b$  é o número de espiras da bobina “b”.

A indutância mútua da bobina “b” para a “a” é dada por:

$$M_{ba} = \frac{N_a (B_{int} s_b \tau_z l - 2B_{out} \tau_z l)}{I_b} \quad (4.20)$$

Quanto à bobina “b”, a sua indutância própria é dada por:

$$L_b = \frac{N_b B_{int} S_b \tau_z l}{I_b} \Leftrightarrow \frac{L_b}{7N_b} = \frac{B_{int} \tau_z l}{I_b} \quad (4.21)$$

Como,

$$B_{out} = B_{int} \frac{s}{z - s} \quad (4.22)$$

Em que,  $z$  é o numero total de ranhuras. Assim, considerando uma bobina com 7 passos de ranhura de abertura obtém-se:

$$B_{out} = B_{int} \frac{7}{36 - 7} = 0.2438 B_{int} \quad (4.23)$$

E por sua vez,

$$M_{ba} = \frac{N_a 6.51 B_{int}}{I_b} = \frac{6.51 N_b}{7 N_a} L_b = \frac{N_b}{N_a} 0.778 L_a \quad (4.24)$$

Aplicando este conceito, ou seja, associando sempre com a indutância própria da bobina “a” obtém-se as restantes indutâncias mutuas entre as diferentes bobinas da máquina, de forma a construir a seguinte matriz de indutâncias:

$$\begin{bmatrix} L_a & M_{ab} & \dots & M_{aq} & M_{ar} \\ M_{ba} & L_b & & M_{bq} & M_{br} \\ \vdots & & \ddots & & \vdots \\ M_{qa} & M_{qb} & \dots & L_q & M_{qr} \\ M_{ra} & M_{rb} & & M_{rq} & L_r \end{bmatrix} \quad (4.25)$$

Para efeitos de exemplo no funcionamento em modo de avaria considerou-se um CC numa bobina da fase U. Nesta prevalece a componente saudável (healthy) e em falha (faulty), o que fará com que seja adicionada mais uma linha e coluna à matriz a anterior.

Considerando a indutância própria da bobina, quando saudável, é possível calcular as indutâncias próprias e mutuas de duas fracções da bobina, obtendo-se::

$$L_{ah} = \frac{N_{ah}^2}{N^2} L_a \quad (4.26)$$

Em que,  $L_{ah}$  é a indutância própria da parte saudável,  $N_{ah}$  é o número de espiras saudáveis e  $N$  o número total de espiras da bobina.

Quanto à parte em falha, têm-se que:

$$L_{af} = \frac{N_{af}^2}{N^2} L_a \quad (4.27)$$

Em que,  $L_{af}$  é a indutância própria da parte em falha e  $N_{af}$  o número de espiras em falha.

Quanto às indutâncias mutuas entre a parte saudável e a parte em falha são dadas por:

$$M_{hf} = M_{fh} = \frac{N_{ah}N_{af}}{N^2} L_a \quad (4.28)$$

Então a nova e finalizada matriz ficará:

$$\begin{bmatrix} L_h & M_{hf} & M_{ahb} & M_{ahc} & & M_{aho} & M_{ahp} & M_{ahq} & M_{ahr} \\ M_{fh} & L_f & M_{afb} & M_{afc} & \dots & M_{afh} & M_{afp} & M_{afq} & M_{afr} \\ M_{bh} & M_{bf} & L_b & M_{bc} & & M_{bo} & M_{bp} & M_{bq} & M_{br} \\ & & \vdots & & \ddots & & & & \\ M_{ph} & M_{pf} & M_{pb} & M_{pc} & & M_{po} & L_p & M_{pq} & M_{pr} \\ M_{qh} & M_{qf} & M_{qb} & M_{qc} & \dots & M_{qo} & M_{qp} & L_q & M_{qr} \\ M_{rh} & M_{rf} & M_{rb} & M_{rc} & & M_{ro} & M_{rp} & M_{rq} & L_r \end{bmatrix} \quad (4.29)$$

Em suma, as indutância próprias e mutuas das equações (4.10), (4.11), (4.12) (4.13) e (4.14) resultam da matriz anterior.

A força electromotriz produzida por cada fase é dada por:

$$E_f = \left| \sum_{x=a}^f \vec{e}_x \right| = 135.62 \text{ a } 1500 \text{ rpm} \quad (4.30)$$

Em que,  $e_x$  é a tensão induzida em cada bobina. Vectorialmente, têm-se:

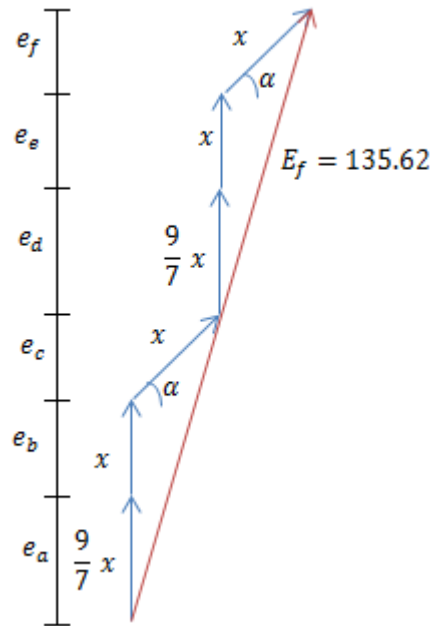


Figura 50 - Diagrama vectorial das forças electromotrizes de uma fase.

Deste diagrama tira-se que:

$$e_a = e_d = \frac{9}{7} x \quad (4.31)$$

$$e_b = e_c = e_e = e_f = x \quad (4.32)$$

Quanto ao ângulo eléctrico  $\alpha$  é dado por:

$$\alpha = \frac{\pi}{3q} \quad (4.33)$$

Em que,  $q$  é o número de ranhuras por polo e por fase e é dado por:

$$q = \frac{Z}{2pm} = \frac{36}{4 \times 3} = 3 \quad (4.34)$$

Em que,  $p$  é o número de pólos e  $m$  o número de fases da máquina (fornecido pelo fabricante).

Então da equação (4.33):

$$\alpha = \frac{\pi}{9} \quad (4.35)$$

Resolvendo a equação (4.29), têm-se:

$$\frac{9}{7}x \angle 0 + x \angle 0 - x \angle \pi + \frac{9}{7}x \angle 2\pi + x \angle 2\pi - x \angle -\pi = 135,62 \angle 0 \Leftrightarrow x = 20,64 \quad (4.36)$$

Em funcionamento normal o fluxo encadeado por cada fase é dado por:

$$\frac{d\varphi_1}{dt} = \sqrt{2} 20,64 \cos \omega t \quad (4.37)$$

Pode-se ainda distinguir o fluxo proveniente de cada bobina da mesma fase:

$$\varphi_a = \frac{\sqrt{2} 20,64 \sin \omega t}{\omega_{1500}} \quad (4.38)$$

$$\varphi_b = \frac{9\sqrt{2} 20,64 \sin \omega t}{7 \omega_{1500}} \quad (4.39)$$

$$\varphi_c = -\frac{\sqrt{2} 20,64 \sin \omega t + \pi}{\omega_{1500}} \quad (4.40)$$

$$\varphi_d = \frac{9\sqrt{2} 20,64 \sin \omega t}{7 \omega_{1500}} \quad (4.41)$$

$$\varphi_e = \frac{\sqrt{2} 20,64 \sin \omega t}{\omega_{1500}} \quad (4.42)$$

$$\varphi_f = \frac{9\sqrt{2} 20,64 \sin \omega t - \pi}{7 \omega_{1500}} \quad (4.43)$$

Em que,  $\omega_{1500}$  é a velocidade às 1500 rpm em radianos por segundo. O mesmo conceito se aplicou às restantes bobinas das restantes fases. Visto que, estas equações apenas são válidas para o funcionamento normal da máquina foi necessário tomar algumas considerações tendo como objectivo a resolução deste problema.

Considere-se então que a falha existente ocorrerá sempre na primeira fase (fase 1).

Sempre que a bobina contenha um aberturas  $s=9$ , temos que :

$$\varphi_h = \left(1 + \frac{N_h}{N}\right) \left(\frac{9\sqrt{2} 20,64}{7 \omega_{1500}}\right) + \frac{4\sqrt{2} 20,64}{\omega_{1500}} \quad (4.44)$$

$$\frac{d\varphi_h}{dt} = \omega \varphi_h \sin[\omega p \times t] \quad (4.45)$$

$$\varphi_f = \left(\frac{N_f}{N}\right) \left(\frac{9\sqrt{2} 20,64}{7 \omega_{1500}}\right) \quad (4.46)$$

$$\frac{d\varphi_f}{dt} = \omega \varphi_f \sin[\omega p \times t] \quad (4.47)$$

$$\varphi_2 = 2 \left( \frac{9\sqrt{2} 20.64}{7 \omega_{1500}} \right) + \frac{4\sqrt{2} 20.64}{\omega_{1500}} \quad (4.48)$$

$$\frac{d\varphi_2}{dt} = \omega \varphi_2 \sin[\omega p \times t + (2\pi/3)] \quad (4.49)$$

$$\varphi_3 = 2 \left( \frac{9\sqrt{2} 20.64}{7 \omega_{1500}} \right) + \frac{4\sqrt{2} 20.64}{\omega_{1500}} \quad (4.50)$$

$$\frac{d\varphi_3}{dt} = \omega \varphi_3 \sin[\omega p \times t - (2\pi/3)] \quad (4.51)$$

Sempre a bobina tenha uma abertura  $s=7$ , temos que :

$$\varphi_h = 2 \left( \frac{9\sqrt{2} 20.64}{7 \omega_{1500}} \right) + \left( 3 + \frac{N_h}{N} \right) \frac{\sqrt{2} 20.64}{\omega_{1500}} \quad (4.52)$$

$$\frac{d\varphi_h}{dt} = \omega \varphi_h \sin[\omega p \times t] \quad (4.53)$$

$$\varphi_f = \left( \frac{N_f}{N} \right) \left( \frac{\sqrt{2} 20.64}{\omega_{1500}} \right) \quad (4.54)$$

$$\frac{d\varphi_f}{dt} = \omega \varphi_f \sin[\omega p \times t] \quad (4.55)$$

$\frac{d\varphi_2}{dt}$  e  $\frac{d\varphi_3}{dt}$  são igual aos anteriores (4.48 e 4.50).

### 4.3 Funcionamento do Modelo

O Modelo desenvolvido foi desenvolvido no Matlab - Simulink e teve como base um ficheiro de arranque (Figura 52) através do qual se questionará o utilizador quanto à simulação pretendida.

```

16 -0.002085989 -0.001622304 0.001622304 0.000297999 -0.000430443 -0.003145546 0.000297999 -0.000430443 0.001622304 -0.002085989 -0.001622
17 -0.003873988 -0.003145546 -0.001622304 0.002085989 0.001622304 -0.000430443 -0.003873988 -0.003145546 -0.000430443 0.002085989 0.001
18 0.000893995 0.000297999 -0.003873988 -0.002681986 -0.002085989 0.002085989 -0.002681986 -0.002085989 -0.003873988 0.000893995 0.000297999 0.002
19 0.000297999 -0.000430443 -0.003145546 -0.002085989 -0.001622304 0.001622304 -0.002085989 -0.001622304 -0.003873988 -0.00297999 -0.000
20 0.002085989 0.001622304 -0.000430443 -0.003873988 -0.003145546 -0.001622304 0.002085989 0.001622304 -0.001622304 -0.003873988 -0.003145
21
22 % Existência de Avaria
23
24 A=menu('Faulty or Healthy PMSG','Healthy','Faulty (Winding short circuits)');
25
26 A=A-1;
27 N=45;
28 if A==0
29     bob=1;
30     Nf=0;
31     Rcc=1;
32 end
33
34 if A==1
35     % Local do Curto-Circuito
36     fase=menu('Define the fault's location','Phase U','Phase V','Phase W');
37     if fase==1
38         bob=menu('Define the fault's location. Phase U','Coil A','Coil B','Coil C','Coil D','Coil E','Coil F');
39     end
40     if fase==2
41         bob=menu('Define the fault's location. Phase V','Coil G','Coil H','Coil I','Coil J','Coil K','Coil L');
42     end
43     if fase==3
44         bob=menu('Define the fault's location. Phase W','Coil M','Coil N','Coil O','Coil P','Coil Q','Coil R');
45     end
46
47 prompt = {'Number of short circuited turns';'short circuit Resistance'};
48 dln title = '';

```

Figura 51 - Ficheiro de arranque do modelo matemático desenvolvido.

Este contempla:

1. A existência ou não de avaria (Figura 53(a))
2. Caso exista avaria em que fase esta se encontra (Figura 53(b))

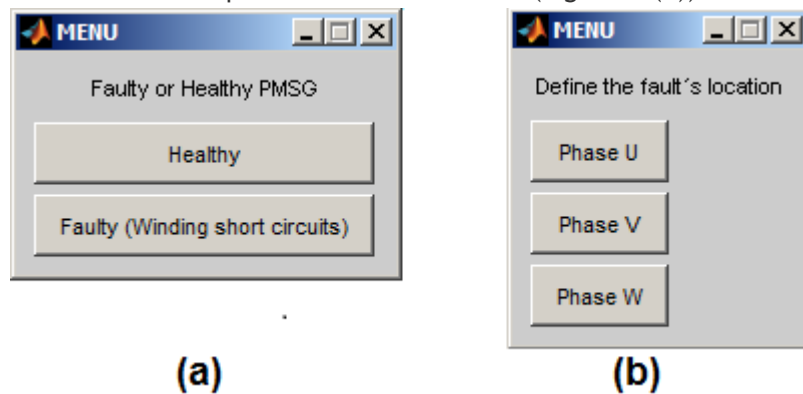


Figura 52 - (a) Menus de escolha da existência ou não de avaria; (b) Menu de escolha da fase no qual se encontra o CC.

3. Após seleccionar a fase da avaria, o utilizador poderá inserir em que bobina se encontra o CC (Figura 54 (a))
4. Em seguinte o utilizador será questionado quanto ao número de espiras que se encontram em falha, bem como, qual a resistência de curto-circuito pretendida (Figura 54 (b))

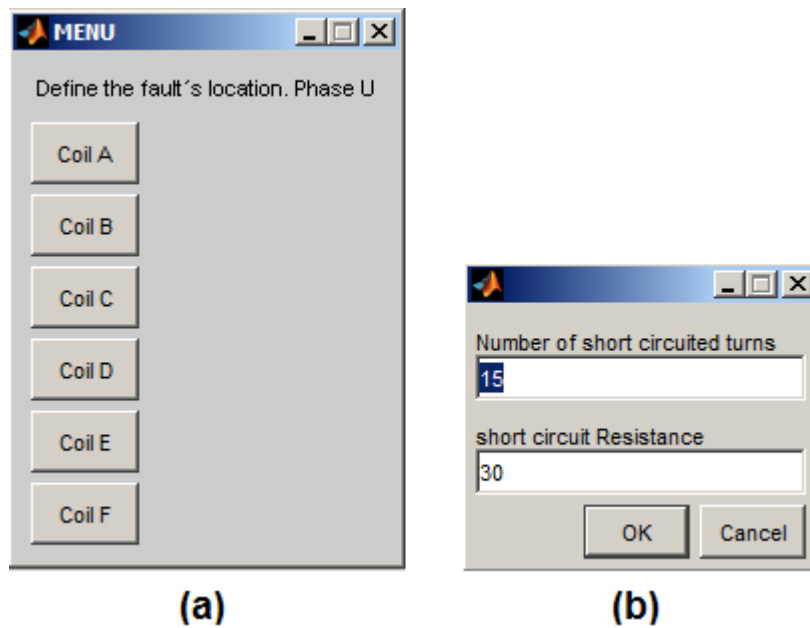


Figura 53 - (a) Menu de escolha da bobina no qual se encontra o CC; (b) Menu de escolha do número de espiras em falha e resistência de falha.

5. E por fim poderá ser seleccionada a velocidade e a carga que o utilizador pretende simular (Figura 99)

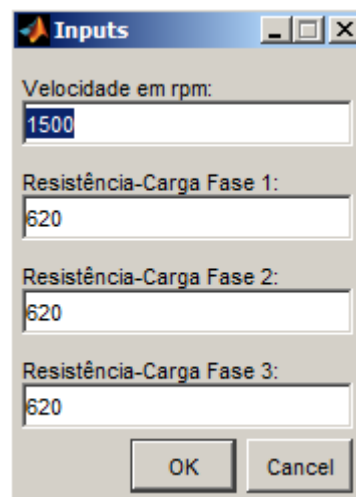


Figura 54 - Menu de escolha da Velocidade e Carga aplicada à saída do gerador.

Este ficheiro de arranque considera ainda o caso de por lapso, o utilizador indicar um número de espiras em falha superior ao número total de espiras da bobina. Tal como, referido anteriormente a matriz dos fluxos encadeados dependerá da abertura ( $s$ ) da bobina.

O modelo associado a este ficheiro de arranque, e no qual se encontram aplicadas as equações de funcionamento na Figura 56.

