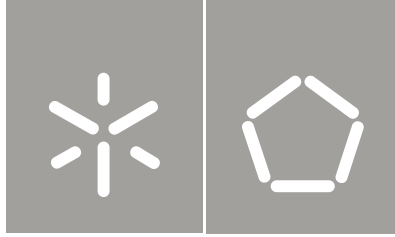




Universidade do Minho
Escola de Engenharia

Ricardo Valdemar da Costa Vasco

Desenvolvimento da Eletrónica de Potência
para um Sistema Microeólico com Interligação
à Rede Elétrica



Universidade do Minho
Escola de Engenharia

Ricardo Valdemar da Costa Vasco

Desenvolvimento da Eletrónica de Potência
para um Sistema Microeólico com Interligação
à Rede Elétrica

Tese de Mestrado
Ciclo de Estudos Integrados Conducentes ao Grau de
Mestre em Engenharia Eletrónica Industrial e de Computadores

Trabalho efetuado sob a orientação do
Professor Doutor José Gabriel Oliveira Pinto

outubro de 2013

DECLARAÇÃO

Ricardo Valdemar da Costa Vasco

Endereço eletrónico: ricardovasco.pvz@gmail.com

Telefone: 916418472

Número do Bilhete de Identidade: 13753325

Título da Dissertação:

Desenvolvimento da Eletrónica de Potência para um Sistema Microeólico com Interligação à Rede Elétrica

Orientador:

Doutor José Gabriel Oliveira Pinto

Ano de conclusão: 2013

Dissertação submetida na Universidade do Minho para a obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Eletrónica Industrial e de Computadores

É AUTORIZADA A REPRODUÇÃO INTEGRAL DESTA DISSERTAÇÃO/TRABALHO
APENAS PARA EFEITOS DE INVESTIGAÇÃO, MEDIANTE DECLARAÇÃO ESCRITA
DO INTERESSADO, QUE A TAL SE COMPROMETE;

Universidade do Minho, ___/___/_____

Assinatura: _____

Aos meus pais, às minhas irmãs e à minha namorada.

Agradecimentos

A realização deste trabalho não teria sido possível sem o apoio e ajuda de algumas pessoas, às quais transmito os meus sinceros agradecimentos:

Ao meu orientador Doutor José Gabriel Oliveira Pinto, pela sua orientação, dedicação, apoio e disponibilidade, que me possibilitaram ultrapassar as várias dificuldades que surgiram no decorrer deste trabalho.

Ao Doutor João Luiz Afonso pelas sugestões e incentivos prestados na fase inicial da dissertação e pela disponibilização de recursos que foram essenciais para a realização deste trabalho.

Aos meus colegas do GEPE, bolsiros de investigação Bruno Exposto, Delfim Pedrosa, Henrique Gonçalves, Rui Araújo, Rui Moreira e Vítor Monteiro, pela convivência, disponibilidade e esclarecimento de dúvidas na realização deste trabalho.

Aos meus colegas de Mestrado Bruno Duarte, Bruno Silva, Emanuel Gonçalves, Hélder Barbosa, Hugo Peixoto, Fernando Pinto, Jorge Carvalho, Paulo Mota, Pedro Carvalho, Raul Almeida, Ricardo Silva, Simão Almeida e Tiago Rodrigues, pelo companheirismo e espírito de entajuda no decorrer da realização do trabalho.

Aos técnicos das Oficinas do Departamento de Eletrónica Industrial, Ângela Macedo, Carlos Torres, Joel Almeida, pela ajuda e disponibilidade na resolução de qualquer problema.

Um especial agradecimento à minha família e amigos, principalmente aos meus pais, às minhas irmãs e à minha namorada, por todo carinho e apoio prestado nos momentos difíceis que me surgiram ao longo da minha vida.

Resumo

Na atualidade, cada vez mais as pessoas dependem da energia elétrica para o seu dia-a-dia. Com a chegada dos veículos elétricos, para substituírem os bem disseminados veículos com motor de combustão, surge a necessidade de aumentar os meios de produção de energia elétrica no mundo, de modo a possibilitar a circulação de uma grande frota de veículos elétricos.

Com as reservas dos combustíveis fósseis a diminuírem, a tendência de subida dos preços, as fontes de energias renováveis apresentam-se como a solução mais viável para a produção de energia elétrica, pois são mais ecológicas e usam recursos naturais que não se esgotam.

Esta dissertação de mestrado descreve o desenvolvimento da eletrónica de potência para um sistema microeólico com interligação à rede elétrica. O protótipo desenvolvido permite extrair a potência máxima do gerador síncrono de ímanes permanentes, para diferentes velocidades de rotação, manter o barramento CC regulado, e injetar correntes na rede elétrica com uma forma de onda sinusoidal, e com um fator de potência quase unitário.

Neste documento são apresentados diferentes tipos de turbinas eólicas e descritos os componentes que as constituem. Além disso, são apresentadas as várias topologias existentes de sistemas microeólicos com interligação à rede elétrica. Posteriormente são descritas algumas teorias de controlo que permitem manter o barramento CC regulado e injetar correntes sinusoidais na rede elétrica. É também apresentado o algoritmo de controlo MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) que possibilita seguir o ponto de máxima potência do gerador.

Na realização deste trabalho foi possível validar a topologia escolhida para interligação do sistema microeólico à rede elétrica e os algoritmos de controlo utilizados, numa primeira fase a partir dos resultados obtidos nas simulações computacionais realizadas, e numa segunda fase através dos resultados obtidos nos vários testes experimentais realizados ao sistema microeólico desenvolvido.

Palavras-Chave: Energia Eólica, Microeólicas, Conversor CC-CC, Conversor CC-CA, MPPT, DSP.

Abstract

Currently, more and more people are dependent on electricity for their everyday life. The arrival of electric vehicles to replace the well disseminated internal combustion engine cars, increased this dependence, so it is necessary to research new means of electricity production in the world.

With the fossil fuels reserves decreasing, and consequently rising in the prices, renewable energy sources are a viable solution for electricity production. This kind of electricity production is more environmental friendly and use inexhaustible natural resources.

This dissertation describes the development of power electronics converters for a grid connected micro wind turbine system. The developed prototype allows to extract the maximum power from a permanent magnet synchronous generator for different rotational speeds, while maintaining the DC bus voltage regulated and injecting currents in the power grid with a sinusoidal waveform and a quasi-unitary power factor.

In this document are presented different types of wind turbines and are described their main components. Moreover, are presented the current topologies for grid connected micro wind turbine systems. Afterwards, are described the control theories that allow the regulation of the DC bus voltage and the injection of sinusoidal currents in the power grid. It is also presented the MPPT (Maximum Power Point Tracking) control algorithm, which allows extracting the maximum power from the generator for a given rotation speed.

During this work it was possible to validate the adopted topology for the grid connected micro wind turbine system and the control algorithms. The system was validated, in a first stage by means of computational simulations, and in a second stage through experimental tests performed with the implemented micro wind turbine system.

Keywords: Wind Energy, Micro Wind Turbine, DC-DC Converter, DC-AC Converter, MPPT, DSP.

Índice

Agradecimentos	v
Resumo	vii
Abstract	ix
Lista de Figuras	xv
Lista de Tabelas	xxi
Lista de Siglas e Acrónimos	xxiii
CAPÍTULO 1 Introdução	1
1.1. Problema Energético a Nível Mundial	1
1.2. Potência Eólica Instalada no Mundo	3
1.3. Potência Eólica Instalada em Portugal	6
1.4. Enquadramento	7
1.5. Motivações	8
1.6. Objetivos e Contribuições	9
1.7. Organização e Estrutura da Tese	10
CAPÍTULO 2 Turbinas Eólicas	11
2.1. Introdução	11
2.2. Turbinas eólicas	11
2.2.1. Turbinas Eólicas de Eixo Vertical (VAWT).....	11
2.2.2. Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal (HAWT).....	14
2.3. Componentes de uma Turbina Eólica	15
2.3.1. Rotor.....	15
2.3.2. Pás	16
2.3.3. <i>Nacelle</i>	17
2.3.4. Travão.....	17
2.3.5. Eixo de Baixa Velocidade	18
2.3.6. Caixa de Velocidades	18
2.3.7. Eixo de Alta Velocidade.....	19
2.3.8. Gerador.....	19
2.3.9. Sistema de Controlo	19
2.3.10. Anemómetro	19
2.3.11. Cata-Vento	20
2.3.12. Mecanismo de Orientação Direcional.....	21
2.3.13. Torre	21
2.4. Componentes de uma Microeólica.....	22
2.5. Aproveitamento da Energia do Vento	23
2.6. Controlo de Potência.....	25
2.6.1. Controlo de Perda (<i>Stall</i>) Passivo	25
2.6.2. Controlo de Perda (<i>Stall</i>) Ativo	25
2.6.3. Controlo de Passo (<i>Pitch</i>).....	25
2.7. Aplicações dos Sistemas Eólicos	26
2.7.1. Sistemas Isolados.....	26
2.7.2. Sistemas Híbridos.....	27
2.7.3. Sistemas Interligados à Rede Elétrica.....	28
2.7.4. Energia Eólica <i>Offshore</i>	29
2.8. Microeólicas Existentes no Mercado	30
2.9. Conclusão.....	35
CAPÍTULO 3 Sistemas para Otimização da Produção de Energia de Microeólicas Interligadas à Rede Elétrica	37
3.1. Introdução	37
3.2. Geradores Elétricos	37
3.2.1. Gerador de Corrente Contínua (CC).....	38
3.2.2. Gerador Síncrono.....	39
3.2.2.1. Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes (PMSG - <i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i>)	39
3.2.2.2. Gerador Síncrono de Rotor Bobinado (WRSG - <i>Wound Rotor Synchronous Generator</i>)	40
3.2.3. Gerador Assíncrono.....	41

3.2.3.1.	Gerador de Indução com Rotor em Gaiola de Esquilo (SCIG - <i>Squirrel Cage Induction Generator</i>)	41
3.2.3.2.	Gerador de Indução com Rotor Bobinado (WRIG - <i>Wound Rotor Induction Generator</i>)	42
3.3.	Topologias de Sistemas Microeólicos Interligados à Rede Elétrica	42
3.3.1.	Topologia com Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes (PMSG)	43
3.3.2.	Topologias com Gerador Síncrono de Rotor Bobinado (WRSG)	44
3.3.3.	Topologias com Gerador de Indução com Rotor em Gaiola de Esquilo (SCIG)	46
3.3.4.	Topologias com Gerador de Indução com Rotor Bobinado (WRIG)	48
3.4.	Conversores de Eletrónica de Potência	49
3.4.1.	Conversor CA-CC	49
3.4.2.	Conversor CC-CC	50
3.4.3.	Conversor CC-CA	51
3.4.3.1.	Inversor Monofásico de Meia Ponte (<i>Half-Bridge</i>)	52
3.4.3.2.	Inversor Monofásico de Ponte Completa (<i>Full-Bridge</i>)	53
3.4.3.3.	Inversor Trifásico	54
3.4.3.4.	Inversores Fonte de Corrente (CSI - <i>Current Source Inverter</i>)	55
3.5.	Técnicas de controlo de corrente para Inversores VSI	56
3.5.1.	Frequência de Comutação Variável	56
3.5.1.1.	Histerese	56
3.5.1.2.	Amostragem Periódica (<i>Periodic Sampling</i>)	57
3.5.2.	Frequência de Comutação Fixa	58
3.5.2.1.	PI Estacionário com técnica de modulação SPWM	59
3.5.2.2.	PI Síncrono com técnica de modulação SPWM	60
3.6.	Topologia Proposta para a Otimização da Produção de Energia Elétrica da Microeólica Interligada à Rede Elétrica	61
3.6.1.	Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes Trifásico (PMSG)	61
3.6.2.	Retificador Trifásico de Onda Completa não Controlado	63
3.6.3.	Filtro Capacitivo	63
3.6.4.	Conversor <i>Step-Up (Boost)</i>	64
3.6.5.	Sistema de Controlo MPPT	67
3.6.6.	Inversor VSI Trifásico	68
3.6.7.	Sistema de Controlo do Inversor Trifásico	69
3.6.8.	PLL (<i>Phase-Locked Loop</i>)	70
3.7.	Conclusão	70
CAPÍTULO 4 Simulações Computacionais do Sistema Microeólico Interligado à Rede Elétrica.... 73		
4.1.	Introdução	73
4.2.	Modelo de Simulação da Microeólica	73
4.3.	Modelo de Simulação da Eletrónica de Potência	74
4.4.	Modelos de Simulação do Sistema de Controlo	75
4.4.1.	Modelo de Simulação do Sistema de Controlo do Conversor <i>Step-up</i>	75
4.4.2.	Modelo de Simulação do Sistema de Controlo do Inversor Trifásico	76
4.4.3.	Modelo de Simulação do Sistema de Controlo do Travão Elétrico	78
4.5.	Resultados de simulação	79
4.5.1.	Gerador Elétrico	79
4.5.2.	Conversor <i>Step-Up</i>	80
4.5.3.	Inversor Trifásico	81
4.5.4.	Travão Elétrico	83
4.6.	Conclusões	86
CAPÍTULO 5 Implementação do Sistema Microeólico com Interligação à Rede Elétrica 87		
5.1.	Introdução	87
5.2.	Sistema de simulação da microeólica	87
5.2.1.	Variador de velocidade	88
5.2.2.	Motor de Indução	88
5.2.3.	Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes Trifásico (PMSG)	89
5.3.	Circuito de Potência da Microeólica	89
5.3.1.	Ponte retificadora trifásica	90
5.3.2.	Filtro Capacitivo	90
5.3.3.	Conversor <i>Step-up</i>	91
5.3.4.	Inversor Trifásico	93
5.4.	Circuito de Controlo da Microeólica	95
5.4.1.	Sensor de Tensão de Efeito <i>Hall</i>	95
5.4.2.	Sensor de Corrente de Efeito <i>Hall</i>	96
5.4.3.	Placa de Condicionamento de Sinal	97
5.4.4.	DSP TMS320F28335	98
5.4.5.	Placa de Suporte para o DSP	99
5.4.6.	Placa de DAC	100

5.4.7.	Circuito de Comando Monofásico	100
5.4.8.	Circuito de Comando Trifásico	101
5.4.9.	Circuito de <i>Driver</i> dos IGBTs	102
5.4.10.	Circuito de Leitura da Velocidade de Rotação e Comando do Contactador Principal.....	102
5.4.11.	Placa de Proteção do Barramento CC.....	105
5.5.	Circuito de Comando da Bancada de Ensaios do Sistema Microeólico.....	106
5.6.	Conclusão.....	108
CAPÍTULO 6 Resultados Experimentais do Sistema Microeólico com Interligação à Rede Elétrica		109
.....		
6.1.	Introdução	109
6.2.	Resultados do Ensaio ao Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes.....	110
6.2.1.	Ensaio em Vazio.....	110
6.2.2.	Ensaio com carga linear.....	112
6.2.3.	Ensaio com carga não linear (Ponte retificadora)	113
6.3.	Testes Experimentais	116
6.3.1.	Conversor <i>Step-Up</i>	116
6.3.2.	PLL trifásica	117
6.3.3.	Inversor Trifásico	118
6.3.4.	Conversor <i>Step-Up</i> e Inversor Trifásico em Conjunto.....	122
6.4.	Resultados Experimentais	124
6.5.	Conclusões	132
CAPÍTULO 7 Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros		135
.....		
7.1.	Conclusões	135
7.2.	Sugestões para Trabalhos Futuros.....	138
Referências		141

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Evolução das emissões de dióxido de carbono no mundo, por países membros da OCDE (<i>OECD</i>) e não membros da OCDE (<i>Non-OECD</i>) (Biliões de toneladas métricas) [1].	2
Figura 1.2 - Evolução da Potência Eólica Instalada no mundo (MW) [6].	4
Figura 1.3 – Nova capacidade de potência eólica instalada no mundo (MW) [6].	4
Figura 1.4 – <i>Top 10</i> dos países com maior potência eólica instalada no mundo (MW) [6].	5
Figura 1.5 – Evolução da potência eólica instalada em Portugal, até dezembro de 2012 [7].	6
Figura 1.6 – Potência eólica instalada nos Distritos e Regiões Autónomas de Portugal, em dezembro de 2012 [7].	7
Figura 2.1 - Turbina Eólica <i>Darrieus</i> [14].	12
Figura 2.2 - Turbina Eólica <i>Giromill</i> [15].	13
Figura 2.3 – Turbina eólica <i>Savonius</i> [13].	13
Figura 2.4 – Turbina eólica <i>Gorlov Helica</i> [13].	14
Figura 2.5 – Turbina eólica de eixo Horizontal (HAWT) [16].	14
Figura 2.6 – Constituição de uma turbina eólica HAWT [15].	15
Figura 2.7 – Orientações do rotor em relação ao vento de uma turbina de eixo Horizontal.	16
Figura 2.8 – Tipos de Torre utilizadas nas turbinas eólicas de eixo horizontal [19].	22
Figura 2.9 – Aproveitamento máximo teórico de uma turbina eólica, a partir da energia do vento.	25
Figura 2.10 – Diagrama de blocos de um sistema eólico isolado.	26
Figura 2.11 - Diagrama de blocos de um sistema eólico híbrido.	27
Figura 2.12 - Diagrama de blocos de um sistema eólico interligado à rede elétrica.	28
Figura 2.13 – Turbina eólica <i>offshore</i> instalada ao largo da costa da Aguçadoura [20].	29
Figura 2.14 - Microeólica <i>Aeolos-V 3kW</i> [21].	30
Figura 2.15 - Microeólica <i>DS-1500 VAWT</i> [22].	31
Figura 2.16 – Microeólica <i>30kW Wind Turbine</i> [23].	32
Figura 2.17 - Microeólica <i>UE-42plus</i> [24].	33
Figura 2.18 – Microeólica <i>Windgenerator 24V</i> [25].	33
Figura 2.19 – Microeólica <i>T.Urban H2.5</i> [26].	34
Figura 2.20 – Microeólica <i>Omniflow</i> [27].	35
Figura 3.1 - Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes (PMSG) interligado à rede elétrica através de conversores de eletrónica de potência.	43
Figura 3.2 Exemplo de eletrónica de potência utilizada nesta topologia do gerador síncrono de ímanes permanentes.	44
Figura 3.3 - Gerador Síncrono de Rotor Bobinado (WRSG) interligado diretamente à rede elétrica, com caixa de velocidades.	44
Figura 3.4 - Gerador Síncrono de Rotor Bobinado (WRSG) interligado à rede elétrica através de conversores de eletrónica de potência, com caixa de velocidades.	45
Figura 3.5 Exemplo de eletrónica de potência utilizada nesta topologia do Gerador Síncrono de Rotor Bobinado, com caixa de velocidades.	45
Figura 3.6 - Gerador Síncrono de Rotor Bobinado (WRSG) interligado à rede elétrica através de conversores de eletrónica de potência, sem caixa de velocidades.	46

Figura 3.7 Exemplo de eletrónica de potência utilizada nesta topologia do Gerador Síncrono de Rotor Bobinado, sem caixa de velocidades.....	46
Figura 3.8 - Gerador de Indução com Rotor em Gaiola de Esquilo (SCIG) interligado diretamente à rede elétrica.	47
Figura 3.9 - Gerador de Indução com Rotor em Gaiola de Esquilo (SCIG) interligado à rede elétrica através de conversores de eletrónica de potência.	47
Figura 3.10 Exemplo de eletrónica de potência utilizada nesta topologia do Gerador de Indução com Rotor em Gaiola de Esquilo.	47
Figura 3.11 - Gerador de Indução com Rotor Bobinado (WRIG) interligado diretamente à rede elétrica.....	48
Figura 3.12 - Gerador de Indução com Dupla Alimentação (DFIG) interligado diretamente à rede elétrica e também através de conversores de eletrónica de potência.	49
Figura 3.13 Exemplo de eletrónica de potência utilizada nesta topologia do Gerador de Indução com Dupla Alimentação.....	49
Figura 3.14 – Conversor <i>Step-Down (Buck)</i>	50
Figura 3.15 - Conversor <i>Step-up (Boost)</i>	51
Figura 3.16 – Conversor <i>Step-up-Down (Buck-Boost)</i>	51
Figura 3.17 - Inversor Monofásico de Meia Ponte (<i>Half-Bridge</i>).....	52
Figura 3.18 - Inversor Monofásico de Ponte Completa (<i>Full-Bridge</i>).....	53
Figura 3.19 - Inversor VSI trifásico.	54
Figura 3.20 - Inversor trifásico do tipo CSI.	55
Figura 3.21 - Diagrama de blocos da técnica de controlo de corrente por histerese.	57
Figura 3.22 - Diagrama de blocos da técnica de controlo de corrente por amostragem periódica.	57
Figura 3.23 - Diagrama de blocos da técnica de modulação PWM.	58
Figura 3.24 – Comparação dos sinais $v_{control}$ e v_{st} e o sinal PWM resultante.....	59
Figura 3.25 - Diagrama de blocos do controlo de corrente por PI Estacionário com técnica de modulação SPWM.	60
Figura 3.26 - Diagrama de blocos do controlo de corrente por PI Síncrono com técnica de modulação SPWM.	60
Figura 3.27 Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes (PMSG) interligado à rede elétrica através de conversores de eletrónica de potência.	61
Figura 3.28 – Curva da potência versus velocidade de rotação do gerador <i>GL-PMG-1800</i> [38].....	62
Figura 3.29 – Tensão em vazio versus velocidade de rotação do gerador <i>GL-PMG-1800</i> [38].....	62
Figura 3.30 - Retificador Trifásico de Onda Completa não controlado.	63
Figura 3.31 – Circuito elétrico do conversor <i>step-up (Boost)</i> utilizado.	64
Figura 3.32 - Circuito elétrico do conversor <i>step-up</i> durante o estado t_{on}	65
Figura 3.33 - Circuito elétrico do conversor <i>step-up</i> durante o estado t_{off}	65
Figura 3.34 – Formas de onda da tensão e da corrente na bobina, com o conversor <i>step-up</i> a operar no modo de condução contínuo.....	66
Figura 3.35 – Esquema elétrico do Inversor Trifásico do tipo VSI utilizado.	68
Figura 3.36 - Diagrama de blocos do cálculo das correntes de referência (i_{d_ref} e i_{q_ref}).....	69
Figura 3.37 - Diagrama de blocos da PLL trifásica [42].	70
Figura 4.1 – Modelo de simulação da Microeólica.	74
Figura 4.2 – Modelo de simulação da eletrónica de potência implementado no <i>PSIM</i>	74
Figura 4.3 - Modelo de simulação do sistema de controlo do conversor <i>step-up</i> implementado no <i>PSIM</i>	75

Figura 4.4 - Modelo de simulação da técnica de modulação PWM implementada no <i>PSIM</i>	76
Figura 4.5 - Modelo de simulação do sistema de controlo do inversor trifásico implementado no <i>PSIM</i>	77
Figura 4.6 – Esquema elétrico da técnica de modulação SPWM (com tempo morto) para controlar cada IGBT do inversor trifásico, implementado no <i>PSIM</i>	78
Figura 4.7 - Modelo de simulação do sistema de controlo do travão elétrico, implementado no <i>PSIM</i>	78
Figura 4.8 - Formas de onda das tensões compostas e das correntes produzidas pelo gerador.....	80
Figura 4.9 - Evolução da velocidade de rotação do gerador eólico imposto pela turbina eólica.	80
Figura 4.10 - Evolução da potência produzida pelo gerador ($P_{gerador}$) juntamente com a evolução da potência de referência (P_{ref}).	80
Figura 4.11 - Evolução da tensão de entrada (v_{in}) do conversor <i>step-up</i>	81
Figura 4.12 - Evolução da corrente de entrada (i_{in}) do conversor <i>step-up</i> juntamente com a corrente de referência (i_{in_ref}).....	81
Figura 4.13 - Forma de onda da tensão do barramento CC (v_{cc}).....	82
Figura 4.14 - Evolução da potência produzida pelo gerador ($P_{gerador}$) juntamente com a evolução da potência injetada na rede elétrica (P_{rede}).	82
Figura 4.15 - Formas de onda das correntes (i_a, i_b, i_c) injetadas na rede elétrica através do inversor trifásico.	82
Figura 4.16 - Formas de onda das tensões (v_a, v_b, v_c) e das correntes (i_a, i_b, i_c) na rede elétrica.	83
Figura 4.17 - Resultados obtidos para uma velocidade de vento superior e com o travão ligado: (a) Evolução da velocidade de rotação do gerador; (b) Evolução da potência produzida pelo gerador ($P_{gerador}$) juntamente com a evolução potência injetada na rede elétrica (P_{rede}) e da potência de referência (P_{ref}).	84
Figura 4.18 – Resultados obtidos para uma velocidade de vento superior e com o travão ligado: (a) Evolução da velocidade de rotação do gerador; (b) Evolução da potência produzida pelo gerador ($P_{gerador}$) juntamente com a evolução potência injetada na rede elétrica (P_{rede}) e da potência de referência (P_{ref}).	84
Figura 4.19 - Formas de onda das tensões (v_a, v_b, v_c) e das correntes (i_a, i_b, i_c) na rede elétrica, com o travão elétrico ativado.....	85
Figura 4.20 - Forma de onda da tensão do barramento CC (v_{cc}), com o travão ativado.....	86
Figura 5.1 – Sistema implementado para simular a microeólica.	88
Figura 5.2 – Variador de velocidade <i>Sysdrive 3G3IV</i> da <i>OMRON</i>	88
Figura 5.3 – Motor de indução trifásico utilizado.	89
Figura 5.4 – Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes Trifásico (<i>GL-PMG-1800</i>) da <i>Ginlong Technologies</i> [38].	89
Figura 5.5 – Circuito de potência do sistema microeólico juntamente com os circuitos de <i>driver</i> dos IGBTs.	90
Figura 5.6 – Ponte retificadora trifásica <i>SKD 30/16 A1</i> da <i>SEMIKRON</i> [43].	90
Figura 5.7 - Condensador utilizado na entrada do conversor <i>step-up</i>	91
Figura 5.8 - Esquema elétrico do filtro capacitivo.	91
Figura 5.9 – Bobina utilizada no conversor <i>step-up</i>	92
Figura 5.10 - IGBT utilizado no conversor <i>step-up</i>	92
Figura 5.11 – Díodo utilizado no conversor <i>step-up</i>	92
Figura 5.12 - Condensador utilizado à saída do <i>step-up</i>	93
Figura 5.13 - Esquema elétrico do barramento CC.	93

Figura 5.14 – Esquema elétrico do inversor trifásico implementado com os condensadores de <i>snubber</i> e bobinas de acoplamento.....	94
Figura 5.15 – Bobina de acoplamento utilizada.....	94
Figura 5.16 – Diagrama de blocos do controlo da microeólica.....	95
Figura 5.17 – Sensor de tensão <i>CYHVS5-25A</i> da <i>ChenYang Sensors</i> : (a) Aspeto do sensor; (b) Esquema de ligação do sensor de tensão <i>CYHVS5-25A</i> [46].....	95
Figura 5.18 – Placa de circuito impresso utilizada para o sensor de tensão <i>CYHVS5-25A</i>	96
Figura 5.19 – Sensor de corrente <i>LA 100-P</i> da <i>LEM</i> : (a) Aspeto do sensor; (b) Esquema de ligação do sensor de corrente <i>LA 100-P</i> [47].....	96
Figura 5.20 - Placa de circuito impresso usada para o sensor de corrente <i>LA 100-P</i>	97
Figura 5.21 – Placa de Condicionamento de Sinal.....	97
Figura 5.22 – Placa de controlo <i>TMDSCNCD28335</i> da <i>Texas Instruments</i>	98
Figura 5.23 – Fluxograma simplificado do programa implementado no DSP para controlar o Sistema Microeólico.....	99
Figura 5.24 – Placa de suporte para o DSP.....	99
Figura 5.25 – Placa de DAC utilizada.....	100
Figura 5.26 - Circuito de Comando Monofásico.....	101
Figura 5.27 – Circuito de Comando Trifásico.....	101
Figura 5.28 – Circuito de <i>Driver</i> para um braço de IGBTs.....	102
Figura 5.29 – Circuito de medição da velocidade de rotação do gerador implementado.....	103
Figura 5.30 – Forma de onda da tensão composta v_{gab} do gerador (v_{gab} : 100 V/div) e do sinal de saída <i>rpm_med</i> do optoacoplador (<i>rpm_med</i> : 2 V/div).....	103
Figura 5.31 – Esquema elétrico do circuito de comando do contactor trifásica.....	104
Figura 5.32 – Circuito de Leitura de Velocidade de Rotação e Comando do Contactor Principal.....	105
Figura 5.33 – Circuito de Proteção do Barramento CC.....	106
Figura 5.34 – Placa de Proteção do Barramento CC.....	106
Figura 5.35 – Esquema elétrico do circuito de comando implementado para o sistema microeólico.....	107
Figura 5.36 – Disjuntor trifásico e contactores trifásicos utilizados na bancada de ensaios do sistema microeólico.....	107
Figura 6.1 – Circuito de potência e de controlo do sistema microeólico.....	109
Figura 6.2 – Transformadores de isolamento e as bobinas de acoplamento.....	110
Figura 6.3 - Formas de onda das tensões compostas produzidas pelo gerador em vazio: (a) Velocidade de rotação de 300 rpm; (b) Velocidade de rotação de 600 rpm.....	111
Figura 6.4 - Tensão em vazio versus velocidade rotação do gerador <i>GL-PMG-1800</i> [38].....	111
Figura 6.5 - Evolução dos valores eficazes das tensões compostas produzidas pelo gerador (em vazio) em função da velocidade de rotação.....	112
Figura 6.6 - Tensão retificada em função da velocidade de rotação, obtido no ensaio ao gerador em vazio.....	112
Figura 6.7 - Curva da potência versus velocidade de rotação do gerador <i>GL-PMG-1800</i> [38].....	113
Figura 6.8 - Potência máxima fornecida pelo gerador (com carga linear) em função da velocidade de rotação.....	113
Figura 6.9 - Formas de onda das tensões compostas e das correntes à entrada da ponte retificadora a uma velocidade de rotação de 480 rpm: (a) Tensões Compostas; (b) Correntes; (c) Tensão V_{bc} e corrente na fase <i>B</i>	114
Figura 6.10 - Evolução da potência máxima fornecida pelo gerador com ponte retificadora em função da velocidade de rotação.....	115

Figura 6.11 - Evolução das potências máximas fornecidas pelo gerador com carga linear (P_{max}) e com ponte retificadora (P_{dc_max}) em função a velocidade de rotação.	115
Figura 6.12 - Evolução da potência máxima fornecida pelo gerador com ponte retificadora em função da velocidade de rotação e da curva de tendência polinomial.	116
Figura 6.13 – Esquema elétrico do circuito utilizado para testar o conversor <i>step-up</i>	116
Figura 6.14 - Tensão v_{ce} do IGBT (CH2: 10 V/div) e corrente de entrada (CH3: 1 A/div) do conversor <i>step-up</i> (escala de tempo de 10 μ s/div). (a) <i>Duty-cycle</i> de 36%; (b) <i>Duty-cycle</i> de 48%.	117
Figura 6.15 - Tensão v_{ce} do IGBT (CH2: 20 V/div) e corrente de entrada (CH3: 1 A/div) do conversor <i>step-up</i> (Com uma escala de tempo de 250 ns/div).	117
Figura 6.16 – Tensão da fase A da rede elétrica e sinal da PLL relativa à fase A: (a) Com uma escala de tempo de 2,5 ms/div; (b) Com uma escala de tempo de 5 ms/div.	118
Figura 6.17 – Esquema elétrico do circuito utilizado para testar o inversor trifásico.	118
Figura 6.18 - Tensão da fase A da rede elétrica (CH2: 1 V/div), corrente de referência determinada pelo sistema de controlo relativa à fase A e corrente sintetizada pelo inversor relativa à fase A: (a) Corrente sintetizada com 1 A de pico (CH1 e CH3: 500 mA/div); (b) Corrente sintetizada com 2 A de pico (CH1: 1 A/div); (c) Corrente sintetizada com 3 A de pico (CH1 e CH3: 1 A/div); (d) Corrente sintetizada com 4 A de pico (CH1 e CH3: 1 A/div).	119
Figura 6.19 – Esquema elétrico do inversor trifásico interligado à rede elétrica através de 3 transformadores monofásicos.	120
Figura 6.20 - Correntes sintetizadas pelo inversor trifásico interligado à rede elétrica (escala de tempo de 5 ms/div): (a) Correntes sintetizadas nas 3 fases (i_a , i_b e i_c : 1,5 A/div); (b) Corrente (i_a : 1,5 A/div) e tensão na fase A (v_a : 100 V/div).	120
Figura 6.21 – Resultados experimentais do inversor trifásico a injetar energia na rede elétrica: (a) Formas de onda das tensões compostas no primário dos transformadores; (b) Formas de onda das correntes à saída do inversor trifásico; (c) Espetro harmónico das tensões; (d) Espetro harmónico das correntes; (e) Valores eficazes e de pico das tensões e das correntes; (f) Potência injetada na rede elétrica.	121
Figura 6.22 – Resultados experimentais obtidos no teste do conversor <i>step-up</i> e do inversor trifásico com interligação à rede elétrica: (a) Corrente de entrada (i_{in} : 1 A/div), tensão do barramento CC (v_{cc} : 50 V/div) e correntes injetadas na rede elétrica pelo inversor trifásico (i_a , i_b e i_c : 1 A/div) (Com uma escala de tempo de 50 ms); (b) Corrente de entrada (i_{in} : 1 A/div), tensão do barramento CC (v_{cc} : 50 V/div) e correntes injetadas na rede elétrica pelo inversor trifásico (i_a , i_b e i_c : 1 A/div) (Com uma escala de tempo de 20 ms).	123
Figura 6.23 – Forma de onda da corrente de entrada do conversor <i>step-up</i> (Escala de tempo de 100 μ s): (a) Osciloscópio no modo de acoplamento CC (i_{in} : 1 A/div); (b) Osciloscópio no modo de acoplamento CA (i_{in} : 0,5 A/div).	123
Figura 6.24 – Forma de onda da tensão do barramento CC (Escala de tempo de 500 ms): (a) Osciloscópio no modo de acoplamento CC (v_{cc} : 50 V/div); (b) Osciloscópio no modo de acoplamento CA (v_{cc} : 2 V/div).	124
Figura 6.25 – Formas de onda das correntes injetadas na rede elétrica pelo inversor trifásico (i_a , i_b e i_c : 1 A/div): (a) Com uma escala de tempo de 50 ms; (b) Com uma escala de tempo de 20 ms.	124
Figura 6.26 – Potência extraída, corrente (CH1: 1 A/div) e tensão (CH2: 50 V/div) de entrada do conversor <i>step-up</i> : (a) Potência extraída para uma velocidade de rotação de 251 rpm; (b) Potência extraída para uma velocidade de rotação de 452 rpm.	125
Figura 6.27 - Potência obtida à entrada do conversor <i>step-up</i> em função da velocidade de rotação.	126
Figura 6.28 - Evolução da potência de referência (P_{dc_max}) e da potência obtida à entrada do conversor <i>step-up</i> (P_{MPPT}) em função da velocidade de rotação.	126
Figura 6.29 – Tensão (v_{in} : 50 V/div) e corrente (i_{in} : 1 A/div) de entrada do conversor <i>step-up</i> e tensão no barramento CC (v_{cc} : 50 V/div) (escala de tempo de 5 ms): (a) Valor da corrente de referência é de 3 A; (b) Valor da corrente de referência é de 3,5 A.	127

Figura 6.30 – Correntes (i_a , i_b e i_c : 2,5 A/div) à saída do inversor trifásico e tensões simples (v_a , v_b e v_c : 50 V/div) no primário dos transformadores (escala de tempo de 5 ms): (a) Valor da corrente de referência é de 3 A; (b) Valor da corrente de referência é de 3,5 A. 128

Figura 6.31 – Resultados obtidos com o gerador a rodar a uma velocidade de 350 rpm (escala de tempo de 5 ms): (a) Tensão (v_{in} : 100 V/div) e corrente (i_{in} : 1 A/div) de entrada do conversor *step-up* e tensão no barramento CC (v_{cc} : 50 V/div); (b) Correntes (i_a , i_b e i_c : 5 A/div) à saída do inversor trifásico e tensões simples (v_a , v_b e v_c : 50 V/div) no primário dos transformadores..... 128

Figura 6.32 - Resultados obtidos com o gerador a rodar a uma velocidade de 477 rpm (escala de tempo de 5 ms): (a) Tensão (v_{in} : 100 V/div) e corrente (i_{in} : 1 A/div) de entrada do conversor *step-up* e tensão no barramento CC (v_{cc} : 50 V/div); (b) Correntes (i_a , i_b e i_c : 5 A/div) à saída do inversor trifásico e tensões simples (v_a , v_b e v_c : 50 V/div) no primário dos transformadores..... 129

Figura 6.33 - Resultados experimentais obtidos com o gerador a operar a uma velocidade de rotação de 350 rpm e de 477 rpm: (a) Formas de onda das correntes (350 rpm); (b) Formas de onda das correntes (477 rpm); (c) Espectro harmónico das correntes (350 rpm); (d) Espectro harmónico das correntes (477 rpm); (e) Valores eficazes das tensões e das correntes e a potência injetada na rede elétrica (350 rpm); (f) Valores eficazes das tensões e das correntes e a potência injetada na rede elétrica (477 rpm). 130

Figura 6.34 – Esquema das ligações necessárias para determinar a eficiência de um inversor trifásico. 131

Figura 6.35 - Resultados experimentais obtidos através do *FLUKE 435* referentes ao rendimento do conversor *step-up* em conjunto com o inversor trifásico, para as duas velocidades de rotação: (a) Valor da potência injetada na rede elétrica, valor da potência extraída pelo conversor *step-up* e o rendimento do sistema (350 rpm); (b) Valor da potência injetada na rede elétrica, valor da potência extraída pelo conversor *step-up* e o rendimento do sistema (477 rpm); (c) Valores eficazes das tensões e das correntes de saída do inversor trifásico e valor eficaz da tensão e da corrente de entrada do conversor *step-up* (350 rpm); (d) Valores eficazes das tensões e das correntes de saída do inversor trifásico e valor eficaz da tensão e da corrente de entrada do conversor *step-up* (477 rpm)..... 132

Lista de Tabelas

Tabela 1.1 - Países com maior potência eólica instalada <i>offshore</i> no mundo [6].....	5
Tabela 3.1 – Representação dos estados do Inversor Monofásico de Meia Ponte.	53
Tabela 3.2 - Representação dos estados do Inversor Monofásico de Ponte Completa.	54
Tabela 3.3 - Representação dos estados do Inversor Trifásico do tipo VSI.	54
Tabela 3.4 - Representação dos estados do Inversor Trifásico do tipo CSI.	56

Lista de Siglas e Acrónimos

ADC	<i>Analog to Digital Converter</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CSI	<i>Current Source Inverter</i>
DAC	<i>Digital to Analog Converter</i>
DFIG	<i>Doubly-Fed Induction Generator</i>
DSP	<i>Digital Signal Processor</i>
HAWT	<i>Horizontal Axis Wind Turbine</i>
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
MOSFET	<i>Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
P&O	<i>Perturbation and Observation</i>
PCB	<i>Printed Circuit Board</i>
PLL	<i>Phase-Locked Loop</i>
PMSG	<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i>
PSF	<i>Power Signal Feedback</i>
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
SCIG	<i>Squirrel Cage Induction Generator</i>
SCR	<i>Silicon-Controlled Rectifier</i>
SPWM	<i>Sinusoidal Pulse Width Modulation</i>
VAWT	<i>Vertical Axis Wind Turbine</i>
VSI	<i>Voltage Source Inverter</i>
WRIG	<i>Wound Rotor Induction Generator</i>
WRSG	<i>Wound Rotor Synchronous Generator</i>
WSM	<i>Wind Speed Measurement</i>

CAPÍTULO 1

Introdução

1.1. Problema Energético a Nível Mundial

Ao longo dos anos, o setor industrial tem vindo a evoluir e a crescer, tendo a energia exercido um papel fundamental para que isso acontecesse. Com este crescimento da indústria, foi necessária a criação de vários meios de produção de energia, de forma a colmatar as necessidades requeridas pela indústria. Dos meios de produção de energia desenvolvidos, a maioria são provenientes de combustíveis fósseis, tais como o petróleo, o carvão e o gás natural. Um dos problemas do uso de combustíveis fósseis está relacionada com a sua taxa de renovação ser muito lenta e para isso os recursos existentes poderem esgotar. A evolução da indústria e do estilo de vida das populações fez com que o consumo de energia no mundo aumentasse, o que leva ao uso abusivo destes recursos. Com isto, as reservas de recursos fósseis têm vindo a diminuir cada vez mais e conseqüentemente o seu custo tende a aumentar. Outro dos problemas do uso de combustíveis fósseis para a produção de energia está na emissão de gases nocivos para atmosfera. Os gases emitidos para atmosfera, provenientes da queima dos recursos fósseis, causam o aumento do efeito de estufa, o que contribui para o aquecimento global.