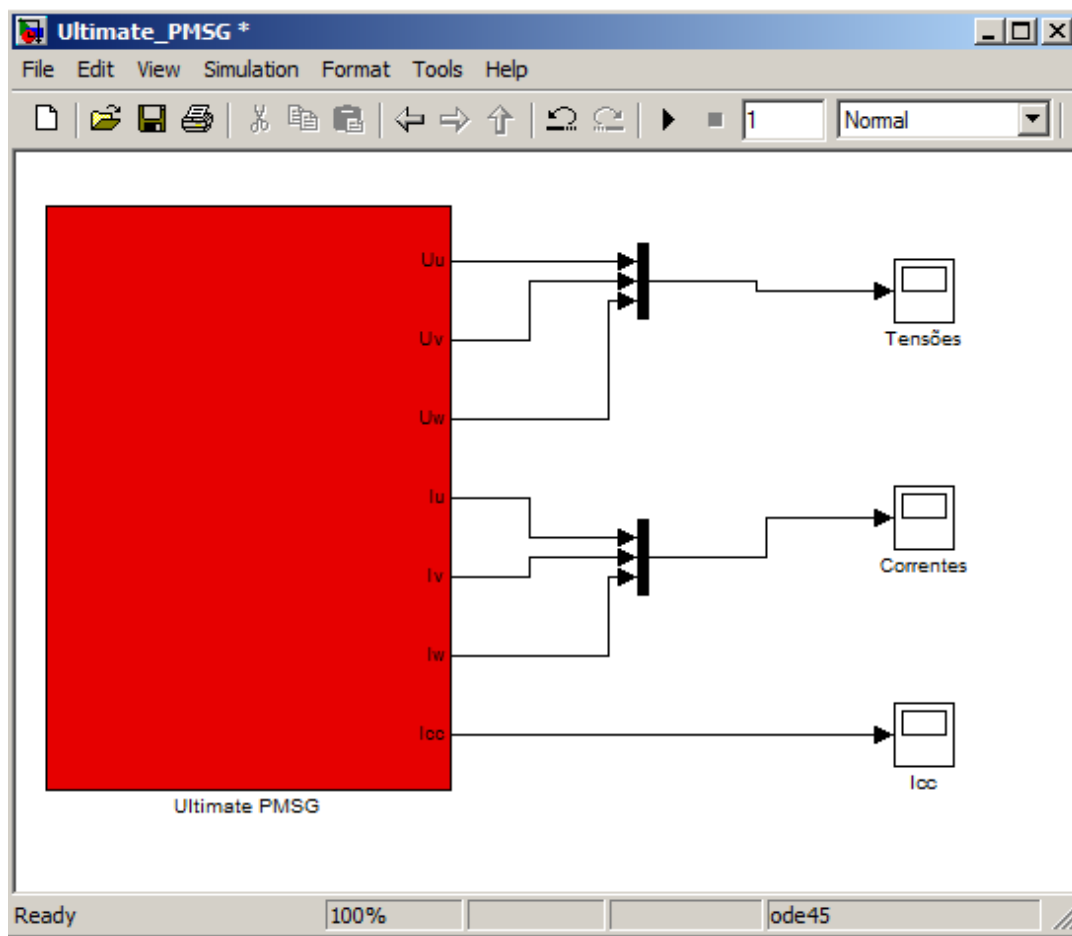


Figura 55 -Modelo Matemático do GSIP.

As equações (4.10), (4.11), (4.12), (4.13) e (4.14), encontram-se modeladas nos blocos: Phase 1, Short Circuit, Rcc, Phase 2 e Phase 3 do PMSG (Figura 57).

Este modelo parte do princípio que a avaria existe sempre na mesma fase e daí as designações das fases serem representadas pelos números 1,2 e 3. O bloco *Phase shift* representado na figura 57 efectua as devidas “comutações” caso a avaria se encontre noutra fase. Quer isto dize que, se  $fase = 1$  então,  $u_u = u_1; u_v = u_2; u_w = u_3; i_u = i_1; i_v = i_2; i_w = i_3$  e se  $fase = 2$ ,  $u_v = u_1; u_w = u_2; u_u = u_3; i_v = i_1; i_w = i_2; i_u = i_3$ , o mesmo se aplica no caso de  $fase = 3$ .

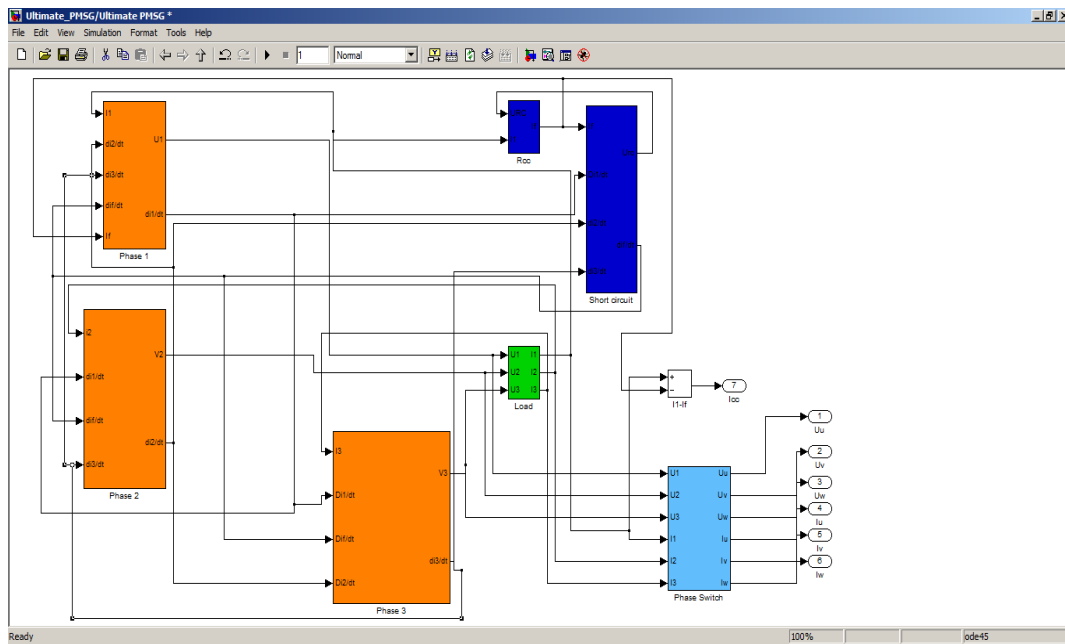


Figura 56 - Vista expandida do modelo matemático.

## 4.4 Simulação

De modo a confrontar os resultados experimentais relativos ao funcionamento normal e em modo de avaria com os da simulação computacional calculou-se a resistência de carga correspondente a cada valor  $I_a$  dividindo a tensão numa fase pela corrente gerada na mesma fase dos valores obtidos experimentalmente. Daí obteve-se que:

Tabela 3 - Tabela de Resistência de carga.

$U_U(V)$	$I_u(A)$	$R_L(\Omega)$	$I_a(A)$	$M(N.m)$
<b>123,553</b>	0	10000	0,4	0,308
<b>124,1303</b>	0,2	620,6515	1	0,77
<b>126,4397</b>	0,51	247,921	2	1,54
<b>128,1718</b>	0,85	150,7903	3	2,31
<b>125,8624</b>	1,2	104,8853	4	3,08
<b>126,8439</b>	1,6	79,27741	5	3,85
<b>104,2117</b>	2,1	49,62463	6	4,62

Importa também definir qual a resistência de curto-circuito para cada valor de  $I_a$  para que se possam obter simulações idênticas à caracterização experimental em modo de avaria.

Tabela 4 - Tabela das diferentes resistências de CC obtidas para 18 espiras curto-circuitadas.

$I_a$ (A)	$I_{cc}$ (A)	$U_{cc}$ (V)	$M$ (N.m)	$R_{cc}$ ( $\Omega$ )
0,4	2,06	8,5	0,308	4,126214
1	2,07	8,6	0,77	4,154589
2	2,11	8,6	1,54	4,075829
3	2,05	8,1	2,31	3,95122
4	2,1	7,6	3,08	3,619048
5	2,08	7,2	3,85	3,461538
6	2	7,8	4,62	3,9

Tabela 5 - Tabela das diferentes resistências de CC obtidas para 27 espiras curto-circuitadas.

$I_a$ (A)	$I_{cc}$ (A)	$U_{cc}$ (V)	$M$ (N.m)	$R_{cc}$ ( $\Omega$ )
0,4	2	11,8	0,308	5,9
1	2	12	0,77	6
2	2,04	11,8	1,54	5,784314
3	2,11	11,3	2,31	5,35545
4	2	10,5	3,08	5,25
5	2,02	10	3,85	4,950495
6	2,03	9,8	4,62	4,827586

#### 4.4.1 Funcionamento Normal

Para efeitos comparativos considerou-se apenas os ensaios efectuados a 1500 rpm à plena carga ( $I_a = 6A$ ).

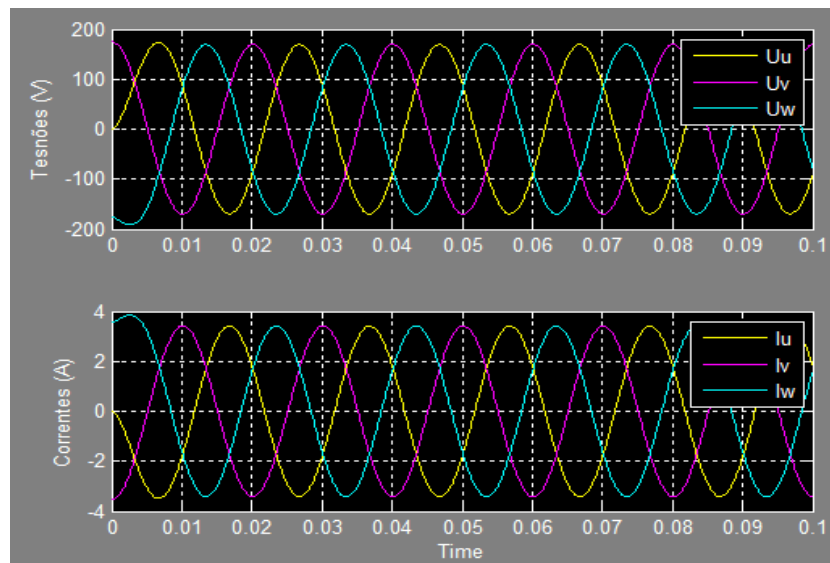


Figura 57 - - Oscilograma das tensões e correntes no GSIP considerando uma velocidade de 1500 rpm em regime nominal ( $I_a=2,1A$ ).

### 4.1.1 Funcionamento em modo de Avaria

Para efeitos comparativos considerou-se apenas os ensaios efectuados a 1500 rpm sem carga e em plena carga com 18 espiras em CC.

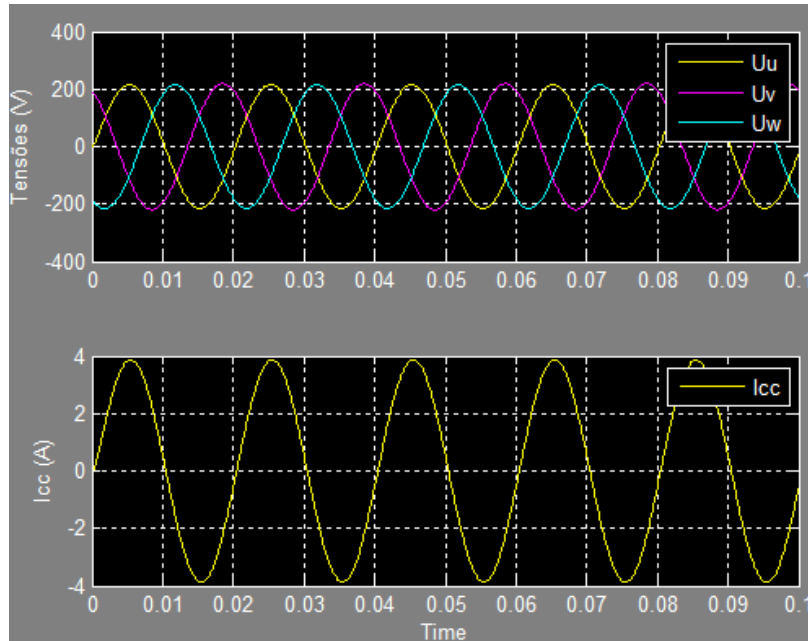


Figura 58 Funcionamento em vazio a 1500 rpm com 18 espiras em curto-crcuito na fase U.

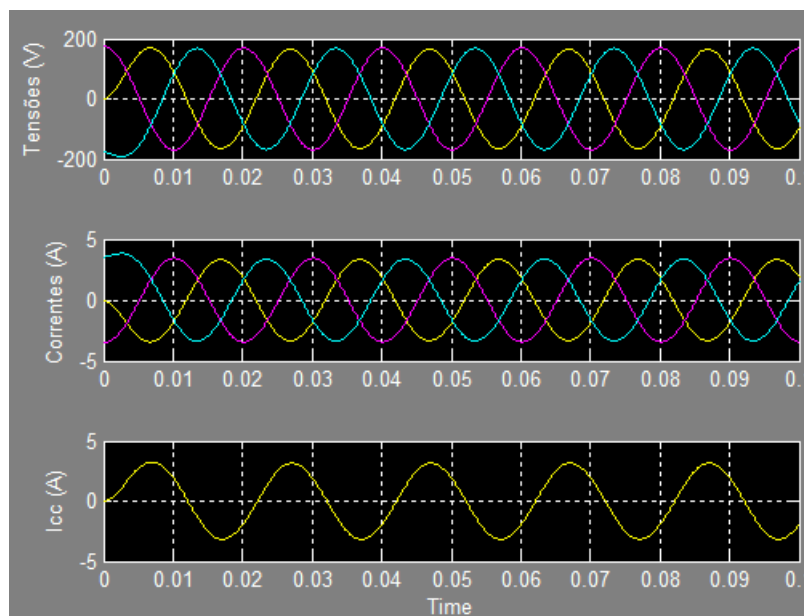


Figura 59 - - Funcionamento à plena carga a 1500 rpm com 18 espiras em curto-crcuito na fase U.



## Capítulo 5

### Modelos e Métodos de Diagnóstico Propostos

Dos métodos de diagnóstico apresentados no capítulo 3, tomou-se em conta a transformada de Fourier aplicada à tensão segundo o eixo d-q e a Análise Estendida do Vector de Park. Considerou-se ainda duas tipologias de conversão das correntes e tensões do referencial abc para o referencial dq. A primeira baseia-se no referencial dq rotórico e é dada por:

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \\ V_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta_e) & \cos(\theta_e - 2\pi/3) & \cos(\theta_e + 2\pi/3) \\ -\sin(\theta_e) & -\sin(\theta_e - 2\pi/3) & -\sin(\theta_e + 2\pi/3) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_u \\ V_v \\ V_w \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

Já a segunda baseia-se no referencial dq estático (ver equação 2.4).

### 5.1 Caracterização experimental - Aplicação dos Métodos de Diagnóstico

#### 5.1.1 SISTEMA ROTATIVO

##### Funcionamento em vazio

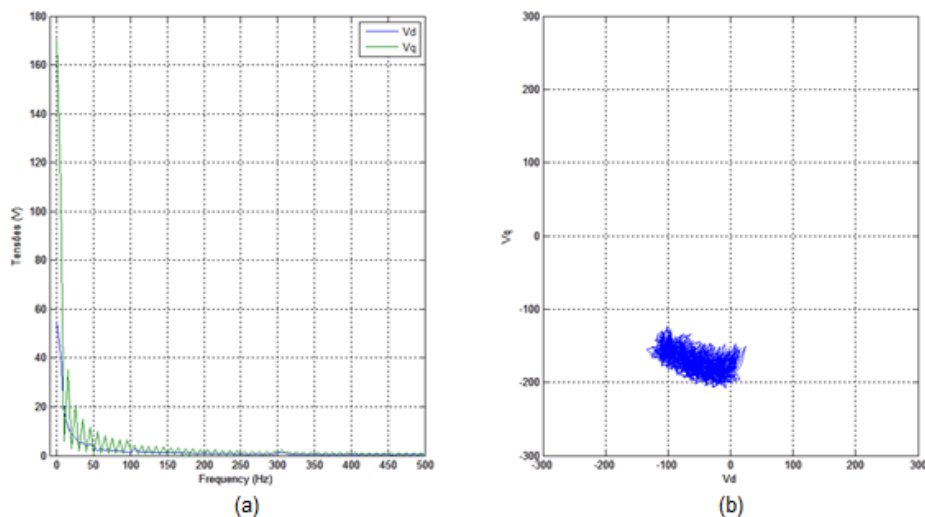


Figura 60 - (a) FFT das Tensões  $V_d$  e  $V_q$  em funcionamento normal (b) Curva  $V_d$ - $V_q$  em funcionamento normal

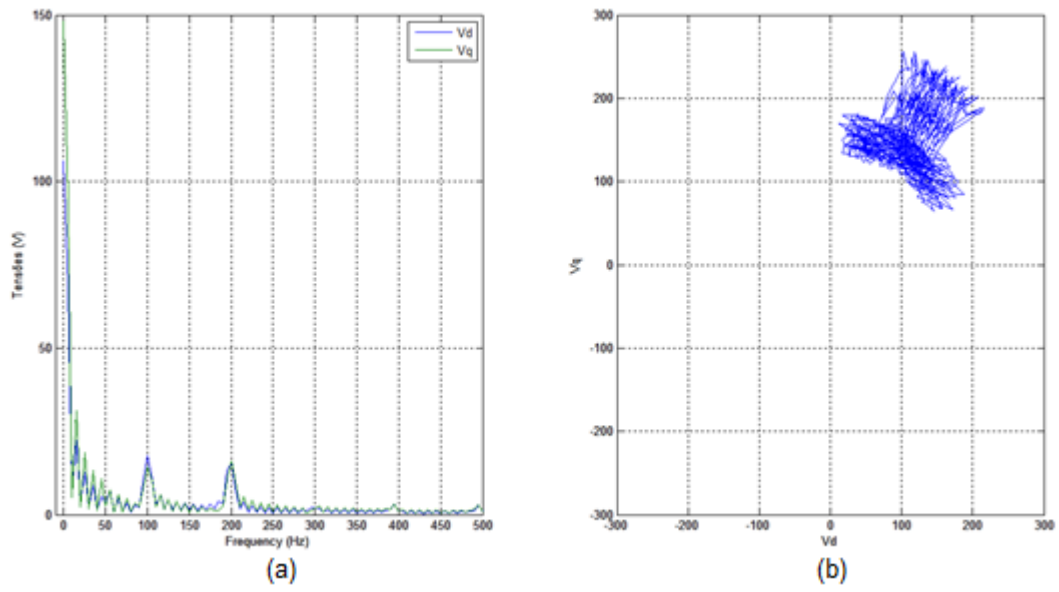


Figura 61 - (a) FFT das Tensões  $V_d$  e  $V_q$  com 18 espiras em CC (b) Curva  $V_d$ - $V_q$  com 18 espiras em CC