Segundo um estudo publicado pela agência internacional EIA (*U.S Energy Information Administration*), os países membros da OCDE (Organização para Cooperação e Desenvolvimento Económico) vão conseguir praticamente manter as emissões de dióxido de carbono, até 2040. No caso dos países que não são membros da OCDE (*NON-OECD*) isso não se verifica, e as emissões de dióxido de carbono nestes países tende a aumentar, como se pode verificar na Figura 1.1. Grande parte deste crescimento das emissões de dióxido de carbono é devido aos países em desenvolvimento, não membros da OCDE, que dependem fortemente dos combustíveis fósseis para atender ao crescimento do consumo de energia [1].

Na Figura 1.1 apresentam-se as evoluções das emissões de dióxido de carbono no mundo, por parte dos países membros e não membros da OCDE. Verifica-se que em

2010, as emissões de dióxido de carbono por parte dos países não membros já se apresentava bastante superior, às emissões dos países membros da OCDE.

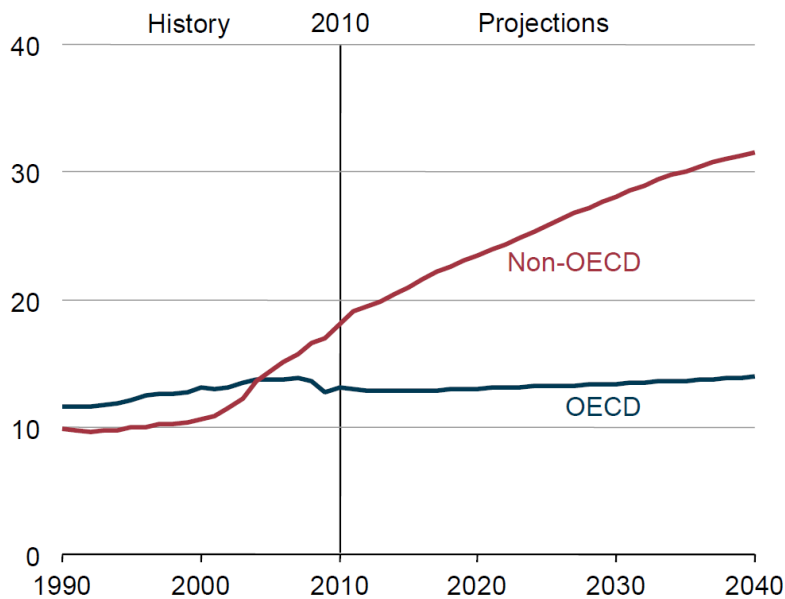


Figura 1.1 – Evolução das emissões de dióxido de carbono no mundo, por países membros da OCDE (OECD) e não membros da OCDE (Non-OECD) (Bilhões de toneladas métricas) [1].

As projeções apresentadas até 2040 das emissões do dióxido de carbono no mundo são realizadas com base nas políticas e leis existentes. Caso no futuro estas leis ou políticas sejam alteradas, no sentido de diminuir as emissões de gases efeito de estufa, as projeções para as emissões do dióxido de carbono podem mudar significativamente [1].

Em 1997, na cidade japonesa de Quioto foi acordado entre vários países desenvolvidos a redução de emissões de gases que provocam efeito estufa. Este acordo designado por Protocolo de Quioto, tem como objetivo reduzir as emissões dos seguintes 6 gases de efeito de estufa: dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), óxido nitroso (N_2O), hidrocarbonetos fluorados (HFC), hidrocarbonetos perfluorados (PFC) e hexafluoreto de enxofre (SF_6). A percentagem acordada para a redução destes gases foi de 5% abaixo dos níveis de 1990, durante um determinado tempo estipulado entre 2008 e 2012 [2]. Os 15 países membros da União Europeia (UE) antes de 2004 e que assinaram o Protocolo de Quioto decidiram reduzir as emissões dos gases de efeito de estufa em 8% abaixo dos níveis de 1990, entre os anos 2008 a 2012 [3]. Os restantes países membros da UE que aderiram depois de 2004, também acordaram a reduzir as suas emissões de gases de efeito de estufa entre 5% a 8% abaixo de 1990, de forma a cumprir o Protocolo de Quioto [3]. Em 2011, as emissões dos 6 gases de efeito de estufa dos 15 países membros da UE, encontrava-se 14,9% abaixo dos níveis de 1990 [4].

A UE estipulou algumas metas relativamente à redução das emissões destes gases. Para 2020, a UE comprometeu-se a reduzir as emissões em 20% abaixo dos níveis de 1990. Sendo que este valor pode ser alterado para 30%, caso os restantes países do mundo desenvolvidos e em desenvolvimento, se comprometam também a reduzir as emissões. A UE para 2050 aprovou o objetivo de reduzir as emissões de gases de estufa em 80% a 95% abaixo dos níveis de 1990 [3].

Tendo em conta os problemas da produção de energia proveniente de recursos fósseis e as metas estipuladas pelo Protocolo de Quioto e pela União Europeia, a energia proveniente de fontes renováveis apresentam-se como solução para que estes objetivos sejam atingidos. A utilização destas fontes de energia não emite qualquer gás de efeito de estufa para a atmosfera, e permitem reduzir a necessidade de produção de energia a partir de combustíveis fósseis. Tendo em conta isto, a UE tomou a iniciativa de aumentar para 20% o consumo de energia proveniente de fontes de energia renováveis até 2020 [3].

A aposta nas energias renováveis em todo o mundo tem vindo a aumentar, levando a uma grande investigação e desenvolvimento de novas tecnologias, de modo a aumentar eficiência na produção de energia proveniente de recursos renováveis. No caso da energia eólica, esta apresenta-se uma tecnologia muito promissora na produção de energia, sendo até ao momento uma das fontes de energia renováveis mais exploradas no mundo.

1.2. Potência Eólica Instalada no Mundo

Através da Figura 1.2, pode verificar-se que em 1997, a potência eólica instalada no mundo era cerca de 7 480 MW. Ao longo dos últimos anos, os meios de produção de energia elétrica através da energia eólica, aumentaram significativamente, atingindo em 2012, uma potência eólica instalada na ordem dos 282 275 MW.

A aposta na produção da energia elétrica proveniente da energia eólica, tem vindo a aumentar de ano para ano, como se pode verificar na Figura 1.3. Contudo, verifica-se que em 2010 a potência eólica instalada durante este ano (37 202 MW) é inferior à potência instalada durante o ano anterior (38 848 MW). Isto deve-se muito à crise financeira que se fez sentir no ano 2010, que originou a uma menor aposta na energia eólica, contrariando assim as expectativas [5].

A nova capacidade de potência eólica instalada em 2012 bateu um novo *record*, pois foi instalada uma capacidade de 44 609 MW, um aumento de cerca de 12%

relativamente ao ano de 2011. Para isto, foram investidos na energia eólica cerca de 60 mil milhões € em 2012, mais 10 mil milhões € do que foi investido em 2011 [6].

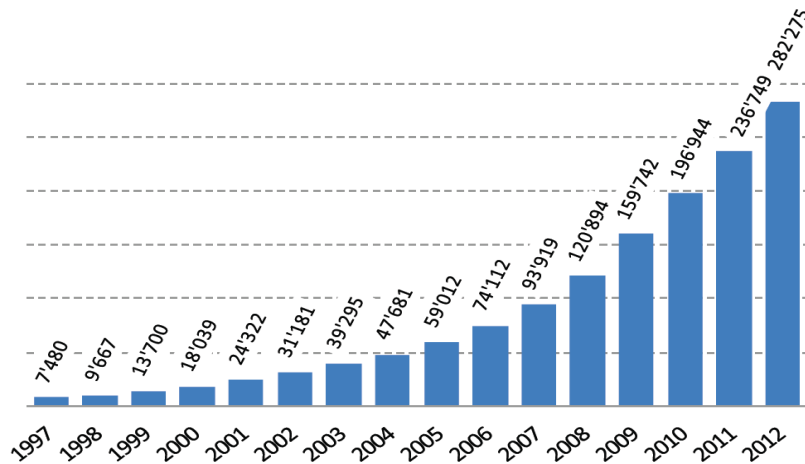


Figura 1.2 - Evolução da Potência Eólica Instalada no mundo (MW) [6].

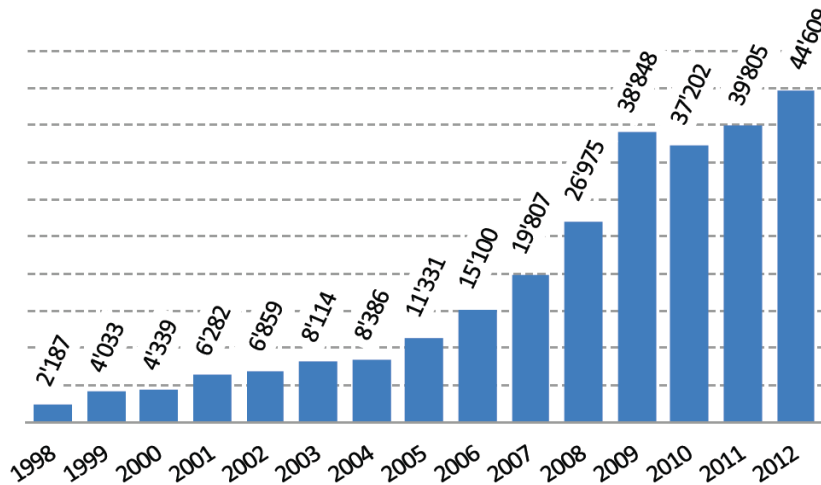


Figura 1.3 – Nova capacidade de potência eólica instalada no mundo (MW) [6].

No ano 2012, foram identificados 100 países que utilizam a energia eólica para produzir energia elétrica. De realçar a Islândia, pois o fornecimento de energia elétrica é quase 100% proveniente de energias renováveis [6].

Na Figura 1.4 apresentam-se os 10 países com maior potência eólica instalada no mundo. Verifica-se que a China é o país que mais investiu na energia eólica, apresentando em 2012 uma capacidade de 75 324 MW de potência eólica instalada, mais de 25% de capacidade instalada relativamente aos Estados Unidos da América.

Portugal é o décimo país no mundo com maior potência eólica instalada, com 4 525 MW em 2012, o que demonstra a aposta que tem vindo a ser feita nas energias renováveis, neste caso na energia eólica.

Na Tabela 1.1 pode visualizar-se os países com maior potência eólica instalada *offshore* no mundo.

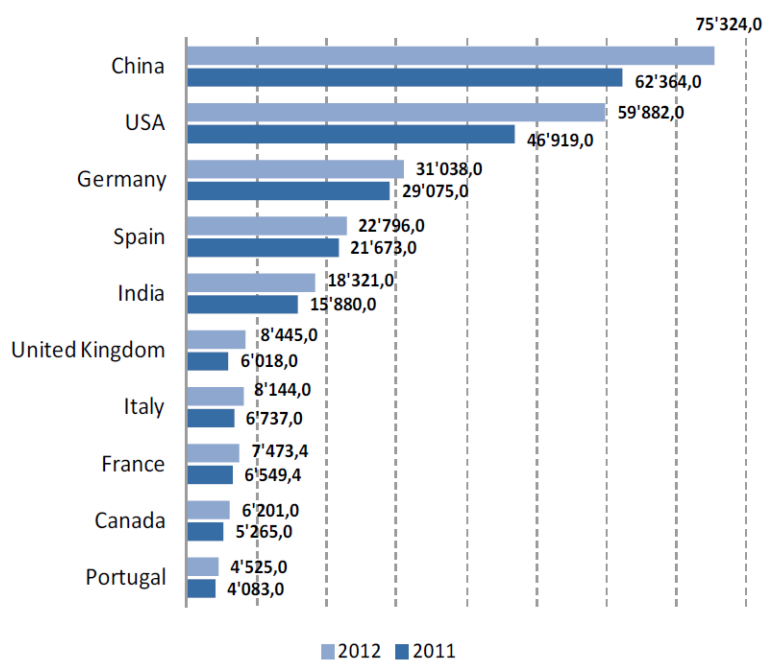


Figura 1.4 – Top 10 dos países com maior potência eólica instalada no mundo (MW) [6].

Tabela 1.1 - Países com maior potência eólica instalada *offshore* no mundo [6].

Posição 2012	País	Total capacidade <i>offshore</i> 2012 [MW]	Nova capacidade 2012 [MW]	Total capacidade <i>offshore</i> 2011 [MW]	Total capacidade <i>offshore</i> 2010 [MW]	Total capacidade <i>offshore</i> 2009 [MW]
1	Reino Unido	2 947,9	1 423,3	1 524,6	1 341,0	688,0
2	Dinamarca	921,0	63,4	857,6	854,0	663,6
3	China	389,6	167,3	222,3	123,0	23,0
4	Bélgica	379,5	184,5	195,0	195,0	30,0
5	Alemanha	280,3	65,0	215,3	107,0	72,0
6	Holanda	249,0	0,0	249,0	249,0	247,0
7	Suécia	164,0	0,0	164,0	164,0	164,0
8	Finlândia	30,0	0,0	30,0	30,0	30,0
9	Japão	25,3	0,1	25,2	2,0	1,0
10	Irlanda	25,2	0,2	25,0	25,0	25,0
11	Espanha	10,0	0,0	10,0	10,0	10,0
12	Noruega	2,3	0,0	2,3	2,3	2,3
13	Portugal	2,0	0,0	2,0	0,0	0,0
Total		5 426,1	1 903,8	3 522,3	3 102,3	1 955,9

A aposta na instalação de turbinas eólicas *offshore* também tem vindo a aumentar, como se pode verificar na Tabela 1.1, tendo em 2012 uma capacidade total de potência eólica instalada de 5 426 MW. O Reino Unido é o país que mais investiu nas turbinas eólicas *offshore*, com uma capacidade instalada de 2 947 MW em 2012.

No décimo terceiro lugar encontra-se Portugal com 2 MW de potência eólica *offshore* instalada.

1.3. Potência Eólica Instalada em Portugal

Em Portugal, a aposta na produção de energia elétrica através de unidades eólicas tem vindo a aumentar e na Figura 1.5 pode constatar-se isso mesmo. Entre 1996 e 2003 a potência eólica instalada em Portugal teve um pequeno crescimento, sendo que a partir de 2003, a potência instalada aumentou significativamente, como se pode verificar no gráfico.

Em dezembro de 2012, a capacidade de potência eólica instalada em Portugal era cerca de 4 528,5 MW [7].

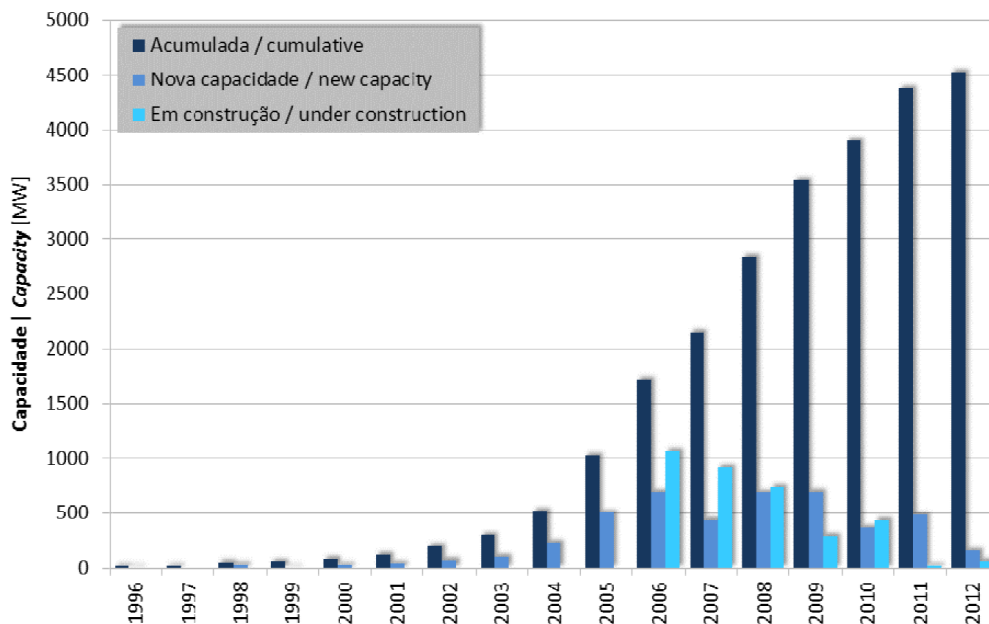


Figura 1.5 – Evolução da potência eólica instalada em Portugal, até dezembro de 2012 [7].

Entre 2006 e 2009 apresenta-se um maior aumento na capacidade de produção de energia elétrica, através dos recursos dos ventos. A partir de 2010, Portugal aumentou cada vez menos a capacidade de produção de energia elétrica proveniente da energia eólica.

Na Figura 1.6 podem visualizar-se as potências eólicas instaladas nos vários distritos e regiões autónomas de Portugal, em dezembro de 2012. Os distritos com maiores potências instaladas nessa data eram o de Viseu com 906,3 MW, depois o de Coimbra com 583,1 MW e Vila Real com 557,7 MW.

Em dezembro de 2012, alguns distritos e nas regiões autónomas encontravam-se em construção novas turbinas eólicas para a produção de energia elétrica. De realçar o distrito de Coimbra, que é onde está a ser instalado a maior nova capacidade de produção de energia elétrica proveniente da energia eólica, com 22,6 MW.

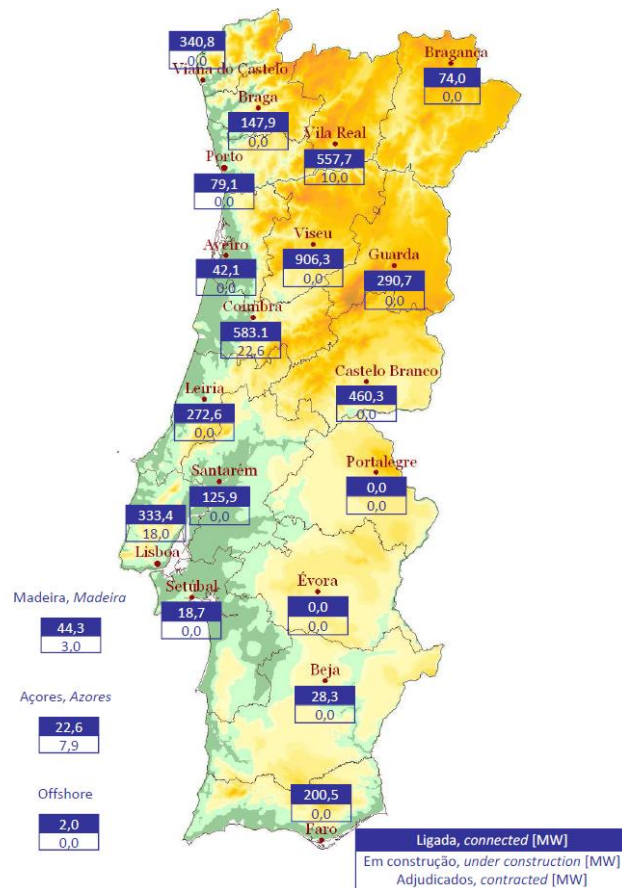


Figura 1.6 – Potência eólica instalada nos Distritos e Regiões Autónomas de Portugal, em dezembro de 2012 [7].

Atualmente, o maior parque eólico de Portugal é o Alto Minho I, que se situa no distrito de viana do Castelo, com uma capacidade instalada de cerca de 240 MW. Este parque é constituído por 120 turbinas eólicas de 2 MW, e foi instalado pela empresa *ENERCON* [7].

1.4. Enquadramento

Ao longo dos anos, o consumo de energia eléctrica tem vindo a aumentar, devido à evolução da indústria e dos equipamentos eléctricos. Para satisfazer essas mesmas necessidades, estão a ser otimizadas as várias formas de produção de energia eléctrica. De entre as diversas formas de produção os meios que utilizam os combustíveis fósseis ainda tem um lugar de destaque, pois são responsáveis por uma grande percentagem da produção de energia eléctrica consumida no mundo. Alguns destes combustíveis também são muito utilizados nos veículos com motor de combustão, contribuindo assim para um grande consumo e conseqüentemente o aumento dos preços e a diminuição das reservas existentes. Por causa disto, está a ser realizada uma grande aposta na investigação e desenvolvimento nos veículos eléctricos de modo a progressivamente substituírem os veículos com motor de combustão e assim diminuir o uso dos combustíveis fósseis.

Surgindo assim outro problema, que é a necessidade de aumentar os meios de produção de energia elétrica, de modo a abastecer uma frota de carros elétricos [8], [9].

Os meios de produção de energia elétrica através de combustíveis fósseis são denominados por energias não renováveis, pois o recurso usado é esgotável. A emissão de gases de efeito de estufa, como por exemplo o dióxido de carbono (CO_2), torna o uso destes meios de produção de energia elétrica nocivos para o ambiente. Com isto, as energias renováveis apresentam-se como a melhor solução, devido à utilização de recursos que não se esgotam e não emitem gases de efeito de estufa [10], [11]. Os recursos naturais mais usados para a produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis são: o vento, o sol e a água. No âmbito deste trabalho de dissertação, foi escolhida a energia eólica, que provém do recurso do vento.

A aposta na energia eólica tem vindo a aumentar ao longo dos anos e atualmente existem vários parques eólicos no mundo, que convertem a energia cinética do vento em energia elétrica. Estes parques eólicos consistem em várias unidades eólicas de grande potência, que podem ser instalados na zona terrestre (*Onshore*) ou na zona marítima (*Offshore*) quase sempre com interligação à rede elétrica. Contudo, a produção de energia eólica não provem só das grandes unidades eólicas, mas também de unidades de pequena potência. Estas unidades de dimensões mais reduzidas são denominadas por microeólicas e podem ser instaladas em zonas habitacionais. As microeólicas podem ser aplicadas em sistemas isolados para alimentar uma carga ou conjunto de cargas ou em sistemas interligados à rede elétrica.

Este trabalho de dissertação consiste no desenvolvimento de circuitos de eletrónica de potência e respetivos circuitos de controlo para a interligação de um sistema microeólico com a rede elétrica. Para além do desenvolvimento da eletrónica de potência, neste trabalho será dada especial atenção ao método de extração da máxima potência do gerador em função da velocidade do vento.

1.5. Motivações

A maior parte da energia elétrica produzida no mundo vem dos combustíveis fósseis, tendo um elevado impacto ambiental, devido sobretudo à emissão de gases poluentes. Para além do impacto ambiental verifica-se que as reservas dos combustíveis fósseis tem diminuído e conseqüentemente o preço tem vindo a subir, tornando-se assim cada vez menos atrativas. Com isto, tem-se investido cada vez mais nas energias renováveis por todo o mundo, devido à produção de energia ser realizada de uma forma limpa e através de recursos naturais inesgotáveis, tais como, vento, água e sol.

As energias renováveis têm um papel cada vez mais importante na produção de energia elétrica e por isso tem-se apostado na investigação nesta área, de modo a ser possível desenvolver tecnologia cada vez mais eficiente na produção de energia elétrica.

O tipo de energia renovável escolhido para esta dissertação foi a energia eólica. Tendo como objetivo principal a extração da máxima potência do gerador elétrico em função da velocidade do vento e a injeção da energia na rede elétrica com correntes sinusoidais e fator de potência unitário.

Na atualidade, existem em Portugal e noutros países, alguns incentivos para a microprodução de energia elétrica, que faz com que a aposta nas microeólicas tende a aumentar e por isso o desenvolvimento de tecnologia que possa sustentar esse aumento é por si só muito motivador.

1.6. Objetivos e Contribuições

Nesta dissertação é descrito o desenvolvimento da eletrónica de potência para um sistema microeólico com interligação à rede elétrica. O protótipo desenvolvido é constituído por duas partes distintas, sendo uma responsável por simular a microeólica e a outra responsável por extrair a potência máxima do gerador elétrico e injetar essa potência na rede elétrica. Através disto, consegue-se otimizar a produção de energia elétrica proveniente do sistema microeólico.

Com esta dissertação pretendeu-se efetuar um estudo da situação atual da energia eólica, especialmente no que toca às topologias existentes de microeólicas com interligação à rede elétrica, e aos conversores de eletrónica de potência utilizados. Pretendeu-se também estudar os algoritmos de controlo MPPT, que permitem extrair a máxima potência de um gerador eólico para diferentes velocidades do vento. Pretendeu-se também estudar as diferentes técnicas de controlo de corrente, que possibilitem injetar correntes sinusoidais na rede elétrica com um fator de potência unitário. Com base no estudo realizado pretendeu-se selecionar a melhor topologia para a aplicação em causa, sendo a topologia validada numa primeira fase através da realização de simulações computacionais, recorrendo para isso ao software *PSIM* e posteriormente através de ensaios experimentais realizados sobre um protótipo laboratorial com a topologia selecionada.

Pretendeu-se ainda contribuir com um algoritmo de controlo MPPT que determine exatamente qual a potência máxima que um gerador pode produzir numa dada velocidade de rotação, e também com um inversor VSI trifásico de baixo custo, que permite injetar energia na rede elétrica.

1.7. Organização e Estrutura da Tese

No Capítulo 1 é realizada uma introdução ao tema do problema energético a nível mundial e é apresentado o panorama da potência eólica instalada no mundo e em Portugal. Sendo também apresentadas neste capítulo as motivações e os principais contributos do trabalho.

No Capítulo 2 são descritos os tipos de turbinas eólicas existentes, os seus componentes e as várias aplicações das microeólicas. Neste Capítulo apresentam-se ainda algumas das microeólicas que se encontram no mercado.

No Capítulo 3 são apresentados os diferentes tipos de geradores elétricos que são utilizados em microeólicas e as várias topologias com interligação à rede elétrica. Posteriormente são descritos os conversores de eletrónica de potência e algumas teorias de controlo para inversores VSI. Depois é apresentada a topologia escolhida para este trabalho e são descritos com algum detalhe os seus constituintes e as teorias de controlo utilizadas.

No Capítulo 4 apresenta-se o modelo de simulação computacional da eletrónica de potência do sistema microeólico interligado com a rede elétrica, implementado no software *PSIM*. Neste Capítulo são ainda apresentados os vários resultados obtidos do sistema microeólico em conjunto com o sistema de controlo.

No Capítulo 5 é descrito todo o hardware utilizado para implementar o sistema microeólico com interligação à rede elétrica.

No Capítulo 6 são descritos os diferentes ensaios realizados ao gerador síncrono de ímanes permanentes e apresentados alguns testes efetuados aos conversores de potência antes de ser colocado todo o sistema microeólico em funcionamento. Após isto são apresentados e analisados os resultados experimentais obtidos do sistema microeólico em funcionamento.

No Capítulo 7 são apresentadas as conclusões retiradas ao longo do desenvolvimento deste trabalho e são apresentadas algumas sugestões para contribuição e melhoramento do trabalho desenvolvido.

CAPÍTULO 2

Turbinas Eólicas

2.1. Introdução

As turbinas eólicas produzem energia elétrica através da conversão da energia cinética do vento. Para isso, são necessários diversos componentes, para que seja possível esta conversão de uma forma eficiente.

Neste capítulo, são descritos os tipos de turbinas eólicas existentes, os seus constituintes e também os componentes que são utilizados pelas microeólicas. Também são descritos os controlos de potência utilizados e o aproveitamento da energia proveniente do vento por parte de uma turbina eólica. Após isto, é apresentada e explicada cada uma das diferentes aplicações das unidades eólicas e são citadas algumas microeólicas que se encontram disponíveis no mercado.

2.2. Turbinas eólicas

A turbina eólica é um dos elementos mais importantes dos sistemas de produção de energia eólica. Estes convertem a energia cinética do vento em energia elétrica que depois é injetada na rede. Ao longo dos anos, têm sido desenvolvidos diferentes tipos de unidades eólicas. Estas podem ser classificadas com base na orientação do seu eixo de rotação, em turbinas eólicas de eixo vertical (VAWT - *Vertical Axis Wind Turbine*) e turbinas eólicas de eixo horizontal (HAWT - *Horizontal Axis Wind Turbine*).

2.2.1. Turbinas Eólicas de Eixo Vertical (VAWT)

Nas turbinas eólicas de eixo vertical, a orientação do eixo de rotação é perpendicular ao solo. A caixa de velocidades e o gerador são normalmente colocados na base da turbina. Este tipo de turbinas possui uma variedade de modelos com diferentes formas e número de pás. Algumas vantagens das eólicas de eixo vertical são: o custo de instalação inferior, suportar ventos mais fortes e não necessitar de mecanismos de orientação. As turbinas eólicas deste tipo apresentam uma menor eficiência e necessitam de um arranque “forçado”, isto é, as VAWT possuem um

binário de arranque muito pequeno, necessitando assim de um impulso exterior para começarem a funcionar [12]. Estas são algumas das desvantagens que impedem a sua utilização na produção de energia elétrica em grande escala.

Os modelos existentes das turbinas eólicas de eixo vertical são: a eólica *Darrieus*, a eólica *Giromill*, a eólica *Savonius* e a eólica *Gorlov Helical* [13].

As pás da eólica *Darrieus* são curvas e estão anexadas ao eixo em ambas as extremidades, como se pode visualizar na Figura 2.1. A curvatura das pás permite que o eixo vertical seja suportado por cabos presos ao solo. Neste sentido, a torre da turbina que apoia o eixo vertical, não precisa de ser muito resistente. Uma desvantagem deste modelo é que não inicia a rotação a baixas velocidades do vento [14].



Figura 2.1 - Turbina Eólica *Darrieus* [14].

O modelo eólico *Giromill* é parecido com o modelo descrito anteriormente, só que neste caso as pás não são curvas mas sim retas. A Figura 2.2 mostra a imagem de uma eólica *Giromill*. Normalmente são constituídas por três ou mais pás, para permitir um funcionamento mais suave do que os modelos de duas pás, pois durante o seu funcionamento uma das pás fica a favor do vento e a outra fica contra o vento. Estes modelos: possuem um binário de arranque elevado o que lhes permite rodar a baixas velocidades do vento. Suporta também ventos turbulentos sem se danificarem. Porém, a torre deste modelo tem que ser forte e sólida, devido a não ser possível a utilização de cabos para auxiliar no suporte da turbina, como acontece na eólica *Darrieus* [14].

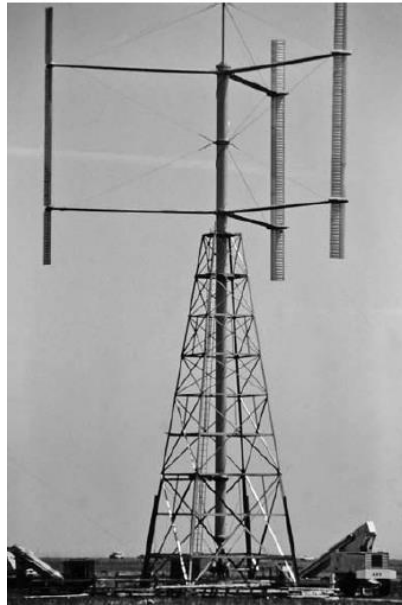


Figura 2.2 - Turbina Eólica *Giromill* [15].

Outro modelo de uma turbina de eixo vertical é a eólica *Savonius*, que foi proposta pelo engenheiro finlandês, S. J. Savonius. Este modelo apresenta a vantagem de funcionar a diferentes velocidades e direções do vento [13]. A principal desvantagem deste modelo é a eficiência, que no entanto pode ser aumentada com um aumento do número de andares de pás. Na Figura 2.3 pode visualizar-se uma turbina eólica *Savonius*.



Figura 2.3 – Turbina eólica *Savonius* [13].

O quarto modelo de eixo vertical é a eólica *Gorlov Helical*, e na Figura 2.4 pode visualizar-se este modelo. Esta eólica é a mais recente das mencionadas anteriormente e foi desenvolvida a partir do *design* da turbina *Darrieus*. A principal diferença está nas

pás, que neste modelo têm a forma helicoidal. Este modelo apresenta um melhor desempenho aerodinâmico, e um custo de produção, inferior ao modelo *Darrieus* [13].



Figura 2.4 – Turbina eólica *Gorlov Helica* [13].

2.2.2. Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal (HAWT)

Em turbinas eólicas de eixo horizontal, a orientação do eixo de rotação é paralelo ao solo, como se pode verificar na Figura 2.5.



Figura 2.5 – Turbina eólica de eixo Horizontal (HAWT) [16].

A torre eleva a *nacelle* de forma a proporcionar espaço suficiente para a rotação das pás e também para captar vento a maiores velocidades. A *nacelle* suporta o rotor que contém as pás e também abriga o gerador, a caixa de velocidades e outros componentes. Na maioria dos casos, os parques eólicos são constituídos por unidades eólicas com três pás mas também existem turbinas de uma, duas ou mais de três pás. As unidades eólicas de eixo horizontal são as mais utilizadas devido à sua elevada eficiência na conversão em energia elétrica e também por captarem ventos mais fortes, devido à elevação que a torre proporciona. Estes modelos apresentam como

desvantagens relativamente ao outro tipo de turbinas, um custo de instalação mais elevado e também a necessidade de um mecanismo de orientação direcional.

2.3. Componentes de uma Turbina Eólica

Uma turbina eólica tem como função converter a energia cinética do vento em energia elétrica. Para isso são necessários vários componentes, como se pode ver na Figura 2.6. Estes componentes são importantes, para que o aproveitamento da energia do vento seja o maior possível e assim produzir o máximo de energia. A capacidade de produzir energia elétrica de uma unidade eólica varia em função da altura da torre, do diâmetro do rotor, do número das pás e da potência do gerador.