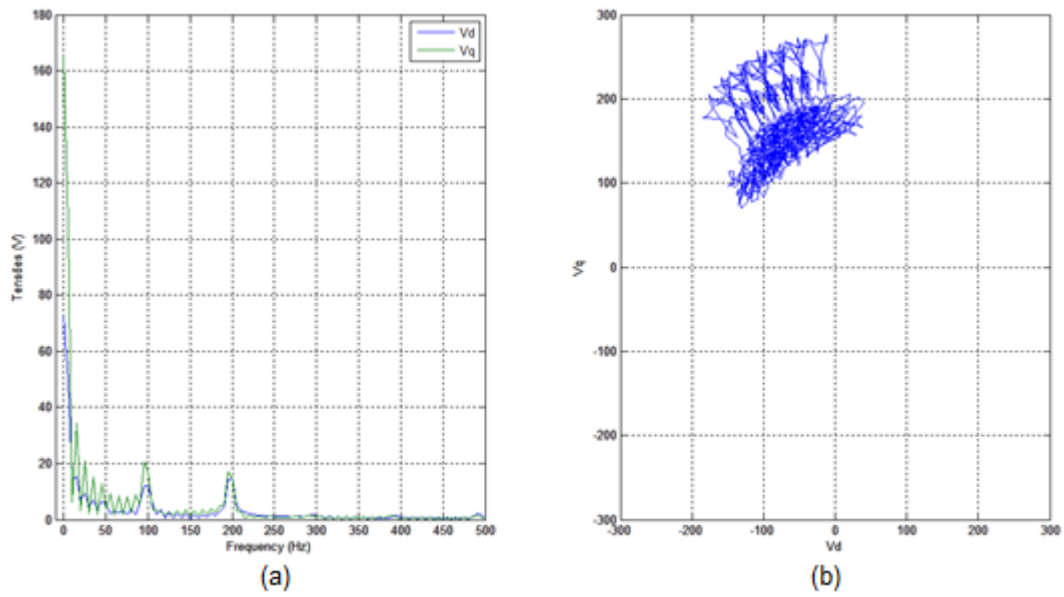


Figura 62 - (a) FFT das Tensões  $V_d$  e  $V_q$  com 27 espiras em CC (b) Curva  $V_d$ - $V_q$  com 27 espiras em CC

## Funcionamento à meia Carga

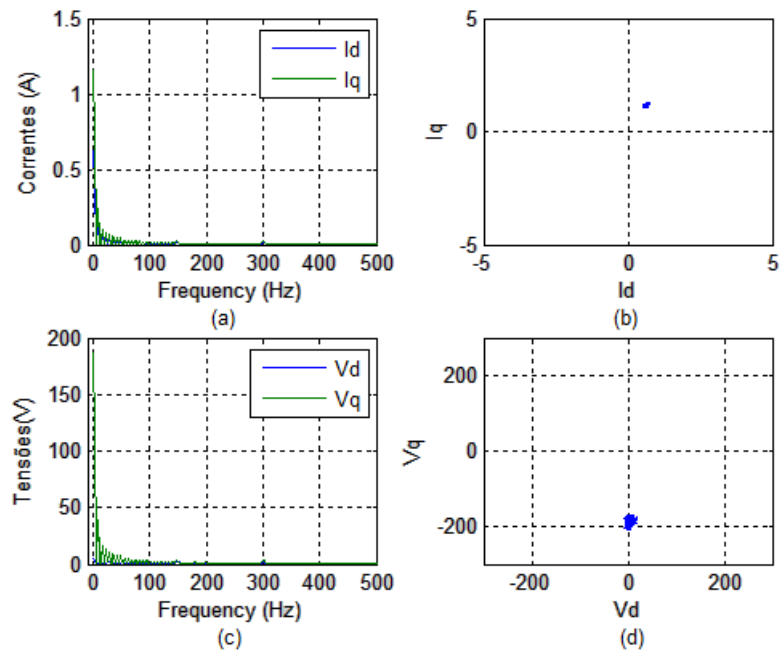


Figura 63 - (a) FFT das Correntes  $I_d$  e  $I_q$  em funcionamento normal; (b) FFT das tensões  $V_d$  e  $V_q$  em funcionamento normal; (c) Curva  $I_d$ - $I_q$  em funcionamento normal; (d) Curva  $V_d$ - $V_q$  em funcionamento normal.

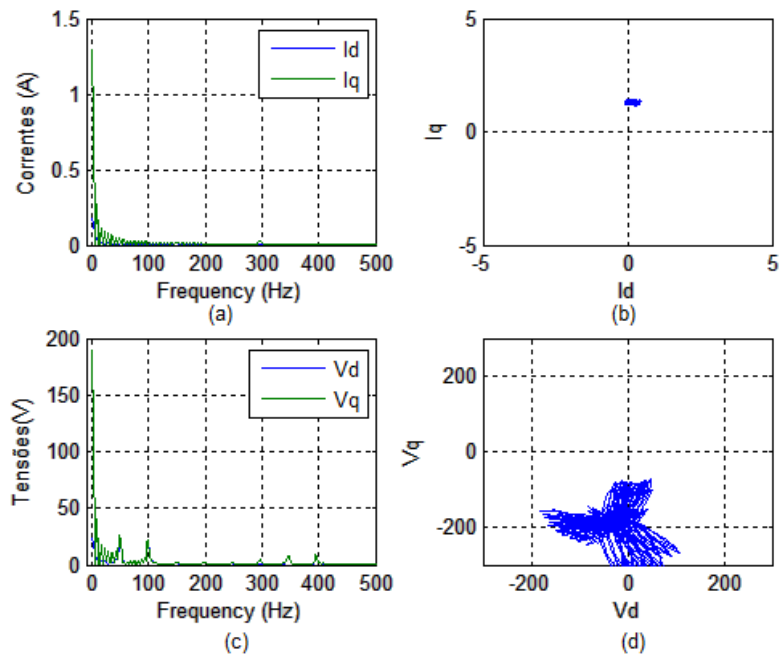


Figura 64 - (a) FFT das Correntes  $I_d$  e  $I_q$  com 18 espiras em CC; (b) FFT das tensões  $V_d$  e  $V_q$  com 18 espiras em CC; (c) Curva  $I_d$ - $I_q$  com 18 espiras em CC; (d) Curva  $V_d$ - $V_q$  com 18 espiras em CC

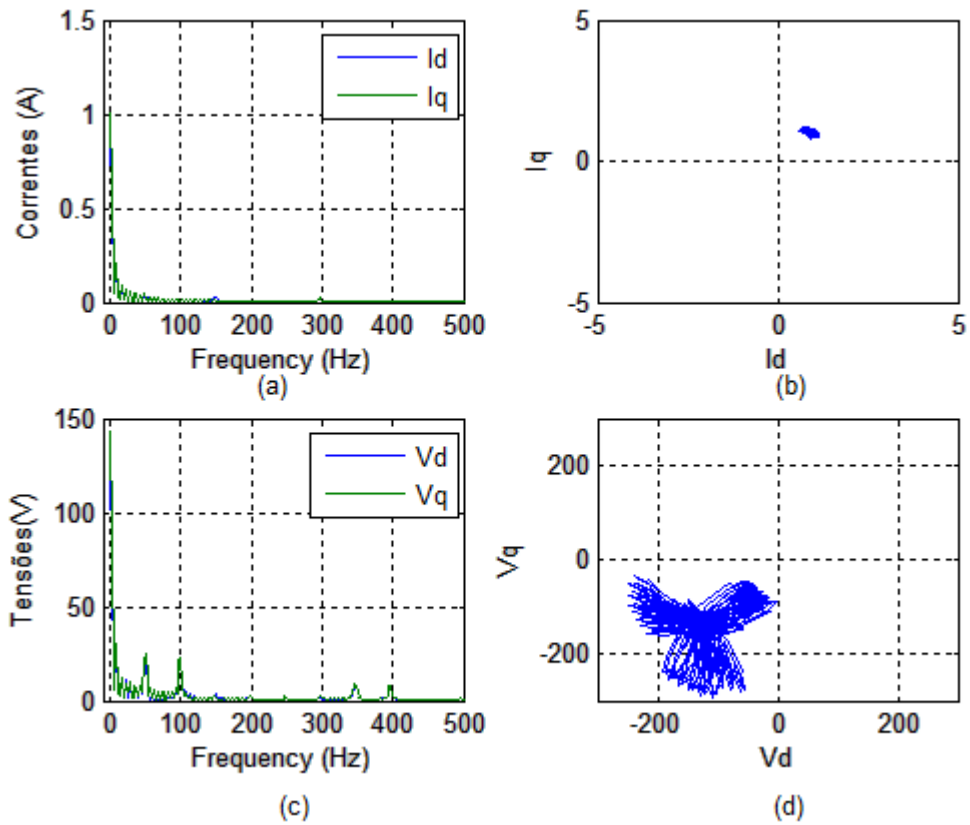


Figura 65 - (a) FFT das Correntes  $I_d$  e  $I_q$  com 27 espiras em CC; (b) FFT das tensões  $V_d$  e  $V_q$  com 18 espiras em CC; (c) Curva  $I_d$ - $I_q$  com 27 espiras em CC; (d) Curva  $V_d$ - $V_q$  com 27 espiras em CC

Das figuras anteriores conclui-se as tensões  $V_d$  e  $V_q$  (a e c) são excelentes indicadores de curto circuitos, principalmente às frequências de 50,100, 350 e 400 Hz. Já dos gráficos  $V_d$ - $V_q$  não se consegue tirar quaisquer conclusões pelo que se tornou necessário optar por outra abordagem, mais propriamente a análise de uma com os valores médios de  $V_d$  e  $V_q$ .

Da análise anteriormente referida obteve-se as seguintes curva  $V_d$  e  $V_q$  relativas à percentagem de avaria:

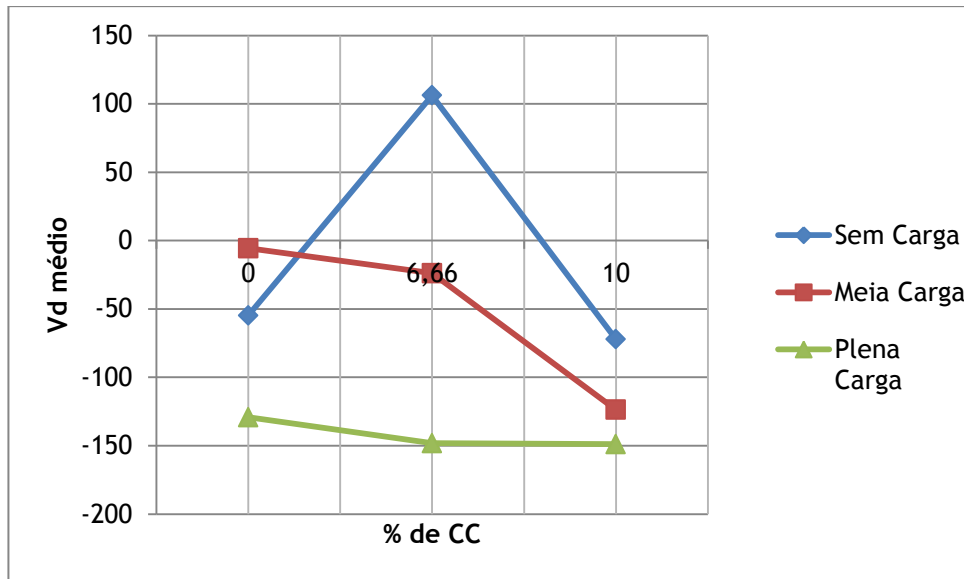


Figura 66 - Curva  $V_d$  versus percentagem de CC sem carga, à meia carga e a plena carga.

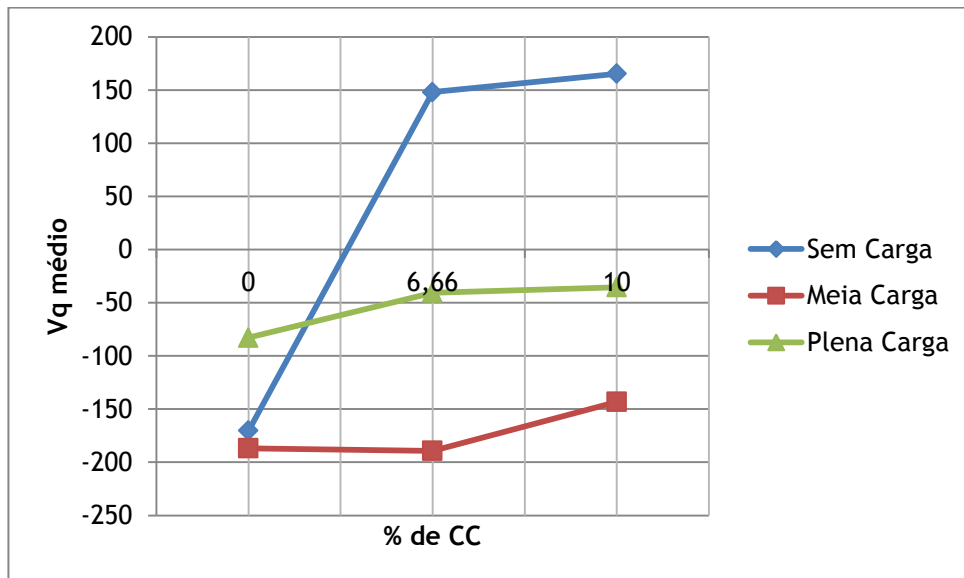


Figura 67 - Figura 68 - Curva  $V_q$  versus percentagem de CC sem carga, à meia carga e a plena carga.

Da figura 67 e 68 conclui-se que a tensão  $V_{q\text{ média}}$  é um excelente indicador de CC independente da carga.

## 5.1.2 REFERENCIAL ESTATÓRICO

### Funcionamento em vazio

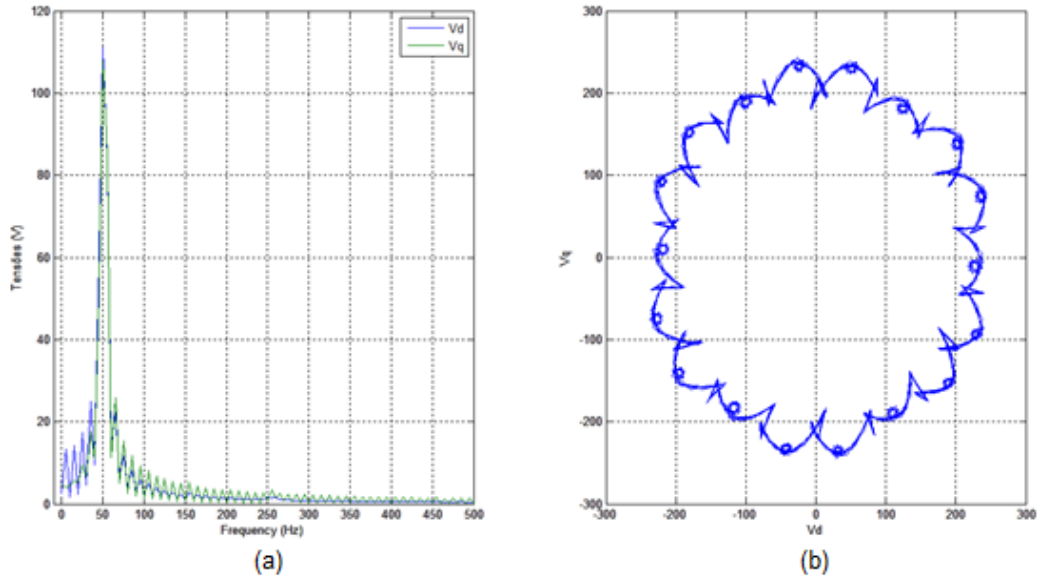


Figura 69 - (a) FFT das Tensões  $V_d$  e  $V_q$  em funcionamento normal (b) Curva  $V_d$ - $V_q$  em funcionamento normal

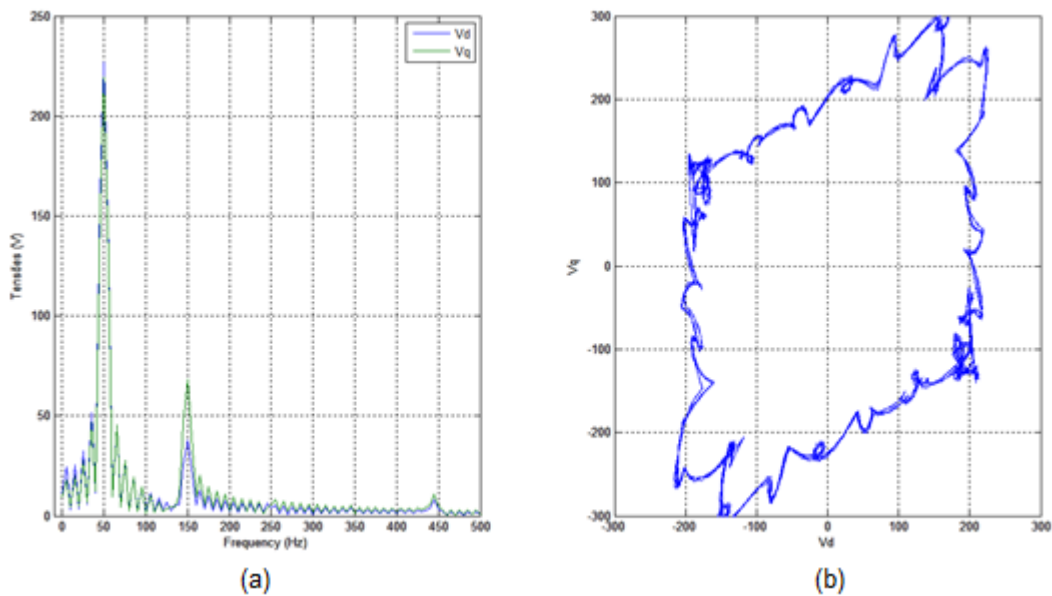


Figura 70 - (a) FFT das Tensões  $V_d$  e  $V_q$  com 18 espiras em CC (b) Curva  $V_d$ - $V_q$  com 18 espiras em CC.

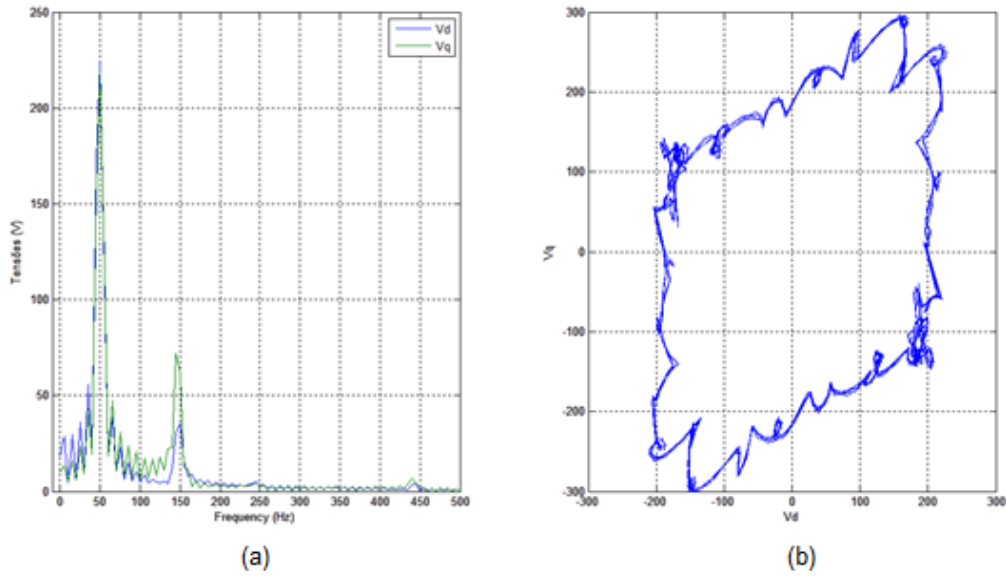


Figura 71 - (a) FFT das Tensões  $V_d$  e  $V_q$  com 27 espiras em CC (b) Curva  $V_d$ - $V_q$  com 27 espiras em CC.