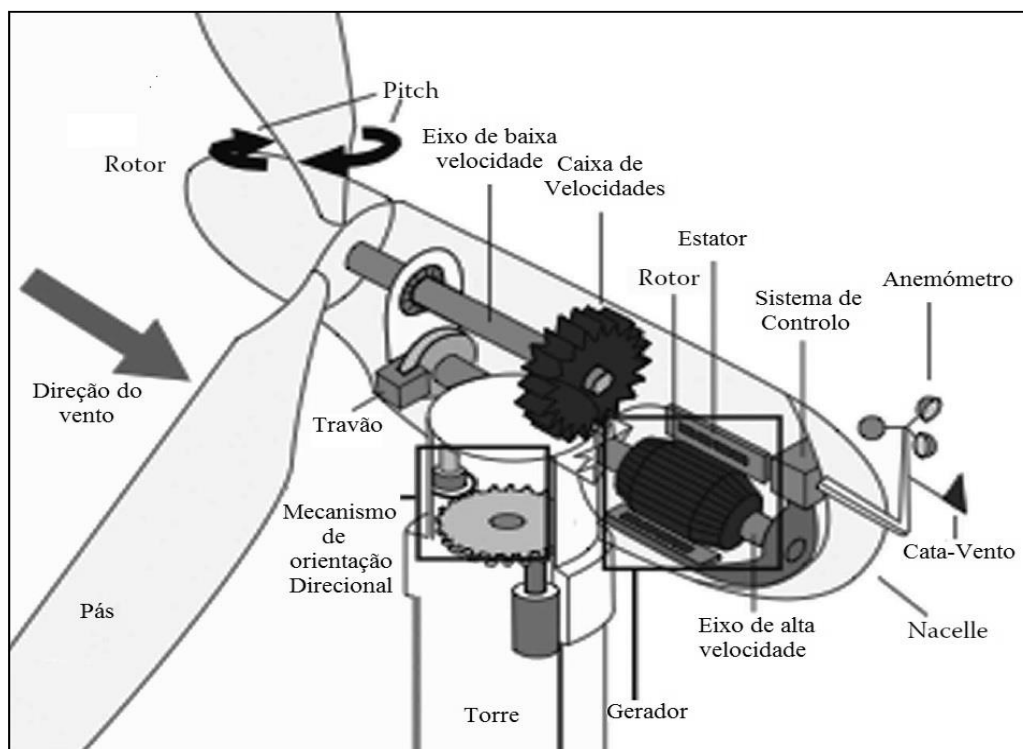


Figura 2.6 – Constituição de uma turbina eólica HAWT [15].

2.3.1. Rotor

O rotor é um elemento importante na unidade eólica, pois é o responsável por converter a energia cinética do vento em energia mecânica. Este componente influencia diretamente a potência que a turbina eólica pode produzir, pois quanto maior for o seu diâmetro maior será a potência que a unidade eólica pode produzir [11].

Nas turbinas eólicas de eixo horizontal (HAWT), o rotor pode ter duas orientações em relação à direção do vento, que são: contra o vento (*Upwind*) e a favor do vento (*Downwind*). Na Figura 2.7 ilustra-se cada uma destas orientações.

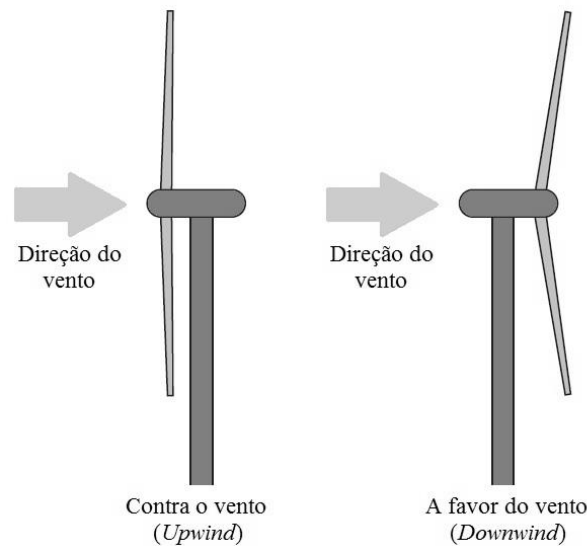


Figura 2.7 – Orientações do rotor em relação ao vento de uma turbina de eixo Horizontal.

Nas turbinas eólicas *Upwind*, o rotor encontra-se de frente para o vento, o que permite evitar que ventos fortes incidam na parte de trás da torre, sendo esta a grande vantagem deste tipo de colocação do rotor. Esta é a orientação do rotor mais utilizada nas turbinas eólicas. Porém, as unidades eólicas *Upwind* têm a desvantagem de que o rotor ser inflexível e ser colocado a uma certa distância da torre, devido aos ventos de grande intensidade de que é alvo. Além disto, esta colocação necessita de um mecanismo de orientação direcional, que permita manter o rotor orientado contra o vento.

Relativamente às turbinas eólicas *Downwind*, o rotor encontra-se a favor do vento, ou seja, o vento incide na parte de trás das pás. Esta colocação não necessita de um mecanismo de orientação para que o rotor se alinhe com o vento. Outra vantagem desta colocação é a possibilidade do rotor poder ser flexível. Esta orientação tem como desvantagem a flutuação da energia eólica, devido aos ventos incidirem primeiro na torre do que nas pás, o que pode contribuir com uma maior fadiga relativamente aos modelos do rotor orientado contra o vento (*Upwind*).

2.3.2. Pás

As pás são os dispositivos que convertem a força do vento em binário, de modo a que seja possível gerar energia elétrica. Existem diversos aspetos que devem ser considerados na construção das pás, nomeadamente o desempenho aerodinâmico e a sua estrutura.

Na maioria das unidades eólicas, as pás são feitas de materiais plásticos reforçados com fibra de vidro ou fibra de carbono. Os plásticos reforçados com fibra de

vidro são mais frequentes do que com fibra de carbono, pois a fibra de vidro é um material mais barato [11]. Existem porém outros materiais que podem ser utilizados na sua construção, como o aço, o alumínio e a madeira, mas são menos utilizados.

Atualmente, a maioria das grandes unidades eólicas são constituídas por três pás, sendo que também existem turbinas eólicas com uma, duas ou mais pás. Investigações recentes comprovaram que o uso de três pás é a melhor combinação, isto é relativamente ao equilíbrio, eficiência e outros aspetos, como por exemplo o impacto visual [14].

2.3.3. *Nacelle*

A *nacelle* é um componente em forma de caixa, que se encontra na parte superior da torre e garante a proteção dos componentes que se encontram no seu interior contra fatores ambientais, tais como chuva, sol e a neve. Na *nacelle* encontra-se a maioria dos componentes elétricos e mecânicos, tais como a caixa de velocidades e o gerador. Normalmente a *nacelle* é construída a partir de um material leve, como a fibra de vidro [11]. Nas turbinas eólicas de grande dimensão, a *nacelle* possui um tamanho suficiente para que os técnicos possam efetuar a inspeção e manutenção dos componentes que se encontram no seu interior.

2.3.4. Travão

O travão é um componente importante na unidade eólica, devido a permitir parar a turbina no momento em que esta se encontra a funcionar em condições adversas, como por exemplo, o excesso de velocidade de rotação do rotor provocada pelo vento. Este componente permite interromper a produção de energia elétrica sempre que seja necessário fazer a manutenção.

A maior parte das unidades eólicas utilizam um travão mecânico [11]. Este pode ser colocado no eixo de baixa velocidade, no eixo de alta de velocidade ou mesmo em ambos. O travão mecânico no eixo de alta velocidade pode situar-se em qualquer lado do gerador. De notar, que no caso de estar situado no eixo de baixa velocidade, o travão tem de ser capaz de exercer um binário muito mais elevado do que se estivesse no outro eixo. Por outro lado, se o travão estiver no eixo de alta velocidade, este irá necessariamente agir através da caixa de velocidades, que possivelmente aumenta o seu desgaste. O travão mecânico na maioria dos casos é utilizado para efetuar a paragem da turbina eólica, ou para manter o rotor a girar a uma velocidade baixa, enquanto a turbina não está a funcionar.

Existe dois tipos de travões mecânicos que são normalmente muito usados nas unidades eólicas, os travões de embraiagem e os travões de disco [11]. Os travões de embraiagem são operados por um fluido hidráulico ou por ar comprimido e atuam através de umas molas. Relativamente aos travões de disco, o seu princípio de funcionamento é bastante semelhante ao que é usado num automóvel e consiste num disco de aço que se encontra fixo ao eixo, que se pretende parar.

O travão elétrico é outro tipo existente, só que relativamente aos travões mecânicos é menos utilizado nas grandes turbinas eólicas [11]. Porém estes são muito utilizados em microeólicas, devido ao seu preço reduzido e de requerer pouca manutenção. O seu funcionamento consiste em ligar um conjunto de resistências à saída do gerador eólico, de forma a diminuir a velocidade de rotação do rotor.

2.3.5. Eixo de Baixa Velocidade

Todas as unidades eólicas possuem um eixo de baixa velocidade. Este é o principal elemento de rotação, pois é responsável por transferir o movimento rotacional do rotor para a caixa de velocidades. A velocidade de rotação do eixo é baixo, como o nome indica, e suporta o peso do rotor. Devido a suportar o rotor, este eixo está sujeito a forças elevadas e por isso é necessário que seja muito resistente. O eixo de baixa velocidade pode ser integrado na caixa de velocidades ou conectado através de um acoplamento.

2.3.6. Caixa de Velocidades

Na maioria das turbinas eólicas é requerido o uso de uma caixa de velocidades, para aumentar a velocidade de rotação do rotor do gerador. A velocidade de rotação das pás da turbina eólica é da ordem das dezenas de rotações por minuto (rpm), não sendo adequada para determinados geradores, que requerem velocidades de rotação na ordem das centenas ou milhares de rpm.

Existe basicamente dois tipos de caixa de velocidades que são utilizadas nas turbinas eólicas: as de eixo planetário e as de eixo paralelo. Para turbinas de potência superior a 500 kW, a caixa de velocidades de eixo planetário torna-se uma melhor solução, devido ao menor peso e dimensão [11].

A caixa de velocidades é um componente bastante caro e pesado e por isso tem-se investigado o acionamento direto de geradores, que operem com baixas velocidades de rotação.

2.3.7. Eixo de Alta Velocidade

O eixo de alta velocidade é responsável pela ligação entre a caixa de velocidades e o gerador. Como o nome indica, o eixo atinge altas velocidades de rotação devido às multiplicações na caixa de velocidades. Este eixo contém acoplamentos flexíveis, de modo a operar pequenos desalinhamentos que possam existir entre a caixa de velocidades e o gerador. O eixo de alta velocidade não está sujeito a forças tão intensas como o eixo de baixa velocidade e por isso este eixo pode ser menos robusto.

2.3.8. Gerador

O gerador é responsável pela produção da energia elétrica na turbina eólica, através da conversão da energia mecânica em energia elétrica. Existe diversos fatores que influenciam na escolha de um gerador elétrico para uma unidade eólica, nomeadamente a gama de velocidades de rotação a que vai estar submetido. Isto devido a geradores que operam a altas velocidades de rotação e outros que operam a baixas velocidades de rotação.

Atualmente existe diversos tipos de geradores eólicos que são utilizados em unidades eólicas: os geradores de corrente contínua, os geradores síncronos e os geradores assíncronos. No Capítulo 3 é descrito com maior detalhe cada um dos tipos de geradores elétricos.

2.3.9. Sistema de Controlo

O sistema de controlo é importante para gerir o funcionamento otimizado da turbina eólica. Este controlo é realizado através de dados obtidos, dos diversos sensores que permitem a leitura da velocidade e da direção do vento, da velocidade do rotor, dos níveis de produção de energia elétrica, do ângulo das pás e outras variáveis. Através da informação obtida destes sensores, o sistema de controlo protege a turbina de operar em condições adversas e garante o máximo de produção de energia elétrica.

2.3.10. Anemómetro

O anemómetro é um sensor utilizado para medir a velocidade do vento e encontra-se instalado na parte superior da *nacelle*. Este sensor permite ao sistema de controlo saber se a velocidade do vento se encontra acima do valor que é suportado pela turbina eólica, ou seja, velocidade à qual a turbina se pode danificar. Para evitar que a turbina se danifique, o sistema de controlo força uma paragem no funcionamento da

unidade eólica, até que a velocidade do vento se encontre dentro dos valores normais de funcionamento.

De seguida são apresentados três tipos de anemómetros, que são muito utilizados nas turbinas eólicas:

- O anemómetro de copo mede a velocidade do vento, através do seu movimento de rotação. A velocidade de rotação deste pode ser medida através de contadores mecânicos que registam o número de rotações, ou através de variações de tensão (CA ou CC) produzidas por pequenos geradores ou por um interruptor fotoelétrico [11]. A resposta e a precisão de um anemómetro de copo depende do seu peso, das suas dimensões físicas e do seu atrito interno [11]. Alguns fatores ambientais prejudicam o bom funcionamento do anemómetro do copo, como por exemplo o gelo, que pode causar a diminuição de rotação do anemómetro ou até mesmo bloqueá-lo por completo, originando leituras erradas da velocidade do vento. O anemómetro de copo aquecido é uma solução, mas requerem uma quantidade de energia significativa.
- O anemómetro de hélice tem um princípio de funcionamento bastante similar ao anemómetro de copo, só que em vez da utilização de copos, são utilizadas hélices para medir a velocidade do vento. Estes anemómetros contêm também um cata-vento, para manter o eixo de rotação horizontal alinhado com a direção do vento [17]. Com isto, o anemómetro de hélice permite medir a velocidade e a direção do vento. Os fatores ambientais também prejudicam o bom funcionamento deste anemómetro como acontece com o anemómetro de copo.
- O anemómetro sónico usa ondas de ultrassom para medir a velocidade e a direção do vento, através da medição do tempo de viagem, dos pulsos sónicos entre três pares de transdutores. Estes anemómetros têm a capacidade de medir mudanças bruscas na velocidade do vento [17]. Estes anemómetros não contêm partes móveis como os outros dois anemómetros e por isso, são mais robustos e mais apropriados para uso a longo prazo.

2.3.11. Cata-Vento

O cata-vento é o componente da unidade eólica responsável pela medição da direção do vento. Este consiste numa cauda larga e situa-se na parte superior da *nacelle* (Figura 2.6). O cata-vento deve estar localizado, à mesma altura do anemómetro e na

sua proximidade, mas de maneira que não interfira com a medição da velocidade do vento [18]. Existem fatores ambientais que influenciam o seu bom funcionamento, tais como: a poeira, a neve e o gelo.

2.3.12. Mecanismo de Orientação Direcional

Todas as turbinas do tipo HAWT possuem um mecanismo de orientação direcional, de modo manter a turbina eólica alinhada com a direção do vento. Isto permite à unidade eólica aproveitar o máximo de energia do vento.

Existem atualmente dois tipos de mecanismos de orientação direcional, o mecanismo ativo e o mecanismo passivo. Na maioria das unidades eólicas em que o rotor se situa contra o vento, é utilizado um mecanismo ativo de orientação. Nestes mecanismos é utilizado um motor elétrico que tem como função acionar um pinhão mecânico. Estes componentes encontram-se na base da *nacelle*, sendo que o pinhão mecânico encontra-se acoplado a um rolamento, que se situa na parte superior da torre, que faz a devida rotação da *nacelle* consoante a direção do vento. Relativamente aos mecanismos passivos, são muito utilizados em turbinas eólicas com o rotor a favor do vento. Estes mecanismos contam com a aerodinâmica do rotor para alinhar a unidade eólica no sentido do vento, não necessitando assim de um motor elétrico.

2.3.13. Torre

A torre de uma unidade eólica tem como objetivo suportar e elevar a *nacelle*. Esta deve ser projetada de modo a suportar o peso dos restantes componentes de uma unidade eólica, a força que é exercida pelo vento e as vibrações. A altura da torre contribui para que a produção de energia elétrica numa unidade eólica seja maior, pois a velocidade do vento com a altitude. Normalmente, a altura das torres não deve ser inferior a 24 metros, devido à velocidade do vento ser pequena e muito turbulenta perto do solo [11].

Existem quatro tipos de torres que são utilizadas nas unidades eólicas de eixo horizontal que são: as torres tubulares de aço, as torres tubulares de *Guyed*, as torres de betão e as torres de treliça.

Nas unidades eólicas a torre mais utilizada é a torre tubular de aço, apesar do seu preço ser elevado, devido aos materiais usados na sua construção. A altura da torre tem pelo menos o mesmo comprimento que o diâmetro do rotor. Esta torre geralmente, contém umas escadas no seu interior para que os técnicos possam fazer a manutenção

dos componentes que se encontram no interior da *nacelle* e garante a proteção dos mesmos das condições atmosféricas, como a chuva e a neve.

As torres tubulares de *Guyed* são utilizadas nas microeólicas, devido a serem mais baratas que as torres tubulares de aço. Normalmente, estas torres necessitam de um grande espaço de fixação devido à utilização de cabos de aço para auxiliar o suporte da torre. Geralmente a altura da torre é muito maior do que o diâmetro do rotor, de modo que a microeólica fique sujeita a ventos mais fortes e menos turbulentos.

As torres de betão também são do tipo tubular mas têm vindo a ser menos utilizadas nas unidades eólicas, em determinação das torres tubulares de aço. Apesar do material usado nesta torre ser mais barato, tem como desvantagem o peso ser elevado o que dificulta o seu transporte e instalação.

A utilização de torres de treliça também tem vindo a diminuir, devido a problemas associados com os elementos de fixação (que podem soltar-se) e à fadiga causada em uma ou mais pernas da torre. Estas torres são mais baratas e mais fáceis de ser instaladas relativamente às torres tubulares de aço da mesma altura.

Na Figura 2.8, pode visualizar-se os vários tipos de torre que foram anteriormente mencionadas.



Torre tubular de Aço

Torre tubular de *Guyed*

Torre de Betão

Torre de Treliça

Figura 2.8 – Tipos de Torre utilizadas nas turbinas eólicas de eixo horizontal [19].

2.4. Componentes de uma Microeólica

As microeólicas não possuem tantos componentes como uma unidade eólica, pois estes não são necessários para a microeólica fazer um bom aproveitamento da energia

do vento. A potência produzida numa microeólica é mais baixa do que uma unidade eólica, pois a altura das torres e o diâmetro dos rotores são mais pequenos.

Os componentes constituintes de uma microeólica são: pás, um rotor, uma *nacelle*, um travão, um gerador elétrico, um sistema de controlo, um cata-vento, um mecanismo de orientação direcional e uma torre.

2.5. Aproveitamento da Energia do Vento

O movimento do ar, também designado por vento, origina a energia cinética, sendo esta designada por energia do vento. O aproveitamento desta energia numa turbina eólica depende da quantidade que é transferida para o rotor. Sendo que esta quantidade de energia é determinada pela massa do ar (m), pela velocidade do vento (v) e pelo tempo (t), sendo descrita pela equação (2.1).

$$E = \frac{1}{2} m v^2 t \quad (2.1)$$

A massa do ar (m) depende da densidade do ar (ρ), da área de varrimento do rotor (A) e da velocidade (v) com que o vento atravessa a turbina eólica. Esta relação é descrita pela equação (2.2).

$$m = \rho A v \quad (2.2)$$

Substituindo a massa do ar (m) da equação (2.1) pela da equação (2.2).

$$E = \frac{1}{2} \rho A v^3 t \quad (2.3)$$

A potência do vento corresponde à energia por unidade de tempo. Esta relação é apresentada na equação (2.4).

$$P = \frac{E}{t} \quad (2.4)$$

Pela substituição de (2.3) em (2.4) obtém-se a equação (2.5) que descreve a potência do vento.

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (2.5)$$

Assim, a potência do vento é determinada por três variáveis. Sendo a velocidade do vento (v), a variável que tem mais influência, pois a potência é proporcional ao cubo

da velocidade do vento. Por isso, é importante que se aumente a velocidade do vento que incide nas pás das turbinas, de modo a aumentar a potência. Para tal, é necessário aumentar a altura da torre, para que o rotor tenha acesso a ventos mais fortes. A área de varrimento do rotor (A) é outra variável que influencia potência do vento e pode ser determinada pela equação (2.6), onde r é o comprimento das pás.

$$A = \pi r^2 \quad (2.6)$$

Como se pode verificar na equação (2.6), a área de varrimento do rotor (A) é idêntica ao cálculo da área de uma circunferência. Sendo assim, quanto maior for o comprimento das pás, maior é a área varrida pelo rotor, e consequentemente maior é a potência do vento.

Uma turbina eólica não é capaz de aproveitar toda a energia fornecida pelo vento para produzir energia elétrica, mas sim parte dela. Isto depende do tipo de turbina, da sua eficiência e de outras condições de operação, que influenciam no valor que conseguem aproveitar [14]. É utilizado um coeficiente, a fim de mostrar qual a percentagem de potência do vento, que uma unidade eólica em particular pode aproveitar. Este é designado por coeficiente de potência (C_p) e é definido pela equação (2.7).

$$C_p = \frac{\text{Potência produzida pela unidade eólica}}{\text{Potência do vento}} = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho A v^3} \quad (2.7)$$

O coeficiente de potência caracteriza o nível de rendimento de uma unidade eólica e foi introduzida pela teoria de Betz. Este coeficiente varia consoante a qualidade da turbina eólica, mas no entanto, existe um valor máximo que nem a unidade eólica com melhor desempenho consegue exceder. Este valor foi determinado teoricamente e é designado por limite de Betz. Foi demonstrado pelo físico alemão, Albert Betz, que uma turbina eólica no máximo podia aproveitar 59,3% da energia do vento [11], [18].

Na Figura 2.9 apresenta-se aproveitamento máximo teórico de uma turbina eólica, a partir da energia do vento. Por isso, o coeficiente de potência máximo ($C_{p_{máx}}$) que uma turbina eólica pode ter é de 0,593. Isto teoricamente, pois numa aplicação real, o valor é um bocado inferior, na ordem de 0,4 a 0,5 no máximo.

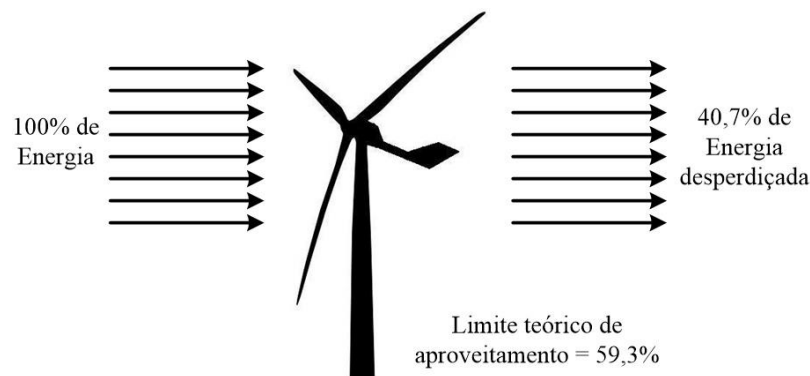


Figura 2.9 – Aproveitamento máximo teórico de uma turbina eólica, a partir da energia do vento.

2.6. Controlo de Potência

As turbinas eólicas são usualmente projetadas com algum tipo de controlo de potência. Existem diferentes mecanismos que permitem controlar a força aerodinâmica exercida sobre o rotor da turbina eólica, e assim, limitar a potência durante ventos muito fortes, evitando assim que possíveis danos sejam provocados à turbina.

2.6.1. Controlo de Perda (*Stall*) Passivo

O controlo de perda (*stall*) passivo é um método de controlo de potência em que as pás se encontram com um ângulo de ataque fixo em relação ao rotor. As pás são projetadas de maneira a que quando a velocidade de vento for elevada, seja criado uma turbulência de modo a gerar perdas e assim limitar a potência produzida pelo gerador. Algumas vantagens deste método são: a robustez, o custo baixo, a simplicidade e a ausência de controlo eletrónico.

2.6.2. Controlo de Perda (*Stall*) Ativo

O controlo de Perda (*Stall*) Ativo tem a capacidade de regular a potência que é produzida pela turbina eólica, melhor do que o controlo de Perda (*Stall*) Passivo. Este controlo mede a potência que é produzida pela turbina e caso seja ultrapassado o valor da potência especificado, o sistema de controlo atua no ângulo das pás, de modo a provocar perdas aerodinâmicas. A maior desvantagem deste controlo é a necessidade de um sistema eletrónico para controlar os ângulos das pás, que o torna, mais dispendioso do que o controlo de *Stall* Passivo.

2.6.3. Controlo de Passo (*Pitch*)

O controlo de passo (*Pitch*) permite mudar o ângulo de ataque das pás através da rotação em torno do seu eixo longitudinal. Este mede e regula a potência que é

produzida pela turbina eólica. Para isso, o sistema eletrónico atua hidraulicamente nas pás, mudando o seu ângulo de ataque, de forma a diminuir ou aumentar a potência produzida pela turbina eólica. Quando a potência produzida pelo gerador é alta, devido à elevada velocidade de vento, o sistema de controlo atua nas pás, de modo a diminuir a velocidade de rotação do rotor. Quando a potência produzida é baixa, o sistema de controlo atua nas pás, de forma a aumentar a velocidade de rotação do rotor e consequentemente a potência produzida pelo gerador.

Este método de controlo é o mais dispendioso que os anteriores, mas apresenta uma melhor eficiência na regulação da potência.

2.7. Aplicações dos Sistemas Eólicos

Atualmente existem três tipos de aplicações das turbinas eólicas para a produção de energia elétrica que são: em sistemas isolados, em sistemas híbridos e em sistemas interligados à rede elétrica. De seguida será explicada cada uma destas aplicações.

2.7.1. Sistemas Isolados

Os sistemas eólicos isolados (Figura 2.10), como o nome indica, são muito aplicados em locais remotos onde não existe qualquer ligação com a rede elétrica.

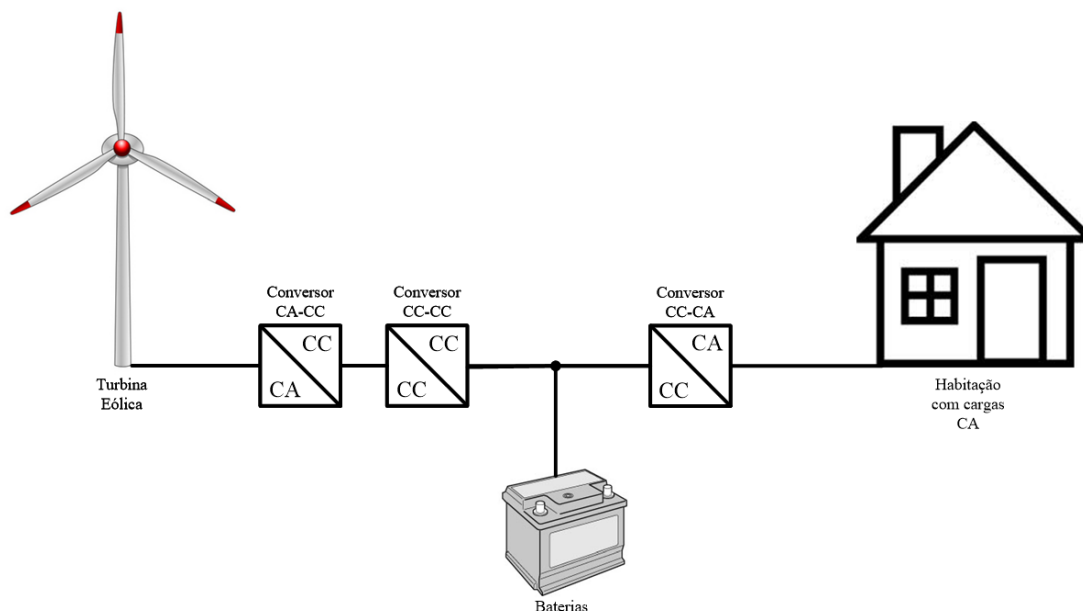


Figura 2.10 – Diagrama de blocos de um sistema eólico isolado.

Normalmente, este tipo de sistema contém dispositivos de armazenamento de energia, devido à necessidade de fornecer energia elétrica à sua aplicação em períodos de tempo onde o vento é escasso ou até mesmo quando não existe. Circuitos de

iluminação, aparelhos elétricos, sistemas de bombagem de água, navios e barcos de recreio são alguns exemplos de aplicações onde é muito utilizado este tipo de sistemas isolados.

Para o carregamento das baterias é necessário um conversor CA-CC, para converter a tensão alternada de saída do gerador em tensão contínua e também de um conversor CC-CC, para regular o valor da tensão contínua para carregar as baterias, de modo a que estas não sejam danificadas. Este conversor CC-CC é também designado por circuito MPPT (*Maximum Power Point Tracker*), devido a ser responsável por extrair a máxima potência do gerador.

Normalmente, as aplicações deste sistema são alimentadas por tensões alternadas e por isso é necessário utilizar um conversor CC-CA, que converta a tensão contínua das baterias em tensão alternada.

2.7.2. Sistemas Híbridos

Como no sistema anterior, os sistemas híbridos (Figura 2.11) são utilizados em locais remotos da rede elétrica.

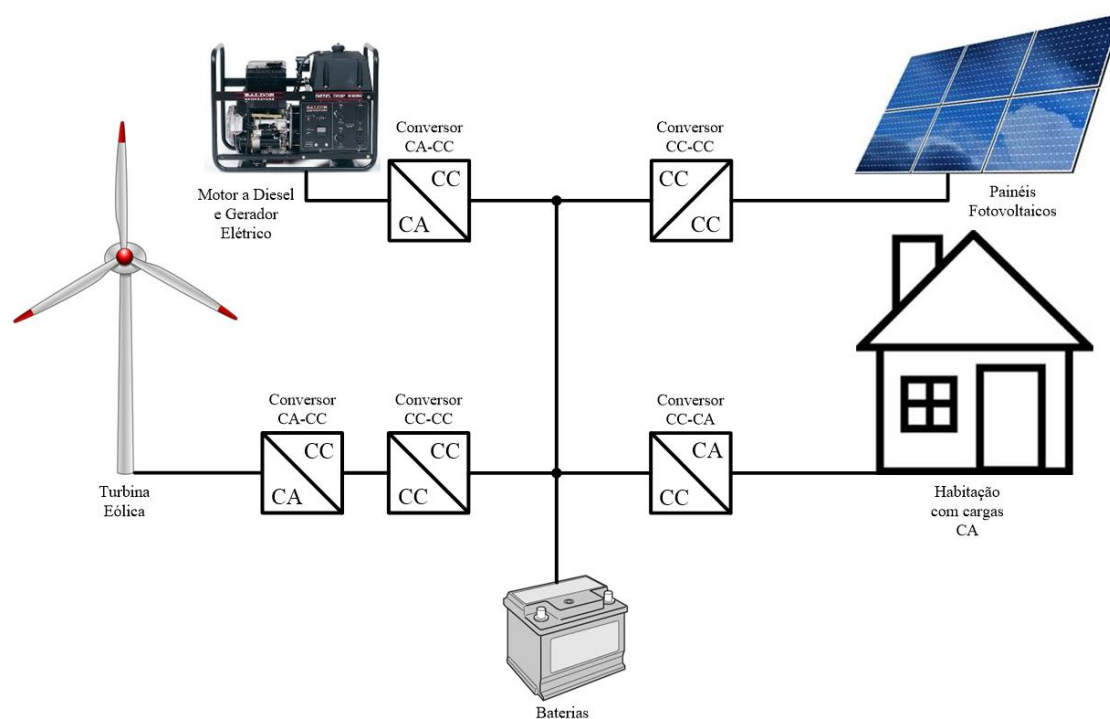


Figura 2.11 - Diagrama de blocos de um sistema eólico híbrido.

A principal diferença deste sistema com o anterior é a capacidade de produzir mais energia elétrica, devido às várias fontes de energia que a constituem. As fontes de energias renováveis são as mais utilizadas, sendo que em alguns casos também são incluídos fontes de energias não renováveis. As unidades eólicas e os painéis

fotovoltaicos são dois exemplos de fontes de energias renováveis usadas. Relativamente à fonte de energia não renovável, é normalmente utilizado um motor diesel em conjunto com um gerador elétrico. Este tem como função produzir energia elétrica em momentos em que a produção de energia a partir das energias renováveis, não seja o suficiente para o consumo que está a ser exigido.

Os painéis fotovoltaicos não necessitam de um conversor CA-CC, devido à tensão produzida ser contínua e não alternada como acontece na unidade eólica. Relativamente ao conversor CC-CC, neste caso dos painéis fotovoltaicos também é necessário para extrair a máxima potência.

No caso do motor diesel em conjunto com o gerador elétrico é somente necessário um conversor CA-CC, pois a tensão produzida pelo gerador ser em alternada.

2.7.3. Sistemas Interligados à Rede Elétrica

As microeólicas são muito utilizadas em sistemas interligados à rede elétrica (Figura 2.12).

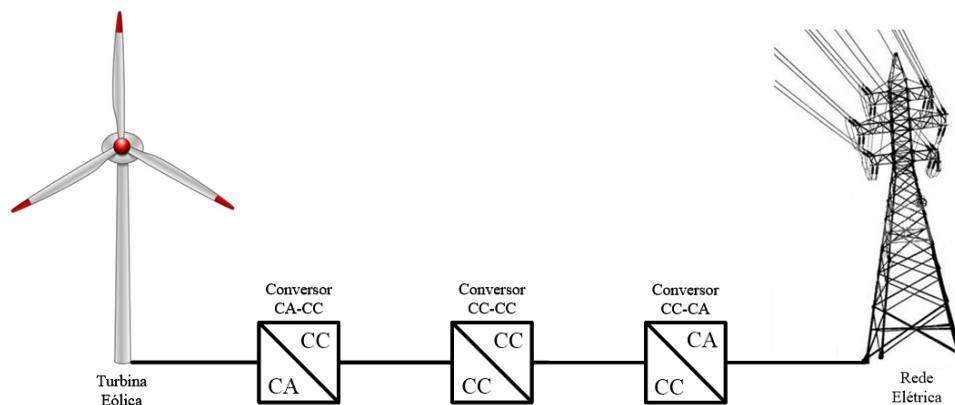


Figura 2.12 - Diagrama de blocos de um sistema eólico interligado à rede elétrica.

Nos últimos anos, tem-se apostado de forma significativa na investigação e desenvolvimento dos sistemas interligados à rede elétrica. A principal razão deve-se aos vários incentivos criados por entidades governamentais, relativamente à microprodução. Com estes incentivos, os microprodutores de energia elétrica tendem a aumentar. A venda da energia elétrica produzida pelos microprodutores à entidade fornecedora de energia elétrica é renumerada a um valor bastante superior ao valor que é pago pela mesma energia. Esta é uma vantagem deste sistema, que permite recuperar o valor investido na sua instalação num período de tempo mais curto. Outra vantagem é que nos sistemas interligados à rede elétrica não são necessários sistemas de armazenamento de

energia, pois toda a energia produzida é injetada na rede elétrica, diminuindo assim custo da sua instalação.

Os sistemas interligados à rede elétrica necessitam de um conversor CA-CC, de um conversor CC-CC (Circuito MPPT) e de um conversor CC-CA, como nos outros sistemas.

2.7.4. Energia Eólica *Offshore*

A energia eólica *offshore*, como o nome indica, refere-se a unidades eólicas que são instaladas no mar, para a produção de energia elétrica. A aposta nas eólicas *offshore* tem vindo aumentar, devido ao reduzido espaço na terra com bons recursos eólicos, para a instalação de novas turbinas eólicas. Existem outras vantagens que impulsionam a aposta neste tipo de tecnologia, que são:

- A velocidade do vento no mar é geralmente mais elevada que em terra;
- O vento é menos turbulento em zonas marítimas;

Apesar destas vantagens, esta tecnologia apresenta alguns desafios que dificultam a criação de parques eólicos *offshore*, nomeadamente o custo da sua instalação, que é maior do que a instalação de um parque eólico na zona terrestre. As condições atmosféricas é outro dos grandes problemas destes sistemas, pois dificultam a manutenção das turbinas eólicas. Por causa disto, torna-se necessário a investigação no desenvolvimento de unidades eólicas com uma grande confiabilidade e que só requerem manutenção em longos intervalos de tempo.

Na Figura 2.13 pode visualizar-se o sistema *offshore* que se encontra em funcionamento ao largo da costa da Aguçadoura.



Figura 2.13 – Turbina eólica *offshore* instalada ao largo da costa da Aguçadoura [20].

Portugal contribuiu para a evolução deste tipo de tecnologia, pois foi pioneiro na instalação de uma unidade eólica em águas profundas, no Atlântico, sendo esta turbina sustentada por uma estrutura semi-submersível [20]. A EDP (Energias de Portugal), a Repsol, a InovCapital e a Principle Power foram os responsáveis por tornar este projeto possível. O sistema *offshore* é denominado de *WindFloat* e é equipado por um aerogerador de 2 MW.

2.8. Microeólicas Existentes no Mercado

A diminuição das reservas de combustíveis fósseis tornou a produção de energia elétrica, através de energias renováveis muito mais atrativa. Por isso a aposta nas energias renováveis, tende a aumentar ao longo dos anos, o que leva muitas empresas a apostar na investigação e desenvolvimento de sistemas de produção de energia elétrica, através de energias renováveis. Por este motivo, existem cada vez mais empresas que comercializam microeólicas. De seguida, são apresentadas algumas das microeólicas existentes no mercado.

Microeólica *Aelos Wind Turbine*

A *Aelos Wind Turbine* é uma empresa Dinamarquesa que foi fundada em 1986. Esta empresa fabrica microeólicas de eixo horizontal e de eixo vertical, com uma larga gama de potências de saída. Na Figura 2.14 apresenta-se a microeólica de eixo vertical *Aelos-V 3kW*.



Figura 2.14 - Microeólica *Aelos-V 3kW* [21].

A microeólica *Aelos-V 3kW* apresenta as seguintes especificações [21]:

- Potência nominal – 3 kW;
- Tipo de eixo – Vertical;

- Diâmetro do rotor – 3 m;
- Número de pás – 4;
- *Cut-in wind speed* (velocidade do vento de conexão) – 1,5 m/s;
- *Cut-out wind speed* (velocidade do vento de corte) – Não tem (a microeólica suporta velocidades do vento até ao valor da velocidade do vento de sobrevivência, sem se danificar);
- *Survival Wind Speed* (velocidade do vento de sobrevivência) – 50 m/s;
- *Rated wind speed* (velocidade do vento nominal) – 10 m/s;
- Tipo de gerador – Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes Trifásico;
- Tensão de saída – 120/220V CA.

Microeólica *Hi-VAWT*

A *Hi-VAWT Technology Co., Ltd.* é uma empresa tailandesa e atualmente produz microeólicas de eixo vertical com 300 W, 700 W, 1500 W e 3 kW de potência de saída. Na Figura 2.15 apresenta-se a microeólica de eixo vertical *DS-1500 VAWT*.



Figura 2.15 - Microeólica *DS-1500 VAWT* [22].

O modelo *DS-1500 VAWT* tem as seguintes características [22]:

- Potência nominal – 1500 W;
- Tipo de eixo – Vertical;
- Diâmetro do rotor – 2,8 m;
- Número de pás – 3;
- *Cut-in wind speed* (velocidade do vento de conexão) – 3 m/s;
- *Cut-out wind speed* (velocidade do vento de corte) – 15 m/s;
- *Survival Wind Speed* (velocidade do vento de sobrevivência) – 60 m/s;

- *Rated wind speed* (velocidade do vento nominal) – 12 m/s;
- Tipo de gerador – Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes Trifásico;
- Tensão de saída – 192 a 254 V CA - 50/60 Hz.

Microeólica *East Wind*

A empresa Norte Americana, *East Wind Power Inc.*, fabrica somente microeólicas de eixo horizontal, com potências que vão desde os 300 W até aos 100 kW. De seguida são apresentadas as especificações técnicas do modelo *30kW Wind Turbine* [23]:

- Potência nominal – 30 kW;
- Tipo de eixo – Horizontal;
- Diâmetro do rotor – 3,28 m;
- Número de pás – 3;
- *Cut-in wind speed* (velocidade do vento de conexão) – 3 m/s;
- *Cut-out wind speed* (velocidade do vento de corte) – 15 m/s;
- *Survival Wind Speed* (velocidade do vento de sobrevivência) – 50 m/s;
- *Rated wind speed* (velocidade do vento nominal) – 12 m/s;
- Tipo de gerador – Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes Trifásico;
- Tensão de saída – 460 V CC.



Figura 2.16 – Microeólica *30kW Wind Turbine* [23].

Microeólica *UNITRON*

Atualmente, a empresa Indiana *UNITRON Energy Systems Pct. Ltd.*, produz 6 microeólicas de eixo horizontal, a *UE-42plus* de 5,1 kW, a *UE-42* de 4,2 kW, a *UE-33* de 3,3 kW, a *UE-15plus* de 1,8 kW, a *UE-15* de 1,5 kW e a *UE-6* de 650 W. As especificações da microeólica *UE-42plus* são [24]:

- Potência nominal – 5,1 kW;

- Tipo de eixo – Horizontal;
- Diâmetro do rotor – 5,24 m;
- Número de pás – 3;
- *Cut-in wind speed* (velocidade do vento de conexão) – 2,7 m/s;
- *Cut-out wind speed* (velocidade do vento de corte) – Não tem (a microeólica suporta velocidades do vento até ao valor da velocidade do vento de sobrevivência, sem se danificar);
- *Survival Wind Speed* (velocidade do vento de sobrevivência) – 55 m/s;
- *Rated wind speed* (velocidade do vento nominal) – 11 m/s;
- Tipo de gerador – Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes Trifásico;
- Tensão de saída – 48 V / 60 – 240 V / 380 – 440 V CA 50/60 Hz.



Figura 2.17 - Microeólica *UE-42plus* [24].

Microeólica *SilentWind*

A *SilentWind* é uma empresa Portuguesa e atualmente fabrica três microeólicas de eixo de horizontal, a *Windgenerator 12V*, a *Windgenerator 24V* e a *Windgenerator 48V*. Na Figura 2.18 apresenta-se a microeólica *Windgenerator 24V*.



Figura 2.18 – Microeólica *Windgenerator 24V* [25].

As especificações técnicas desta microeólica são [25]:

- Potência nominal – 450 W;
- Tipo de eixo – Horizontal;
- Diâmetro do rotor – 1,15 m;
- Número de pás – 3;
- *Cut-in wind speed* (velocidade do vento de conexão) – 2,2 m/s;
- *Cut-out wind speed* (velocidade do vento de corte) – Não tem (a microeólica suporta velocidades do vento até ao valor da velocidade do vento de sobrevivência, sem se danificar);
- *Survival Wind Speed* (velocidade do vento de sobrevivência) – 122 km/h;
- *Rated wind speed* (velocidade do vento nominal) – 14,5 m/s;
- Tipo de gerador – Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes Trifásico;
- Tensão de saída – 24 V CC

Microeólica *T.Urban*

A *T.Urban* é uma microeólica de eixo horizontal que foi desenvolvida pelo Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação (INETI). Na Figura 2.19 pode visualizar-se a microeólica *T.Urban H2.5* de eixo horizontal.



Figura 2.19 – Microeólica *T.Urban H2.5* [26].

De seguida são apresentadas as especificações técnicas desse modelo [26]:

- Potência nominal – 2,5 kW;
- Tipo de eixo – Horizontal;
- Diâmetro do rotor – 2,3 m;
- Número de pás – 3;
- *Cut-in wind speed* (velocidade do vento de conexão) – 3,5 m/s;

- *Cut-out wind speed* (velocidade do vento de corte) – 25 m/s;
- *Survival Wind Speed* (velocidade do vento de sobrevivência) – Não tem;
- *Rated wind speed* (velocidade do vento nominal) – 12,5 m/s;
- Tipo de gerador – Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes;
- Tensão de saída – 220/240 V CA 50 Hz.

Microeólica *Omniflow*

A *Omniflow* é uma empresa Portuguesa, sediada no Porto. Atualmente fabrica apenas uma microeólica de eixo vertical. As especificações desta microeólica são [27]:

- Potência nominal – 2 kW;
- Tipo de eixo – Vertical;
- Diâmetro do rotor – 1,75 m;
- Número de pás – 3;
- *Cut-in wind speed* (velocidade do vento de conexão) – 2,5 m/s;
- *Cut-out wind speed* (velocidade do vento de corte) – Não tem;
- *Survival Wind Speed* (velocidade do vento de sobrevivência) – Não tem;
- *Rated wind speed* (velocidade do vento nominal) – 14 m/s;
- Tipo de gerador – Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes;
- Tensão de saída – 48 V / 60 – 240 V / 380 – 440 V CA 50/60 Hz.



Figura 2.20 – Microeólica *Omniflow* [27].

2.9. Conclusão

Este capítulo descreve todos os componentes de uma turbina eólica, os tipos existentes e as suas diferentes aplicações. Conclui-se que na produção de energia elétrica a partir da energia do vento, são mais utilizadas as turbinas eólicas de eixo horizontal (HAWT), pois estas apresentam uma maior eficiência e têm acesso a ventos

de maior intensidade, devido à altura das suas torres. Relativamente às unidades eólicas de eixo vertical (VAWT) são apresentados quatro modelos, que são mais utilizadas em microeólicas, do que em grandes turbinas eólicas. No caso das suas aplicações, é de realçar os sistemas interligados à rede elétrica, devido aos incentivos criados por entidades governamentais, que torna uma aposta bastante apetecível. Não esquecendo as outras aplicações, pois são boas soluções para locais onde não há acesso à energia elétrica.

Relativamente ao estudo das microeólicas existentes no mercado, pode se concluir que existem diversos fabricantes, tanto de eixo horizontal, como também de eixo vertical. Sendo o Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes muito utilizado nas microeólicas, para a produção de energia elétrica, como se pode verificar nos exemplos apresentados. Conclui-se também, que diversas microeólicas não possuem sistemas de frenagem para velocidades de vento elevadas. Em vez disto, o fabricante indica a velocidade máxima do vento (velocidade do vento de sobrevivência) que a microeólica suporta sem se danificar.

CAPÍTULO 3

Sistemas para Otimização da Produção de Energia de Microeólicas Interligadas à Rede Elétrica

3.1. Introdução

Um sistema microeólico é normalmente constituído por um gerador elétrico e por conversores de eletrónica de potência. O gerador elétrico é o responsável por converter a energia do vento em energia elétrica. Os conversores de eletrónica de potência são os responsáveis por extrair a máxima energia do gerador e converter essa mesma energia para alimentar cargas ou injetar rede elétrica. Neste trabalho o objetivo do sistema microeólico é injetar energia na rede elétrica.

Inicialmente são descritos os vários tipos de geradores elétricos e as diferentes topologias utilizadas. Posteriormente são descritos os vários tipos de conversores de eletrónica de potência utilizados nas topologias e apresentadas algumas teorias de controlo de corrente para inversores. Depois é exibida a topologia escolhida para a realização deste trabalho, onde serão descritos com algum detalhe os conversores de eletrónica de potência utilizados na topologia escolhida e descritas as teorias de controlo implementadas.

3.2. Geradores Elétricos

Os geradores elétricos são os responsáveis por converter a energia mecânica rotacional do rotor, em energia elétrica. Atualmente, pode ser encontrado qualquer tipo de gerador trifásico numa turbina eólica [28], visto ser possível, através de conversores de eletrónica de potência adaptar a energia para injetar na rede elétrica, independentemente de o gerador fornecer corrente contínua (CC) ou corrente alternada (CA) de frequência variável.

Existem diversos geradores elétricos que são utilizados nas turbinas eólicas, onde alguns fornecem corrente contínua (CC) ou corrente alternada (CA), sendo que os geradores CA são os mais utilizados nas turbinas eólicas. Estes podem ser síncronos ou assíncronos e cada um tem dois tipos de geradores. Os dois tipos de geradores síncronos

são: o Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes (PMSG - *Permanent Magnet Synchronous Generator*) e o Gerador Síncrono de Rotor Bobinado (WRSG - *Wound Rotor Synchronous Generator*). Relativamente aos geradores assíncronos, os dois tipos são: o Gerador de Indução com Rotor em Gaiola de Esquilo (SCIG - *Squirrel Cage Induction Generator*) e o gerador de Indução com Rotor Bobinado (WRIG - *Wound Rotor Induction Generator*).

3.2.1. Gerador de Corrente Contínua (CC)

Os geradores de Corrente Contínua são utilizados há muitos anos em microeólicas, particularmente em locais sem acesso à energia elétrica, onde é necessário efetuar carregamento de baterias. No entanto estes geradores têm vindo a ser substituídos por geradores síncronos, devido ao custo elevado que apresentam, como também a necessidade de maior manutenção [11]. O gerador é constituído por um estator e por um rotor. No estator deste gerador é onde se encontram os pólos e ao torno destes estão os enrolamentos concentrados. Relativamente ao rotor, encontram-se condutores dispostos em ranhuras ao longo da superfície, que formam espiras. Estas são ligadas aos segmentos do anel comutador, que se encontra no eixo do rotor [29].

Para o seu funcionamento como gerador, é necessário aplicar uma tensão contínua nos enrolamentos do estator. Com isto, é produzido um campo magnético que atravessará o rotor [29].

Ao ser aplicado uma força mecânica no rotor do gerador, que provém, neste caso, da rotação da turbina eólica, este começa a girar. Com isto, os seus condutores passam a cortar, perpendicularmente, as linhas de campo magnético que são produzidas pelo estator, induzindo assim tensões alternada neles. A tensão que é induzida nos condutores do rotor é dada pela equação (3.1).

$$e = v B \ell \quad (3.1)$$

Através da equação (3.1) pode verificar-se, que a tensão induzida nos condutores (e) depende do seu comprimento (ℓ), da sua velocidade (v) e da densidade de fluxo de magnético produzido pelos enrolamentos do estator (B). Sendo que a velocidade dos condutores do rotor (v) depende da velocidade angular do rotor (ω) e do raio do rotor (r). Esta relação verifica-se na equação (3.2).

$$v = \omega r \quad (3.2)$$

A tensão induzida nos condutores do rotor é alternada e é necessário obter uma tensão contínua à saída. Para isso, é utilizado o anel comutador em conjunto com as escovas, que faz com que a tensão alternada dos condutores do rotor seja convertida em tensão contínua, desempenhando assim a função de um retificador mecânico [29].

3.2.2. Gerador Síncrono

Os geradores Síncronos têm grande aplicação nas microeólicas, juntamente com conversores de eletrônica de potência. Estes geradores podem funcionar a velocidades de rotação baixas, dependendo do número de pólos. Tendo em conta isto, os geradores síncronos podem ser usados em acionamentos diretos, sem qualquer caixa de velocidades para fazer a ligação com o rotor da turbina eólica, reduzindo assim o custo da produção da eólica. Outra vantagem é de não necessitar de qualquer fonte externa de energia reativa. Porém, estes são mais caros e de mais difícil construção, do que os geradores assíncronos de um tamanho semelhante [28].

3.2.2.1. Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes (PMSG - *Permanent Magnet Synchronous Generator*)

O uso de geradores Síncronos de Ímanes Permanentes tem vindo a aumentar gradualmente em todos os tamanhos de turbinas eólicas [13]. Uma vantagem deste tipo de gerador síncrono, que utiliza ímanes permanentes para gerar um campo magnético estacionário, é a propriedade de auto-excitação, ou seja, não necessitam de nenhuma fonte de excitação externa. Outra vantagem deste gerador é a elevada eficiência que apresenta relativamente aos outros geradores utilizados nas unidades eólicas. Porém este apresenta a desvantagem do custo da sua construção ser mais elevado, devido aos ímanes permanentes serem caros e difíceis de trabalhar durante a construção do gerador [28].

Num gerador de ímanes permanentes o rotor pode ser de dois tipos: pólos lisos ou pólos salientes. O rotor de pólos lisos é usado quando as velocidades de operação do gerador são elevadas, isto é, quando os números de pólos são pequenos [29]. Neste caso, a utilização deste gerador numa unidade eólica, requeria uma caixa de velocidades, para elevar a velocidade de rotação. No caso do rotor de pólos salientes, o gerador opera a velocidades de rotação normalmente baixas, devido ao elevado número de pólos, não necessitando assim de uma caixa de velocidades. Por isto, este tipo de gerador é o muito utilizado em microeólicas, tendo como exemplos os modelos das microeólicas apresentados anteriormente. A Enercon E-126 é um exemplo de uma

grande unidade eólica que é comercializada, com acionamento direto de um gerador Síncrono de Ímanes Permanentes [13], [30].

A utilização deste gerador acionado diretamente pelo rotor da unidade eólica, faz com que seja um sistema de velocidade variável, devido a não existir uma caixa de velocidades para manter a velocidade de rotação constante. Com isto, é necessária a utilização de circuitos de eletrónica de potência, para ajustar a tensão e a frequência que são produzidas pelo gerador, de modo a ser possível injetar a energia na rede elétrica.

3.2.2.2. Gerador Síncrono de Rotor Bobinado (WRSG - *Wound Rotor Synchronous Generator*)

O Gerador Síncrono de Rotor Bobinado é outro tipo de gerador síncrono que é utilizado em unidades eólicas. Neste gerador o rotor não contém ímanes permanentes, mas sim um enrolamento. O estator é normalmente constituído por três enrolamentos que se encontram desfasados 120° entre si.

O princípio de funcionamento deste gerador consiste na aplicação de uma corrente contínua no enrolamento do rotor, isto através das escovas e dos anéis coletores, que originam um campo magnético. Com o movimento do rotor do gerador, são induzidos nos enrolamentos do estator, tensões alternadas com uma determinada frequência proporcional à rotação do campo magnético. Tendo em conta isto, a equação (3.3) demonstra que variáveis influenciam a frequência (f) da tensão alternada que é gerada pelo gerador.

$$f = \frac{n p}{60} \quad (3.3)$$

Assim a frequência (f) depende da velocidade de rotação do rotor (n) e do seu número de par de pólos (p).

Este gerador pode ser aplicado em sistemas eólicos de velocidade variável ou em sistemas eólicos de velocidade constante. No caso de sistemas de velocidade constante é requerida uma caixa de velocidades, devido a ser necessário manter a velocidade de rotação praticamente constante e com um determinado valor, de modo que a tensão alternada produzida pelo gerador tenha a mesma frequência que a da rede elétrica. Este pode estar conectado diretamente com a rede elétrica, tendo a vantagem de não existir perdas por comutação. Relativamente aos sistemas de velocidade variável, o gerador encontra-se conectado à rede elétrica através de conversores de eletrónica de potência, que ajustam a tensão alternada produzida pelo gerador, com a frequência e amplitude da tensão da rede elétrica. Com isto, o gerador pode funcionar a diversas velocidades de

rotação, o que faz com que não seja necessário a utilização de uma caixa de velocidades, sendo esta uma das vantagens desta topologia. Em ambos os sistemas é necessário um conversor de eletrônica de potência para alimentar o enrolamento do rotor.

3.2.3. Gerador Assíncrono

Os geradores assíncronos também conhecidos como geradores de indução, são muito utilizados em grandes e médias turbinas eólicas. Isto devido às suas vantagens que são: a sua simples e robusta construção, o seu preço que pode ser relativamente baixo, caso este seja produzido em larga escala e também pode ser ligado e desligado da rede elétrica de uma forma relativamente simples [11], [28]. Porém, a desvantagem destes geradores é a necessidade de uma fonte externa de “energia reativa”. Pois este opera normalmente com um fator de potência indutivo [11]. Por estas razões, são frequentemente usados bancos de condensadores ligados diretamente ao gerador ou perto do ponto de ligação com a rede elétrica.

3.2.3.1. Gerador de Indução com Rotor em Gaiola de Esquilo (SCIG - *Squirrel Cage Induction Generator*)

Os geradores de Indução com Rotor em Gaiola de Esquilo têm sido a escolha predominante para as grandes unidades eólicas, que se encontram interligadas à rede elétrica [11], [28]. Isto deve-se à sua elevada eficiência, à sua simplicidade de construção e também por requerer pouca manutenção [28].

Estes geradores podem ser utilizados em sistemas de velocidade variável, embora neste caso não seja tão simples como é para os geradores síncronos pois este gerador necessita de uma fonte externa de energia reativa, o que requer a utilização de bancos de condensadores ou de conversores eletrônicos de potência para controlar o consumo dessa energia pelo gerador. Estes componentes são caros e introduzem perdas adicionais no sistema, no caso dos conversores eletrônicos. Porém, a principal vantagem da utilização deste gerador em sistemas de velocidade variável, está na redução de danos, causados por fadiga, no resto da turbina eólica [11].

Este gerador também pode ser utilizado em sistemas de velocidade aproximadamente constante, sendo que neste modo o gerador é ligado diretamente à rede elétrica. Para isso a velocidade de rotação do gerador deve ser constante, de modo que a tensão gerada por este tenha a mesma frequência que a da rede, não necessitando assim de conversores de eletrônica de potência para fazer a devida conexão.

3.2.3.2. Gerador de Indução com Rotor Bobinado (WRIG - *Wound Rotor Induction Generator*)

Os geradores de Indução com Rotor Bobinado não são tão utilizados nas unidades eólicas como o gerador anterior. Estes geradores têm enrolamentos no rotor semelhantes aos enrolamentos do estator e também possuem escovas e anéis [11]. Com isto, este gerador tem como desvantagens: serem mais caros e menos robustos, do que os geradores de Indução com Rotor em Gaiola de Esquilo, mas são mais baratos do que aos geradores síncronos [11].

Este gerador é utilizado em sistemas eólicos de velocidade variável, tendo duas topologias distintas na sua utilização. Numa das topologias o estator encontra-se ligado diretamente à rede elétrica e é utilizado um conjunto de resistências variáveis aplicadas no rotor, que com a variação das mesmas, permite ajustar a velocidade de rotação do gerador. A outra topologia utilizada é designada por gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG - *Doubly-Fed Induction Generator*), devido à energia poder ser retirada ou injetada no rotor. Nesta configuração o estator encontra-se ligado diretamente à rede elétrica, como na topologia anterior. O rotor também se encontra ligado à rede elétrica, mas através de um conversor de eletrónica de potência bidirecional, que controla a velocidade de rotação do gerador.

3.3. Topologias de Sistemas Microeólicos Interligados à Rede Elétrica

Existe diversas topologias que são utilizadas por microeólicas interligadas à rede elétrica, que diferem no tipo de gerador que é utilizado, nomeadamente gerador síncrono ou assíncrono e na utilização de conversores de eletrónica de potência, que especificam que tipo de ligação é feita com a rede elétrica. Os tipos de ligação com a rede elétrica são: Interligados diretamente ou Interligados Indiretamente.

Num sistema interligado diretamente à rede elétrica, também designado por sistema de velocidade constante, não são utilizados conversores de eletrónica de potência e por isso é necessário que a velocidade de rotação do gerador seja praticamente constante. Isto, de modo que a tensão alternada produzida pelo gerador tenha a mesma frequência que a tensão da rede elétrica, para que seja possível fazer a devida conexão. Para isto ser possível, é utilizada uma caixa de velocidades para ajustar a velocidade de rotação do rotor da turbina eólica, à velocidade de rotação especificada. Estes sistemas têm a desvantagem de a caixa de velocidades ser um componente de custo elevado, de requerer de uma frequente manutenção e de ser

pesada. Porém, estes sistemas não possuem perdas por comutação de semicondutores de potência.

Num sistema interligado indiretamente à rede elétrica, também designado por sistema de velocidade variável, são utilizados conversores de eletrónica de potência para fazer a devida conexão com a rede elétrica. Sendo estes constituídos por um conversor CA-CC, por um filtro capacitivo e por um conversor CC-CA. O conversor CA-CC tem a função de converter a corrente alternada (CA) produzida pelo gerador, em corrente contínua (CC). O filtro capacitivo é utilizado para diminuir a *ripple* da tensão de saída do conversor CA-CC. Relativamente ao conversor CC-CA, tem como função converter a corrente contínua (CC) à saída do filtro capacitivo, em corrente alternada (CA), com a mesma frequência e amplitude que a da rede elétrica. Neste tipo de sistemas não é requerida uma caixa de velocidades, sendo esta uma das suas vantagens. Porém, este sistema tem a desvantagens de ter perdas por comutação, devido à utilização de semicondutores de potência.

3.3.1. Topologia com Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes (PMSG)

Existe uma topologia com o gerador Síncrono de Ímanes Permanentes (PMSG), que não requer caixa de velocidades, mas sim de conversores de eletrónica de potência para fazer a devida conexão com a rede elétrica, como foi mencionado anteriormente. Na Figura 3.1 pode visualizar-se o sistema interligado indiretamente à rede elétrica.

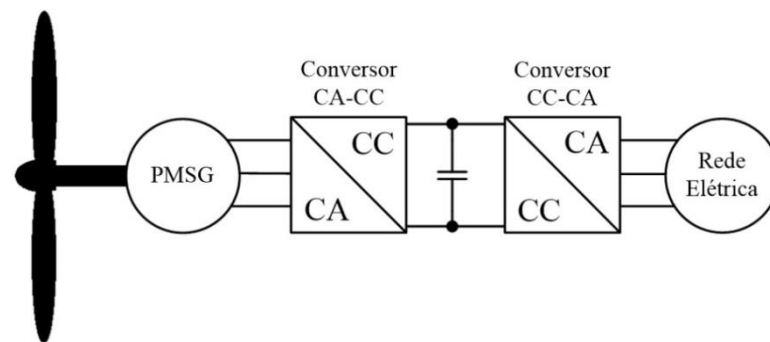


Figura 3.1 - Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes (PMSG) interligado à rede elétrica através de conversores de eletrónica de potência.

Existem diversos semicondutores de potência que podem ser utilizados nos conversores de eletrónica de potência. Na Figura 3.2 pode visualizar-se um exemplo da eletrónica de potência utilizada nesta topologia do gerador síncrono de ímanes permanentes. Este é constituído por um retificador trifásico e por um inversor trifásico, utilizando IGBTs.

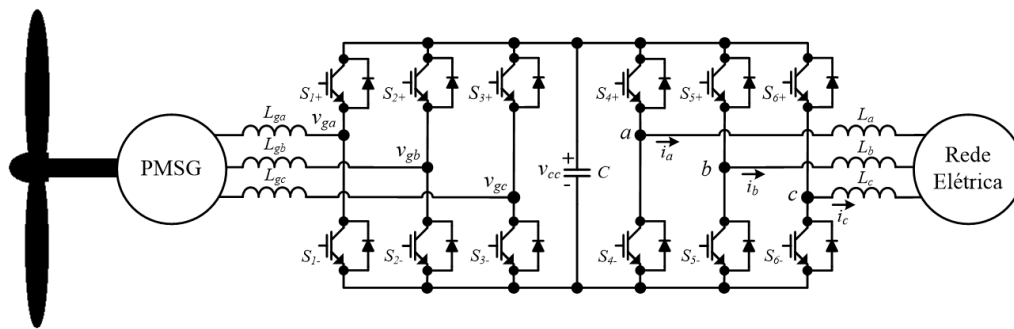


Figura 3.2 Exemplo de eletrônica de potência utilizada nesta topologia do gerador síncrono de ímanes permanentes.

3.3.2. Topologias com Gerador Síncrono de Rotor Bobinado (WRSG)

O gerador Síncrono de Rotor Bobinado (WRSG) é utilizado em três diferentes topologias. Tendo todos em comum, o conversor de eletrônica de potência que alimenta o enrolamento do rotor, com corrente contínua.

Numa das topologias, o gerador Síncrono de Rotor Bobinado (WRSG) é ligado diretamente à rede elétrica, como se pode verificar na Figura 3.3. Neste não são utilizados conversores de eletrônica de potência para fazer a conexão com a rede elétrica, sendo por isso necessário uma caixa de velocidades.

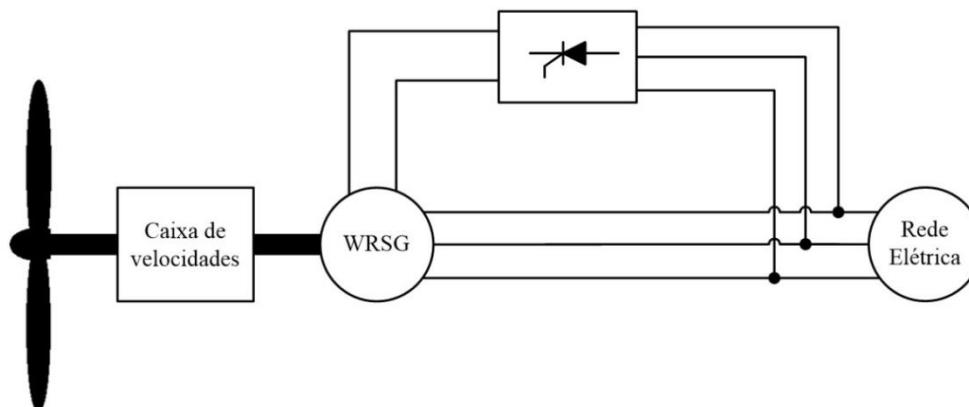


Figura 3.3 - Gerador Síncrono de Rotor Bobinado (WRSG) interligado diretamente à rede elétrica, com caixa de velocidades.

Na Figura 3.4 pode visualizar-se a topologia com o gerador Síncrono de Rotor Bobinado (WRSG), interligado à rede elétrica através de conversores de eletrônica de potência. Sendo que também utiliza uma caixa de velocidades para fazer a ligação do rotor da turbina eólica, com o gerador elétrico.

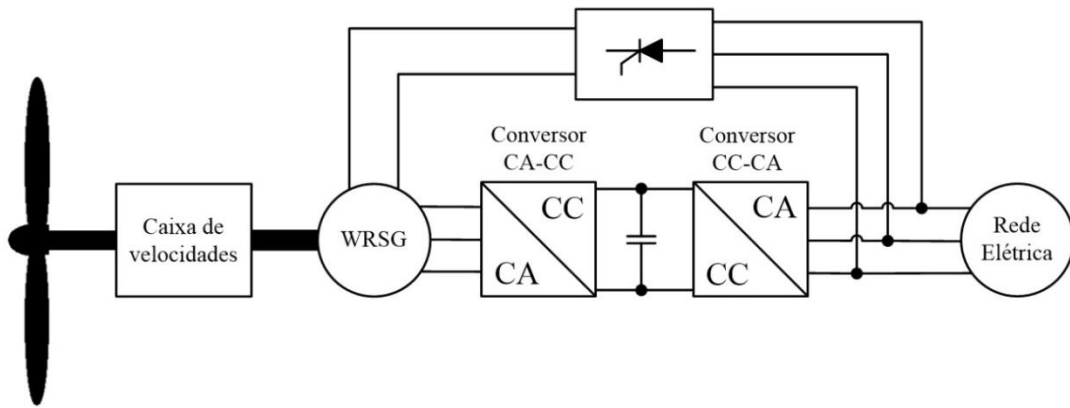


Figura 3.4 - Gerador Síncrono de Rotor Bobinado (WRSG) interligado à rede elétrica através de conversores de eletrônica de potência, com caixa de velocidades.

Na Figura 3.5 pode visualizar-se um exemplo de eletrônica de potência utilizada nesta topologia do gerador síncrono de rotor bobinado, com caixa de velocidades.

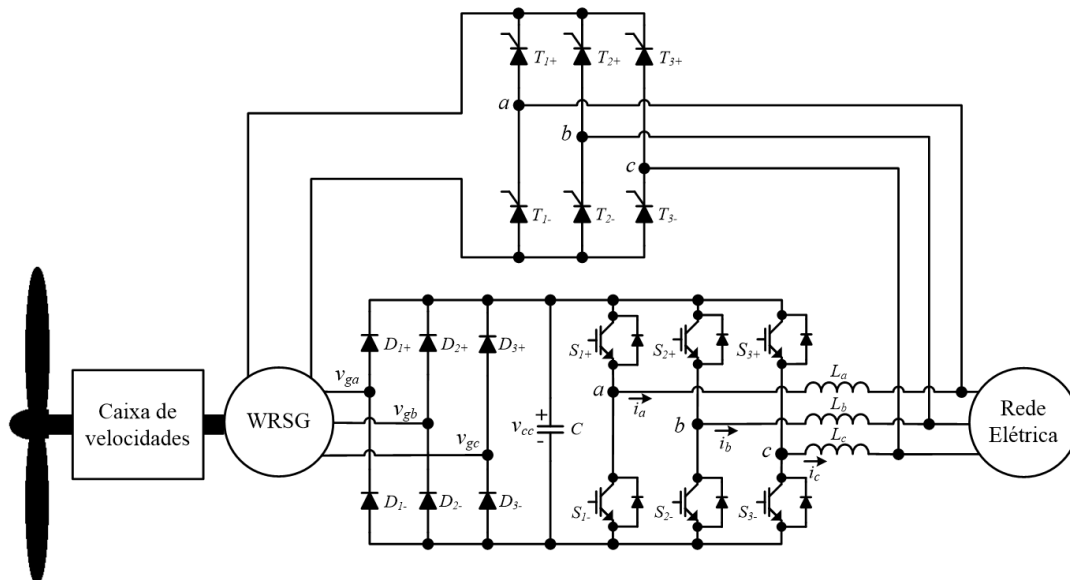


Figura 3.5 Exemplo de eletrônica de potência utilizada nesta topologia do Gerador Síncrono de Rotor Bobinado, com caixa de velocidades.

A terceira topologia com o gerador Síncrono de Rotor Bobinado (WRSG) é bastante semelhante com a topologia anterior, só que neste caso não é utilizado uma caixa de velocidades para fazer a devida ligação do rotor da turbina eólica, com o gerador elétrico. Na Figura 3.6 apresenta-se a topologia do gerador WRSG interligado à rede elétrica através de conversores de eletrônica de potência, sem caixa de velocidades.

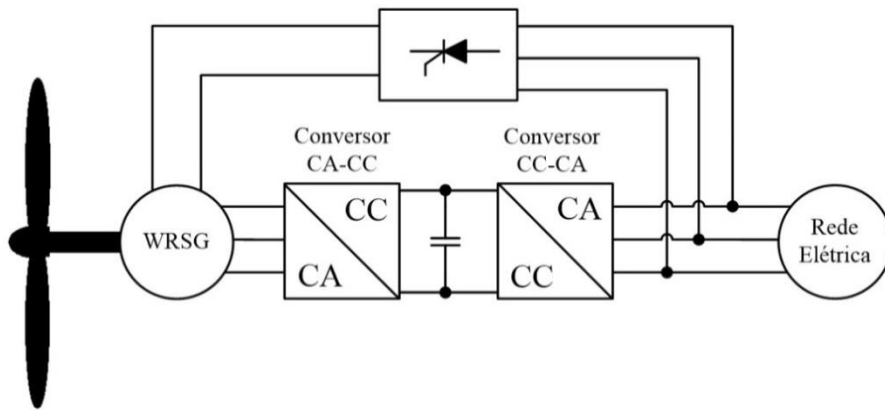


Figura 3.6 - Gerador Síncrono de Rotor Bobinado (WRSG) interligado à rede elétrica através de conversores de eletrônica de potência, sem caixa de velocidades.

Na Figura 3.7 apresenta-se um exemplo de eletrônica de potência utilizada nesta topologia do gerador síncrono de rotor bobinado, sem caixa de velocidades.

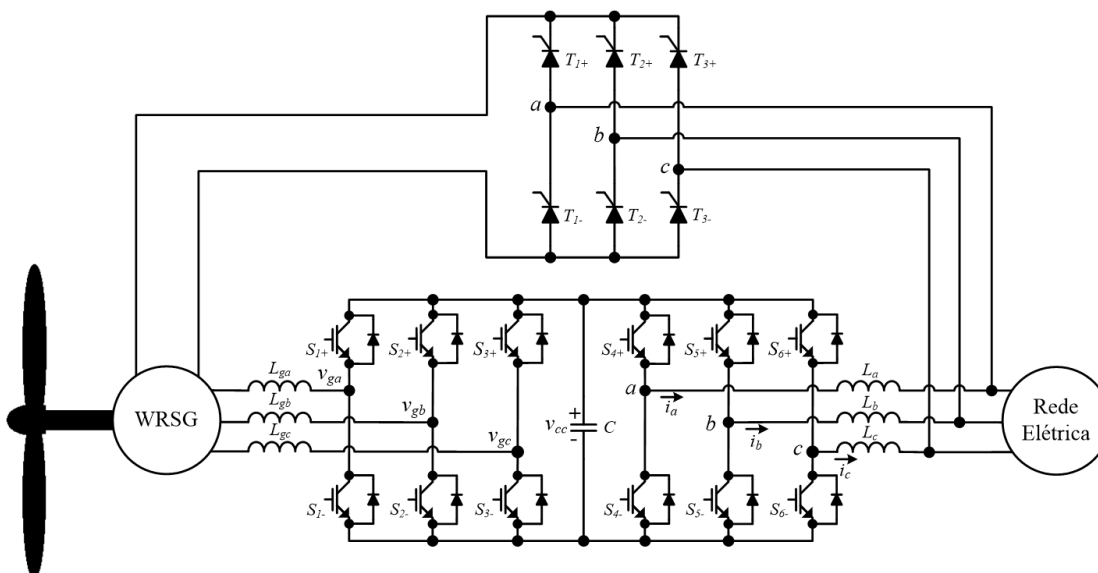


Figura 3.7 Exemplo de eletrônica de potência utilizada nesta topologia do Gerador Síncrono de Rotor Bobinado, sem caixa de velocidades.

3.3.3. Topologias com Gerador de Indução com Rotor em Gaiola de Esquilo (SCIG)

Existe duas topologias onde é utilizado o gerador de Indução com Rotor em Gaiola de Esquilo (SCIG).

Na Figura 3.8, está ilustrado uma das topologias que utiliza este gerador interligado diretamente à rede elétrica, não utilizando assim conversores de eletrônica de potência. Nesta topologia, é utilizada uma caixa de velocidades para manter a velocidade de rotação constante e um banco de condensadores, para produzir a energia reativa capacitiva de modo a compensar o fator de potência.

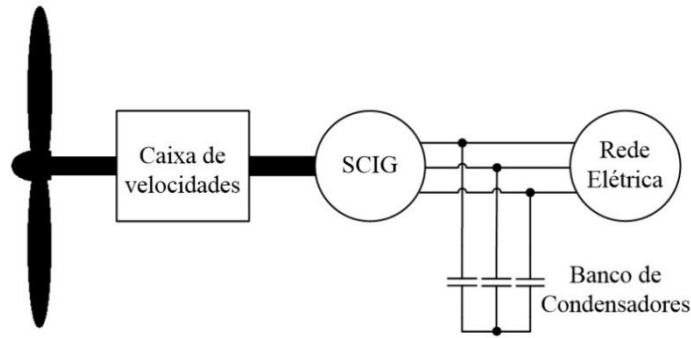


Figura 3.8 - Gerador de Indução com Rotor em Gaiola de Esquilo (SCIG) interligado diretamente à rede elétrica.

A segunda topologia que utiliza o gerador de Indução com Rotor em Gaiola de Esquilo (SCIG), está representada na Figura 3.9. Nesta topologia, o gerador encontra-se interligado indiretamente com a rede elétrica, ou seja, está interligado através de conversores de eletrónica de potência. Onde também é utilizada uma caixa de velocidades.

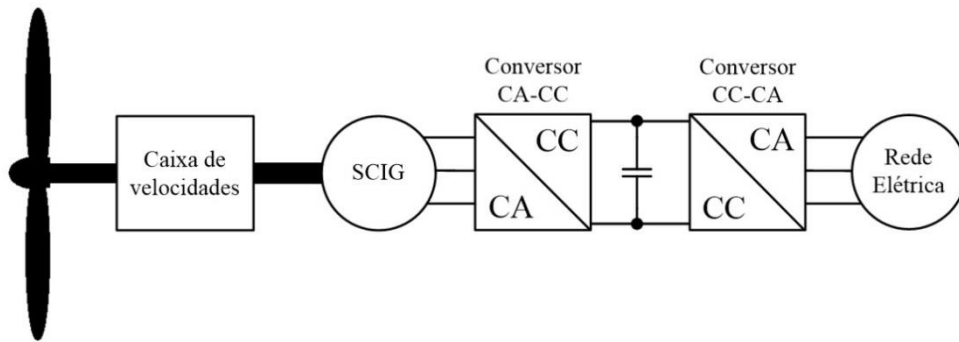


Figura 3.9 - Gerador de Indução com Rotor em Gaiola de Esquilo (SCIG) interligado à rede elétrica através de conversores de eletrónica de potência.

Na Figura 3.10 apresenta-se um exemplo de eletrónica de potência utilizada nesta topologia do gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo.