### Ensaio à meia carga

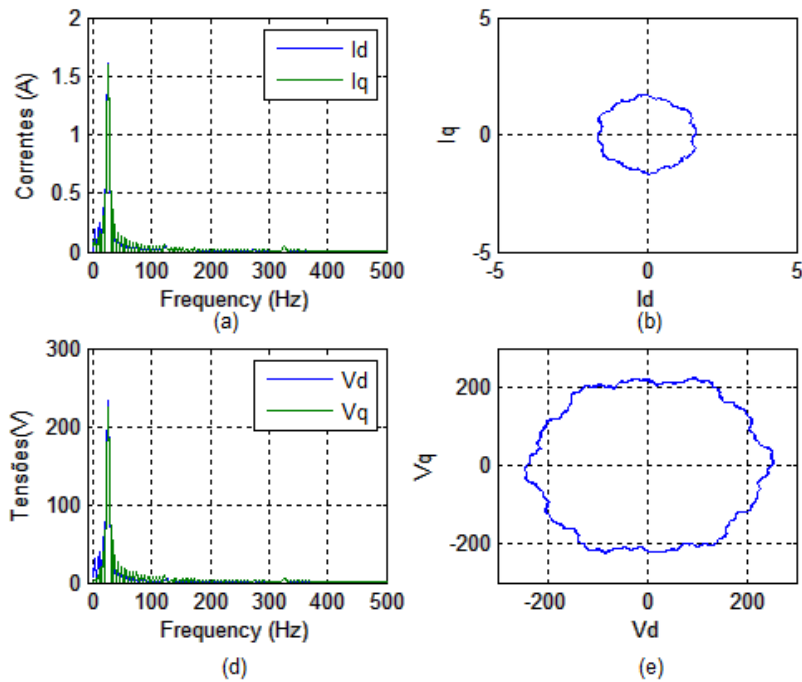


Figura 72 - (a) FFT das Correntes  $I_d$  e  $I_q$  em funcionamento normal; (b) FFT das tensões  $V_d$  e  $V_q$  em funcionamento normal; (c) Curva  $I_d$ - $I_q$  em funcionamento normal; (d) Curva  $V_d$ - $V_q$  em funcionamento normal.

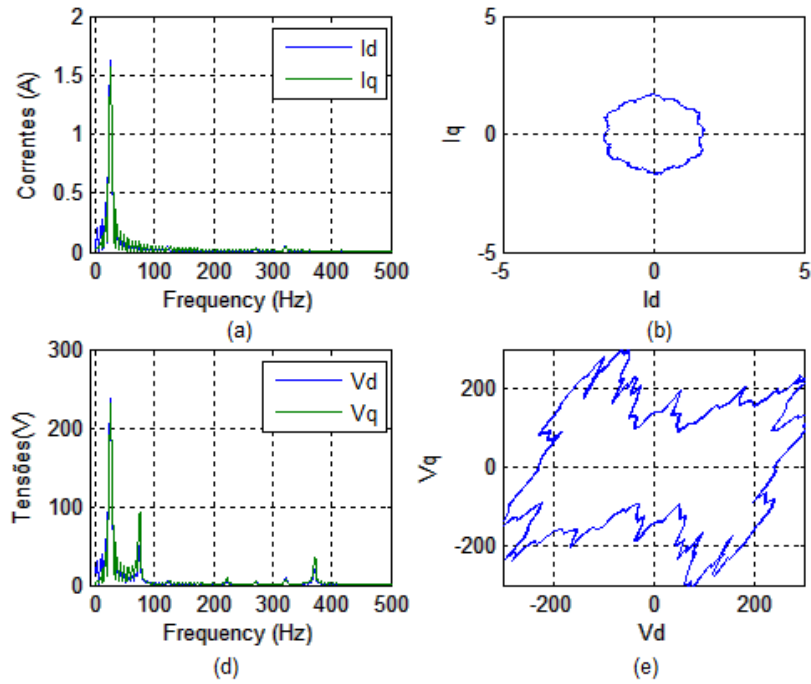


Figura 73 - (a) FFT das Correntes  $I_d$  e  $I_q$  com 18 espiras em CC; (b) FFT das tensões  $V_d$  e  $V_q$  com 18 espiras em CC; (c) Curva  $I_d$ - $I_q$  com 18 espiras em CC; (d) Curva  $V_d$ - $V_q$  com 18 espiras em CC

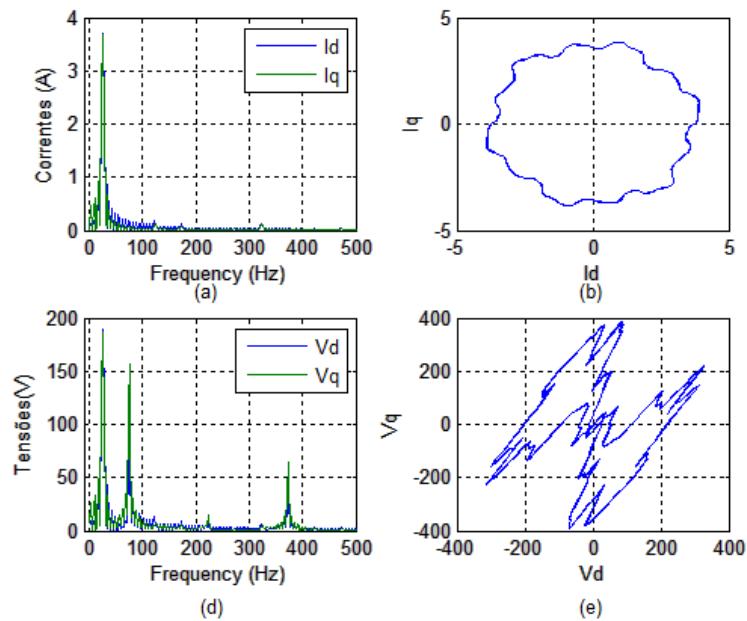


Figura 74 - (a) FFT das Correntes  $I_d$  e  $I_q$  com 27 espiras em CC; (b) FFT das tensões  $V_d$  e  $V_q$  com 18 espiras em CC; (c) Curva  $I_d$ - $I_q$  com 27 espiras em CC; (d) Curva  $V_d$ - $V_q$  com 27 espiras em CC

Dos gráficos anteriormente apresentados há que salientar que na análise FFT, as frequências 50, 150 e 350Hz das Tensões  $V_d$  e  $V_q$  são boas indicadoras de CC. Já quanto à AEVP aplicada, não se conseguiu obter qualquer conclusão quanto ao facto das Tensões  $V_d$  e  $V_q$  serem bons indicadores de CCs pelo que, tal como, no referencial anterior optou-se por analisar os valores médios das tensões  $V_d$  e  $V_q$ .

Desta análise obteve-se:

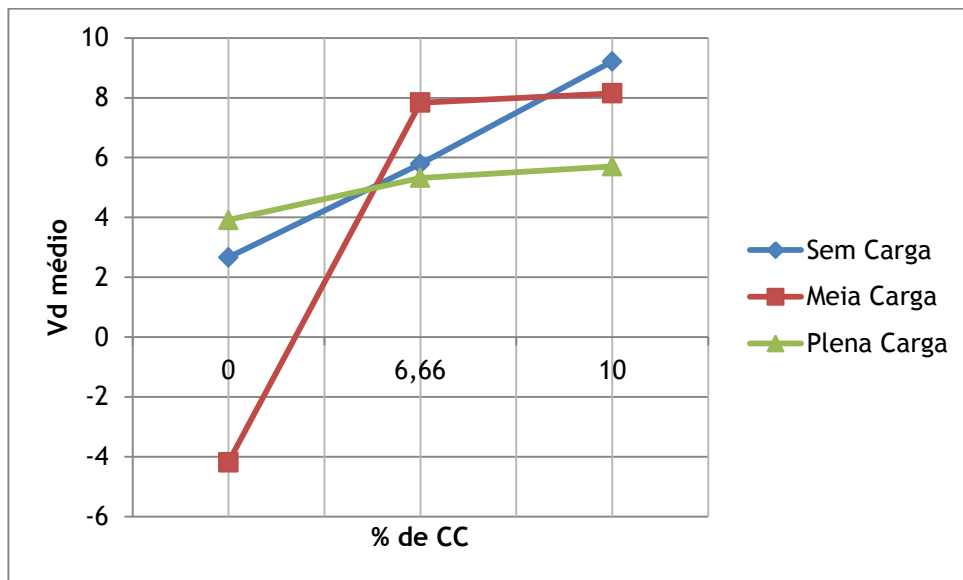


Figura 75 -  $V_d$  médio versus percentagem do enrolamento avariado.

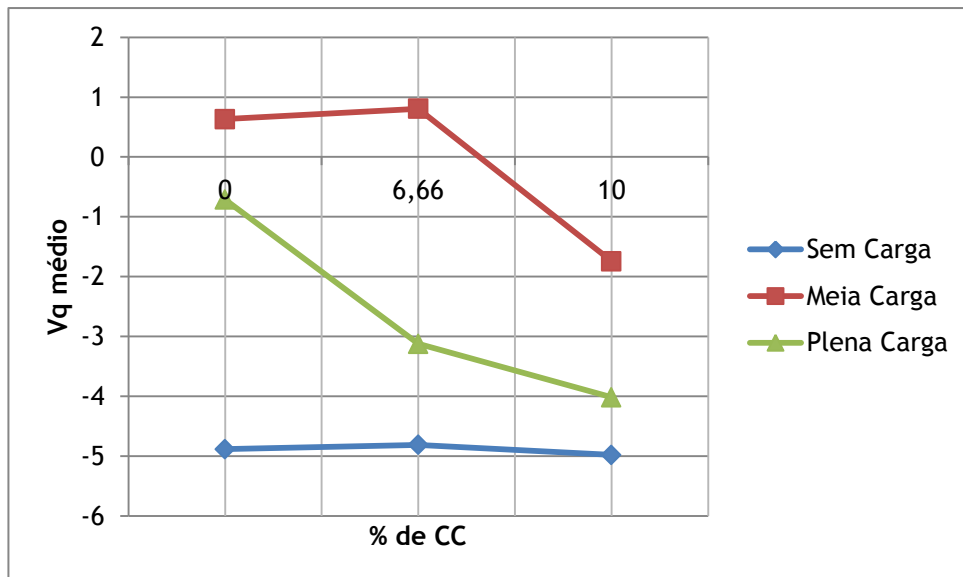


Figura 76-  $V_q$  médio versus percentagem do enrolamento avariado.

Das duas figuras anteriormente apresentadas conclui-se que o valor médio da componente d da tensão é o excelente indicador de CC e independente da carga no caso de se considerar o referencial estático.

## 5.2 Simulação - Aplicação dos Métodos de Diagnostico

Tal como, no subcapítulo anterior foram aplicados os métodos de diagnóstico inicialmente referenciados. Para este efeito deve ter-se em conta que o modelo matemático desenvolvido não contabilizada a saturação e não sofre quaisquer perturbações exteriores pelo que os valores obtidos serão obviamente diferentes dos anteriores.

### 5.2.1 SISTEMA ROTATIVO

#### Funcionamento em vazio

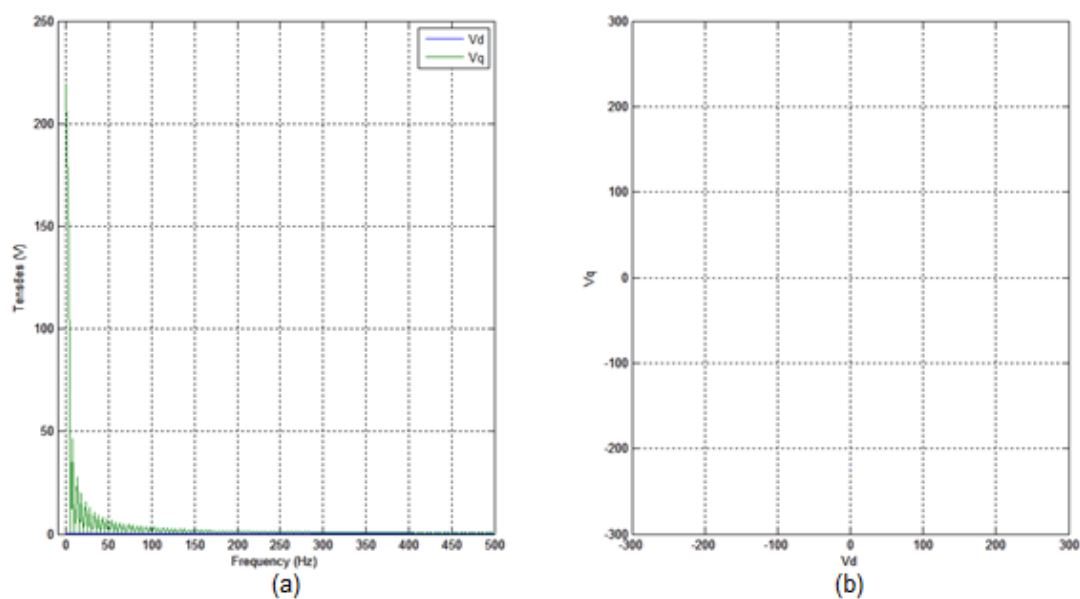


Figura 77 - (a) FFT das Tensões  $V_d$  e  $V_q$  em funcionamento normal (b) Curva  $V_d$ - $V_q$  em funcionamento normal.

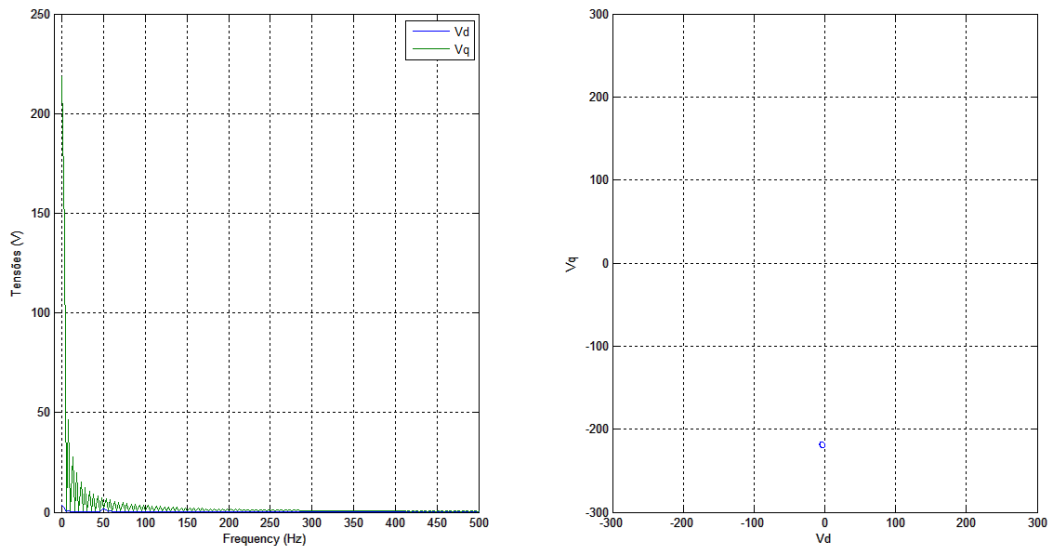


Figura 78 - (a) FFT das Tensões  $V_d$  e  $V_q$  com 18 espiras em CC (b) Curva  $V_d$ - $V_q$  com 18 espiras em CC.

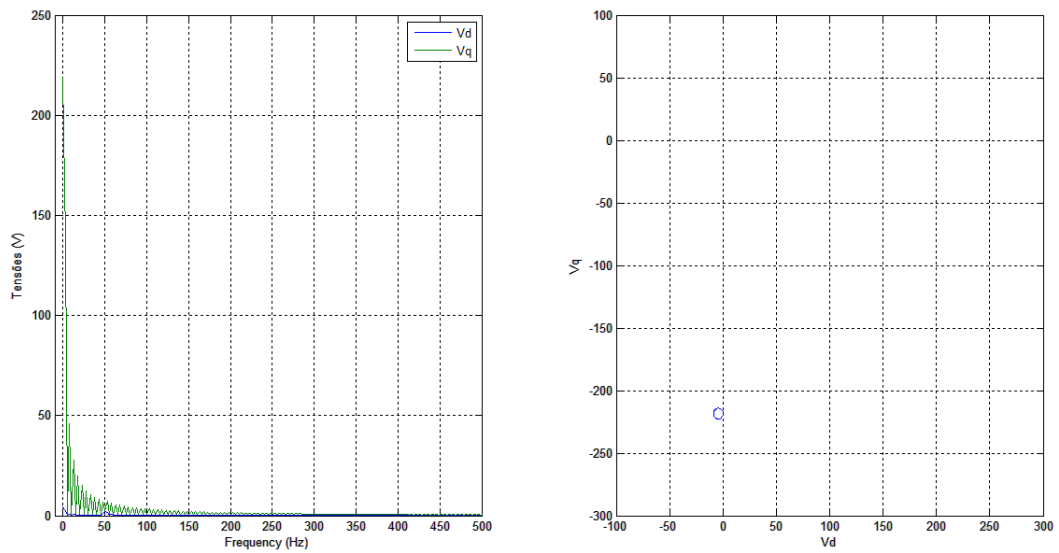


Figura 79 - (a) FFT das Tensões  $V_d$  e  $V_q$  com 27 espiras em CC (b) Curva  $V_d$ - $V_q$  com 27 espiras em CC.

## Funcionamento à meia carga

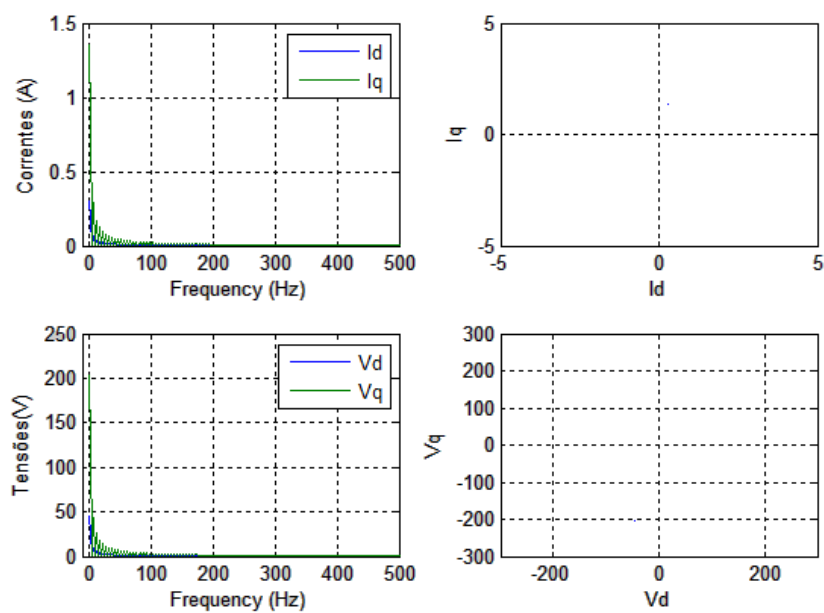


Figura 80 - (a) FFT das Correntes  $I_d$  e  $I_q$  em funcionamento normal; (b) FFT das tensões  $V_d$  e  $V_q$  em funcionamento normal; (c) Curva  $I_d$ - $I_q$  em funcionamento normal; (d) Curva  $V_d$ - $V_q$  em funcionamento normal.

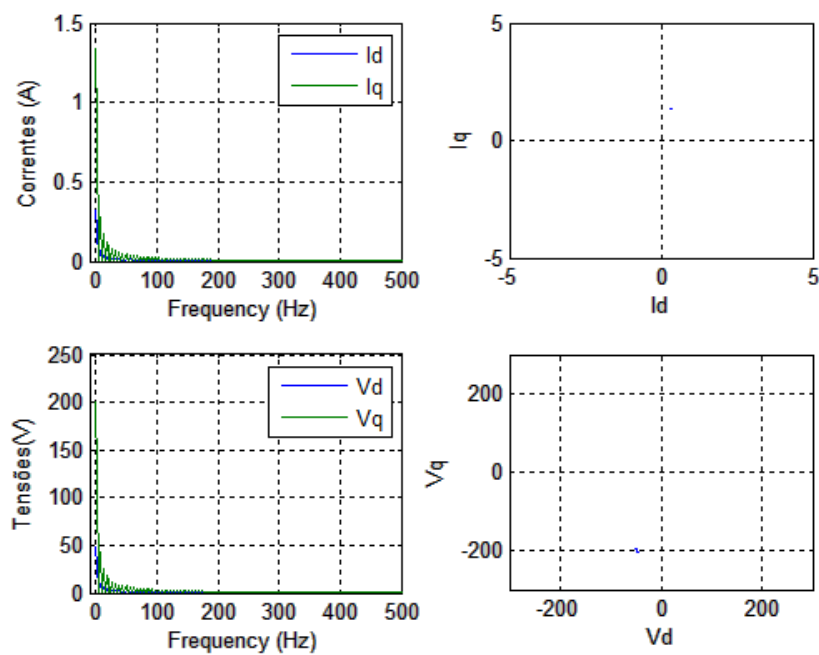


Figura 81 - (a) FFT das Correntes  $I_d$  e  $I_q$  com 18 espiras em CC; (b) FFT das tensões  $V_d$  e  $V_q$  com 18 espiras em CC; (c) Curva  $I_d$ - $I_q$  com 18 espiras em CC; (d) Curva  $V_d$ - $V_q$  com 18 espiras em CC

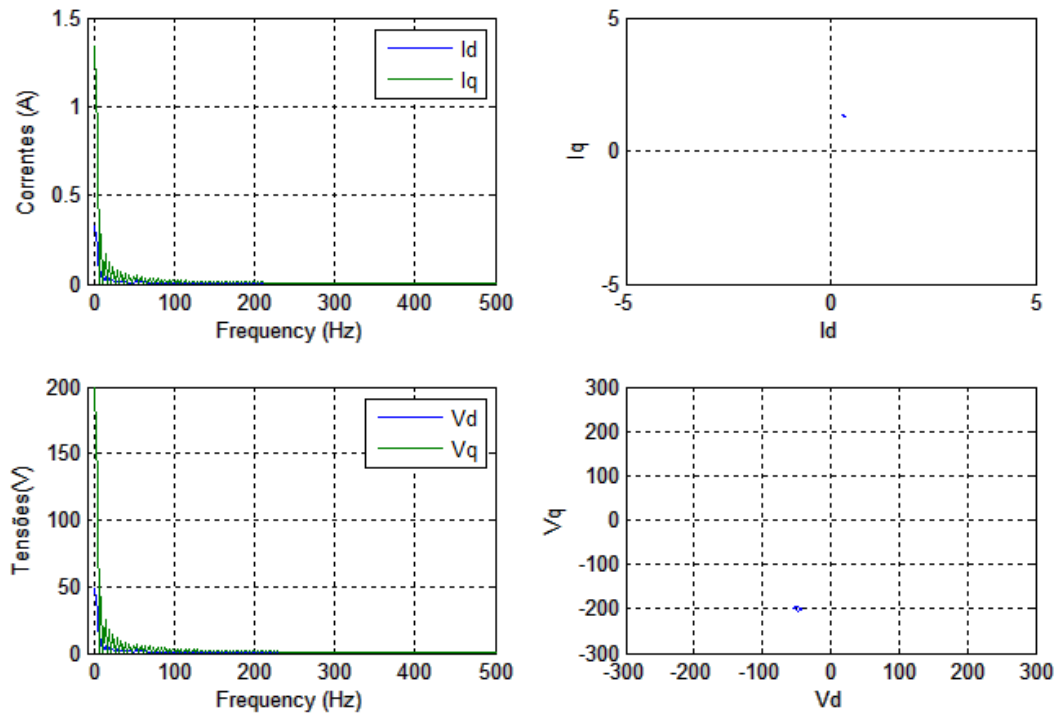


Figura 82 - (a) FFT das Correntes  $I_d$  e  $I_q$  com 27 espiras em CC; (b) FFT das tensões  $V_d$  e  $V_q$  com 18 espiras em CC; (c) Curva  $I_d$ - $I_q$  com 27 espiras em CC; (d) Curva  $V_d$ - $V_q$  com 27 espiras em CC

Tendo em linha de conta as figuras anteriormente apresentadas conclui-se que a aplicação da transformada de Fourier aplicada às tensões e correntes no referencial rotórico dq não é viável de modo a distinguir o funcionamento normal e em modo de avaria. Já quanto à segunda análise (AEVP), tornou-se necessário reajustar os limites do referencial e juntar as diferentes simulações com e sem avaria, de modo a que fosse possível observar as diferenças existentes.

Deste reajuste obteve-se:

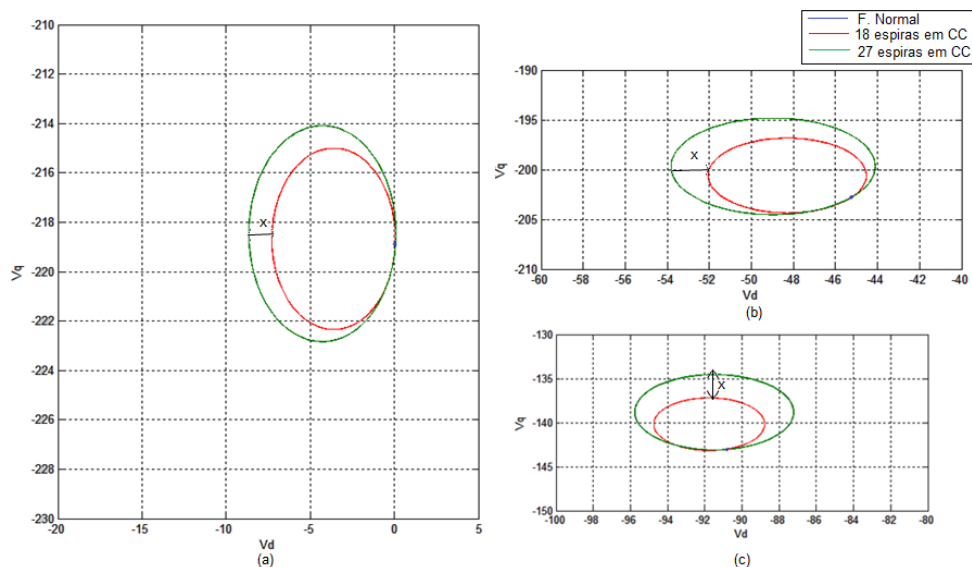


Figura 83 - (a)  $V_d$ - $V_q$  sem carga; (b)  $V_d$ - $V_q$  à meia carga; (c)  $V_d$ - $V_q$  à plena carga para Funcionamento normal, com 18 espiras em CC e com 27 espiras em CC.

Dos gráficos anteriormente apresentados no qual  $x$  é a distância entre 18 espiras em CC e 27 espiras em CC conclui-se que esta é directamente proporcional à percentagem de avaria presente no enrolamento.

## 5.1.2 SISTEMA ESTATÓRICO

### Funcionamento em vazio

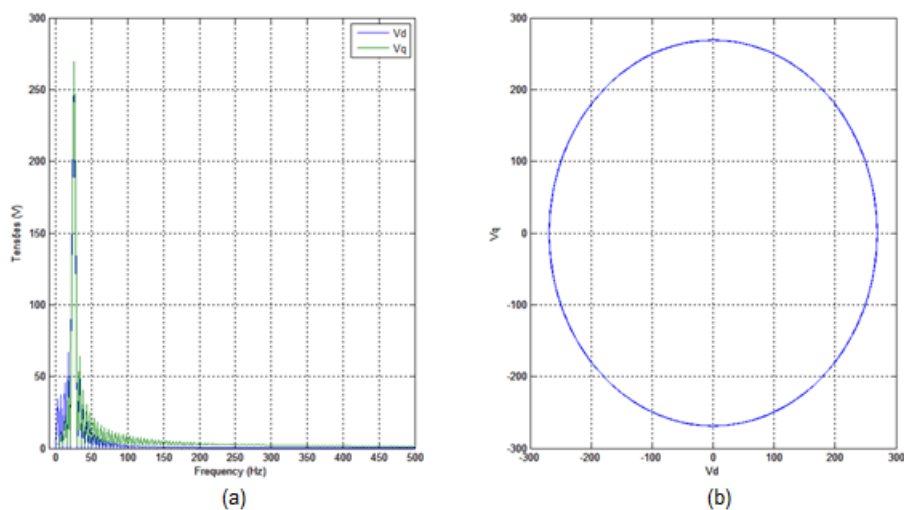


Figura 84 - (a) FFT das Tensões  $V_d$  e  $V_q$  em funcionamento normal (b) Curva  $V_d$ - $V_q$  em funcionamento normal.

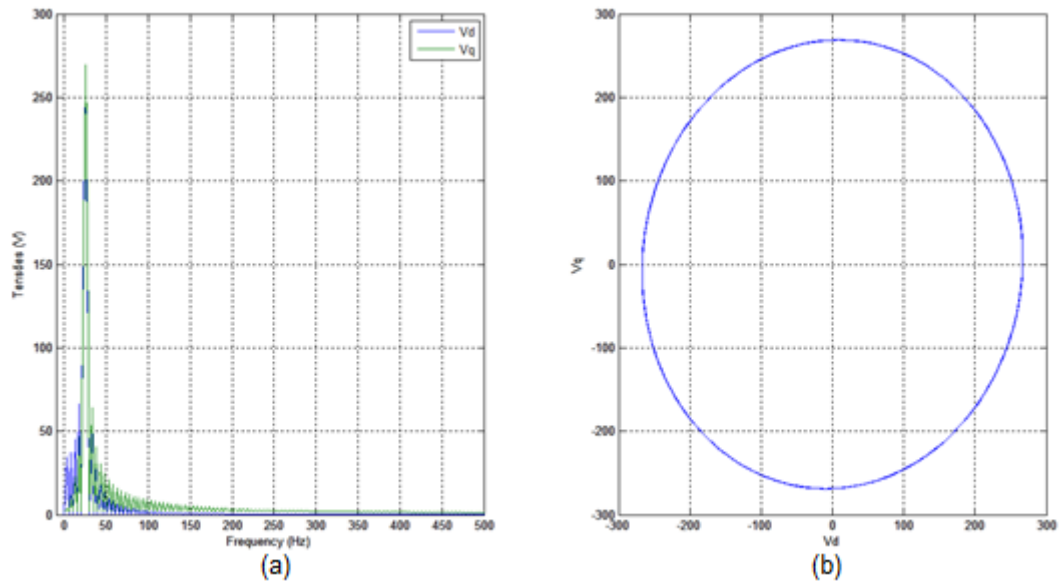


Figura 85 - (a) FFT das Tensões  $V_d$  e  $V_q$  com 18 espiras em CC (b) Curva  $V_d$ - $V_q$  com 18 espiras em CC.

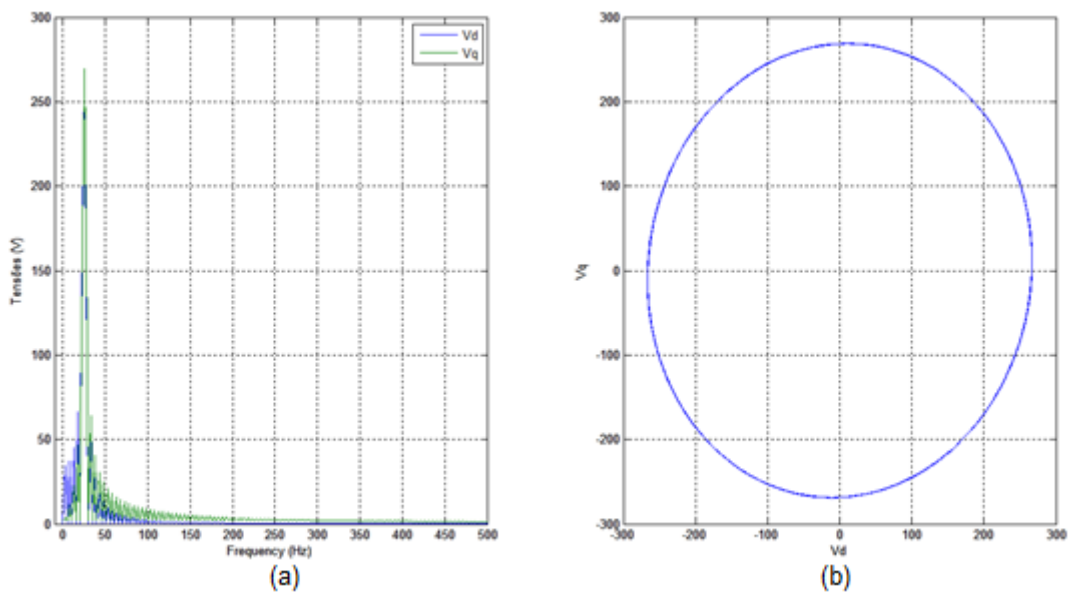


Figura 86 - (a) FFT das Tensões  $V_d$  e  $V_q$  com 27 espiras em CC (b) Curva  $V_d$ - $V_q$  com 27 espiras em CC.

## Funcionamento à meia carga

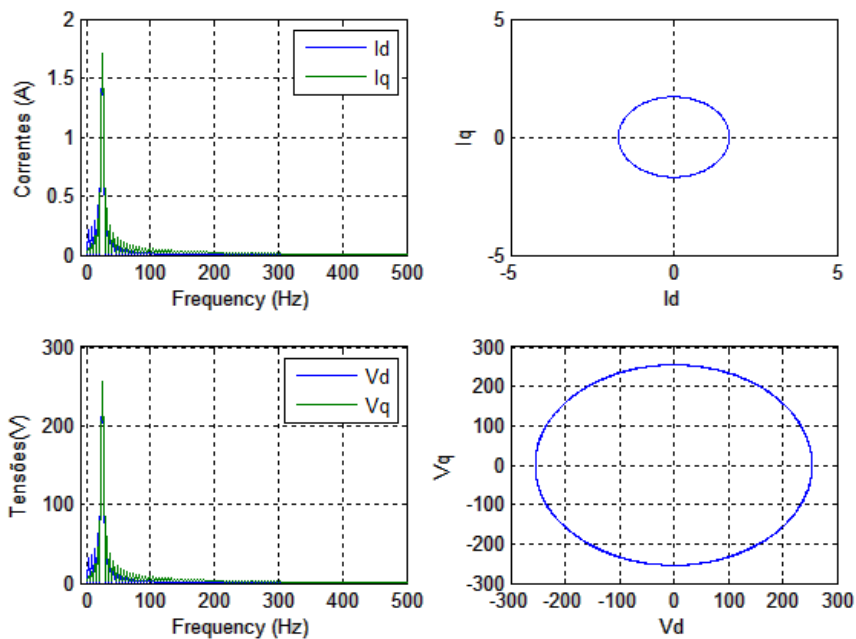


Figura 87 - (a) FFT das Correntes  $I_d$  e  $I_q$  em funcionamento normal; (b) FFT das tensões  $V_d$  e  $V_q$  em funcionamento normal; (c) Curva  $I_d$ - $I_q$  em funcionamento normal; (d) Curva  $V_d$ - $V_q$  em funcionamento normal.