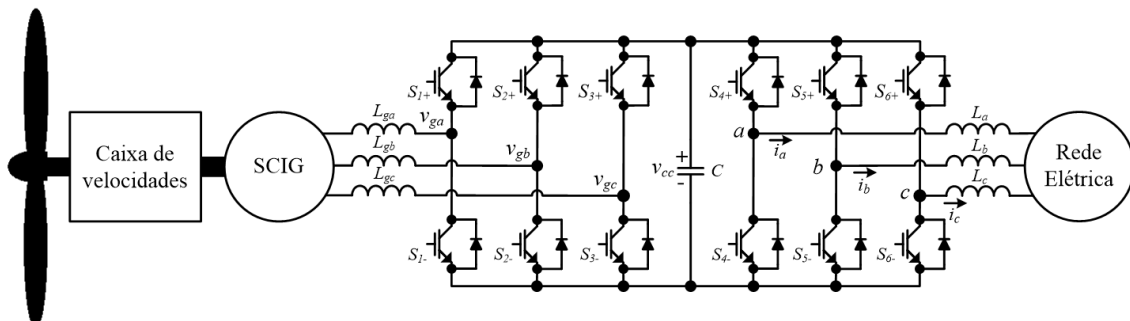


Figura 3.10 Exemplo de eletrónica de potência utilizada nesta topologia do Gerador de Indução com Rotor em Gaiola de Esquilo.

3.3.4. Topologias com Gerador de Indução com Rotor Bobinado (WRIG)

Este tipo de gerador assíncrono é utilizado em duas topologias bastante distintas. Numa das topologias, é um sistema eólico de velocidade constante e a outra topologia é um sistema eólico de velocidade variável.

O sistema eólico de velocidade constante pode visualizar-se na Figura 3.11, o gerador de Indução com Rotor Bobinado encontra-se interligado diretamente com a rede elétrica, não utilizando assim conversores de eletrónica de potência. Porém, é requerida uma caixa de velocidades, para manter a velocidade de rotação praticamente constante, um banco de condensadores, para compensar o fator de potência e um conjunto de resistências variáveis ligadas ao rotor, para ajustar a velocidade de rotação.

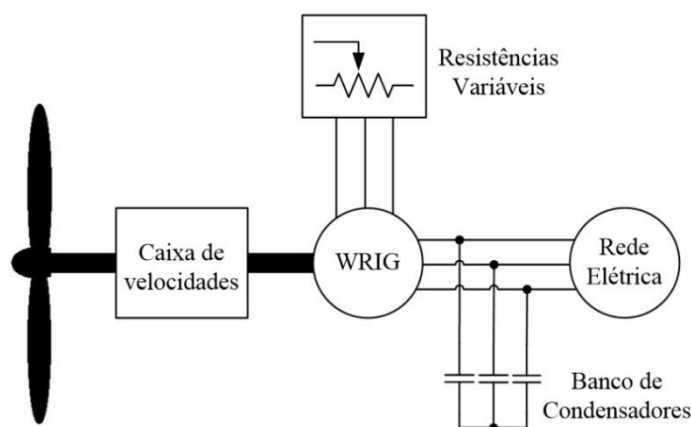


Figura 3.11 - Gerador de Indução com Rotor Bobinado (WRIG) interligado diretamente à rede elétrica.

No sistema de velocidade variável (Figura 3.12), o gerador de Indução de Rotor Bobinado (WRIG) é designado nesta topologia de gerador de Indução com dupla alimentação (DFIG). Isto devido, aos terminais do estator se encontrarem ligados diretamente à rede elétrica e os terminais do rotor se encontrarem ligados à rede elétrica através de conversores de eletrónica de potência.

Os conversores são os responsáveis para que a tensão produzida pelo gerador tenha a mesma frequência da rede elétrica. Para isso ser possível, o conversor CA-CC, que se encontra ligado aos terminais do rotor, controla a frequência e a amplitude da forma de onda da corrente no rotor. Relativamente ao conversor CC-CA, tem como função controlar a amplitude da tensão do barramento CC, onde se encontra o filtro capacitivo. Este conversor também controla a corrente injetada na rede elétrica. O conversor CC-CA contém um controlo de fase que permite assim impor o fator de potência [31].

Esta topologia tem a vantagem de que a energia que circula nos conversores de eletrónica de potência é inferior à potência nominal do gerador (cerca de 25%), e

consequentemente o seu preço de aquisição ser mais baixo e as perdas por comutação dos semicondutores menores, relativamente às outras topologias que utilizam eletrónica de potência para interligar à rede elétrica [32].

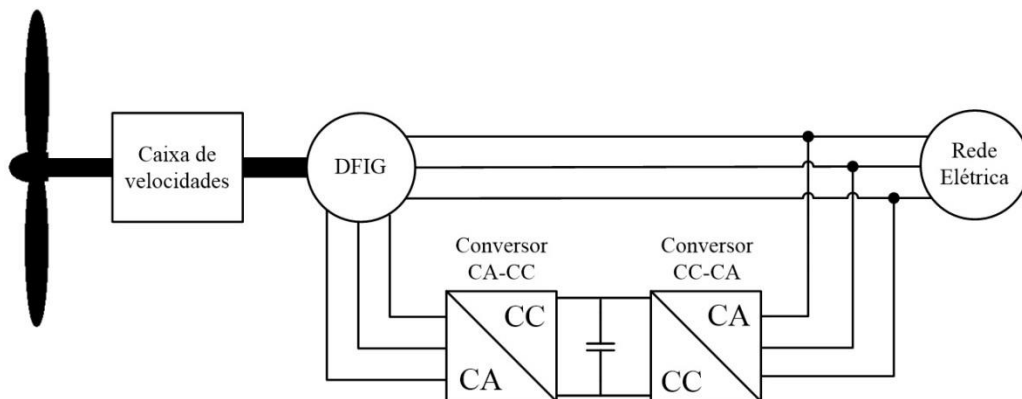


Figura 3.12 - Gerador de Indução com Dupla Alimentação (DFIG) interligado diretamente à rede elétrica e também através de conversores de eletrónica de potência.

Na Figura 3.13 pode-se visualizar um exemplo de eletrónica de potência utilizada nesta topologia do gerador de indução com dupla alimentação.

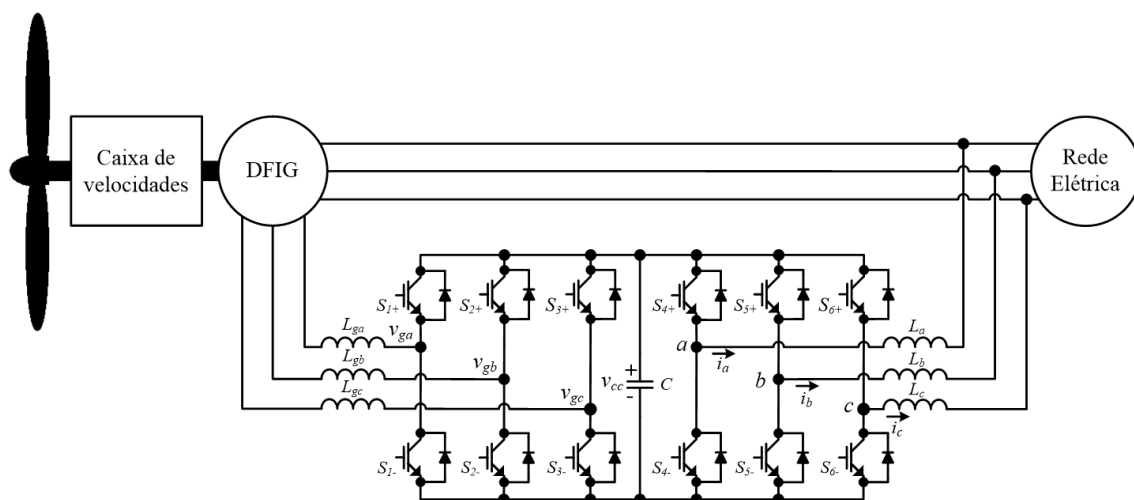


Figura 3.13 Exemplo de eletrónica de potência utilizada nesta topologia do Gerador de Indução com Dupla Alimentação.

3.4. Conversores de Eletrónica de Potência

Neste item são apresentados os vários tipos de conversores de eletrónica de potência que são utilizados nas topologias de sistemas microeólicos com interligação à rede elétrica.

3.4.1. Conversor CA-CC

O conversor CA-CC, também designado de Retificador, tem como função converter a corrente alternada (CA) em corrente contínua (CC). Este pode ser trifásico

ou monofásico, dependendo do tipo de gerador utilizado, sendo tipicamente trifásico. Também pode ser de onda completa ou de meia onda, sendo o retificador de onda completa o mais utilizado, devido à forma de onda da tensão de saída deter de uma menor ondulação (*ripple*), relativamente a um retificador de meia onda. O retificador pode ainda ser totalmente controlado, semi-controlado ou não controlado, dependendo do tipo de semicondutor de potência que é utilizado.

No retificador não controlado é geralmente constituído por díodos, e como o nome indica, estes não necessitam de nenhum sistema de controlo para começarem a conduzir, sendo esta uma das vantagens. Outras vantagens deste tipo são: o seu baixo custo, as poucas perdas que apresenta e ser simples de desenvolver. Porém, este semicondutor é unidirecional, ou seja, a energia circula num único sentido, que no caso de geradores de indução, onde é requerido um controlo da potência reativa consumida, seria necessário a utilização em conjunto com um inversor. Isto não se verifica com o gerador síncrono, pois não necessita de nenhuma fonte externa de potência reativa, bastando assim o uso de um retificador.

Num retificador totalmente controlado são geralmente utilizados tirístores, que permitem controlar a tensão à sua saída. Para isso é necessário um sistema de controlo, para controlar o ângulo de disparo (α) do tiristor.

3.4.2. Conversor CC-CC

O conversor CC-CC tem como função ajustar o valor da tensão de saída. Esta tensão de saída pode ser superior ou inferior à tensão de entrada, dependendo do tipo de conversor utilizado. Os tipos de conversores CC-CC existentes são: abaixadores de tensão, elevadores de tensão e abaixadores e elevadores de tensão.

Na Figura 3.14 apresenta-se o esquema elétrico do conversor *step-down* (*buck*). Este conversor é do tipo abaixador de tensão, ou seja, a tensão de saída pode ser igual ou inferior à tensão de entrada.

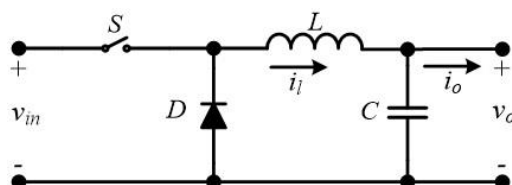


Figura 3.14 – Conversor *Step-Down* (*Buck*).

Na Figura 3.15 apresenta-se o esquema elétrico do conversor *step-up (boost)*. Este conversor é do tipo elevador de tensão, ou seja, permite manter ou elevar a tensão de saída, para uma dada tensão de entrada.

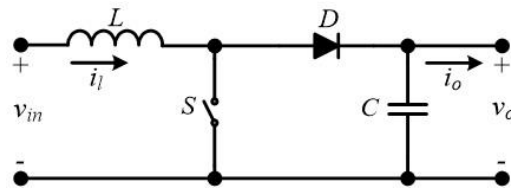


Figura 3.15 - Conversor *Step-up (Boost)*.

A Figura 3.16 apresenta o esquema elétrico do conversor *step-up-down (buck-boost)*. Este conversor contém as duas funcionalidades dos dois conversores anteriores, ou seja, este permite ter uma tensão de saída inferior, igual ou superior à tensão de entrada e inverte a polaridade da tensão.

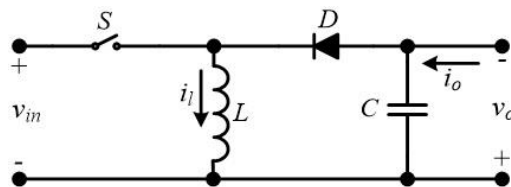


Figura 3.16 – Conversor *Step-up-Down (Buck-Boost)*.

Os conversores CC-CC têm diversas aplicações, nomeadamente em UPS, em fontes de alimentação de corrente contínua, em sistemas fotovoltaicos, em sistemas microeólicos e etc.

3.4.3. Conversor CC-CA

O conversor CC-CA, também designado por Inversor, é o oposto de um retificador, pois este converte a corrente contínua do barramento CC, em corrente alternada, de modo a ser injetada na rede elétrica. Para isso ser possível, é necessário controlar a amplitude, a frequência e a fase da forma de onda da corrente à saída do inversor. Isto é possível através do controlo da comutação dos semicondutores de potência, que são utilizados no conversor CC-CA. Atualmente os semicondutores mais utilizados num inversor são: os IGBTs e os MOSFETs.

Existem diversas topologias de conversores CC-CA que podem ser utilizados para fazer a conexão com a rede elétrica. Essas topologias podem ser classificadas como inversores do tipo VSI (*Voltage Source Inverter*) ou inversores do tipo CSI (*Current Source Inverter*).

Os inversores VSI são o tipo mais utilizado, devido a se comportarem como fontes de tensão, o que é normalmente exigido em muitas aplicações industriais. Estes podem ser monofásicos ou trifásicos. Um inversor monofásico é utilizado em aplicações de baixa potência, sendo que nas aplicações de média e alta potência são utilizados inversores trifásicos. Estes normalmente possuem no barramento de corrente contínua, armazenadores de energia do tipo capacitivo (condensador) em paralelo com a fonte de tensão contínua.

No Inversor VSI monofásico existe dois tipos de topologias: o de meia ponte (*Half-Bridge*) e o de ponte completa (*Full-Bridge*).

Os inversores do tipo CSI comportam-se como fontes de corrente, ou seja, são controladas as formas de onda das correntes de saída. Estes não são tão utilizados como os do tipo VSI, apesar de serem largamente utilizados em aplicações de média tensão, onde é requerida uma alta qualidade na forma de onda da tensão [33].

3.4.3.1. Inversor Monofásico de Meia Ponte (*Half-Bridge*)

Na Figura 3.17 pode visualizar-se o esquema elétrico de um inversor monofásico de meia ponte a IGBTs. Este é constituído por dois semicondutores de potência (IGBT) e por dois armazenadores de energia do tipo capacitivo (Condensador).

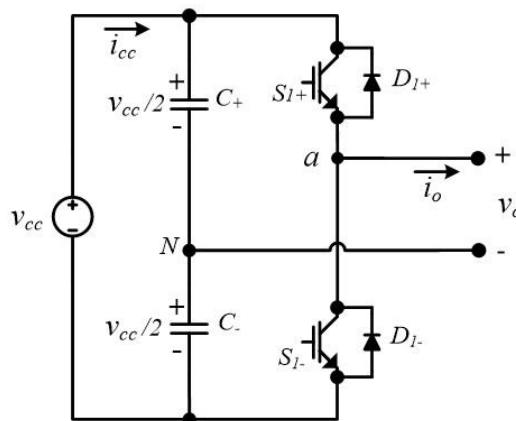


Figura 3.17 - Inversor Monofásico de Meia Ponte (*Half-Bridge*).

Os dois condensadores são necessários para proporcionarem um ponto neutro, de modo que a tensão nos seus terminais seja metade da tensão do barramento CC. Como se pode verificar na Figura 3.17, o inversor contém um braço de semicondutores (S_{1+} e S_{1-}), sendo que os dois não podem estar ligados no mesmo instante, pois isso origina um curto-circuito no barramento CC.

Na Tabela 3.1 estão representados os três estados possíveis de um inversor monofásico de meia ponte, e pode verificar-se que a tensão de saída é indefinida no

estado 3, o que não acontece com os outros. Para evitar isto e o curto-circuito no barramento CC, a técnica de modulação utilizada, não pode permitir que os dois semicondutores estejam a conduzir ao mesmo tempo e também garantir em cada instante de tempo, que um dos semicondutores está ligado.

Tabela 3.1 – Representação dos estados do Inversor Monofásico de Meia Ponte.

<i>Estado</i>	S_{I+}	S_{I-}	v_o
1	ON	OFF	$v_{cc}/2$
2	OFF	ON	$-v_{cc}/2$
3	OFF	OFF	$-v_{cc}/2$ ou $v_{cc}/2$

3.4.3.2. Inversor Monofásico de Ponte Completa (*Full-Bridge*)

O Inversor Monofásico de Ponta Completa é bastante semelhante com o de Meia Ponte. No entanto, neste caso é utilizado mais um braço, com 2 semicondutores de potência. A Figura 3.18 apresenta o esquema elétrico do Inversor Monofásico de Ponte Completa (*Full-Bridge*).

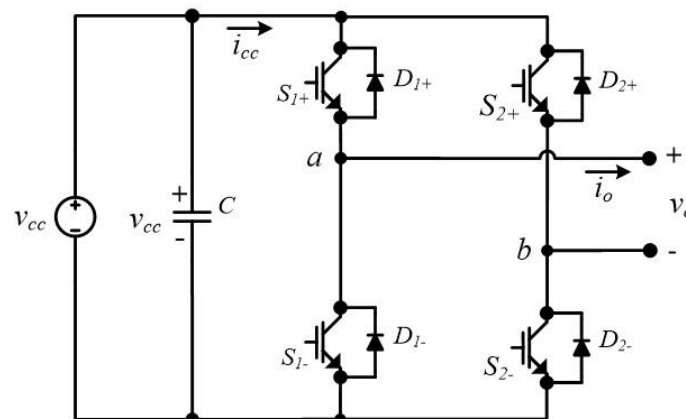


Figura 3.18 - Inversor Monofásico de Ponte Completa (*Full-Bridge*).

Como esperado, neste inversor também os semicondutores do mesmo braço não podem estar simultaneamente ligados (S_{I+} e S_{I-} ou S_{2+} e S_{2-}). Na Tabela 3.2 podem visualizar-se os estados possíveis do inversor de ponte completa. Existem cinco estados possíveis, sendo que o estado 5 é o único onde a tensão de saída é indefinida. Por isso, a técnica de modulação utilizada, não deve em qualquer instante ter todos os semicondutores desligados. Pode-se observar também na Tabela 3.2, que a tensão de saída (v_o) pode ter o mesmo valor que a tensão de entrada (v_{cc}), o que não acontece para o inversor de meia ponte.

Tabela 3.2 - Representação dos estados do Inversor Monofásico de Ponte Completa.

<i>Estado</i>	S_{1+}	S_{1-}	S_{2+}	S_{2-}	v_o
1	ON	OFF	OFF	ON	v_{cc}
2	OFF	ON	ON	OFF	$-v_{cc}$
3	ON	OFF	ON	OFF	0
4	OFF	ON	OFF	ON	0
5	OFF	OFF	OFF	OFF	$-v_{cc}$ ou v_{cc}

Existem porém várias técnicas de modulação que têm sido desenvolvidas para o controlo deste tipo de inversores. Nomeadamente as técnicas de controlo: PWM Unipolar e PWM Bipolar.

3.4.3.3. Inversor Trifásico

O Inversor Trifásico contém 3 braços, mais um que o inversor monofásico de ponte completa. Esta topologia tem como saída as três fases *a*, *b* e *c*, não contendo o neutro como nas topologias anteriores.

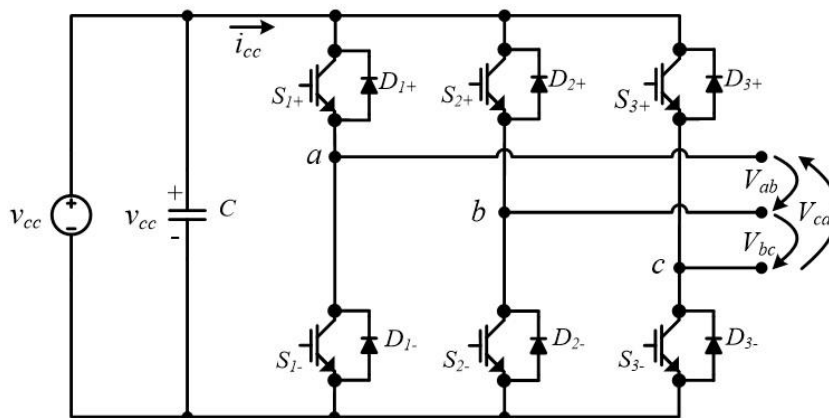


Figura 3.19 - Inversor VSI trifásico.

Neste inversor também os semicondutores do mesmo braço não podem estar simultaneamente ligados (S_{1+} e S_{1-} ou S_{2+} e S_{2-} ou S_{3+} e S_{3-}). Na Tabela 3.3 são apresentados os 9 estados permitidos por um inversor VSI trifásico.

Tabela 3.3 - Representação dos estados do Inversor Trifásico do tipo VSI.

<i>Estado</i>	S_{1+}	S_{1-}	S_{2+}	S_{2-}	S_{3+}	S_{3-}	V_{ab}	V_{bc}	V_{ca}
1	ON	OFF	OFF	ON	OFF	ON	v_{cc}	0	$-v_{cc}$
2	ON	OFF	ON	OFF	OFF	ON	0	v_{cc}	$-v_{cc}$
3	OFF	ON	ON	OFF	OFF	ON	$-v_{cc}$	v_{cc}	0
4	OFF	ON	ON	OFF	ON	OFF	$-v_{cc}$	0	v_{cc}
5	OFF	ON	OFF	ON	ON	OFF	0	$-v_{cc}$	v_{cc}
6	ON	OFF	OFF	ON	ON	OFF	v_{cc}	$-v_{cc}$	0
7	ON	OFF	ON	OFF	ON	OFF	0	0	0
8	OFF	ON	OFF	ON	OFF	ON	0	0	0

3.4.3.4. Inversores Fonte de Corrente (CSI - *Current Source Inverter*)

Os Inversores Fonte de Corrente podem ser monofásicos ou trifásicos e ambos têm um princípio de funcionamento similar. Porém o Inversor Fonte de Corrente Trifásico é o que tem maior aplicação prática e usualmente em aplicações industriais de média tensão [33]. Estes normalmente possuem no barramento CC, armazenadores de energia do tipo indutivo (bobina) em série com a fonte de corrente contínua. O inversor CSI tem a desvantagem de o elemento armazenador de energia utilizado ser pesado e apresentar um custo elevado, relativamente ao condensador utilizado no inversor do tipo VSI. Na Figura 3.20 pode visualizar-se o esquema elétrico do inversor fonte de corrente trifásico a IGBTs.

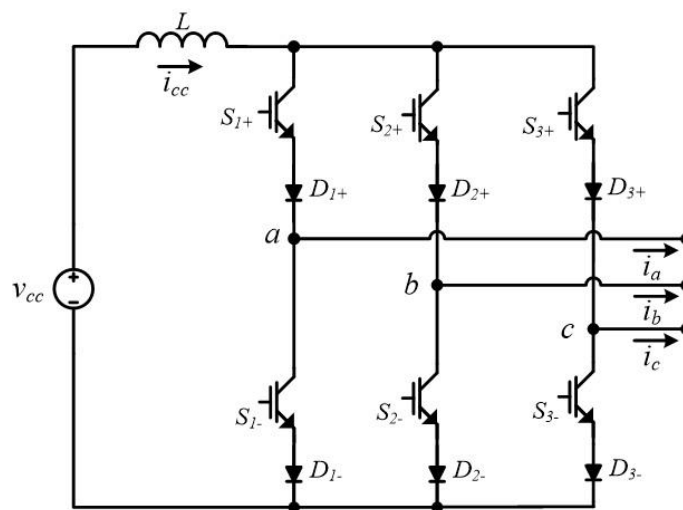


Figura 3.20 - Inversor trifásico do tipo CSI.

Os semicondutores utilizados nesta topologia devem permitir a circulação da corrente num único sentido e serem capazes de suportar tensões reversas. Devido a isto, são utilizados díodos em série com os semicondutores de potência, em vez de em paralelo, como acontece nos Inversores VSI.

O barramento CC deste inversor é do tipo fonte de corrente, e portanto a corrente não pode ser interrompida. Por isso, um semicondutor da parte superior (S_{1+} , S_{2+} ou S_{3+}) e um semicondutor da parte inferior (S_{1-} , S_{2-} ou S_{3-}), devem encontrar-se fechados em qualquer instante do tempo, de modo a permitir a circulação da corrente. Tendo em conta isto, foram especialmente desenvolvidas técnicas de modulação para inversores CSI [34].

Na Tabela 3.4 são apresentados os 9 estados permitidos por um inversor trifásico do tipo CSI.

Tabela 3.4 - Representação dos estados do Inversor Trifásico do tipo CSI.

<i>Estado</i>	S_{1+}	S_{1-}	S_{2+}	S_{2-}	S_{3+}	S_{3-}	i_a	i_b	i_c
1	ON	OFF	OFF	OFF	OFF	ON	i_{cc}	0	$-i_{cc}$
2	OFF	OFF	ON	OFF	OFF	ON	0	i_{cc}	$-i_{cc}$
3	OFF	ON	ON	OFF	OFF	OFF	$-i_{cc}$	i_{cc}	0
4	OFF	ON	OFF	OFF	ON	OFF	$-i_{cc}$	0	i_{cc}
5	OFF	OFF	OFF	ON	ON	OFF	0	$-i_{cc}$	i_{cc}
6	ON	OFF	OFF	ON	OFF	OFF	i_{cc}	$-i_{cc}$	0
7	ON	ON	OFF	OFF	OFF	OFF	0	0	0
8	OFF	OFF	ON	ON	OFF	OFF	0	0	0
9	OFF	OFF	OFF	OFF	ON	ON	0	0	0

3.5. Técnicas de controlo de corrente para Inversores VSI

Neste item são apresentadas algumas das técnicas de controlo de corrente para inversores trifásicos do tipo fonte de tensão. Estas técnicas são utilizadas com o intuito de controlar a corrente que é sintetizada pelo inversor. No caso deste trabalho, pretende-se que a corrente sintetizada pelo inversor trifásico se encontre em fase com as tensões da rede elétrica, como também deve apresentar a menor distorção harmónica possível.

Quando são utilizadas técnicas de controlo de corrente em inversores do tipo VSI é usual a utilização de bobinas em cada uma das saídas do inversor, de forma a converter as tensões produzidas em variações de corrente.

3.5.1. Frequência de Comutação Variável

Algumas técnicas de controlo utilizadas nos inversores apresentam uma frequência de comutação variável, tornando assim difícil o dimensionamento de filtros passivos, de forma a atenuar o ruído nas correntes sintetizadas pelo inversor, provocadas pela comutação dos semicondutores de potência. Esta apresenta-se como a grande desvantagem destas técnicas de controlo de corrente.

3.5.1.1. Histerese

No controlo de corrente por histerese é determinada a diferença entre a corrente de referência e a corrente de saída do inversor e verificada se a margem de histerese positiva ou negativa foi ultrapassada. Quando a diferença entre a corrente de referência e a corrente de saída do inversor for superior à margem positiva de histerese, é aberto o semicondutor superior do braço e fechado o semicondutor inferior. Caso a diferença

entre as correntes for inferior à margem negativa de histerese, o semiconductor superior do braço é fechado e o semiconductor inferior é aberto.

A Figura 3.21 apresenta o diagrama de blocos da técnica de controlo de corrente por histerese para um braço. Verifica-se que o sinal de saída do comparador com histerese é aplicado diretamente na *gate* do semiconductor superior do braço, enquanto o sinal de *gate* do semiconductor inferior é o sinal de comparação negado. O controlo de corrente por histerese é amplamente utilizado em inversores VSI interligados à rede elétrica, devido a ter uma resposta dinâmica muito rápida, ser de simples implementação e ser robusto [35].

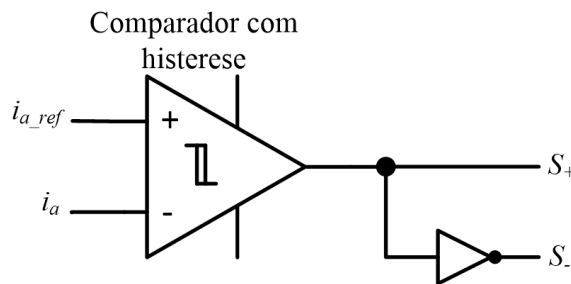


Figura 3.21 - Diagrama de blocos da técnica de controlo de corrente por histerese.

3.5.1.2. Amostragem Periódica (*Periodic Sampling*)

A amostragem periódica (*periodic sampling*) consiste na comparação direta entre a corrente de referência (i_{a_ref}) e a corrente sintetizada pelo inversor trifásico numa das fases (i_a). Quando a corrente de referência é superior à corrente sintetizada é fechado o semiconductor superior do braço e aberto o semiconductor inferior. Caso a corrente sintetizada for superior à corrente de referência é aberto o semiconductor superior e fechado o semiconductor inferior. Isto é realizado para cada um dos braços do inversor trifásico. A Figura 3.22 apresenta o diagrama de blocos da técnica de controlo de corrente por *periodic sampling*, para um braço de IGBTs.

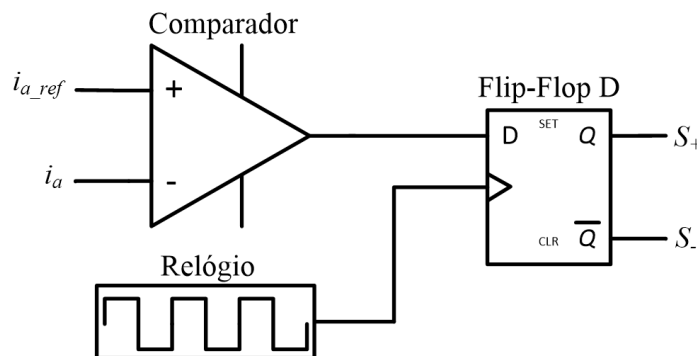


Figura 3.22 - Diagrama de blocos da técnica de controlo de corrente por amostragem periódica.

Como se pode verificar na Figura 3.22, o sinal de saída do comparador não é aplicado diretamente na *gate* dos semicondutores de potência, mas sim através de um flip-flop do tipo D. Este recebe o sinal de saída do comparador e coloca este sinal na saída, a cada impulso de relógio. Através do sinal de relógio é possível limitar a frequência máxima de comutação dos semicondutores de potência.

Esta técnica de controlo tem a vantagem de ser robusta e de fácil implementação. Porém apresenta uma frequência de comutação que não é constante, devido às variações no sinal de saída de comparador.

3.5.2. Frequência de Comutação Fixa

Nas técnicas de controlo de corrente com uma frequência de comutação fixa, não existe o problema de dimensionar os filtros passivos, de forma a atenuar o ruído nas correntes de saída do inversor. Estes controlos de corrente utilizam técnicas de modulação para comandar os semicondutores de potência do inversor. A técnica de modulação PWM (*Pulse-Width Modulation*) é uma das técnicas utilizadas, onde a frequência do sinal da portadora define a que frequência comutam os semicondutores de potência.

Técnica de modulação PWM

A técnica de modulação PWM (*Pulse-Width Modulation*), também denominada como Modulação por Largura de Impulso, é a responsável por comutar o semicondutor de potência, com um determinado tempo ligado e desligado. Estes tempos são determinados pela frequência do sinal da portadora. O sinal da portadora pode ser do tipo dente serra ou triangular.

A Figura 3.23 apresenta o diagrama de blocos da técnica de modulação PWM.

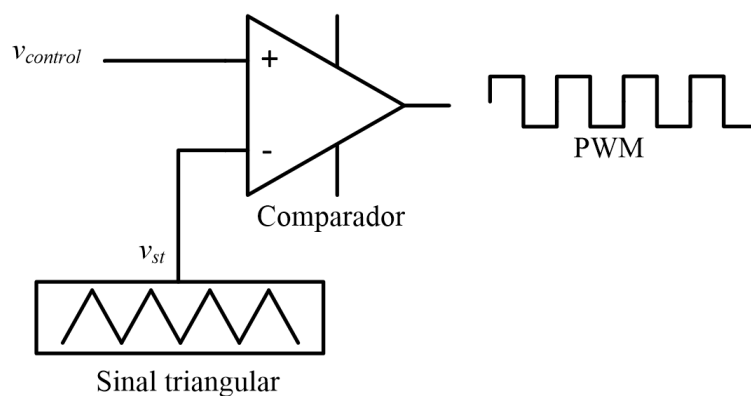


Figura 3.23 - Diagrama de blocos da técnica de modulação PWM.

A variável $v_{control}$ é comparada com um sinal triangular (v_{st}) de frequência (f_s) e amplitude fixa.

A Figura 3.24 apresenta a comparação do sinal de controlo ($v_{control}$) com o sinal triangular (v_{st}) e o sinal PWM resultante. Através desta figura, verifica-se que enquanto o valor de controlo for maior que o sinal comparação, o semiconductor de potência encontra-se ligado (t_{on}). Quando $v_{control}$ é inferior a v_{st} o semiconductor encontra-se desligado (t_{off}). Através da Figura 3.24, conclui-se que quanto maior for o valor de controlo maior será o tempo em que o semiconductor de potência se encontra ligado e vice-versa.

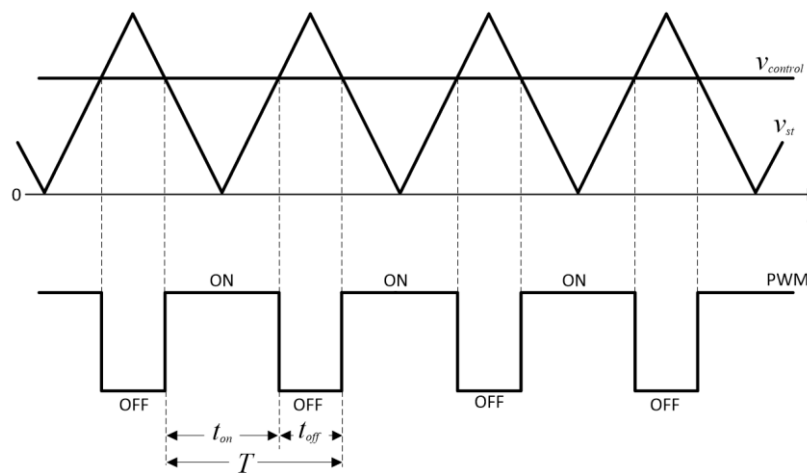


Figura 3.24 – Comparação dos sinais $v_{control}$ e v_{st} e o sinal PWM resultante.

3.5.2.1. PI Estacionário com técnica de modulação SPWM

Esta técnica utiliza um controlo de corrente por PI Estacionário, onde são comparadas diretamente por um bloco somador, as correntes de referência e as correntes sintetizadas pelo inversor trifásico. O erro resultante de cada fase é a entrada do controlador PI (um por cada fase), responsável por produzir a respetiva tensão de referência. Estas tensões são utilizadas para comandar os semicondutores de potência do inversor trifásico, através da técnica de modulação SPWM (*Sinusoidal Pulse Width Modulation*). Esta técnica apresenta um princípio de funcionamento semelhante à técnica de modulação de PWM, porém nesta técnica o sinal da portadora (triangular) é comparado com uma senoide, que é o sinal de saída do controlador PI. Na Figura 3.25 apresenta-se o diagrama de blocos do controlo de corrente por PI Estacionário com técnica de modulação SPWM.

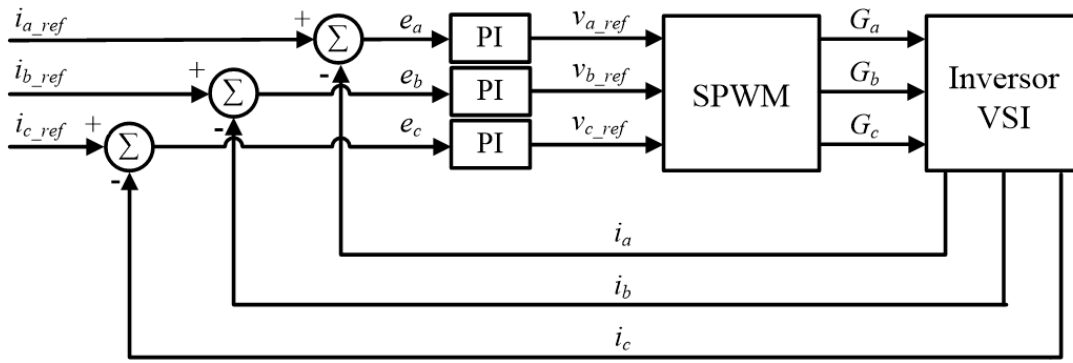


Figura 3.25 - Diagrama de blocos do controle de corrente por PI Estacionário com técnica de modulação SPWM.

Nesta técnica os controladores PI são utilizados para seguir uma corrente de referência com uma forma de onda sinusoidal, o que dificulta ao controlador seguir essa referência, originando num atraso entre a corrente sintetizada pelo inversor e a corrente de referência. Este atraso pode ser diminuído ou aumentado através da manipulação dos ganhos do controlador, porém este atraso não é possível ser eliminado completamente [36].

3.5.2.2. PI Síncrono com técnica de modulação SPWM

Esta técnica utiliza um controle de corrente por PI no referencial síncrono ($d-q$), sendo necessária a conversão das correntes de saída do inversor para esse mesmo referencial. As correntes de referência também se devem encontrar no referencial síncrono, de forma a comparar com as correntes de saída do inversor.

Na Figura 3.26 apresenta-se o diagrama de blocos do controle de corrente por PI Síncrono com técnica de modulação SPWM.