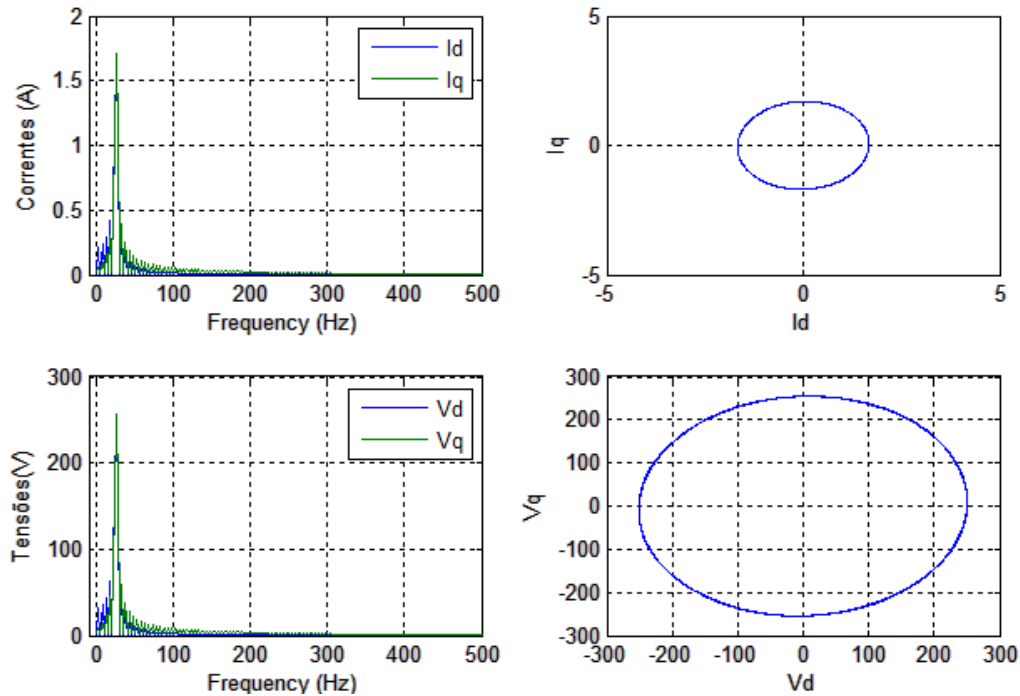


Figura 88 - (a) FFT das Correntes  $I_d$  e  $I_q$  com 18 espiras em CC; (b) FFT das tensões  $V_d$  e  $V_q$  com 18 espiras em CC; (c) Curva  $I_d$ - $I_q$  com 18 espiras em CC; (d) Curva  $V_d$ - $V_q$  com 18 espiras em CC.

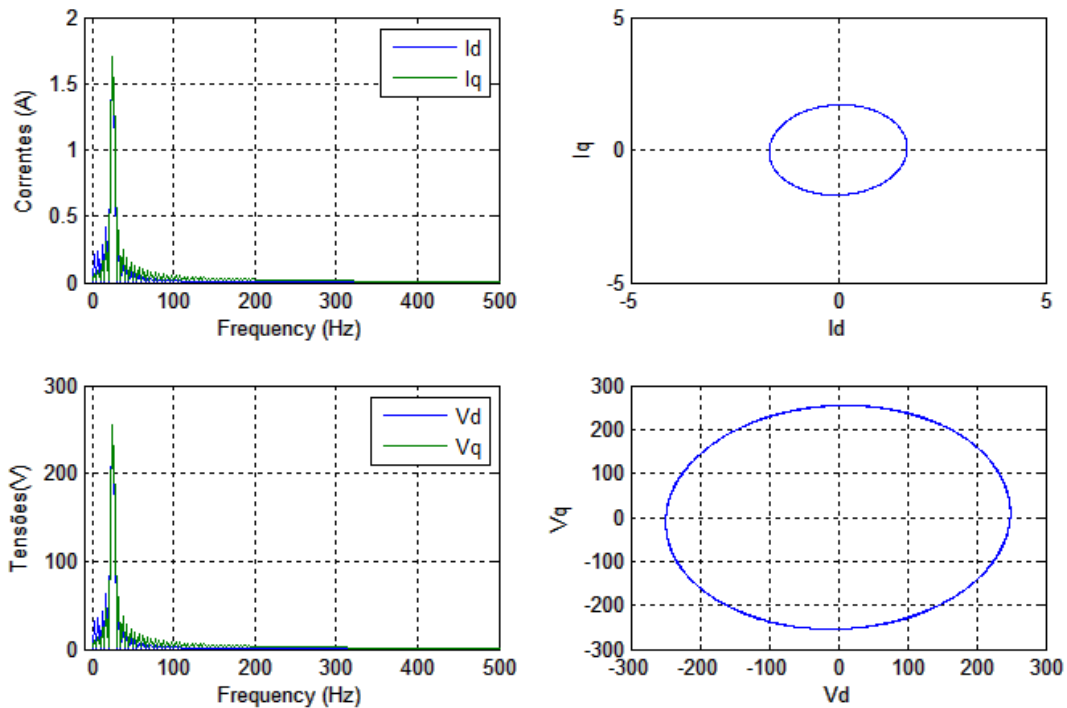


Figura 89 - (a) FFT das Correntes  $I_d$  e  $I_q$  com 27 espiras em CC; (b) FFT das tensões  $V_d$  e  $V_q$  com 27 espiras em CC; (c) Curva  $I_d$ - $I_q$  com 27 espiras em CC; (d) Curva  $V_d$ - $V_q$  com 27 espiras em CC

Tal como, no referencial rotórico e como se pode observar nas figuras anteriores a aplicação FFT não é viável, pelo que não foi tomada em linha de conta. Juntou-se então as curvas  $V_d$ - $V_q$  para as diferentes cargas e modos de funcionamento. Obteve-se, então:

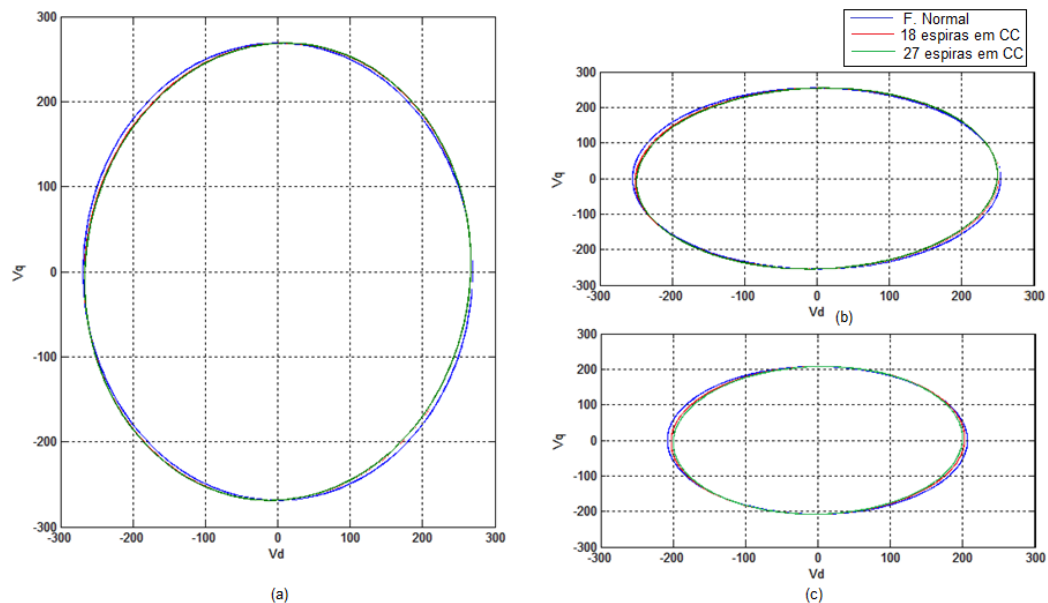


Figura 90 - (a)  $V_d$ - $V_q$  sem carga; (b)  $V_d$ - $V_q$  à meia carga; (c)  $V_d$ - $V_q$  à plena carga para Funcionamento normal, com 18 espiras em CC e com 27 espiras em CC.

Contrariamente, ao referencial rotórico neste não se consegue observar facilmente as diferenças existentes entre o funcionamento normal e em modo avaria, pelo que, se tornou necessário de uma forma mais gráfica demonstrar esta diferença.

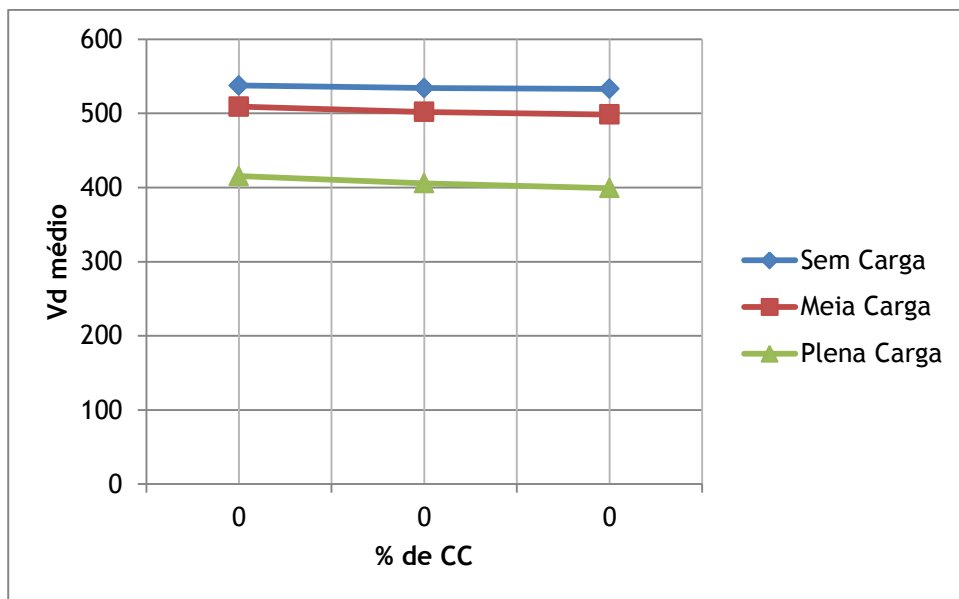


Figura 91 - Curva  $V_d$  versus percentagem de enrolamento avariado.

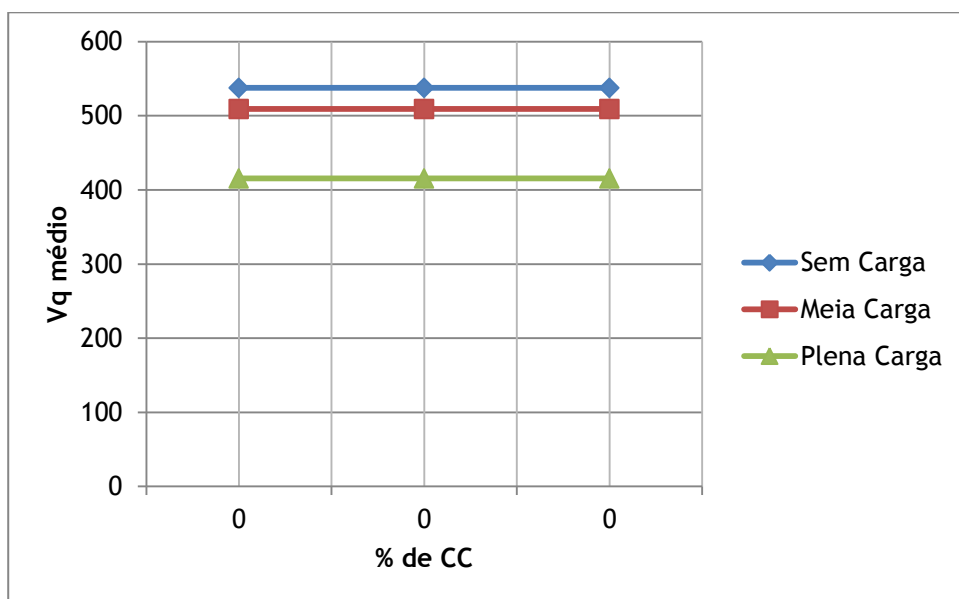


Figura 92 - Curva  $V_q$  versus percentagem de enrolamento avariado.

Dos dois gráficos anteriormente apresentados conclui-se que  $V_d$  é um excelente indicador de CC pois diminui com o aumento da percentagem de avaria no enrolamento e é independente da carga aplicada à saída do gerador.

## Capítulo 6

### Conclusões e Propostas para trabalhos futuros

Esta dissertação debruçou-se sobre os métodos de diagnóstico de avarias existentes aplicados a um GSIP. Dos Métodos de Diagnóstico aplicados conclui-se que:

- A análise FFT demonstra que as tensões segundo as componentes  $d$  e  $q$  poderá ser uma boa forma de identificar CCs, nomeadamente a certas frequências;
- Tendo como base um referencial rotórico o valor médio da componente  $d$  é um excelente indicador de CC, visto que, este aumenta de uma forma mais ou menos proporcional à percentagem de avaria presente no enrolamento;
- Tendo como base um referencial estatórico o valor médio da componente  $q$  é um excelente indicador de CC, visto que, este aumenta de uma forma mais ou menos proporcional à percentagem de avaria presente no enrolamento;

Futuramente o autor desta dissertação de mestrado é da opinião que os restantes modos de avaria deverão ser realizados de modo a completar este trabalho.

## Referências

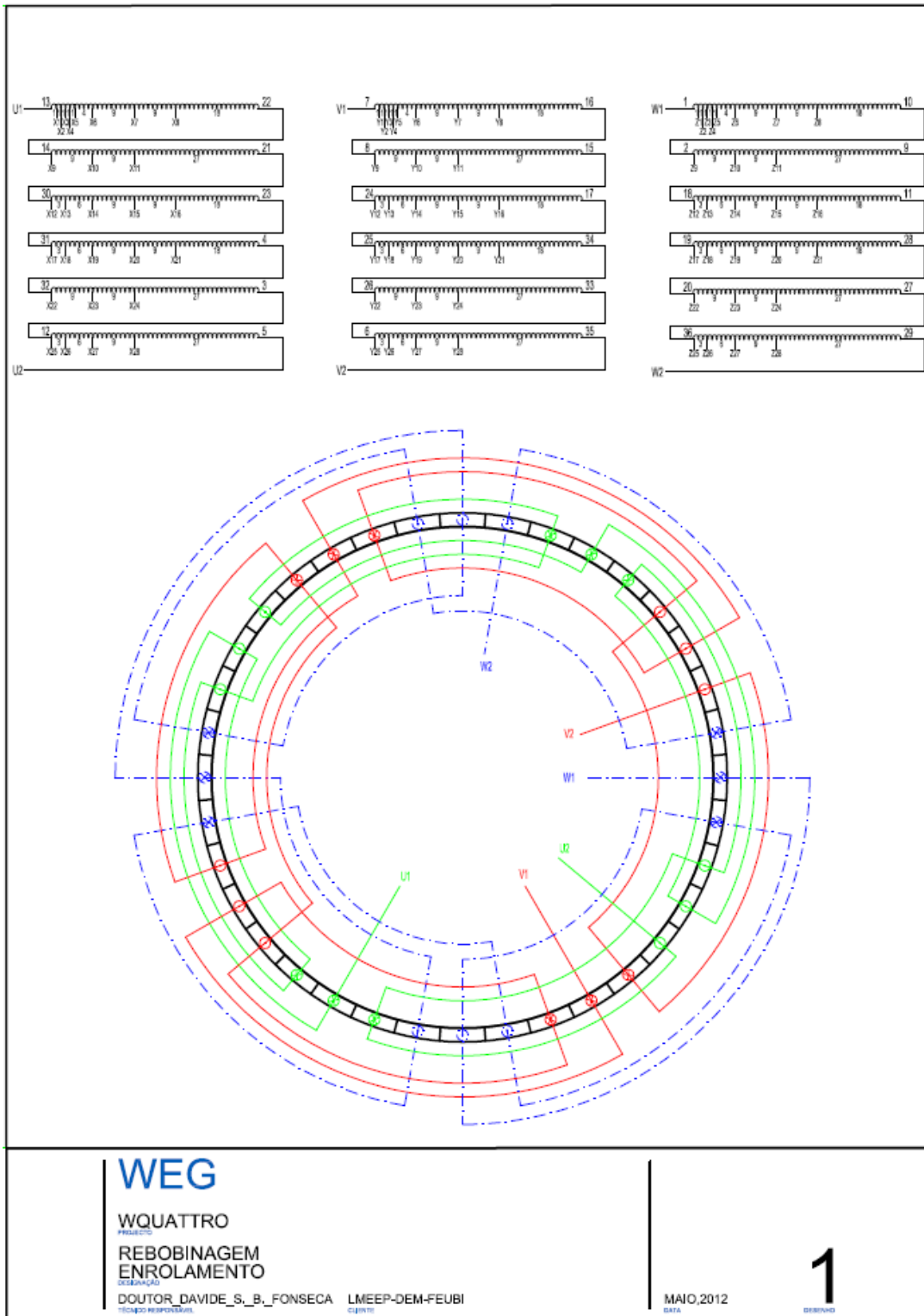
- [1] G. W. E. Council, “Global Wind Report,” Bruxelas, Bélgica, 2010.
- [2] Á. Rodrigues, “Parques Eólicos em Portugal,” Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial, Dezembro 2008.
- [3] REM, “A Energia Eólica em Portugal,” 2010.
- [4] U. Saha e M. J. Rajkumar, “On the Performance Analysis of Savonius rotor with twisted blades,” *Renewable Energy*, vol. 31, n.º 11, pp. 1776-1788, Setembro 2006.
- [5] C. T. Carper, *Design and Construction of Vertical Axis Wind Turbines using Dual-Layer Vacuum-forming*, Massachusetts: Massachusetts Institute of Technology, Junho 2010.
- [6] R. Vijay e A. K. Sethi, *Pitch Control of Horizontal Axis Wind Turbine*, Rourkela: Departmente of Electrical Engineering, National Institute of Technology of Rourkela, 2011.
- [7] J. Manwell, J. McGowan e A. Rogers, *Wind Energy Explained Theory, Design and Application*, Wiley, 2002.
- [8] J. A. Baroudi, V. Dinavahi e A. M. Knight, “A Review of power converter topologies for wind generators,” *Renewable Energy*, vol. 32, n.º 14, pp. 2369-2385, Novembro 2007.
- [9] I. Boldea e S. Nasae, *Variable Speed Generators*, Timisoara, Romania: Polytechnical Institute Timisoara, 2006.
- [10] J. A. M. Cardoso, *Diagnóstico de Avarias em Motores de Indução Trifásicos*, Coimbra: Coimbra Editora, 1991.
- [11] L. Liu, *Robust Fault Detection and Diagnosis for Permanent Magnet Synchronous Motors*, Florida: Florida State University, 2006.
- [12] J. E. Q. Mendez, *Sator Winding Fault Detection for a PMSM using Fuzzy Logic Classifier and Neural Network Model Identification*, Florida: Florida State University, 2008.
- [13] J. Hong, D. Hyun, T.-j. Kang, S. B. Lee, C. Kral e H. Anton, *Detection and Classification of Rotor Demagnetization and Eccentricity Faults for PM Synchronous Motors*, Seoul; Vienna: Korea University; Austrian Institute of Technology, 2011.
- [14] S. Nandi, H. A. Toliyat e X. Li, “Condition Monitoring and Fault Diagnosis of Electrical Motors - A Review,” 2005.
- [15] J. Rosero, J. Romera, J. Cusido, J. Ortega e A. Garcia, “Fault Detection of Eccentricity and Bearing Damage in a PMSM by means of Wavelet Transforms

- Decomposition of Stator Current,” em *Applied Power Electronics Conference and Exposition*, Austin, TX, Fevereiro 2008.
- [16] J. Rosero, J. Cusido, A. Garcia, J. Ortega e L. Romeral, “Broken Bearings and Eccentricity Fault Detection for a Permanent Magnet Synchronous Motor,” em *IEEE Industrial Electronics*, Paris, 2006.
- [17] J.-W. Choi, *Analysis of Electrical Signatures in Synchronous Generators Characterized by Bearing Faults*, Seoul, Coreia do Sul: Korea University, Dezembro 2006.
- [18] X. Zhaoxia e F. Hongwei, “Stator Windings Inter-Turn Short Circuit and Rotor Eccentricity Diagnosis of Permanent Magnet Synchronous Generator,” em *Control, Automation and Systems Engineering (CASE)*, Singapore, 25 de Agosto de 2011.
- [19] A. Djerdir, J.-A. Farooq, A. Rezig e A. Miraoui, “Faults in Permanent Magnet Traction Motors: State of Art and Modelling Approaches,” em *Power and Energy Society General Meeting*, Minneapolis, 2010.
- [20] J. Hong, D. Hyun, S. B. Lee, J.-Y. Yoo e K.-W. Lee, “Automated Monitoring of Magnet Quality for Permanent Magnet Synchronous Motors at Standstill,” *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 46, pp. 1397-1405, Julho-Agosto 2010.
- [21] W. le Roux, R. G. Harley e T. G. Habetler, “Detecting Rotor Faults in Low Power Permanent Magnet Synchronous Machines,” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 22, pp. 322-328, Janeiro 2007.
- [22] J.-R. R. Ruiz, A. G. Espinosa, L. Romeral e J. A. Ortega, “An Introduction to Fault Diagnosis of Permanent Magnet Synchronous Machines in Master's Degree Courses,” *Wiley Periodicals*, pp. 1-11, 2010.
- [23] J. E. Q. Mendez, *Stator Winding Fault Detection for a PMSG using Fuzzy Logic Classifier and Neural Network Model Identification*, Florida: Florida State University College of Engineering, Setembro 2008.
- [24] G. Pacoli, W. Hribernik e G. Újvári, “Partial Discharge Diagnosis of Generator Insulation Systems - Measurements, Simulations and Picture Recognition,” em *Diagnostics for Electric Machines, Power Electronics and Drives, 2007. SDEMPED 2007. IEEE International Symposium on*, Cracóvia, Setembro 2007.
- [25] L. Liu, *Robust Fault Detection and Diagnosis for Permanent Magnet Synchronous Motors*, Florida: Florida State University College of Engineering, 2006.
- [26] J. Rosero, J. Romeral, J. Cusido, J. Ortega e A. Garcia, “Fault detection of eccentricity and bearing damage in a PMSM by means of wavelet transforms decomposition of the stator current,” em *Applied Power Electronics Conference and*

*Exposition, 2008. APEC 2008. Twenty-Third Annual IEEE, Austin, TX, Fevereiro 2008.*

- [27] M. Shamsi nejad e M. Taghipour, "Inter-turn Stator Winding Fault Diagnosis and Determination of Fault Percent in PMSM," em *Applied Power Electronics Colloquium (IAPEC)*, Johor Bahru, 2011.
- [28] J.-R. R. Ruiz, J. A. Rosero, A. G. Espinosa e L. Romeral, "Detection of Demagnetization Faults in Permanent-Magnet Synchronous Motors Under Nonstationary Conditions," *IEE Transitions on Magnetics*, vol. 45, n.º 7, pp. 2961-2969, Julho 2009.
- [29] H. Zhu, "Application of on-line versus off-line PD testing for stator insulation monitoring," em *Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing & Coil Winding Conference*, Toronto, 1999.
- [30] M. T. P. G. S. Kumar, D. J. Amarnath e D. B. P. Singh, "Partial discharges in stator winding insulation of turbine generators – A case study and remedies," em *International Conference on Power and Energy Systems (ICPS)*, India, 2011.
- [31] M. Taghipour-GorjiKolaie, S.-M. Razavi e M. A. Shamsi Nejad, "Identification of Inter-Turn Fault in Permanent Magnet Synchronous Motor, using Negative Sequence of Current," *American Journal of Scientific Research*, n.º 36, pp. 136-147, 2011.
- [32] "Iris Power," [Online]. Available: <http://www.irispower.com/images/slide/corona.jpg>. [Acedido em 13 Setembro 2012].
- [33] J. Rosero, J. Cusido, A. Garcia, J. Ortega e L. Romeral, "Study on the Permanent Magnet Demagnetization Fault in Permanent Magnet Synchronous Machines," em *IECON 2006 -32nd Annual Conference on IEEE Industrial Electronics*, 2006.
- [34] "Eco Desenvolvimento," 2008. [Online]. Available: <http://www.ecodesenvolvimento.org/noticias/turbina-hibrida-eolica-gera-energia-mesmo-sem-a/images/turbo-image.jpg>. [Acedido em 5 Maio 2012].
- [35] "Vestas," [Online]. Available: <http://www.vestas.com/>. [Acedido em Junho 2012].
- [36] Â. P. Ferreira, Projecto de uma Máquina de Ímanes Permanentes de Fluxo Axial Orientado para Sistemas de Conversão de Energia Eólica, FEUP, Porto, 2011.

# Anexo A- Projecto Global do enrolamento



# Anexo B - Caracterização Experimental - Funcionamento Normal

## Funcionamento em vazio

I) Velocidade =1500 rpm

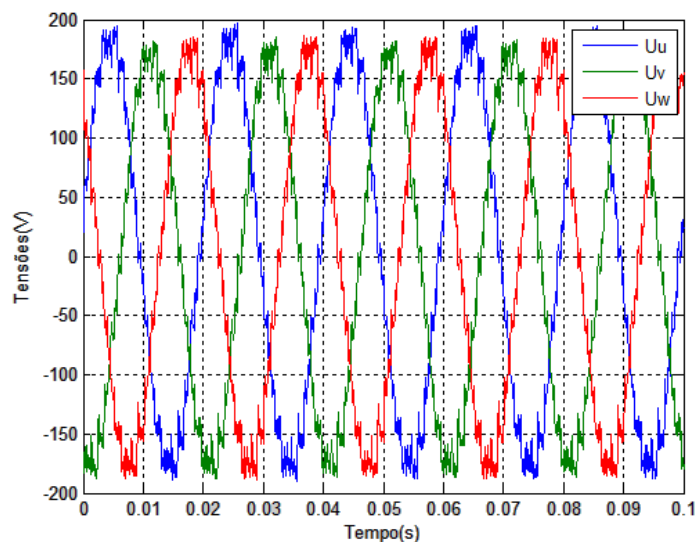


Figura 93 - Oscilograma das tensões e correntes no GSIP considerando uma velocidade de 1500 rpm em vazio.

II) Velocidade=1440 rpm

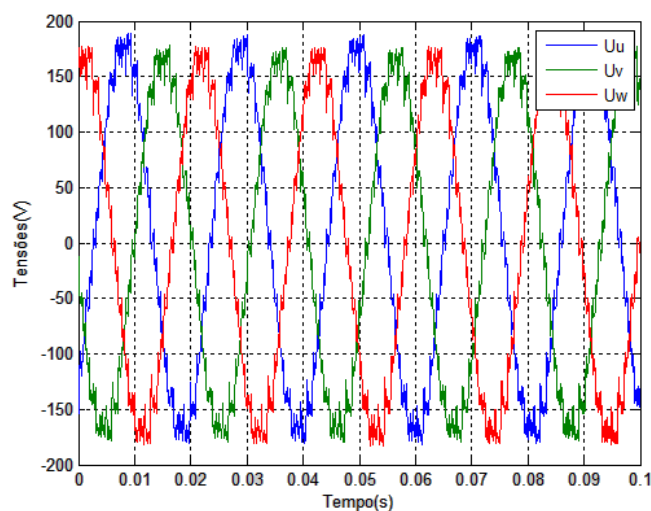


Figura 94 - Oscilograma das tensões e correntes no GSIP considerando uma velocidade de 1440 rpm em vazio.

III) Velocidade=1350 rpm

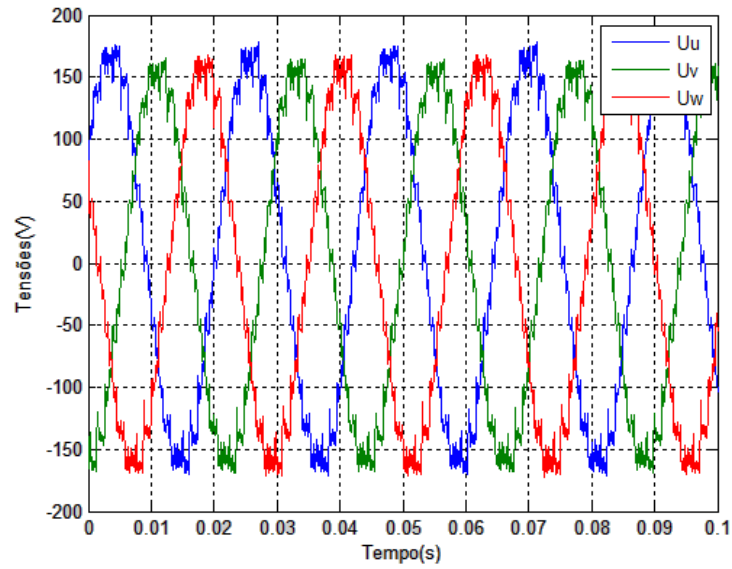


Figura 95 Oscilograma das tensões e correntes no GSIP considerando uma velocidade de 1350 rpm  
Ensaio em Carga

### Funcionamento em carga

I) Ajuste da Carga - Corrente de saída do Gerador

a.  $I_u = 0.3A$

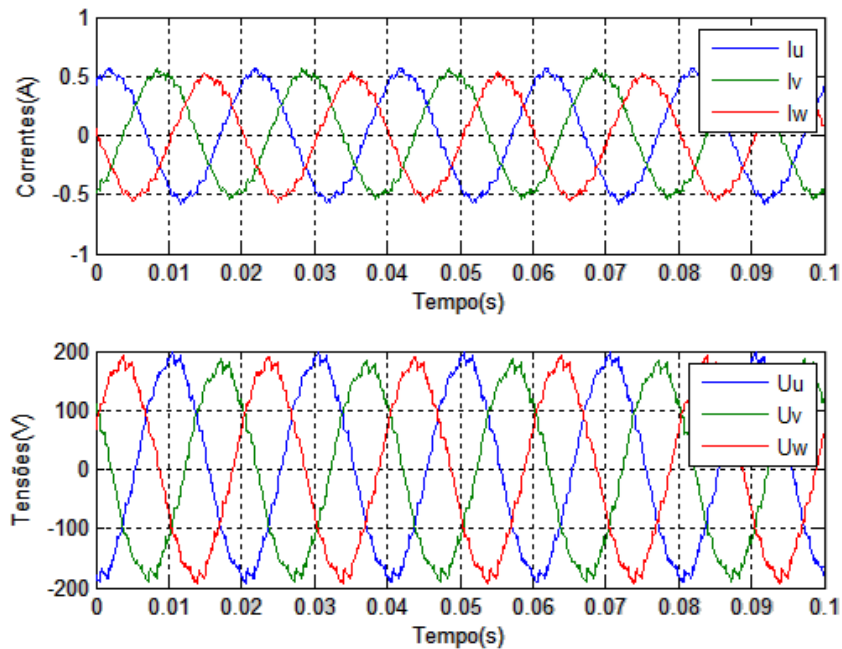


Figura 96 - Oscilograma das tensões e correntes no GSIP considerando uma velocidade de 1500 rpm ( $I_u=0,3A$ ).

b.  $I_u = 1A$

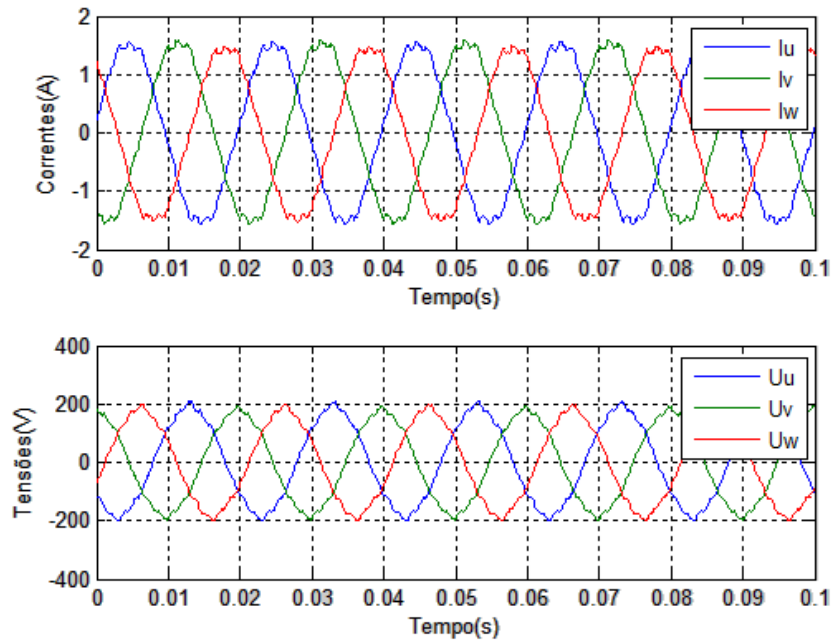


Figura 97 - Oscilograma das tensões e correntes no GSIP (restantes ensaios no anexo B) considerando uma velocidade de 1500 rpm ( $I_u=1A$ ).

II) Ajuste da Carga - Potência de Saída do gerador

a.  $P_{out} = 100W$

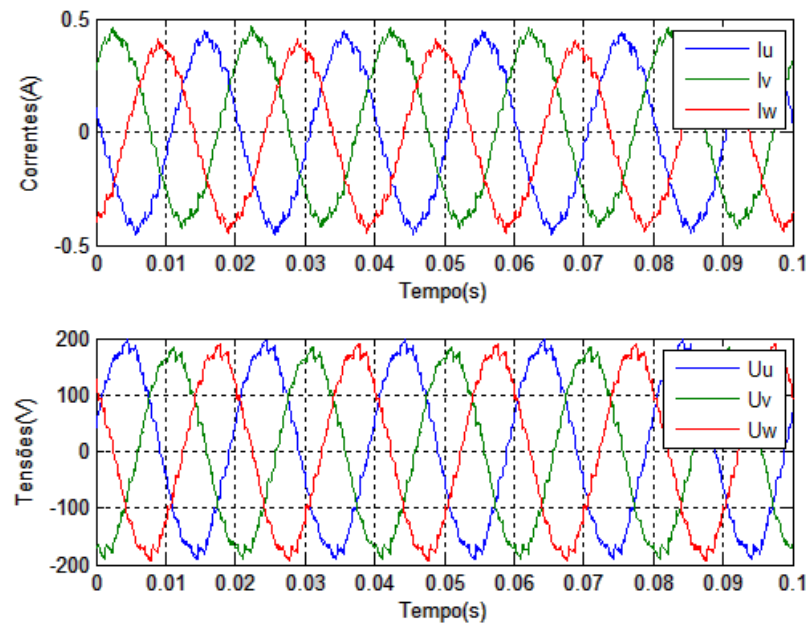


Figura 98 - Oscilograma das tensões e correntes no GSIP considerando uma velocidade de 1500 rpm ( $P_{out}=100W$ ).

b.  $P_{out} = 400W$

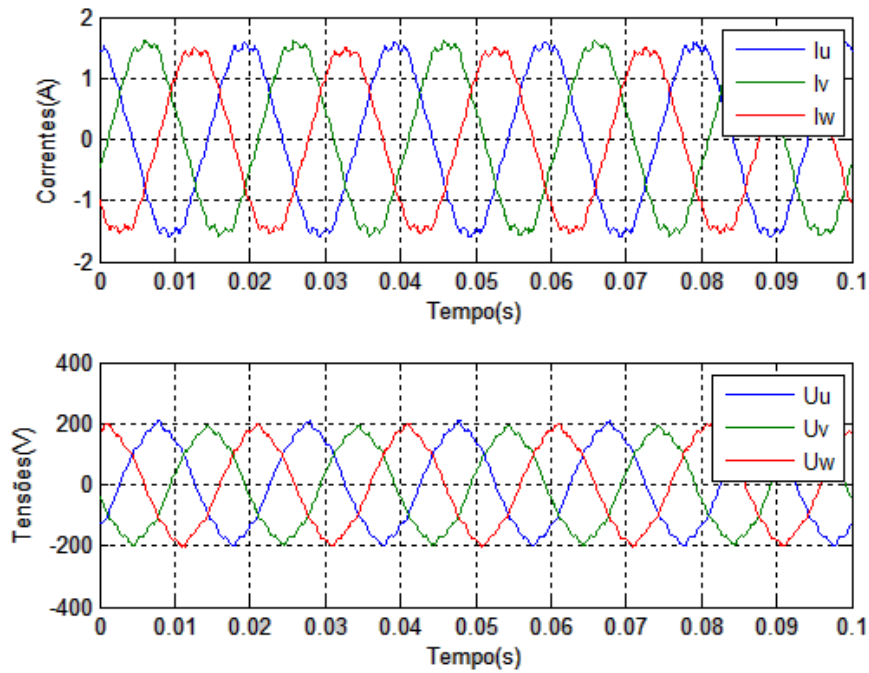


Figura 99 - Oscilograma das tensões e correntes no GSIP considerando uma velocidade de 1500 rpm ( $P_{out}=400W$ ).

c.  $P_{out} = 500W$

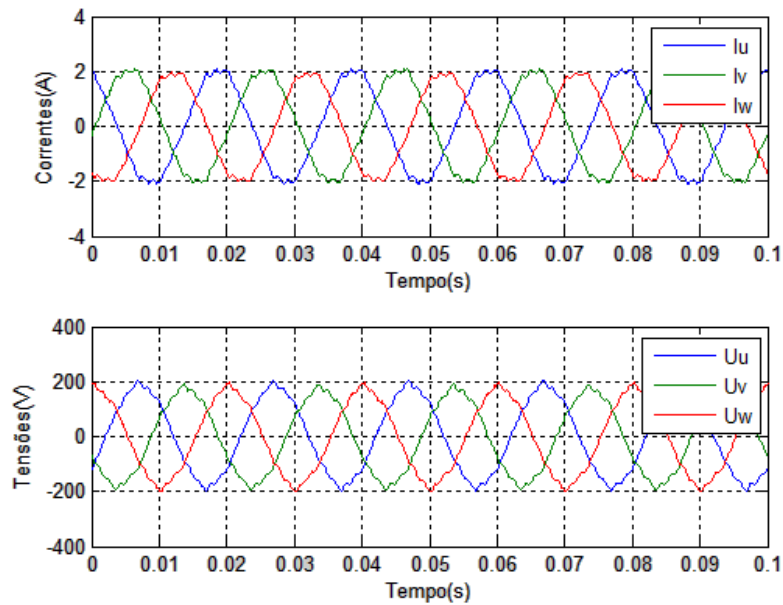


Figura 100 - Oscilograma das tensões e correntes no GSIP considerando uma velocidade de 1500 rpm ( $P_{out}=500W$ ).