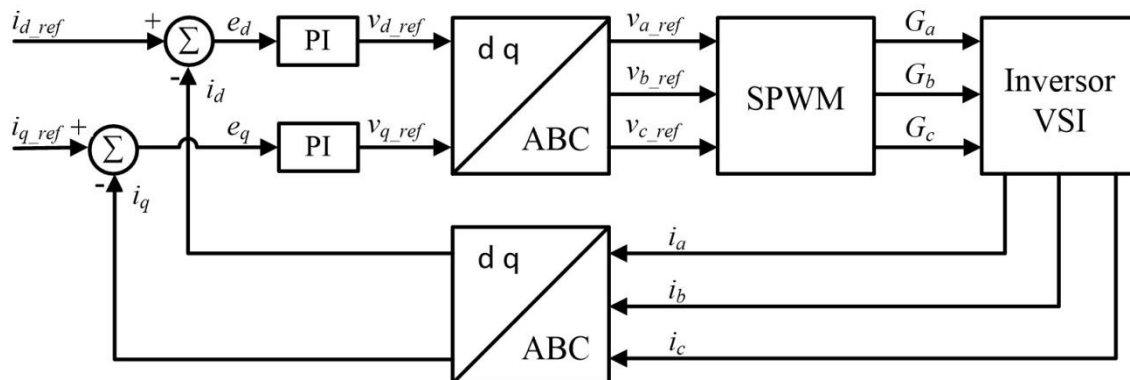


Figura 3.26 - Diagrama de blocos do controle de corrente por PI Síncrono com técnica de modulação SPWM.

Nesta técnica são utilizados dois controladores PI, para obter as tensões de referência no referencial síncrono (v_{d_ref} e v_{q_ref}). Após isto, é realizada a transformação do referencial dq para o referencial abc e são obtidas as tensões de referência (v_{a_ref} ,

v_{b_ref} e v_{c_ref}) que cada um dos braços do inversor trifásico deve sintetizar, de forma à sua saída obter-se as correntes pretendidas. Os sinais de comando de *gate* dos IGBTs do inversor trifásico são obtidos pela técnica de modulação SPWM (*Sinusoidal Pulse Width Modulation*).

A vantagem desta técnica de controlo relativamente ao PI estacionário é que a corrente sintetizada pelo inversor trifásico acompanha a corrente de referência, não apresentando qualquer atraso, devido aos controladores PI serem utilizados para seguir uma referência constante [37].

3.6. Topologia Proposta para a Otimização da Produção de Energia Elétrica da Microeólica Interligada à Rede Elétrica

A topologia desenvolvida, como se pode verificar na Figura 3.27, apresenta diferenças relativamente à topologia do Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes (PMSG), apresentada anteriormente. Pois nesta topologia, é utilizado um retificador trifásico de onda completa não controlado e um conversor *step-up*, em vez do retificador trifásico controlado.

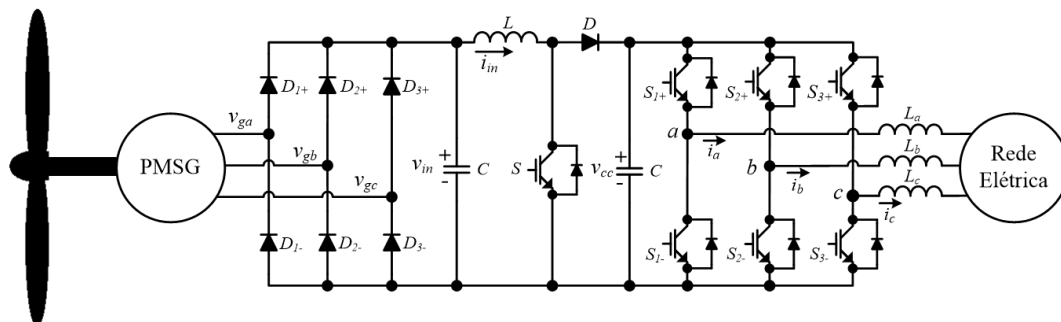


Figura 3.27 Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes (PMSG) interligado à rede elétrica através de conversores de eletrónica de potência.

Esta topologia consiste num sistema eólico de velocidade variável, onde não é requerida uma caixa de velocidades, mas sim conversores de eletrónica de potência. O gerador escolhido foi o Síncrono de Ímanes Permanentes (PMSG) trifásico, devido às vantagens que apresenta, como também devido à sua utilização ter vindo a aumentar significativamente nas microeólicas, como também nas grandes unidades eólicas.

3.6.1. Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes Trifásico (PMSG)

O gerador utilizado para a implementação deste trabalho, foi um gerador Síncrono de ímanes permanentes, o *GL-PMG-1800* é o gerador síncrono de ímanes permanentes

trifásico utilizado, tem uma potência nominal de 1800 W e é produzido pela empresa chinesa *Ginlong Technologies* [38].

O gerador produz 1800 W, a uma velocidade de rotação de 480 rpm, que é especificado na folha de dados do gerador [38]. Na Figura 3.28, pode visualizar-se a curva da potência do gerador, em função da velocidade de rotação.

A folha de dados fornecida pelo fabricante não especifica o número de pólos do gerador, sendo apenas possível determinar através de ensaios ao gerador. Estes ensaios encontram-se descritos no Capítulo 6.

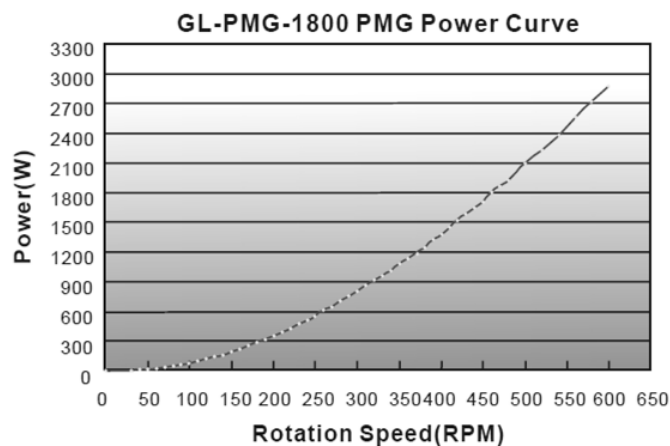


Figura 3.28 – Curva da potência versus velocidade de rotação do gerador *GL-PMG-1800* [38].

A Figura 3.29 apresenta o gráfico da tensão em vazio produzida pelo gerador para diferentes velocidades de rotação. Porém, na folha de dados não é especificado se esta tensão em vazio é a composta ou retificada. Sendo apenas possível determinar através dos ensaios ao gerador, que se encontram no Capítulo 6.

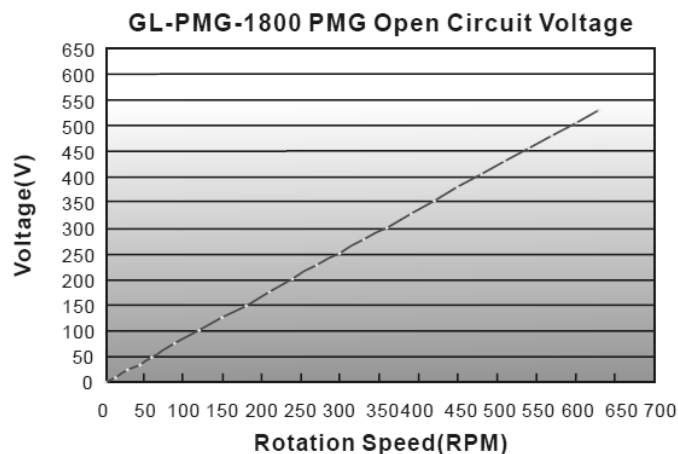


Figura 3.29 – Tensão em vazio versus velocidade de rotação do gerador *GL-PMG-1800* [38].

3.6.2. Retificador Trifásico de Onda Completa não Controlado

O retificador trifásico de onda completa não controlado foi o escolhido, devido ao gerador utilizado ser trifásico e também devido às vantagens que apresenta. Este é constituído por seis díodos (D_{1+} a D_{3+} e D_{1-} a D_{3-}), como se pode verificar na Figura 3.30.

Este retificador contém três entradas, que são as tensões alternadas produzidas pelo gerador (v_a , v_b , v_c). O princípio de funcionamento deste retificador consiste na condução de um par de díodos nos dois semi-ciclos das tensões de entrada, ou seja, um díodo do grupo de cima (D_{1+} a D_{3+}) e um díodo do grupo de baixo (D_{1-} a D_{3-}), em cada instante de tempo. Um díodo do conjunto de cima entra em condução, quando a tensão de ânodo for mais elevada do que a dos outros, permitindo assim a circulação da corrente da respetiva entrada (a , b ou c). Esta corrente passa pelo díodo do conjunto de baixo, onde a tensão do cátodo é inferior à dos restantes díodos.

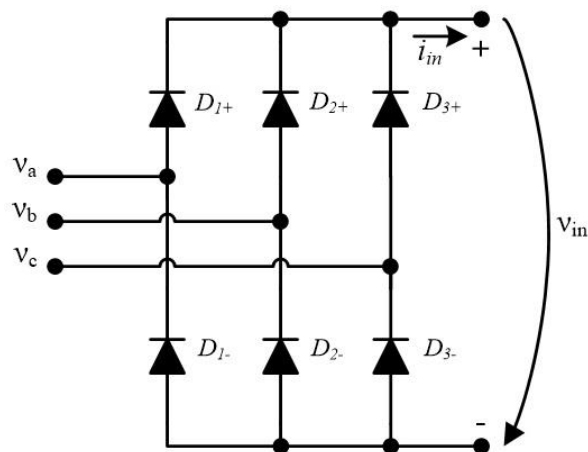


Figura 3.30 - Retificador Trifásico de Onda Completa não controlado.

3.6.3. Filtro Capacitivo

O filtro Capacitivo é constituído apenas por um condensador em paralelo com a saída do conversor CA-CC, como se pode visualizar na Figura 3.27. A função deste filtro consiste na diminuição das oscilações (*ripple*) na forma de onda da tensão (v_{in}). O condensador carrega-se com o pico da tensão (v_{in}) e descarrega-se enquanto o valor da tensão (v_{in}) estiver abaixo à tensão que possui. Após isto, quando a tensão (v_{in}) for superior à tensão do condensador, este passa a carregar-se e isto repetitivamente. Com isto, o condensador num intervalo de tempo recebe energia e noutro intervalo de tempo fornece energia de modo que as oscilações sejam menores.

3.6.4. Conversor *Step-Up* (*Boost*)

O conversor CC-CC escolhido para a realização deste trabalho foi o conversor *step-up*. Na Figura 3.31 visualiza-se o circuito elétrico do conversor *step-up* (*boost*) utilizado. Este é constituído por uma bobina (L), por um semicondutor de potência (S), que neste caso é um IGBT, um diódo (D), um condensador (C) e por uma resistência (R) que representa a carga.

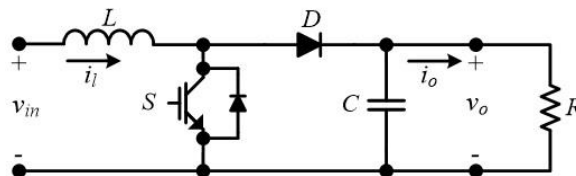


Figura 3.31 – Circuito elétrico do conversor *step-up* (*Boost*) utilizado.

A técnica de controlo PWM é aplicada no semicondutor de potência (S). Esta especifica a frequência de comutação do semicondutor, o período de tempo em que se encontra ligado (t_{on}) e o período de tempo em que se encontra desligado (t_{off}).

O semicondutor de potência (S) quando se encontra ligado, a tensão de entrada (v_{in}) é aplicada à bobina (L) e o diódo (D) encontra-se inversamente polarizado devido à tensão de entrada (v_{in}) ser inferior à da saída (v_o). Desta forma a bobina armazena energia e a carga (R) que estiver à saída é alimentada pelo condensador (C) enquanto o semicondutor está ligado. Quando S está desligado, o diódo passa a estar diretamente polarizado, permitindo que a bobina forneça energia à carga e ao mesmo tempo é carregado o condensador.

O conversor *step-up* tem dois modos de operação: o contínuo e o descontínuo. O que determina a que modo de operação se encontra o conversor é a corrente na bobina (i_l), caso o valor da corrente nunca for nulo em qualquer instante de tempo, conversor opera no modo de condução contínuo. Caso contrário opera no modo de condução descontínuo. Neste trabalho pretende-se que o conversor *step-up* opere no modo de condução contínuo.

- **Modo de Condução Contínua**

Neste modo de condução, o conversor opera em dois diferentes estados em cada período, o estado t_{on} e o estado t_{off} . No estado t_{on} , o semicondutor de potência S encontra-se ligado durante um tempo (t_{on}). Neste estado, a tensão de entrada (v_{in}) é aplicada na bobina (v_l). Esta relação é descrita pela equação (3.4).

$$v_l = v_{in} \quad (3.4)$$

A Figura 3.32 apresenta o circuito elétrico do conversor *step-up* durante o estado t_{on} .

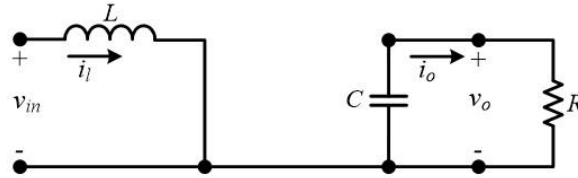


Figura 3.32 - Circuito elétrico do conversor *step-up* durante o estado t_{on} .

Relativamente ao estado t_{off} , o semicondutor de potência S encontra-se desligado durante um determinado tempo (t_{off}). Neste estado, a tensão aplicada na bobina (v_l) é a tensão de entrada (v_{in}) menos a tensão de saída (v_o). Esta relação é descrita pela equação (3.5).

$$v_l = v_{in} - v_o \quad (3.5)$$

A Figura 3.33 apresenta o circuito elétrico do conversor *step-up* durante o estado t_{off} .

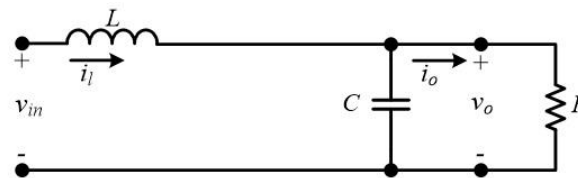


Figura 3.33 - Circuito elétrico do conversor *step-up* durante o estado t_{off} .

A Figura 3.34 apresenta as formas de onda da tensão e da corrente na bobina, com o conversor *step-up* a operar no modo de condução contínuo.

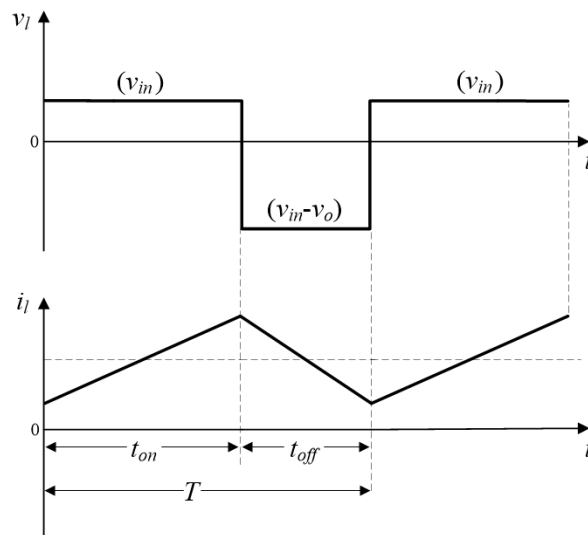


Figura 3.34 – Formas de onda da tensão e da corrente na bobina, com o conversor *step-up* a operar no modo de condução contínuo.

A corrente na bobina (i_l) aumenta quando o semicondutor de potência se encontra fechado (estado t_{on}) e diminui quando o semicondutor se encontra aberto (estado t_{off}), como se pode verificar na Figura 3.34.

A tensão na bobina é dada pela equação (3.6).

$$v_l = v_{in} t_{on} + (v_{in} - v_o) t_{off} \quad (3.6)$$

Uma das características da bobina é que em regime permanente, o seu valor médio de tensão é igual a zero.

$$v_{in} (t_{on} + t_{off}) - v_o t_{off} = 0 \quad (3.7)$$

Visto que o período (T) da forma de onda da tensão equivale à soma dos intervalos de tempo t_{on} e t_{off} :

$$T = t_{on} + t_{off} \quad (3.8)$$

Substituindo (3.8) em (3.7), obtém-se:

$$v_{in} T - v_o t_{off} = 0 \Leftrightarrow \frac{v_o}{v_{in}} = \frac{T}{t_{off}} \Leftrightarrow \frac{v_o}{v_{in}} = \frac{T}{T - t_{on}} \quad (3.9)$$

Ainda, sabendo que o *duty-cycle* (D) é a relação entre o tempo que o semicondutor de potência conduz (t_{on}) e o período (T):

$$D = \frac{t_{on}}{T} \quad (3.10)$$

Dividindo (3.9) por T , obtém-se:

$$\frac{v_o}{v_{in}} = \frac{1}{(1 - D)} \quad (3.11)$$

Assim, verifica-se que no conversor *step-up* a tensão de saída (v_o) depende da tensão de entrada (v_{in}) e do *duty-cycle* (D) aplicado ao semiconductor de acordo com a equação (3.11).

Desprezando as perdas do conversor ($P_{in} = P_o$), a relação entre a corrente de entrada (i_{in}) e a corrente de saída (i_o) é descrita pela equação (3.12).

$$\frac{i_o}{i_{in}} = (1 - D) \quad (3.12)$$

3.6.5. Sistema de Controlo MPPT

Nas microeólicas, os conversores CC-CC têm uma funcionalidade extra, que é extrair a máxima potência do gerador eólico, para diferentes velocidades do vento. Isto através, de um algoritmo de controlo MPPT, que garante o funcionamento do gerador no ponto de máxima potência.

O sistema de controlo MPPT consiste num algoritmo, que tem como objetivo fazer com que o sistema microeólico opere no seu ponto de máxima potência.

Atualmente existem diversos algoritmos que permitem que o sistema siga o ponto máxima potência, tais como: Perturbação e Observação (P&O - *Perturbation and Observation*), medição da velocidade do vento (WSM - *Wind Speed Measurement*) e realimentação do sinal de potência (PSF - *Power Signal Feedback*) [39], [40].

Para a elaboração deste trabalho, foi implementado um controlo MPPT semelhante ao controlo PSF, pois também utiliza a curva de potência do gerador da turbina eólica, para extrair a máxima potência.

A curva de potência só é possível obter através de ensaios experimentais do gerador. Com os dados obtidos desses ensaios, é possível determinar a equação polinomial da curva de potência. Exemplo de uma equação polinomial é descrita na equação (3.13), onde a_n, a_{n-1}, \dots, a_1 e a_0 são constantes e n é definido como o grau do polinómio.

$$P = a_n \text{rpm}^n + a_{n-1} \text{rpm}^{n-1} + \dots + a_2 \text{rpm}^2 + a_1 \text{rpm}^1 + a_0 \quad (3.13)$$

Através da equação polinomial obtida e da medição da velocidade de rotação do gerador, determina-se a potência máxima que o gerador pode produzir. Com isto é possível determinar a corrente de referência (i_{in_ref}) através da equação (3.14), onde P_{MPPT} é o valor da potência máxima e v_{in} é o valor da tensão de entrada do conversor *step-up*.

$$i_{in_ref} = \frac{P_{MPPT}}{v_{in}} \tag{3.14}$$

Com isto, é necessário um sistema de controlo por corrente, que permita que o conversor siga o valor de referência. Existem vários métodos que permitem isso, tais como: controlo por histerese, amostragem periódica (*Periodic Sampling*) e controlo Proporcional Integral (PI) com técnica de modulação PWM.

O controlo por corrente implementado foi o Proporcional Integral com técnica de modulação PWM, pois a apresenta uma boa resposta e permite uma frequência de comutação constante. O sinal de saída do controlador PI é utilizado para comandar o conversor CC-CC, a partir da técnica de modulação PWM.

3.6.6. Inversor VSI Trifásico

O Conversor CC-CA escolhido para a realização deste trabalho foi o Inversor Trifásico do tipo VSI. A Figura 3.35 apresenta o esquema elétrico do inversor VSI trifásico utilizado.

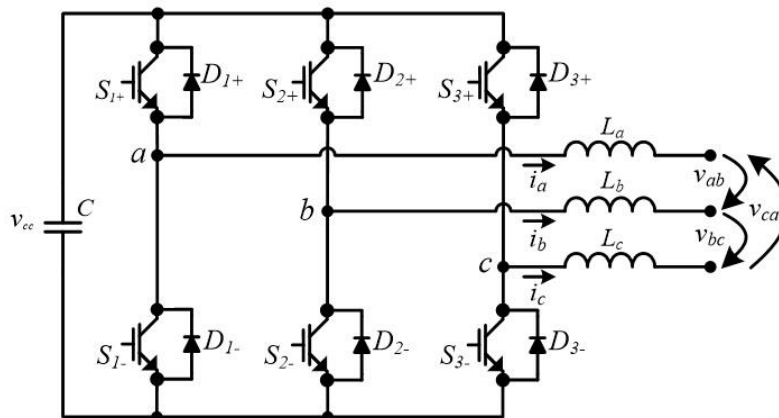


Figura 3.35 – Esquema elétrico do Inversor Trifásico do tipo VSI utilizado.

Para controlar o inversor VSI trifásico é utilizada uma técnica de controlo de corrente, devido a isto é utilizado três bobinas de acoplamento com a rede elétrica, de forma a converter as tensões produzidas pelo inversor em variações de corrente.

3.6.7. Sistema de Controlo do Inversor Trifásico

A técnica de controlo de corrente utilizada para o inversor VSI trifásico foi o PI síncrono com técnica de modulação SPWM. As correntes de referência deste sistema de controlo encontram-se no referencial síncrono (d - q), ou seja, o sistema de controlo deve determinar as correntes de referência nesse referencial. A Figura 3.36 apresenta o diagrama do cálculo das correntes de referência (i_{d_ref} e i_{q_ref}).

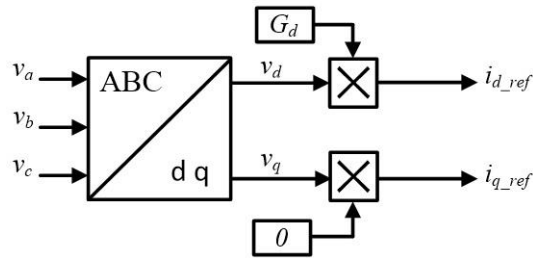


Figura 3.36 - Diagrama de blocos do cálculo das correntes de referência (i_{d_ref} e i_{q_ref}).

As tensões simples (v_a , v_b e v_c) da rede elétrica são utilizadas para determinar as tensões v_d e v_q , através da transformada de *Park*. Num sistema trifásico equilibrado, a tensão v_q obtida através da transformada de *Park* é igual a zero [41]

A tensão v_d é multiplicada por uma condutância (G_d), de forma a determinar a corrente de referência da componente direta (i_{d_ref}). Esta componente é referente à potência ativa que o sistema de controlo pretende injetar na rede elétrica. Relativamente à componente de quadratura, esta é referente à potência reativa, sendo que neste trabalho pretende-se um fator de potência quase unitário. Tendo em conta isto, a tensão v_q é multiplicada por zero, de forma a garantir que o inversor não injete na rede elétrica potência reativa.

A condutância G_d é determinada pelo sistema de controlo através da equação (3.15), onde P é a potência que deve ser injetada na rede elétrica e V_d é o valor eficaz da componente direta da tensão.

$$G_d = \frac{P}{V_d^2} \quad (3.15)$$

A potência que deve ser injetada na rede elétrica é dada pela equação (3.16).

$$P = P_{MPPT} - P_{reg} \quad (3.16)$$

A potência P_{MPPT} é a potência determinada pelo algoritmo de controlo MPPT do conversor *step-up* e P_{reg} é a potência determinada pelo sistema de controlo do inversor

trifásico através de um controlador PI, de forma a regular a tensão do barramento CC num determinado valor.

3.6.8. PLL (*Phase-Locked Loop*)

A PLL (*Phase-Locked Loop*) é um algoritmo do sistema de controlo que gera um sinal de saída em fase com a sequência positiva da componente fundamental do sinal de entrada, sendo este normalmente a tensão da rede elétrica. Este algoritmo tem de ser ajustado para conseguir detetar a frequência fundamental do sinal de entrada com um elevado conteúdo harmónico.

A PLL é necessária para o inversor trifásico sintetizar correntes sinusoidais em fase com as tensões da rede elétrica, garantindo assim que a energia é corretamente injetada na rede elétrica. Neste trabalho foi selecionada a PLL trifásica proposta em [42] e os sinais de entrada são as tensões compostas da rede elétrica (v_{ab} e v_{bc}), pois o sistema é trifásico e não contém neutro.

Na Figura 3.37 apresenta o diagrama de blocos da PLL trifásica. Esta utiliza a transformada de *Clarke* para converter as tensões compostas da rede elétrica (v_{ab} e v_{bc}) para o referencial α - β (v_α e v_β), de forma a seguir o sinal de referência.

O sinal de saída ωt corresponde ao ângulo da tensão composta v_{ab} da rede elétrica, sendo necessário retirar os 30° que se encontra adiantada relativamente à tensão simples da fase A. Através disto, é possível gerar sinais sinusoidais que se encontram em fase com as tensões simples da rede elétrica.

As tensões v_a , v_b e v_c geradas pela PLL são utilizadas pelo sistema de controlo do inversor VSI trifásico.

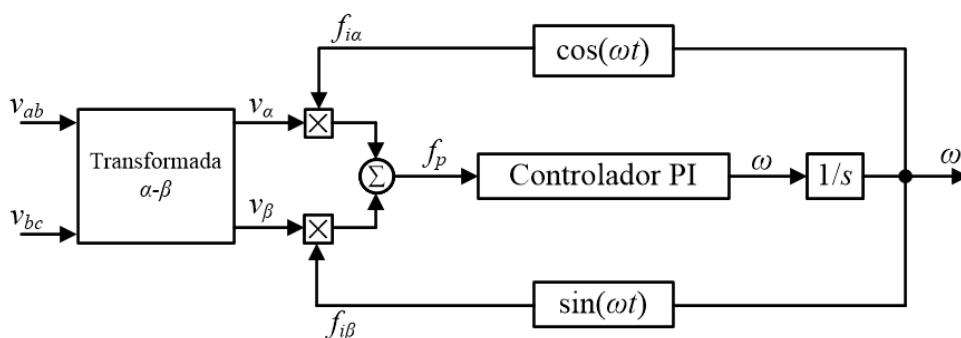


Figura 3.37 - Diagrama de blocos da PLL trifásica [42].

3.7. Conclusão

Neste capítulo foram apresentados os sistemas para otimização da produção de energia de unidades microeólicas interligadas à rede elétrica. Inicialmente foram

apresentados os vários tipos de geradores elétricos utilizados em unidades eólicas. De seguida foram descritas as várias topologias de sistemas microeólicos interligados à rede elétrica. Após isto foram descritos os conversores de eletrónica de potência que são utilizados nas topologias e apresentadas algumas técnicas de controlo de corrente que podem ser utilizadas para controlar o inversor VSI. Posteriormente foi apresentada a topologia escolhida para a realização deste trabalho, que é constituída por: um gerador síncrono de ímanes permanentes trifásico, uma ponte retificadora trifásica de onda completa não controlada, um conversor *step-up* e um inversor trifásico do tipo VSI. Um dos motivos da escolha desta topologia foi devido ao gerador utilizado poder ser acionado diretamente, não sendo necessário o uso de uma caixa de velocidades.

O algoritmo de controlo MPPT selecionado para o conversor *step-up* utiliza a curva de potência do gerador, e através da leitura da sua velocidade de rotação, determina exatamente a potência máxima que pode ser extraída.

A técnica de controlo de corrente utilizada para o inversor trifásico foi o PI síncrono com a técnica de modulação SPWM, pois apresenta uma frequência de comutação fixa e as correntes de saída do inversor trifásico não apresentam atrasos em relação às correntes de referência.

CAPÍTULO 4

Simulações Computacionais do Sistema Microeólico Interligado à Rede Elétrica

4.1. Introdução

Ao longo do tempo, a utilização de ferramentas de simulações computacionais tem vindo a aumentar, devido à possibilidade de testar diversos circuitos elétricos sem qualquer risco.

Estas ferramentas permitem analisar o comportamento dos circuitos eletrónicos juntamente com o sistema de controlo. Através disto, com a alteração de variáveis e parâmetros do sistema de controlo é possível verificar a resposta do circuito. Com isto é possível prever resultados antes da implementação real. Assim, podem ser identificados possíveis problemas e reduzir os riscos da implementação prática.

Neste trabalho utilizou-se uma ferramenta de simulação concebida para aplicações de eletrónica de potência o *PSIM 9.1*, desenvolvido pela *Powersim Inc.*

Neste Capítulo são apresentados os modelos de simulação da microeólica, da eletrónica de potência e do sistema de controlo implementados. Também são apresentados e analisados os vários resultados obtidos com o sistema microeólico simulado.

4.2. Modelo de Simulação da Microeólica

No *PSIM* existe um elemento que permite simular uma turbina eólica, designado *wind turbine*. A velocidade do vento (*wind Speed*) e o ângulo de ataque das pás (*pitch*) são os dois parâmetros de entrada deste elemento. Através destes, é possível alterar a velocidade de rotação que é aplicada ao gerador. Na turbina eólica também é especificada a potência nominal do gerador, a velocidade do vento nominal e a velocidade de rotação nominal.

O gerador síncrono de ímanes permanentes também se encontra disponível no *PSIM*. Este elemento possui parâmetros como a resistência do estator, número de pólos e o valor de pico da tensão produzida pelo gerador a 1000 rpm.

Na Figura 4.1 pode visualizar-se o modelo utilizado para simular a velocidade do vento e o gerador elétrico.

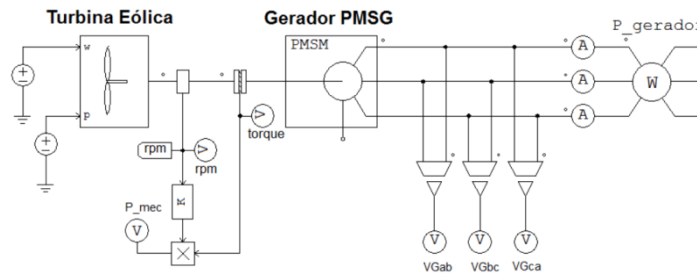


Figura 4.1 – Modelo de simulação da Microeólica.

4.3. Modelo de Simulação da Eletrônica de Potência

A Figura 4.2 mostra o modelo de simulação da eletrônica de potência necessária para interligar o sistema microeólico à rede elétrica. No retificador trifásico de onda completa são aplicadas as três tensões produzidas pelo gerador. Este converte as tensões alternadas em tensão contínua, no entanto esta apresenta algum *ripple*. Por isso, é requerida a utilização de um filtro capacitivo para diminuir esse mesmo *ripple*. Foram então utilizados dois condensadores de 680 μF ligados em série, devido à tensão produzida pelo gerador em vazio ser superior aos 400 V, suportados por cada dos condensadores. Assim o filtro capacitivo tem uma capacidade de 340 μF e suporta até 800 V.

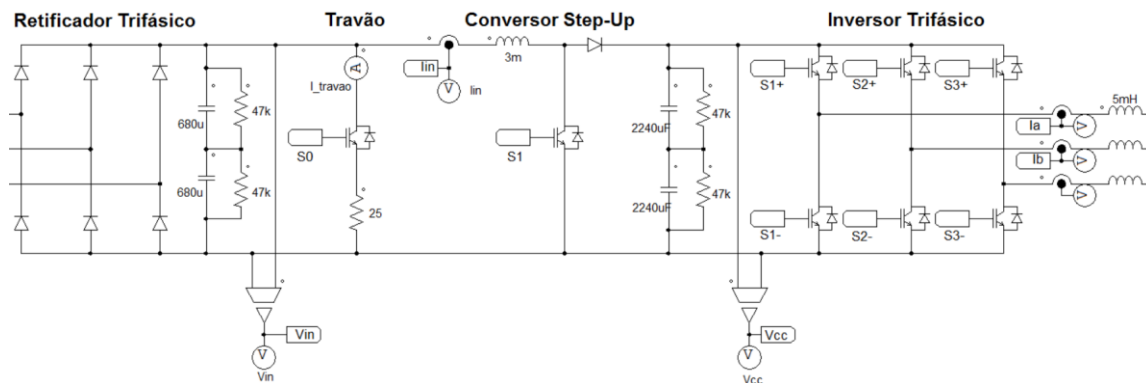


Figura 4.2 – Modelo de simulação da eletrônica de potência implementado no PSIM.

Depois do filtro capacitivo encontra-se o travão elétrico, como se pode verificar na Figura 4.2. Este é constituído por um IGBT que vai operar a 20 kHz e por uma resistência de 25 Ω . O IGBT utilizado deve suportar a tensão de entrada máxima produzida pelo gerador em vazio (cerca de 600 V) e uma corrente na ordem dos 20 A. O travão elétrico juntamente com o sistema de controlo tem como função abrandar a microeólica e assim evitar que esta se danifique.

A tensão de saída do retificador trifásico (v_{in}) é aplicada à entrada do conversor *step-up*. Este é constituído por uma bobina de 3 mH, um IGBT que suporte frequências de comutação na ordem dos 40 kHz, um diodo e um conjunto de condensadores com um valor de capacidade de 1120 μ F. O IGBT utilizado deve suportar também a tensão do barramento CC (cerca de 800 V) e correntes máximas na ordem dos 15 A. Foram utilizados condensadores em série pelo mesmo motivo que o filtro capacitivo. Pois a tensão do barramento CC (v_{cc}) é de 800 V. O conversor *step-up* em conjunto com o sistema de controlo tem como função extrair a máxima potência do gerador eólico.

O inversor trifásico é constituído por seis IGBTs, com a capacidade de comutar a 20 kHz. Estes IGBTs também devem suportar a tensão do barramento CC (800 V) e uma corrente na ordem dos 10 A. Este em conjunto com o sistema de controlo permite ajustar a tensão do barramento CC nos 800 V e injetar na rede elétrica toda a potência que está ser extraída pelo conversor *step-up*. Para interligar à rede elétrica são utilizados três bobinas de acoplamento de 5 mH.

4.4. Modelos de Simulação do Sistema de Controlo

Neste item são apresentados os vários sistemas de controlo implementados na simulação computacional do sistema microeólico interligado à rede elétrica. Os sistemas de controlo implementados são: o controlo do conversor *step-up* para extrair a máxima potência do sistema microeólico, o controlo do inversor trifásico para regular o barramento CC e injetar energia na rede elétrica e o controlo do travão elétrico para abrandar a microeólica, quando esta atinge velocidades de rotações elevadas e assim evitar que esta se danifique.

4.4.1. Modelo de Simulação do Sistema de Controlo do Conversor *Step-up*

A Figura 4.3 mostra o modelo de simulação do sistema de controlo do conversor *step-up* implementado no *PSIM*. Este é constituído por um bloco C (MPPT), onde se encontra o algoritmo de controlo MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) codificado em linguagem C.

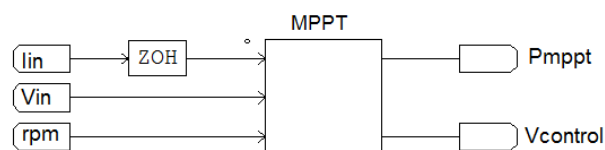


Figura 4.3 - Modelo de simulação do sistema de controlo do conversor *step-up* implementado no *PSIM*.

O bloco ZOH (*Zero-Order Hold*) é o responsável por especificar a frequência de amostragem a que são lidas os três parâmetros de entrada, neste caso é de 80 kHz.

A variável rpm é a velocidade de rotação do gerador eólico, que tem como objetivo determinar qual a potência máxima que pode ser extraída pelo sistema eólico. A potência máxima (P_{MPPT}) é determinada pela equação polinomial de 3º ordem (4.1).

$$P_{MPPT} = -0,000003 \text{ rpm}^3 + 0,0096 \text{ rpm}^2 - 0,1153 \text{ rpm} \quad (4.1)$$

A equação (4.1) foi retirada da curva de potência à saída da ponte retificadora do gerador síncrono de ímanes permanentes, obtida pelos ensaios realizados. Estes ensaios encontram-se descritos no item 6.2.3.

A variável v_{in} é a tensão de entrada do conversor *step-up* e é necessária para o sistema de controlo determinar a corrente de entrada de referência (i_{in_ref}), como foi descrito no item 3.6.5, através da equação (4.2).

$$i_{in_ref} = \frac{P_{MPPT}}{v_{in}} \quad (4.2)$$

A variável i_{in} é a corrente de entrada do conversor *step-up* e é necessária para o sistema de controlo verificar se está a ser seguido o valor de referência. O sinal resultante ($v_{control}$) do controlo PI é comparado com uma onda triangular de 40 kHz, como se pode verificar na Figura 4.4.

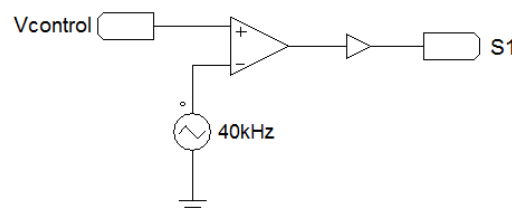


Figura 4.4 - Modelo de simulação da técnica de modulação PWM implementada no *PSIM*.

O sinal de PWM (S_I) com uma frequência de 40 kHz é aplicado na *gate* do IGBT do conversor *step-up*.

4.4.2. Modelo de Simulação do Sistema de Controlo do Inversor Trifásico

A Figura 4.5 apresenta o modelo simulação do sistema de controlo do inversor trifásico implementado no *PSIM*. Toda a teoria de controlo se encontra codificada em linguagem C no bloco (Inversor). Este bloco possui seis parâmetros de entrada, que são lidos a uma frequência de amostragem de 40 kHz.

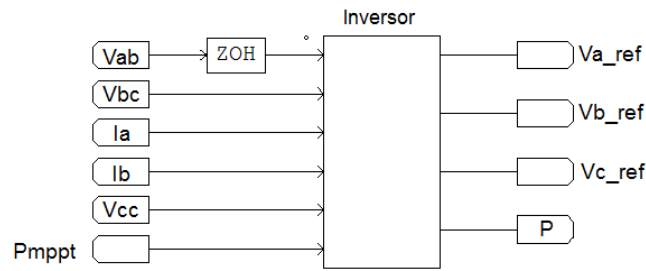


Figura 4.5 - Modelo de simulação do sistema de controlo do inversor trifásico implementado no PSIM.

As variáveis v_{ab} e v_{bc} são as tensões compostas da rede elétrica. Estas são necessárias para a PLL (*Phase-Locked Loop*), que determina o ângulo da tensão da fase A. Assim, é possível injetar correntes sinusoidais na rede elétrica e obter um fator de potência quase unitário.

As variáveis i_a e i_b são as correntes à saída do inversor trifásico. Estas servem para o sistema de controlo verificar se o sistema está a injetar as correntes de forma correta, com a amplitude pretendida e em fase com a tensão.

A variável P_{MPPT} é determinada pelo algoritmo de controlo MPPT do conversor *step-up*. Esta variável é requerida pela técnica de controlo de corrente implementada no sistema de controlo do inversor trifásico. Esta técnica de controlo encontra-se descrita no item 3.5.2.2 e no item 3.6.7.

O inversor VSI trifásico é também responsável por manter o barramento CC (v_{cc}) regulado nos 800 V. Isto é realizado através de um controlador Proporcional Integral (PI), que aumenta ou diminui a potência injetada na rede elétrica, de forma a manter a tensão do barramento CC regulada. A potência injetada na rede elétrica (P) é dada pela equação (4.3), onde P_{reg} é a potência que regula o barramento CC.

$$P = P_{MPPT} - P_{reg} \quad (4.3)$$

O controlador PI determina a potência P_{reg} através da equação (4.4).

$$P_{reg} = k_p \text{ Erro} + k_i \text{ Sum_erro} \quad (4.4)$$

As três tensões de referência (v_{a_ref} , v_{b_ref} , v_{c_ref}) são os sinais resultantes do controlo de corrente por PI síncrono. Estes são comparados com uma onda triangular, de forma a gerar o sinal de comando de *gate* dos IGBTs. A Figura 4.6 apresenta o esquema elétrico da técnica de modulação SPWM com introdução de um tempo morto (*dead time*) para controlar cada IGBT do inversor trifásico.

Numa implementação prática, deve ser introduzido um pequeno tempo morto entre o sinal de PWM do IGBT da parte inferior e o IGBT da parte superior, de modo a

garantir que em nenhum instante se encontrem os dois semicondutores de potência do mesmo braço ligados ao mesmo tempo. Assim, optou-se por implementar um circuito que introduz um tempo morto no sinal de PWM. O valor de tempo morto implementado foi $1 \mu\text{s}$ e a frequência de comutação (f_c) foi de 20 kHz.

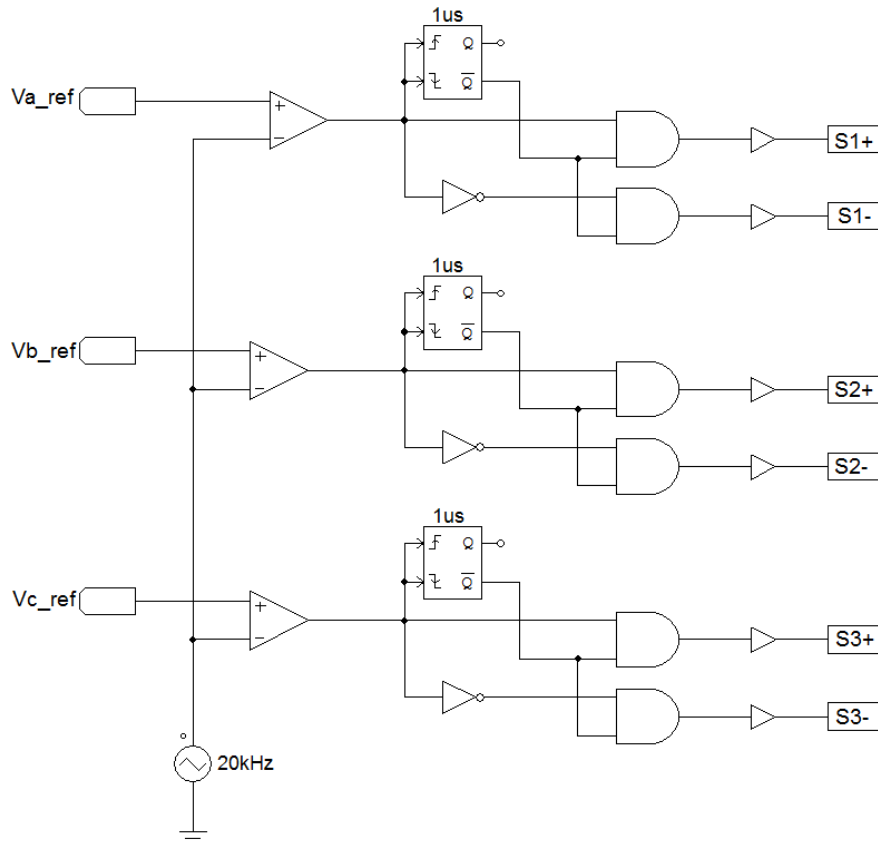


Figura 4.6 – Esquema elétrico da técnica de modulação SPWM (com tempo morto) para controlar cada IGBT do inversor trifásico, implementado no *PSIM*.

4.4.3. Modelo de Simulação do Sistema de Controlo do Travão Elétrico

Para abrandar a turbina eólica em velocidades de vento elevadas, foi implementado um travão elétrico. Este é constituído por um IGBT e por uma resistência. Na Figura 4.7 apresenta-se o modelo de simulação do sistema de controlo do travão elétrico implementado no *PSIM*.

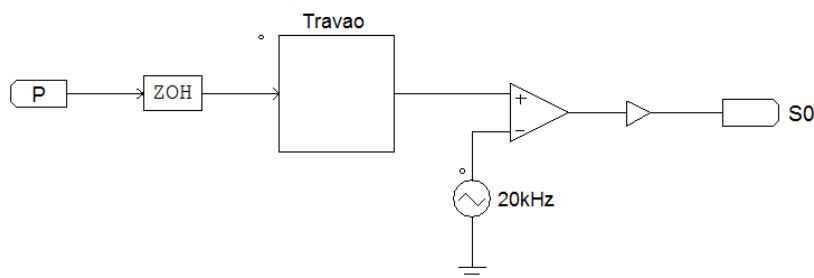


Figura 4.7 - Modelo de simulação do sistema de controlo do travão elétrico, implementado no *PSIM*.

A variável de entrada P é determinada pelo sistema de controlo do inversor trifásico e corresponde ao valor de potência que está a ser injetado na rede elétrica. Esta variável é necessária para o sistema de controlo do travão monitorizar a potência que está a ser injetada na rede elétrica.

O limite de potência definido para o sistema de controlo do travão entrar em funcionamento foi de 2660 W. Este valor de potência é produzido pelo gerador a uma velocidade de rotação de 600 rpm e foi obtido através dos ensaios realizados no item 6.2.3.

O sistema de controlo do travão utiliza um controlador Proporcional Integral, de forma a garantir que a potência injetada na rede elétrica, não seja superior ao limite definido nos 2660 W. Este limite ao ser ultrapassado, o travão elétrico entra em funcionamento, de forma a garantir que o inversor injete na rede elétrica uma potência máxima de 2660 W e ao mesmo tempo abrandando a turbina eólica

O sinal resultante do controlador PI é comparado com um sinal de portadora, de forma a gerar o sinal de PWM a aplicar no IGBT, como se pode verificar na Figura 4.7.

No sistema de controlo do travão elétrico a frequência de amostragem é de 20 kHz e a frequência de comutação é de 20 kHz.

4.5. Resultados de simulação

Neste item é analisado o funcionamento do sistema microeólico interligado à rede elétrica.

4.5.1. Gerador Elétrico

A Figura 4.8 apresenta as formas de onda das tensões compostas e das correntes obtidas à saída do gerador elétrico. Verifica-se que as formas de onda das tensões compostas e das correntes estão distorcidas, devido à ponte retificadora trifásica.

Na Figura 4.9 apresenta-se a evolução da velocidade de rotação do gerador eólico imposto pela turbina eólica. Verifica-se um aumento significativo da velocidade de rotação do gerador, cerca de 100 rpm até o instante 0,6 s, estabilizando depois nos 520 rpm. Com isto, é possível verificar se o sistema de controlo consegue extrair a máxima potência do gerador elétrico.

A Figura 4.10 apresenta a evolução da potência produzida pelo gerador ($P_{gerador}$) juntamente com a evolução da potência de referência (P_{ref}). Através desta figura verifica-se que a curva da potência produzida pelo gerador ($P_{gerador}$) acompanha a curva da potência de referência (P_{ref}), que é determinada pelo controlo MPPT através da

velocidade de rotação. Conclui-se que o controlo MPPT apresenta uma boa resposta, a variações da velocidade de rotação.

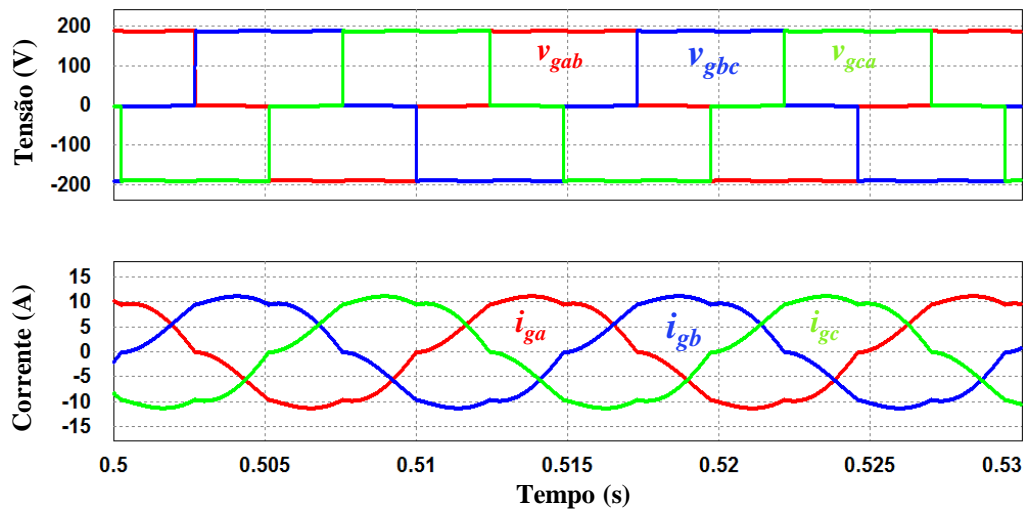


Figura 4.8 - Formas de onda das tensões compostas e das correntes produzidas pelo gerador.

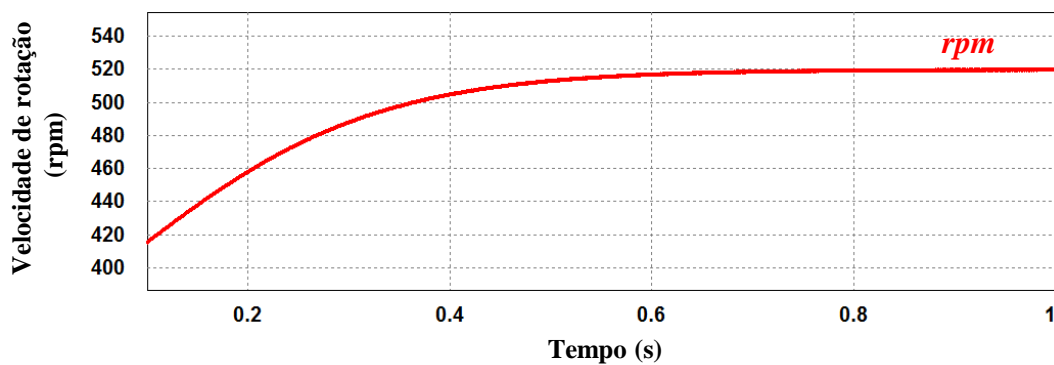


Figura 4.9 - Evolução da velocidade de rotação do gerador eólico imposto pela turbina eólica.

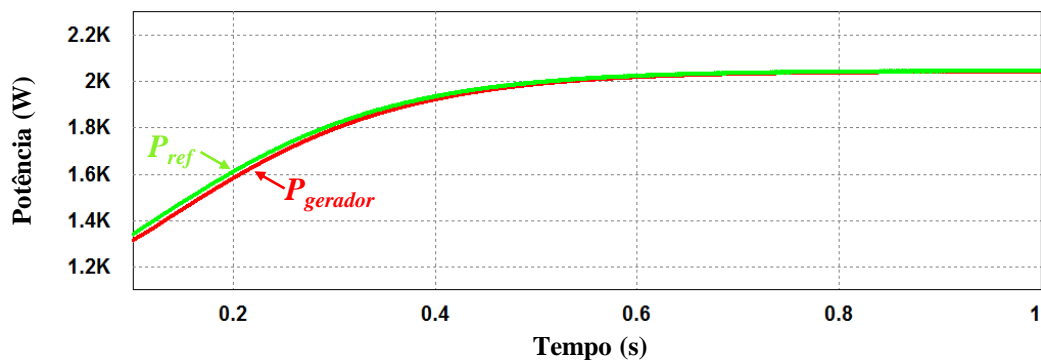
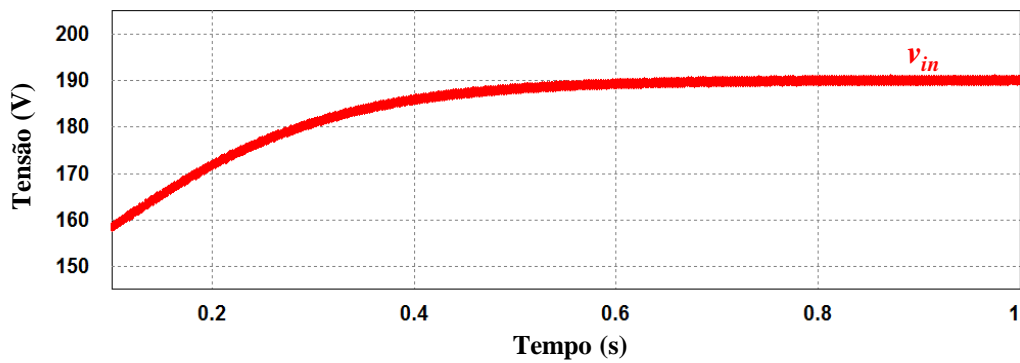


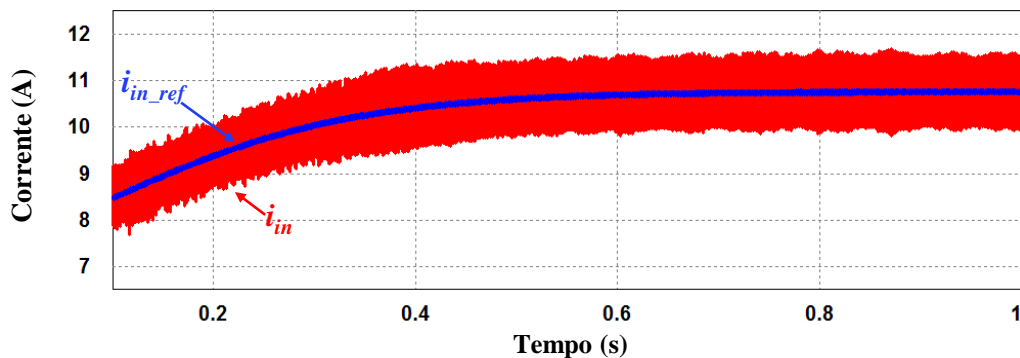
Figura 4.10 - Evolução da potência produzida pelo gerador ($P_{gerador}$) juntamente com a evolução da potência de referência (P_{ref}).

4.5.2. Conversor *Step-Up*

A Figura 4.11 apresenta evolução da tensão de entrada (v_{in}) do conversor *step-up*. Verifica-se que a forma da curva da tensão v_{in} é bastante semelhante à curva da velocidade de rotação do gerador.


 Figura 4.11 - Evolução da tensão de entrada (v_{in}) do conversor *step-up*.

Na Figura 4.12 apresenta-se a evolução da corrente de entrada (i_{in}) do conversor *step-up* juntamente com a corrente de referência (i_{in_ref}). Verifica-se que a corrente de entrada (i_{in}) possui algum *ripple*, cerca de 2 A pico a pico, mas como se pode constatar esta acompanha o valor de referência (i_{in_ref}). Para diminuir o *ripple* a solução passaria pelo aumento do valor da bobina (3 mH) ou pelo aumento da frequência de comutação ($f_c = 40$ kHz) e consequentemente aumento da frequência de amostragem ($f_s = 80$ kHz).


 Figura 4.12 - Evolução da corrente de entrada (i_{in}) do conversor *step-up* juntamente com a corrente de referência (i_{in_ref}).

4.5.3. Inversor Trifásico

A Figura 4.13 apresenta a forma de onda da tensão do barramento CC (v_{cc}). Como se pode verificar, a tensão do barramento CC encontra-se regulada nos 800 V e apresenta um *ripple* bastante baixo. Conclui-se que o controlo do Inversor trifásico, consegue manter a tensão do barramento CC praticamente constante, apesar da variação da velocidade de rotação do gerador.

Na Figura 4.14 apresenta-se a evolução da potência produzida pelo gerador ($P_{gerador}$) juntamente com a evolução da potência injetada na rede elétrica (P_{rede}). Verifica-se que a curva da potência que é injetada na rede elétrica (P_{rede}) encontra-se ligeiramente abaixo à curva da potência produzida pelo gerador ($P_{gerador}$), devido às perdas existentes nos conversores que foram considerados no modelo simulado.

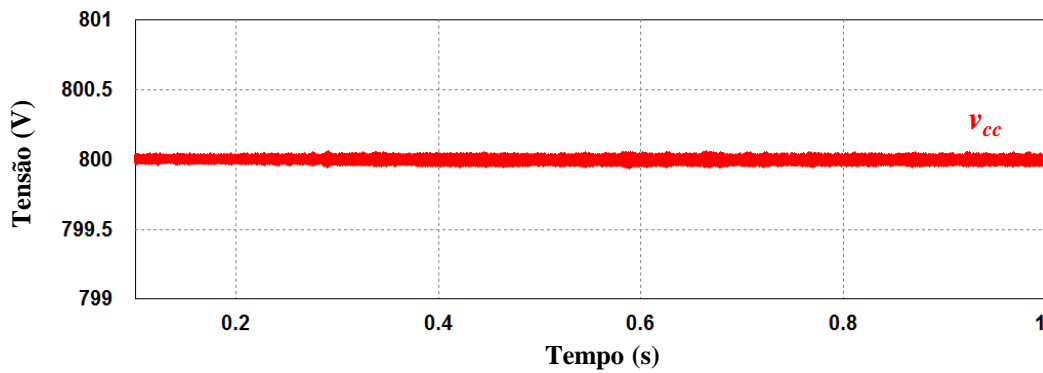


Figura 4.13 - Forma de onda da tensão do barramento CC (v_{cc}).

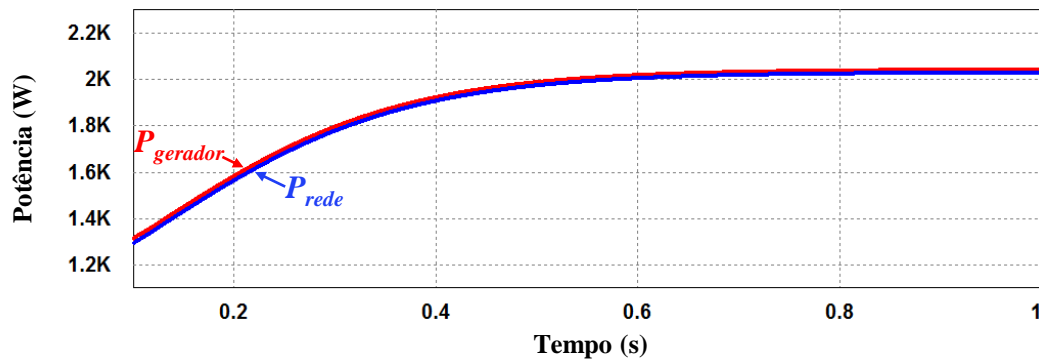


Figura 4.14 - Evolução da potência produzida pelo gerador ($P_{gerador}$) juntamente com a evolução da potência injetada na rede elétrica (P_{rede}).

A Figura 4.15 apresenta as formas de onda das correntes (i_a , i_b , i_c) injetadas na rede elétrica através do inversor trifásico. Como se pode constatar, as formas de onda são sinusoidais e têm a frequência da rede elétrica (50 Hz). Verifica-se que as formas de onda possuem algum ruído, devido à comutação (f_s) dos semicondutores de potência. Para resolver isto, é necessário implementar um filtro passivo à saída do inversor trifásico, de modo a eliminar as frequências indesejadas, como a frequência de comutação (f_s) dos IGBTs.

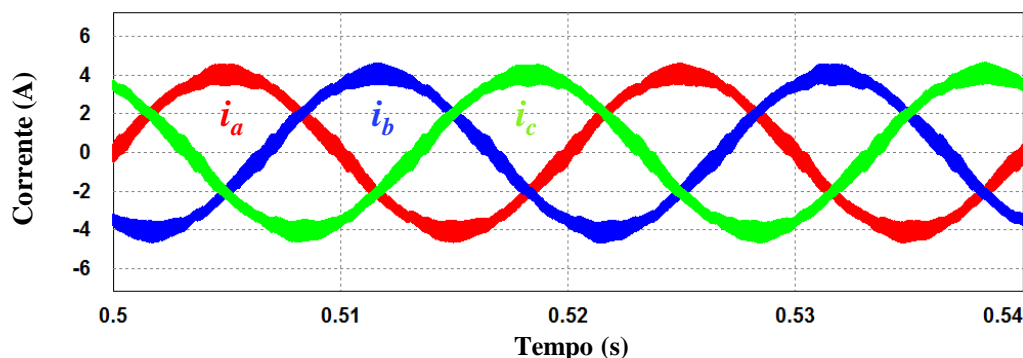


Figura 4.15 - Formas de onda das correntes (i_a , i_b , i_c) injetadas na rede elétrica através do inversor trifásico.

Na Figura 4.16 apresentam-se as formas de onda das tensões (v_a , v_b , v_c) e das correntes (i_a , i_b , i_c) na rede elétrica. Verifica-se que as correntes injetadas na rede elétrica

pelo inversor trifásico encontram-se em fase com as respectivas tensões simples. Com isto conclui-se, que a energia extraída pelo sistema microeólico é injetada corretamente na rede elétrica e também se verifica o bom funcionamento da PLL (*Phase-Locked Loop*) implementado no modelo simulado.

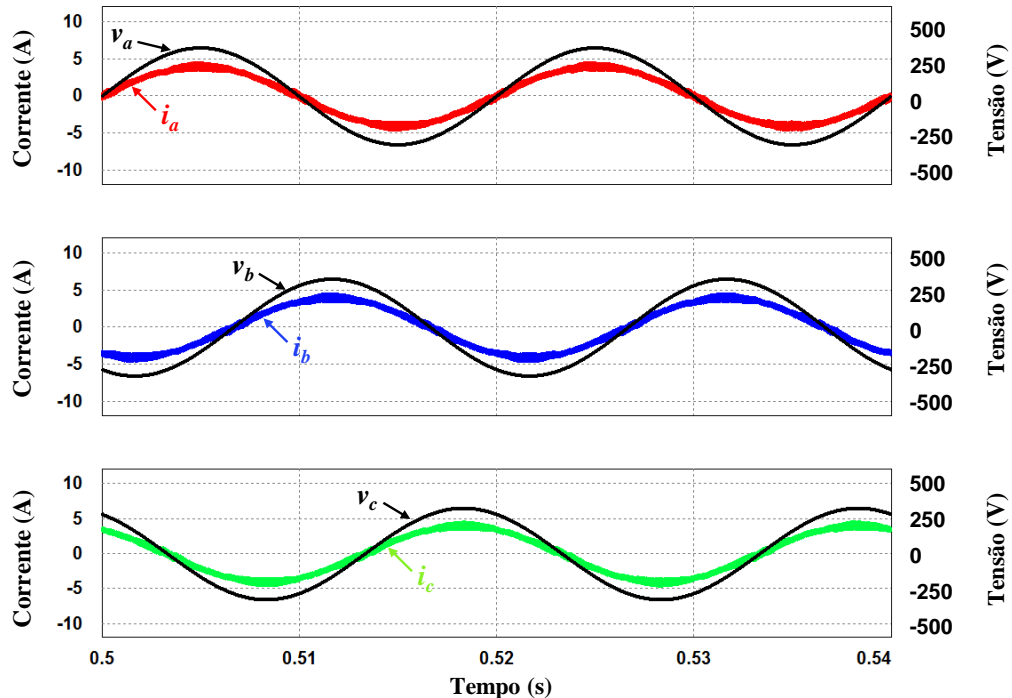


Figura 4.16 - Formas de onda das tensões (v_a , v_b , v_c) e das correntes (i_a , i_b , i_c) na rede elétrica.

4.5.4. Travão Elétrico

Nos resultados apresentados anteriormente, o travão elétrico encontrava-se desligado, devido ao sistema eólico não se encontrar a funcionar a velocidades de vento elevadas. Para testar o travão elétrico é necessário aumentar o parâmetro da velocidade do vento do bloco da turbina eólica e assim verificar o comportamento do sistema eólico com o travão ativo. Numa primeira fase são apresentados alguns resultados obtidos com o travão desligado, de forma a verificar qual a velocidade de rotação máxima que o gerador atinge.

Na Figura 4.17 apresentam-se os resultados obtidos para uma velocidade de vento superior e com o travão desligado. Verifica-se que a velocidade de rotação do gerador ultrapassa as 600 rpm, o que pode causar o seu sobreaquecimento e também pode danificar a turbina eólica. Relativamente à potência que é injetada na rede elétrica, constata-se que esta chega até aos 3000 W, um valor bastante superior ao limite imposto (2660 W). Isto pode danificar a eletrónica de potência desenvolvida, caso esta não tenha sido dimensionada para suportar estes valores de potência.

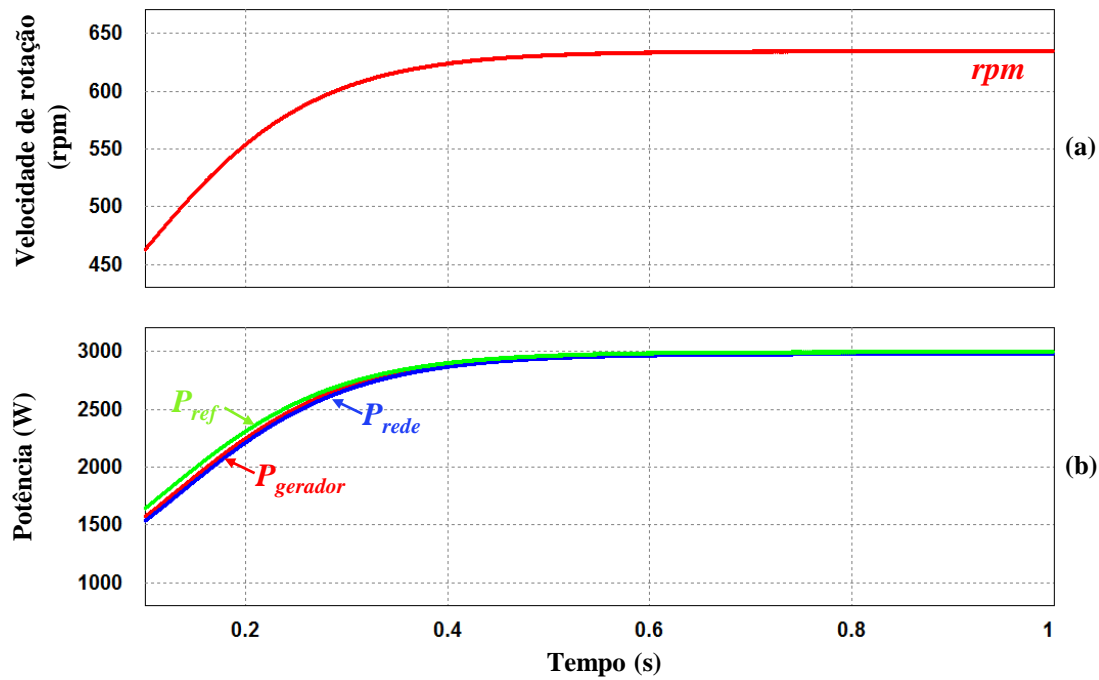


Figura 4.17 - Resultados obtidos para uma velocidade de vento superior e com o travão ligado: (a) Evolução da velocidade de rotação do gerador; (b) Evolução da potência produzida pelo gerador ($P_{gerador}$) juntamente com a evolução potência injetada na rede elétrica (P_{rede}) e da potência de referência (P_{ref}).

Na Figura 4.18 apresentam-se os resultados obtidos para uma velocidade de vento superior e com o travão ligado. Na Figura 4.18 (a) verifica-se que o travão elétrico consegue impedir que a velocidade de rotação do gerador ultrapasse os 600 rpm, garantindo assim a salvaguarda do gerador e da turbina eólica.

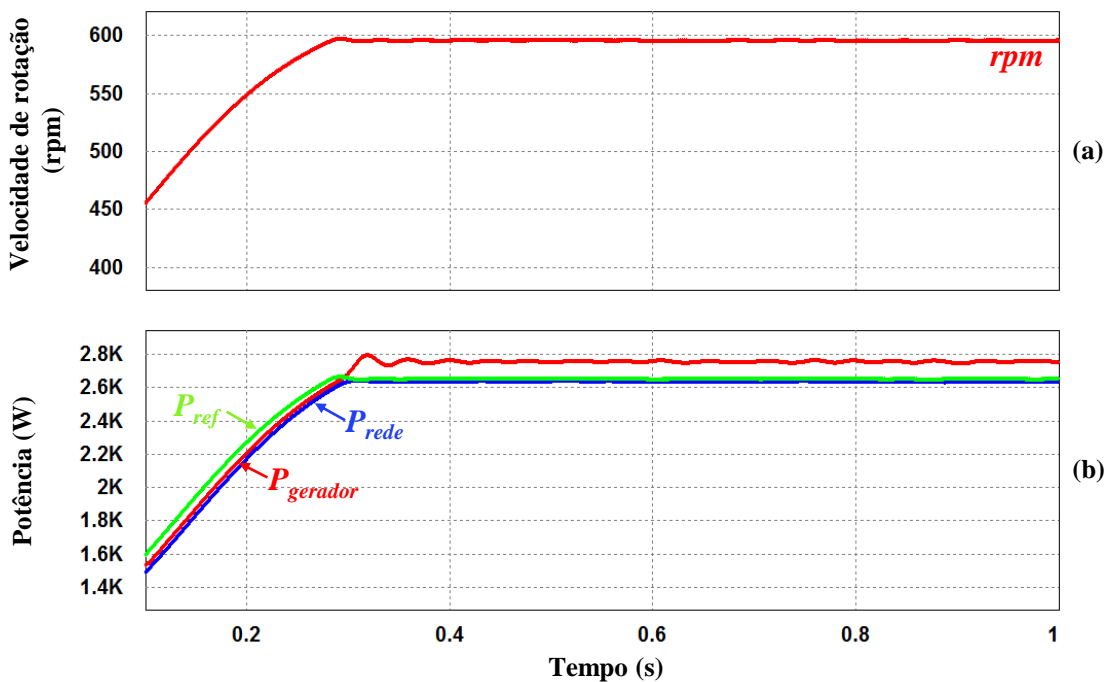


Figura 4.18 – Resultados obtidos para uma velocidade de vento superior e com o travão ligado: (a) Evolução da velocidade de rotação do gerador; (b) Evolução da potência produzida pelo gerador ($P_{gerador}$) juntamente com a evolução potência injetada na rede elétrica (P_{rede}) e da potência de referência (P_{ref}).

Na Figura 4.18 (b) é possível constatar como o travão eléctrico atua no sistema microeólico, de forma a permitir que a potência injetada na rede eléctrica seja no máximo 2660 W e ao mesmo tempo manter a velocidade de rotação nos 600 rpm. O sistema de controlo do travão entra em funcionamento, quando verifica que a potência injetada na rede eléctrica ultrapassa o limite imposto, dissipando uma determinada potência. Esta potência dissipada é possível verificar através da diferença entre a curva da potência produzida pelo gerador ($P_{gerador}$) e a potência injetada na rede eléctrica (P_{rede}). O travão eléctrico ao dissipar uma determinada potência consegue abrandar a turbina eólica, não permitindo que esta atinja velocidades de rotação elevadas.

Na Figura 4.19 apresentam-se as formas de onda das tensões (v_a , v_b , v_c) e das correntes (i_a , i_b , i_c) na rede eléctrica, com o travão eléctrico ativado. Verifica-se que o inversor trifásico encontra-se a injetar correntes sinusoidais em fase com as tensões, durante o funcionamento do travão eléctrico.

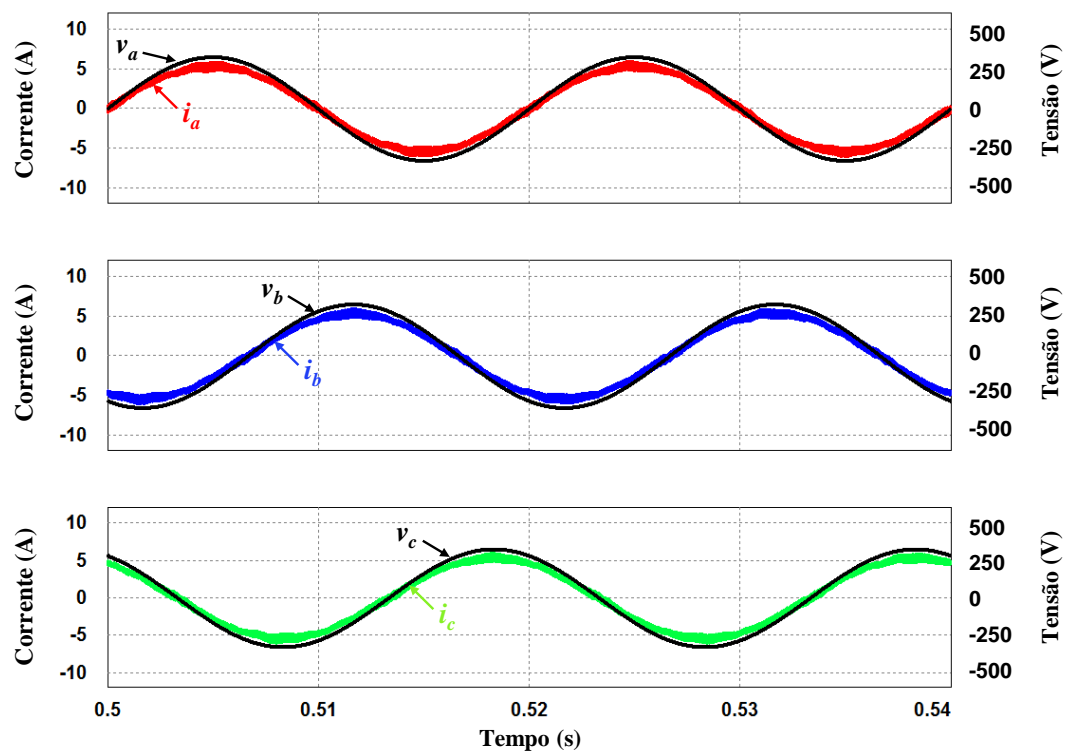
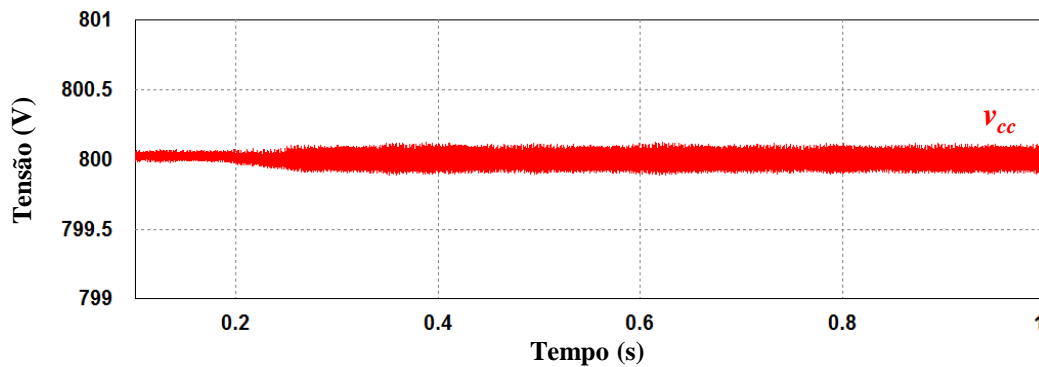


Figura 4.19 - Formas de onda das tensões (v_a , v_b , v_c) e das correntes (i_a , i_b , i_c) na rede eléctrica, com o travão eléctrico ativado.

A Figura 4.20 apresenta a forma de onda da tensão do barramento CC (v_{cc}), com o travão ativado. Verifica-se que a partir de um determinado instante, o *ripple* da tensão do barramento CC aumenta. Isto devido ao funcionamento do travão eléctrico que implica algumas variações no sistema eólico.

Figura 4.20 - Forma de onda da tensão do barramento CC (v_{cc}), com o travão ativado.

4.6. Conclusões

Neste capítulo foram descritas as simulações computacionais do sistema microeólico interligado à rede elétrica. Inicialmente foi apresentado o modelo de simulação da microeólica e da eletrónica de potência. De seguida foram descritos os vários modelos de simulação dos sistemas de controlo utilizados para controlar a eletrónica de potência do sistema microeólico. Posteriormente foram apresentados os resultados obtidos nas simulações com o travão elétrico desligado e em funcionamento. Através destes resultados verificou-se que o sistema microeólico consegue seguir o ponto de máxima potência do gerador para diferentes velocidades de rotação, mantendo a tensão no barramento CC regulada nos 800 V e injetando na rede elétrica, correntes com uma forma de onda sinusoidal e em fase com a tensão. Relativamente ao travão elétrico verificou-se o seu bom funcionamento, permitindo assim abrandar a microeólica quando esta se encontra com uma elevada velocidade de rotação.