III) Ajuste da carga - Corrente da armadura do Motor CC

a.  $I_a = 1A$

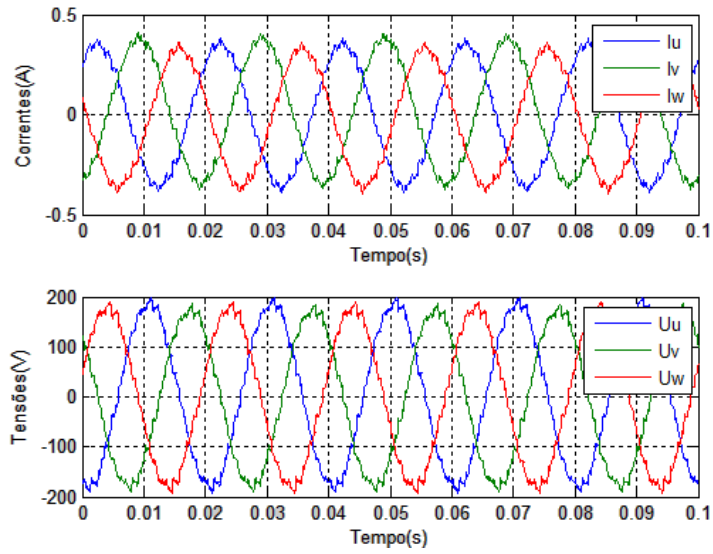


Figura 101 - Oscilograma das tensões e correntes no GSIP considerando uma velocidade de 1500 rpm ( $I_a=1A$ ).

b.  $I_a = 2A$

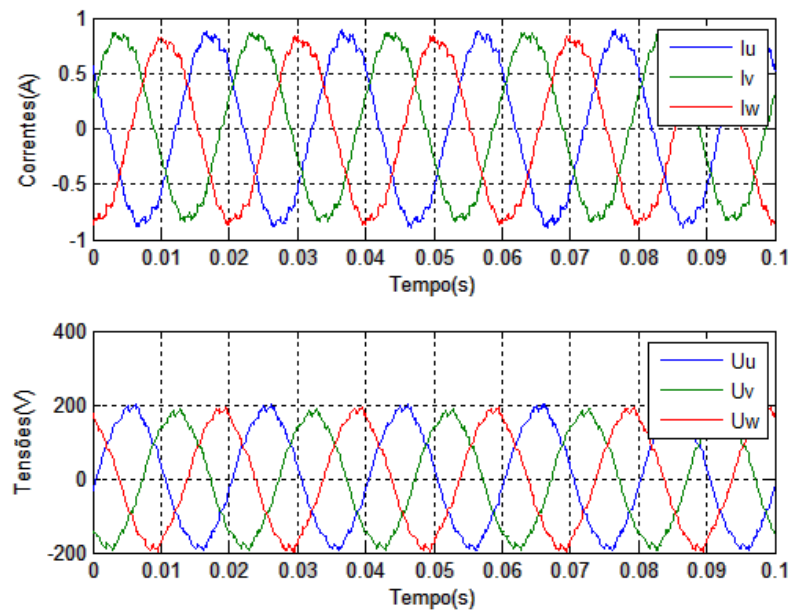


Figura 102 - Oscilograma das tensões e correntes no GSIP considerando uma velocidade de 1500 rpm ( $I_a=2A$ ).

c.  $I_a = 3A$

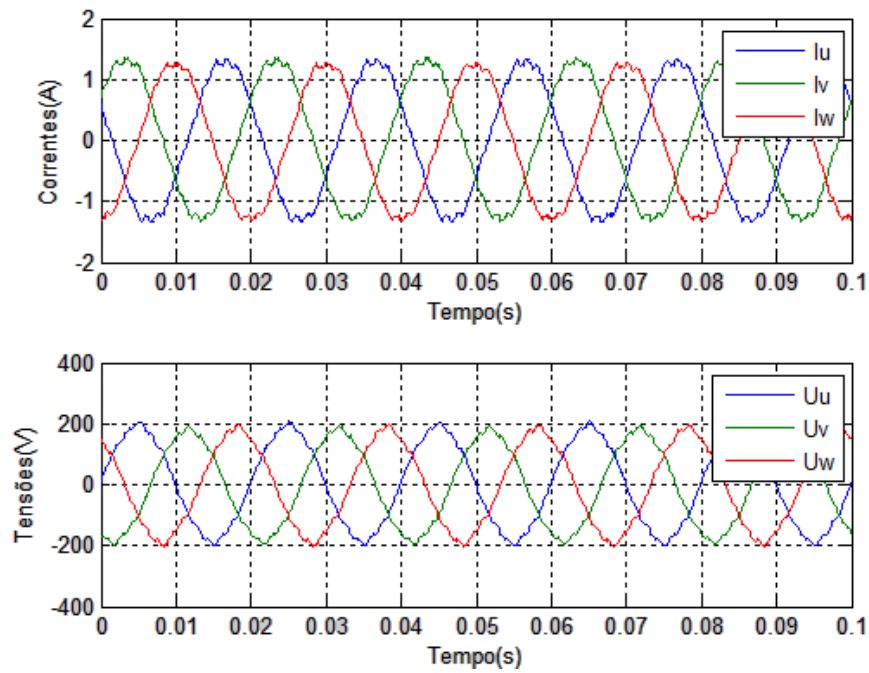


Figura 103 - Oscilograma das tensões e correntes no GSIP considerando uma velocidade de 1500 rpm ( $I_a=3A$ ).

d.  $I_a = 4A$

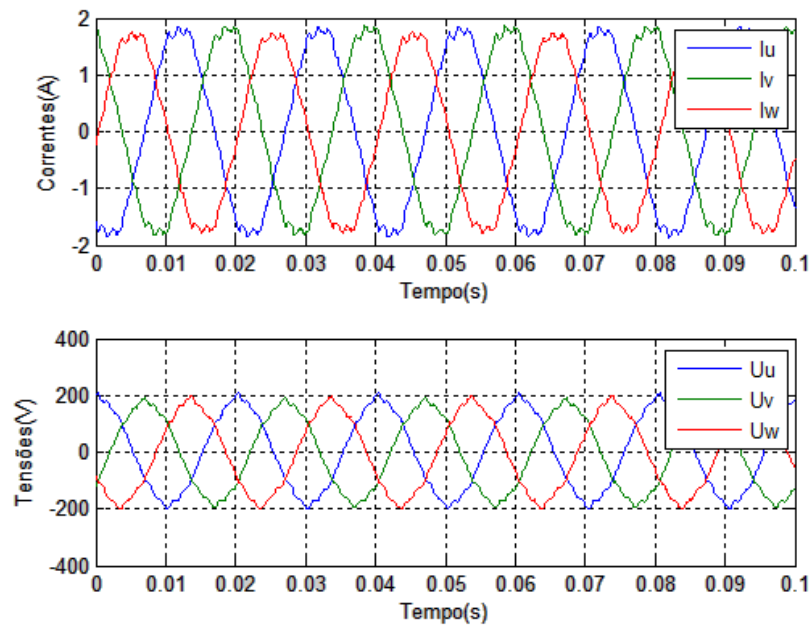


Figura 104 - Oscilograma das tensões e correntes no GSIP considerando uma velocidade de 1500 rpm ( $I_a=4A$ ).

e.  $I_a = 5A$

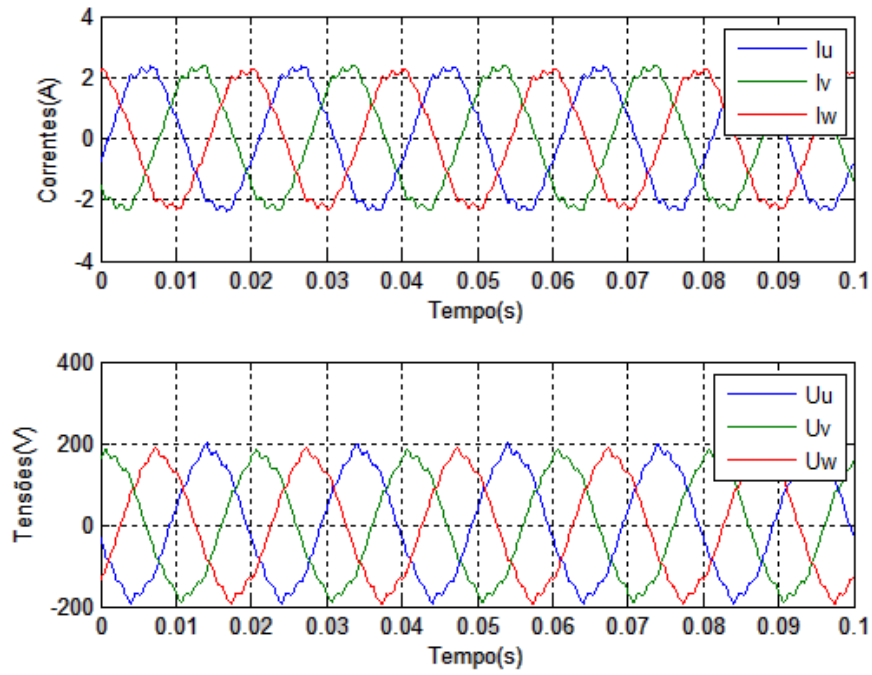


Figura 105 - Oscilograma das tensões e correntes no GSIP considerando uma velocidade de 1500 rpm ( $I_a=5A$ ).

f.  $I_a = 6A$

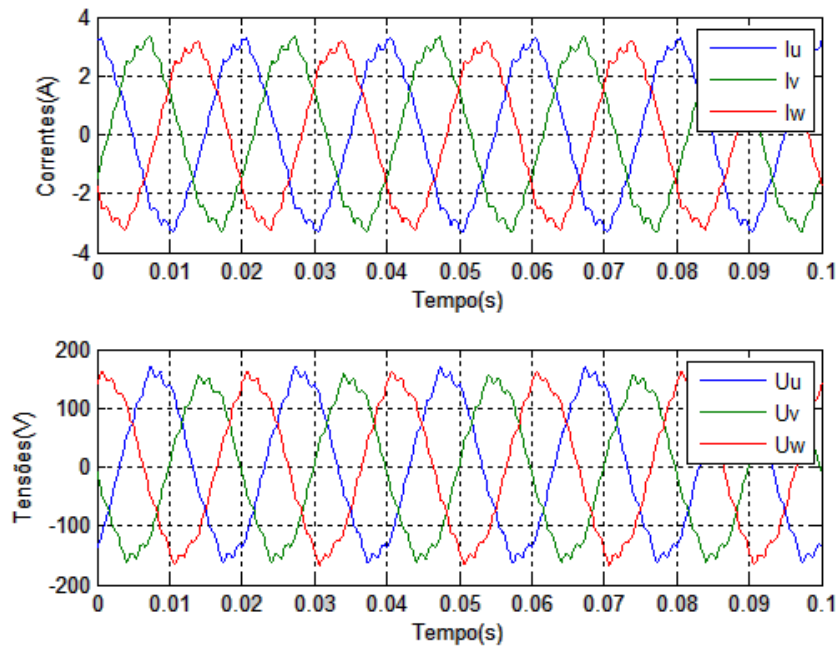


Figura 106 - Oscilograma das tensões e correntes no GSIP considerando uma velocidade de 1500 rpm ( $I_a=6A$ ).

## Anexo C - Circuito Equivalente em modo de avaria

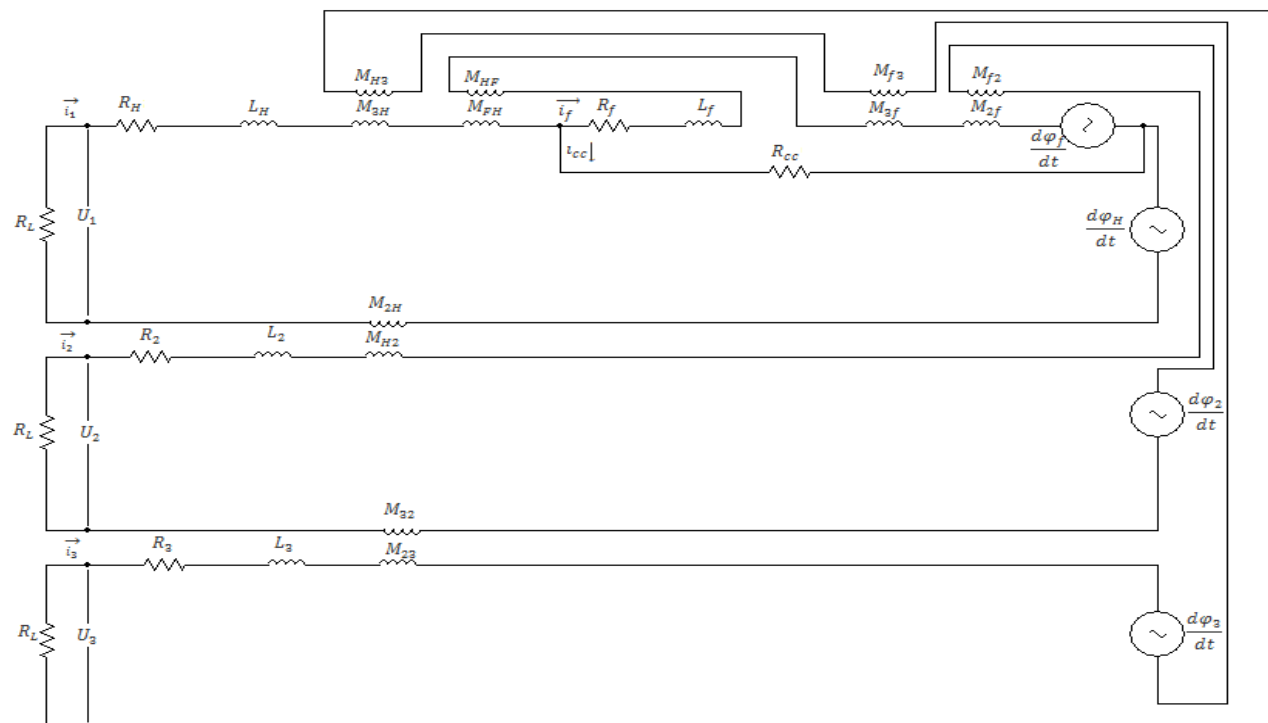


Figura 107 - Circuito Equivalente do PMSG em modo de avaria na fase 1

# Anexo D - Esquema do enrolamento estatórico e de bobinagem da máquina

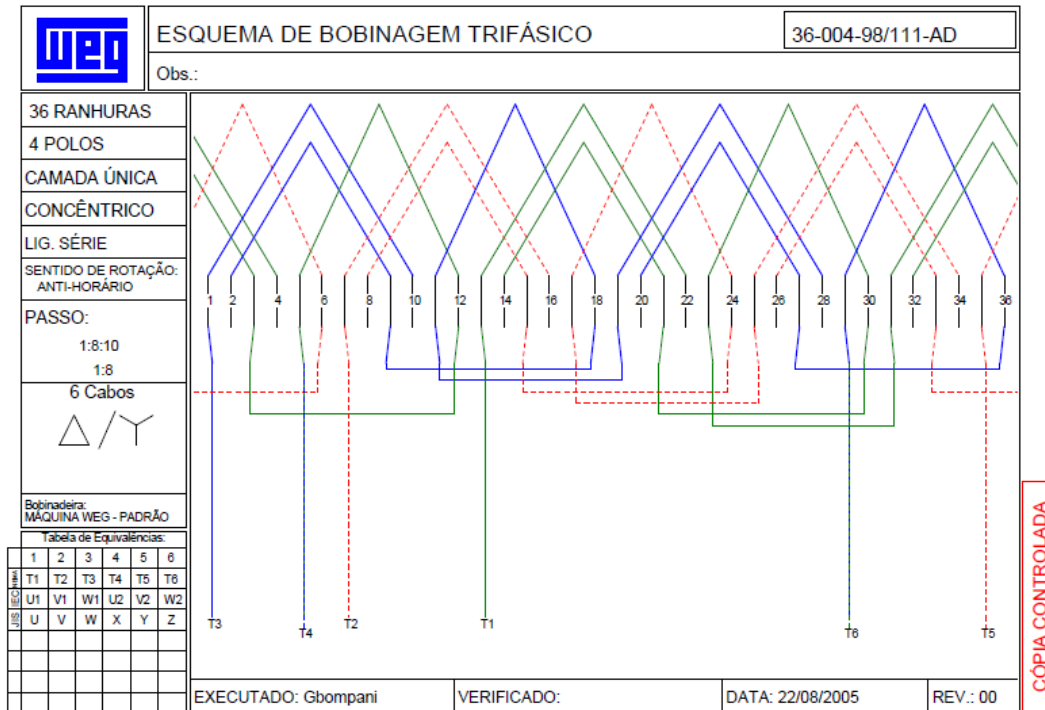


Figura 108 - Esquema de Bobinagem trifásico.