CAPÍTULO 5

Implementação do Sistema Microeólico com Interligação à Rede Elétrica

5.1. Introdução

Neste capítulo descreve-se a implementação do Sistema Microeólico com interligação à rede elétrica. O sistema implementado pode ser dividido em três partes: o sistema que simula a microeólica, o circuito de potência e o circuito de controlo. O sistema que simula a microeólica é constituído por um variador de velocidade, por um motor de indução trifásico e por um gerador síncrono de ímanes permanentes trifásico. O circuito de potência é constituído por um retificador trifásico de onda completa não controlado, por um filtro capacitivo, por um conversor *step-up* e por um inversor trifásico. O circuito de controlo é constituído por um DSP, por uma placa de condicionamento de sinal, por sensores de efeito *Hall*, que permitem medir tensões e correntes e também por circuitos de comando.

O circuito de *driver* dos IGBTs e o circuito de leitura da velocidade de rotação e comando do contactor principal foram desenvolvidos de raiz para a realização deste trabalho, sendo que as restantes placas utilizadas no circuito de controlo da microeólica foram desenvolvidas pelo GEPE (Grupo de Eletrónica de Potência e Energia).

5.2. Sistema de simulação da microeólica

Para a elaboração deste trabalho foi necessário implementar um sistema que permitisse simular uma microeólica. Para isso era necessário um sistema que permitisse alterar constantemente a velocidade de rotação do gerador, ou seja, um sistema que simulasse o vento. Para isto foi utilizado um variador de velocidade e um motor de indução acoplado ao gerador síncrono de ímanes permanentes (Figura 5.1).

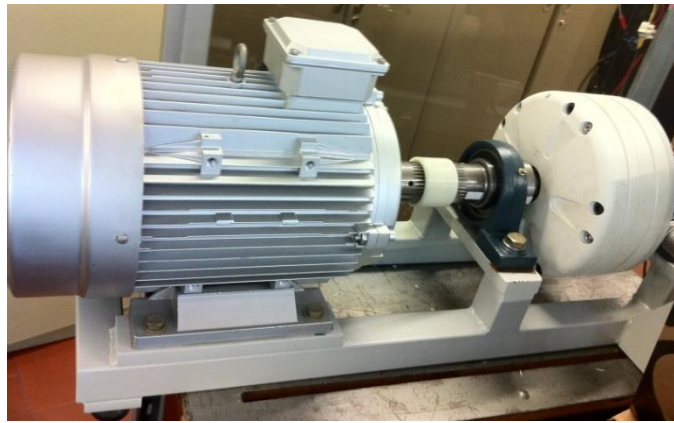


Figura 5.1 – Sistema implementado para simular a microeólica.

5.2.1. Variador de velocidade

O variador de velocidade utilizado é o *Sysdrive 3G3IV*, tem uma potência de 5,5 kW e é fabricado pela *OMRON*. Este tem como função variar a velocidade de rotação do motor de indução, que por sua vez, faz com o gerador seja acionado a essa mesma velocidade. Para isto, é utilizada a consola do variador para alterar a frequência da tensão aplicada ao motor. Um dado valor de frequência corresponde a uma determinada velocidade de rotação do motor de indução. Na Figura 5.2 apresenta-se o variador de velocidade trifásico utilizado para o desenvolvimento deste trabalho.



Figura 5.2 – Variador de velocidade *Sysdrive 3G3IV* da *OMRON*.

5.2.2. Motor de Indução

Para o acionamento do gerador síncrono de ímanes permanentes foi utilizado um motor de indução trifásico (*JM 132M2 6*). Este tem uma potência nominal de 5,5 kW, a uma velocidade de rotação de 920 rpm e é fabricado pela *Seipee*. Com base nas características nominais do motor, pode comprovar-se que este cumpre os requisitos

para acionar o gerador, pois permite velocidades de rotação até 920 rpm sem ultrapassar o valor da potência máxima do variador de velocidade.

Na Figura 5.3 é possível visualizar o motor de indução trifásico, utilizado para a realização do trabalho.

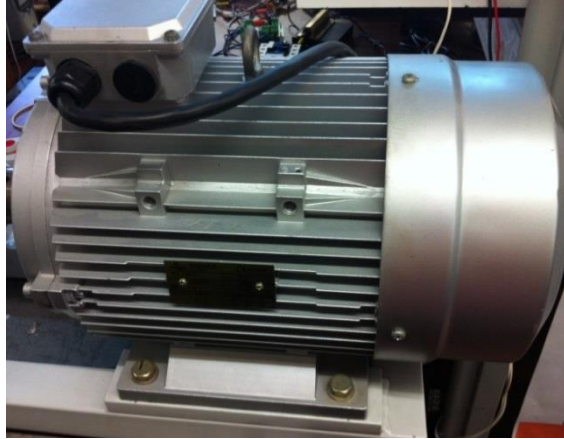


Figura 5.3 – Motor de indução trifásico utilizado.

5.2.3. Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes Trifásico (PMSG)

Para a realização deste trabalho foi utilizado um gerador síncrono de ímanes permanentes trifásico (*GL-PMG-1800*), fabricado pela empresa *Ginlong Technologies*. Este tem uma potência nominal de 1800 W a uma velocidade de rotação de 480 rpm. A Figura 5.4 apresenta o gerador síncrono de ímanes permanentes trifásico (*GL-PMG-1800*) utilizado.



Figura 5.4 – Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes Trifásico (*GL-PMG-1800*) da *Ginlong Technologies* [38].

5.3. Circuito de Potência da Microeólica

Neste item são descritos todos os componentes de eletrônica de potência que constituem o sistema microeólico.

Na Figura 5.5 apresenta-se placa de circuito impresso desenvolvida para o circuito de potência do sistema microeólico juntamente com os circuitos de *driver* dos IGBTs.

Nesta placa não se encontra o retificador trifásico, a resistência do travão elétrico, a bobina do conversor *step-up* e as bobinas de acoplamento do inversor com a rede elétrica.

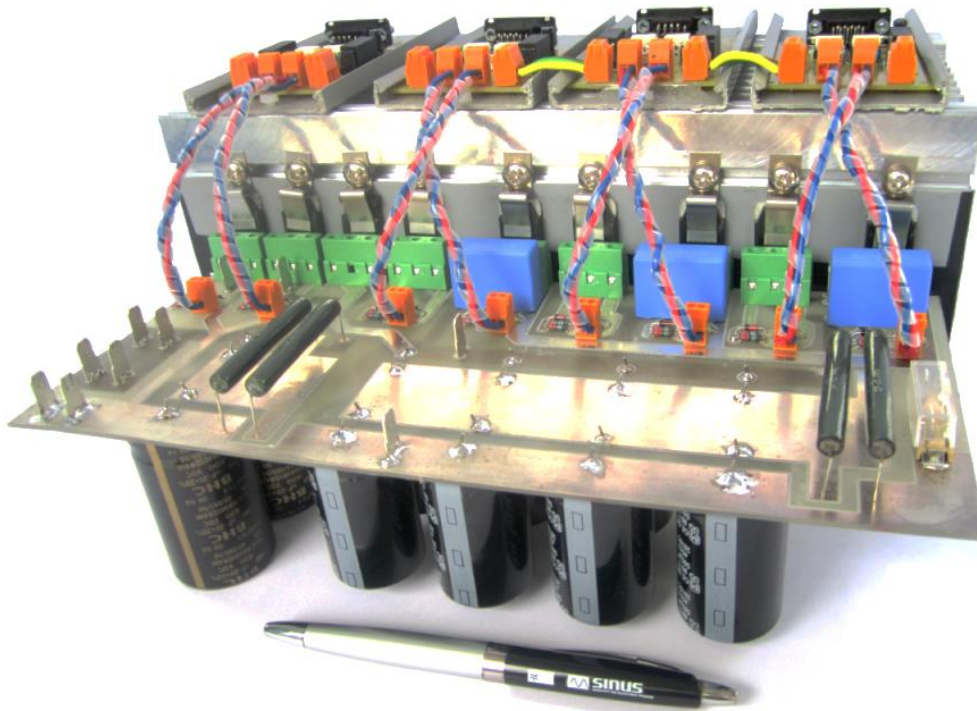


Figura 5.5 – Circuito de potência do sistema microeólico juntamente com os circuitos de *driver* dos IGBTs.

5.3.1. Ponte retificadora trifásica

A ponte retificadora trifásica utilizada para a elaboração deste trabalho foi a *SKD 30/16 A1*, da empresa *SEMIKRON*. Este retificador trifásico de onda completa não controlado suporta tensões com um valor máximo de 1600 V e uma corrente máxima de 30 A [43]. A Figura 5.6 apresenta a ponte retificadora trifásica de onda completa não controlada utilizada.



Figura 5.6 – Ponte retificadora trifásica *SKD 30/16 A1* da *SEMIKRON* [43].

5.3.2. Filtro Capacitivo

O filtro capacitivo é aplicado à saída da ponte retificadora, de forma a diminuir o *ripple* da tensão à entrada (v_{in}) do conversor *step-up*. O filtro capacitivo deve suportar o

valor máximo da tensão retificada, com o gerador a operar em vazio. Isto de modo a evitar que o filtro capacitivo se danifique, caso o sistema eólico por algum motivo funcione em circuito aberto. Para este filtro foram utilizados condensadores eletrolíticos *ALC10A681DH400*, fabricados pela *BHC*. Pode visualizar-se na Figura 5.7 um dos condensadores usados no filtro capacitivo.



Figura 5.7 - Condensador utilizado na entrada do conversor *step-up*.

O condensador tem um valor de capacidade de $680 \mu\text{F}$ e suporta tensões até 400 V . Caso o gerador opere em vazio, o valor máximo de tensão que o condensador suporta é insuficiente e por isso foram utilizados dois destes condensadores, ligados em série. Este conjunto de condensadores tem um valor de capacidade de $340 \mu\text{F}$ e suporta um valor de tensão máxima de 800 V . Na Figura 5.8 apresenta-se o esquema elétrico do filtro capacitivo. Em paralelo com os condensadores foram utilizadas duas resistências. Estas são designadas por resistências de equalização, e têm como objetivo manter a tensão igualmente distribuída por cada condensador.

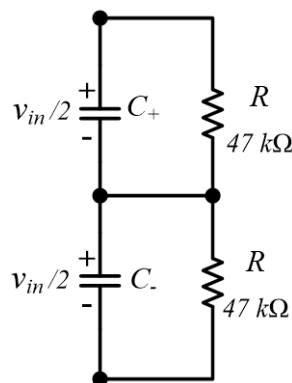


Figura 5.8 - Esquema elétrico do filtro capacitivo.

5.3.3. Conversor *Step-up*

Neste item são apresentados todos os componentes utilizados para a construção do conversor *step-up*. Estes componentes são: a bobina, o semicondutor de potência controlado, o diodo e os condensadores do barramento CC.

A Figura 5.9 mostra a bobina utilizada para o conversor *step-up*. Esta bobina possui núcleo de ar e foi projetada para um valor de 3,5 mH e para suportar uma corrente nominal de 30 A. O valor de corrente suportada pela bobina é muito superior ao necessário, contudo ao nível de valor de bobina é muito semelhante ao pretendido e por isso foi utilizada durante a validação experimental.

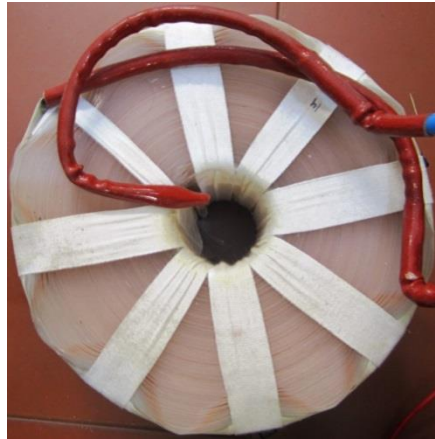


Figura 5.9 – Bobina utilizada no conversor *step-up*.

O semicondutor de potência controlado utilizado é um IGBT (modelo *FGA25N120ANTD*), fabricado pela *FAIRCHILD*. Este IGBT suporta tensões até 1200 V e uma corrente máxima de 25 A [44]. Na Figura 5.10 pode visualizar-se o semicondutor utilizado no conversor *step-up*.



Figura 5.10 - IGBT utilizado no conversor *step-up*.

A Figura 5.11 apresenta o díodo utilizado no conversor *step-up*.



Figura 5.11 – Díodo utilizado no conversor *step-up*.

O díodo utilizado para o conversor *step-up* é o modelo *STTH3012* da *STMicroelectronics*. Este é um díodo de recuperação ultra rápida que suporta tensões reversas com um valor máximo de 1200 V e uma corrente máxima de 30 A [45].

Os condensadores utilizados no barramento CC são do tipo eletrolítico (modelo *EETUQ2W561DA*), fabricados pela *Panasonic*. Cada um destes condensadores possui um valor de capacidade de 560 μF e suportam tensões até os 450 V. Na Figura 5.12 pode visualizar-se um desses condensadores.



Figura 5.12 - Condensador utilizado à saída do *step-up*.

Foram utilizados oito destes condensadores, divididos em dois grupos de quatro condensadores ligados em paralelo. Estes dois grupos são ligados em série, de modo a suportarem uma tensão máxima de 900 V. O valor de capacidade resultante deste conjunto é de 1120 μF . Na Figura 5.13 apresenta-se o esquema elétrico do barramento CC. Nesta ligação também são usadas resistências de equalização para distribuir uniformemente a tensão, por cada conjunto de condensadores.

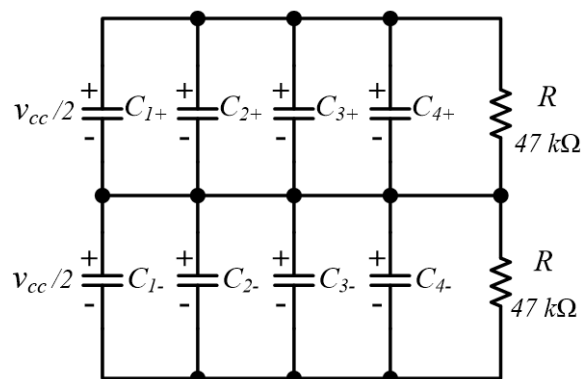


Figura 5.13 - Esquema elétrico do barramento CC.

5.3.4. Inversor Trifásico

No inversor trifásico foram usados seis IGBTs (modelo *FGA25N120ANTD*), fabricado pela *FAIRCHILD*. Isto devido às suas especificações cumprirem os requisitos

necessários para serem utilizados no inversor trifásico. Por motivos de economia optou-se por usar o mesmo semicondutor para o *step-up* e para o inversor trifásico.

Em paralelo com cada um dos braços de IGBTs do inversor, foi colocado um condensador de *snubber*. Para esta aplicação foram usados condensadores de polipropileno, da *Philips*. Estes têm uma capacidade de 100 nF e suportam uma tensão máxima de 1000 V. A Figura 5.14 apresenta o esquema elétrico do inversor trifásico implementado, com os condensadores de *snubber* e as bobinas de acoplamento com a rede elétrica.

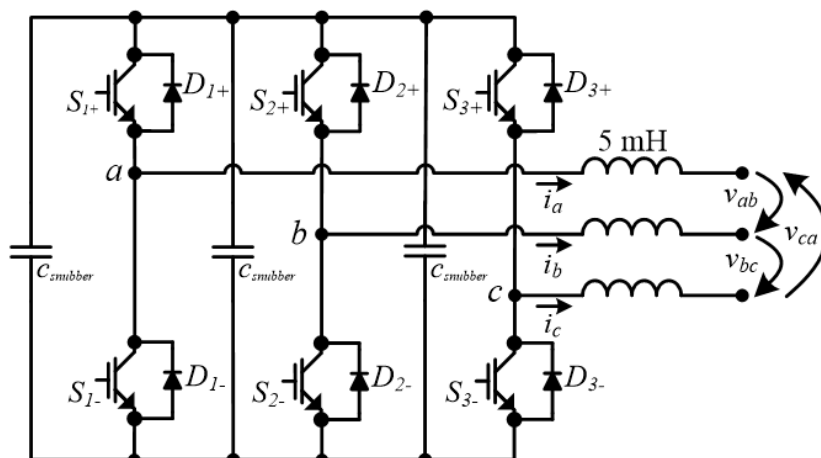


Figura 5.14 – Esquema elétrico do inversor trifásico implementado com os condensadores de *snubber* e bobinas de acoplamento.

Para o acoplamento do inversor trifásico com a rede elétrica foram utilizados 3 bobinas, de forma a transformar as variações de tensão produzidas pelo inversor em variações de corrente a injetar na rede. A Figura 5.15 apresenta uma das bobinas de acoplamento utilizadas. Estas bobinas são de núcleo de ferro e possuem valores de 1,5 mH, 3 mH e 5 mH dependendo da ligação e suportam correntes até 30 A.



Figura 5.15 – Bobina de acoplamento utilizada.

5.4. Circuito de Controlo da Microeólica

Neste item são apresentadas e descritas todas as placas de circuito impresso utilizadas para controlar todo o sistema microeólico. Os sensores de corrente e de tensão utilizados também são descritos neste item.

Na Figura 5.16 encontra-se representado o diagrama de blocos do controlo da microeólica.

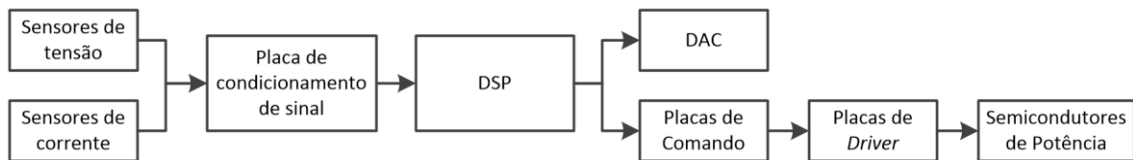


Figura 5.16 – Diagrama de blocos do controlo da microeólica.

5.4.1. Sensor de Tensão de Efeito Hall

Os sensores utilizados para medir as tensões do sistema microeólico foram do tipo efeito *Hall*, o modelo *CYHVS5-25A* da *ChenYang Sensors*. Este permite medir tensões até 2000 V de pico e garante um isolamento galvânico entre o primário e o secundário até uma tensão máxima de 2500 V [46]. Este sensor é capaz de medir tensões de CA e de CC e tem uma boa linearidade e resposta em frequência [46]. A corrente nominal do primário é de 5 mA e a corrente nominal do secundário é de 25 mA. Este sensor de tensão tem uma razão de transformação de 5000:1000 [46].

Na Figura 5.17 apresenta-se o sensor de tensão *CYHVS5-25A* da *ChenYang Sensors* e o seu esquema de ligação.

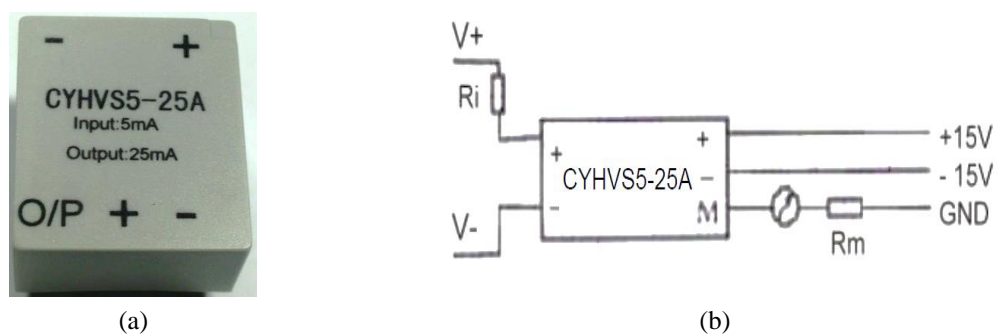


Figura 5.17 – Sensor de tensão *CYHVS5-25A* da *ChenYang Sensors*: (a) Aspecto do sensor; (b) Esquema de ligação do sensor de tensão *CYHVS5-25A* [46].

Para ajustar o sensor para uma determinada tensão de medida máxima (V_{pmax}), de forma a aproveitar toda a resolução, é necessário dimensionar a resistência do primário (R_i). Esta resistência é determinada pela equação (5.1), onde a I_{pn} é a corrente nominal no primário do sensor.

$$R_i = \frac{V_{pmax}}{I_{pn}} \quad (5.1)$$

O valor medido pelo sensor de tensão é dado em valor de corrente (terminal M do sensor), sendo necessário converter esse valor para tensão, de modo a ser possível efetuar a sua leitura pela placa de condicionamento de sinal. Para isso é colocada uma resistência de medida (R_m) à saída do terminal M do sensor, que se encontra implementada na placa de condicionamento de sinal. Esta resistência R_m foi dimensionada pela equação (5.2), de forma a obter uma tensão máxima (V_{Mmax}) de 2,5 V para a corrente nominal no secundário do sensor (I_{Sn}).

$$R_m = \frac{V_{Mmax}}{I_{Sn}} \quad (5.2)$$

Na Figura 5.18 apresenta-se a placa de circuito impresso utilizada para o sensor de tensão *CYHVS5-25A*.

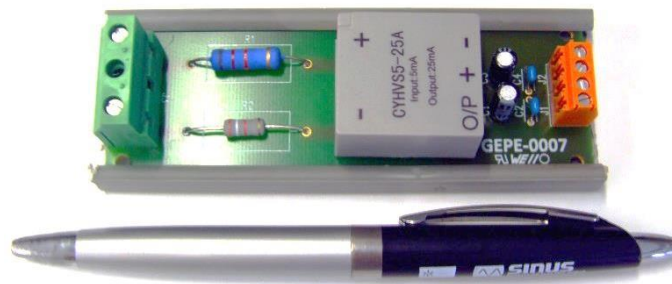


Figura 5.18 – Placa de circuito impresso utilizada para o sensor de tensão *CYHVS5-25A*.

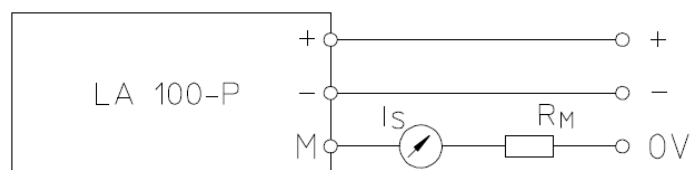
5.4.2. Sensor de Corrente de Efeito *Hall*

Os sensores utilizados para medir as correntes do sistema microeólico foram do tipo efeito *Hall*, o modelo *LA 100-P* da *LEM*. Este permite medir correntes até 100 A (valor de corrente nominal no primário), obtendo no secundário uma corrente nominal de 50 mA, o que corresponde a uma razão de transformação de 1:2000 [47].

Na Figura 5.19 apresenta-se o sensor de corrente *LA 100-P* da *LEM* e o seu esquema de ligação.



(a)



(b)

Figura 5.19 – Sensor de corrente *LA 100-P* da *LEM*: (a) Aspetto do sensor; (b) Esquema de ligação do sensor de corrente *LA 100-P* [47].

O valor medido pelo sensor é dado em corrente, sendo necessário a resistência de medida (R_m), que se encontra montada na placa de condicionamento de sinal. A R_m deste sensor foi dimensionada utilizando o mesmo método do sensor de tensão, isto é, através da equação (5.2).

Na Figura 5.20 apresenta-se a placa de circuito impresso usada para o sensor de corrente *LA 100-P*.

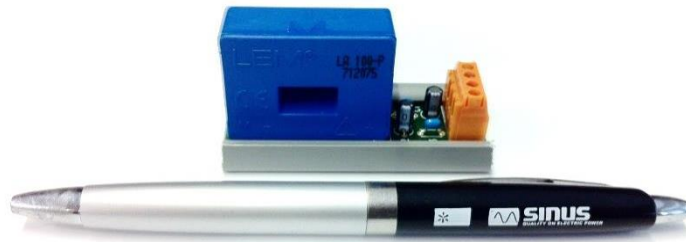


Figura 5.20 - Placa de circuito impresso usada para o sensor de corrente *LA 100-P*.

5.4.3. Placa de Condicionamento de Sinal

Para a leitura dos sinais de saída dos sensores foi utilizada uma placa de condicionamento de sinal. Esta placa contém 8 ADC externos de 14 *bits* com uma gama de tensão entre os -5 V e os +5 V. Na Figura 5.21 apresenta-se a placa de condicionamento de sinal utilizada.

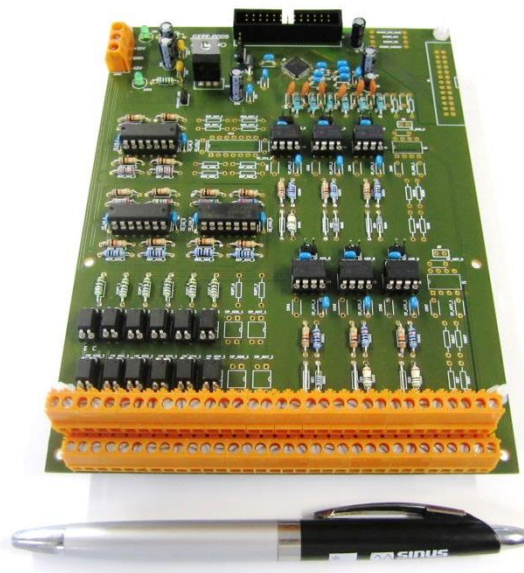


Figura 5.21 – Placa de Condicionamento de Sinal.

A placa de condicionamento de sinal contém circuitos de deteção sobre correntes e sobretensões, que são utilizados para parar a comutação dos IGBTs. Cada um dos 8 canais analógicos possui dois circuitos de deteção correspondentes ao limite mínimo e

ao limite máximo estabelecidos. Quando estes são excedidos é gerado um sinal de erro que interrompe a comutação dos semicondutores de potência.

A ligação desta placa com a placa de suporte do DSP é realizada através de uma *flat cable* de 26 pinos.

5.4.4. DSP TMS320F28335

Para o controlo do sistema Microeólico, foi utilizado o DSP (*Digital Signal Processor*) *TMS320F28335*, da *Texas Instruments*. Este DSP de 32Bits permite operações com vírgula flutuante e tem um circuito de relógio de 150 MHz [48]. Um dos fatores que levou à sua escolha foram os seus 18 canais de PWM, que em aplicações de eletrónica de potência são bastantes uteis.

A Figura 5.22 apresenta a placa de controlo *TMDSCNCD28335*, da *Texas Instruments*, que contém o DSP *TMS320F28335*.



Figura 5.22 – Placa de controlo *TMDSCNCD28335* da *Texas Instruments*.

Nesta placa de controlo foi desenvolvida toda a teoria de controlo do Sistema Microeólico, codificado em linguagem C. Na Figura 5.23 apresenta-se o fluxograma do programa implementado no DSP para controlar o Sistema Microeólico. Neste fluxograma é apresentada a ordem com que são executadas cada uma das funções implementadas, de forma a controlar o conversor *step-up* e o inversor VSI trifásico.

Numa fase inicial são lidos todos os valores obtidos pelos sensores de corrente e de tensão. Após isto, é verificada a velocidade de rotação do gerador elétrico, de forma a determinar a potência de referência para o controlo MPPT. Com este valor, o controlo MPPT ajusta o valor de *duty-cycle* do PWM aplicado na *gate* do IGBT do conversor *step-up*, de forma a extrair o valor de corrente pretendido. Posteriormente é executada a PLL trifásica, de forma a gerar os sinais de referência em fase com as repetitivas tensões simples da rede elétrica. Depois é monitorizada a tensão do barramento CC, com o objetivo de aumentar ou diminuir a amplitude das correntes de referência para o inversor trifásico, de forma a regular a tensão do barramento CC no valor pretendido. Após a determinação do valor das correntes de referência é executado o controlador PI

Síncrono, responsável por controlar as correntes sintetizadas pelo inversor trifásico Este programa é executado a uma frequência de amostragem (f_s) de 40 kHz.

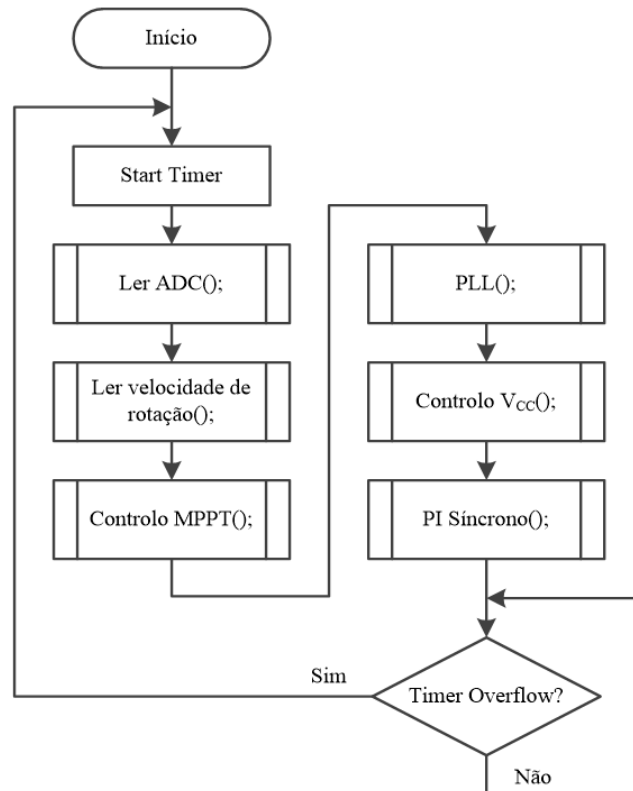


Figura 5.23 – Fluxograma simplificado do programa implementado no DSP para controlar o Sistema Microeólico.

5.4.5. Placa de Suporte para o DSP

Foi utilizada uma placa de suporte para o DSP, de modo a fazer a interface com as placas do sistema de controlo da microeólica. A Figura 5.24 apresenta a placa de circuito impresso utilizada para suportar a placa de controlo *TMDSCNCD28335*.

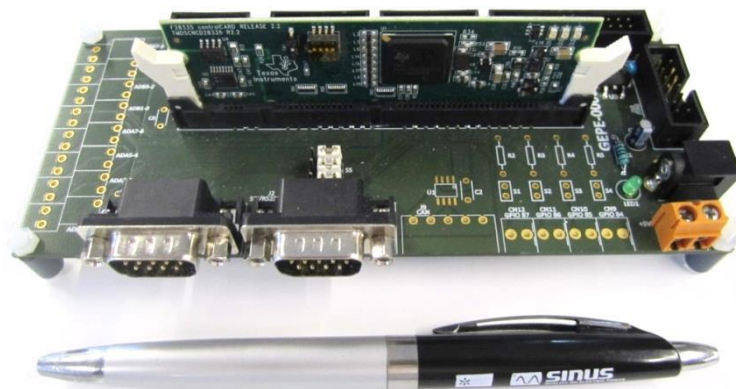


Figura 5.24 – Placa de suporte para o DSP.

5.4.6. Placa de DAC

Para analisar as variáveis internas do DSP em tempo real, foi utilizado uma placa de DAC (*Digital to Analog Conversion*). Esta placa permite converter 8 variáveis internas do DSP em 8 sinais analógicos, que podem ser visualizados em tempo real num osciloscópio. A ligação entre esta placa e a placa de suporte do DSP é realizada através de uma ficha DB9, onde é utilizada uma comunicação série SPI. Na Figura 5.25 apresenta-se a placa de DAC utilizada neste trabalho.

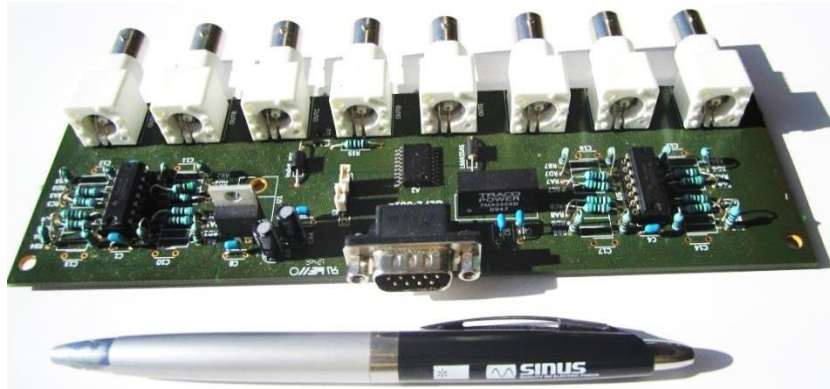


Figura 5.25 – Placa de DAC utilizada.

5.4.7. Circuito de Comando Monofásico

Para comandar os semicondutores de potência do conversor *step-up* e do travão elétrico, foi utilizado um circuito de comando monofásico (Figura 5.26) que faz a interface entre o DSP e o circuito de *driver* dos IGBTs. Este circuito é responsável por converter os sinais de PWM provenientes do DSP, lógica TTL de 3,3 V, em lógica CMOS de 15 V.

Para o sinal de saída ser transmitido ao circuito de *driver* dos IGBTs é necessário não se verificar qualquer erro e também é necessário habilitar a comutação do circuito de comando, que é realizada através de um interruptor (*enable*). Os sinais de erro podem ser provenientes da placa de condicionamento de sinal, do circuito de *driver* dos IGBTs ou de outra fonte que se considere necessária a interrupção da comutação dos semicondutores de potência. Quando é verificado um erro numa das entradas do circuito de comando, é automaticamente interrompida a comutação dos IGBTs. Por motivos de segurança estes erros são memorizados localmente, sendo necessário transmitir um sinal (*reset*) ao circuito de comando, para apagar os erros detetados. Este sinal de *reset* é realizado pela pressão de um botão.

As entradas e saídas de erros e as entradas dos sinais para habilitar a comutação (*reset* e *enable*) são efetuadas pelos ligadores para PCB de 3,5 mm.

A ligação entre o circuito de comando e o DSP é efetuado através de um *flat cable* de 10 pinos e a ligação com o circuito de *driver* dos IGBTs é efetuado por uma ficha DB9.



Figura 5.26 - Circuito de Comando Monofásico.

5.4.8. Circuito de Comando Trifásico

Para comandar os semicondutores de potência do inversor trifásico, foi utilizado um circuito de comando trifásico (Figura 5.27) que faz a interface entre o DSP e o circuito de *driver* dos IGBTs. Este tem o mesmo princípio de funcionamento que o circuito de comando monofásico. O circuito de comando trifásico diferencia-se na ligação entre o DSP que é através de um *flat cable* de 14 pinos, em vez de um *flat cable* de 10 pinos utilizada no circuito de comando monofásico. Outra diferença deste circuito de comando é de possuir mais uma ficha DB9, permitindo assim a ligação a três circuitos de *driver* dos IGBTs.

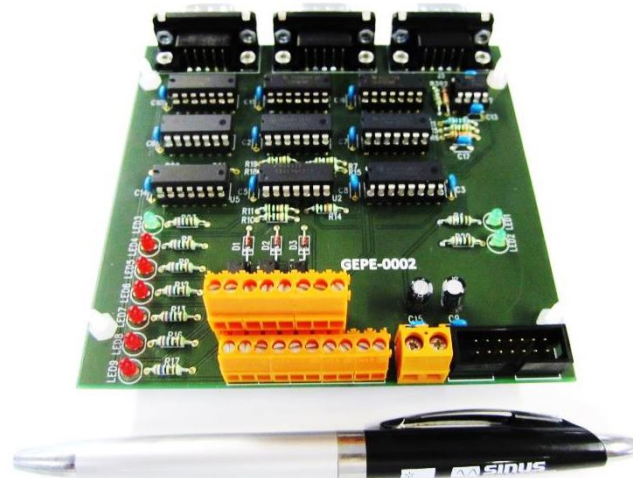


Figura 5.27 – Circuito de Comando Trifásico.

5.4.9. Circuito de *Driver* dos IGBTs

Para acionar os IGBTs foi desenvolvido um circuito de *driver* dos IGBTs, que pode visualizar-se na Figura 5.28. Este recebe os sinais de PWM dos circuitos de comando monofásico ou trifásico, através da ficha DB9. Relativamente aos semicondutores de potência, a ligação é realizada por ligadores de duas posições para PCB de 3,5 mm.

O circuito de *driver* dos IGBTs é o responsável por garantir o isolamento entre o sistema de controlo e o circuito de potência. Isto através da utilização de dois *HCPL-J312* (um para cada IGBT) e de fontes CC isoladas, que podem ser utilizadas uma ou duas. Isto devido à possibilidade de partilhar a alimentação do IGBT inferior, caso o emissor dos IGBTs se encontrem ligados ao mesmo ponto. No caso do inversor trifásico, pode ser utilizada uma única fonte CC isolada para alimentar os três IGBTs inferiores de cada braço. Esta partilha é realizada através ligadores de três posições para PCB de 3,5 mm.

O *HCPL-J312* pode operar até uma tensão máxima de 891 V e fornece correntes de saída até 2 A de pico [49].

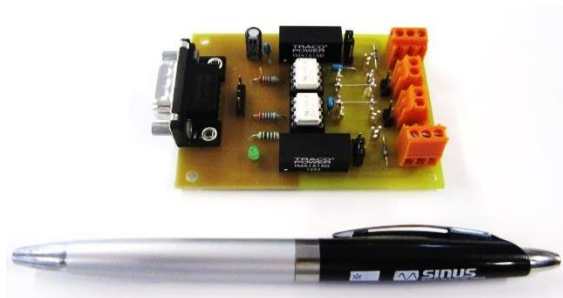


Figura 5.28 – Circuito de *Driver* para um braço de IGBTs.

5.4.10. Circuito de Leitura da Velocidade de Rotação e Comando do Contactor Principal

Nesta placa encontra-se implementado o circuito de leitura da velocidade de rotação do gerador síncrono de ímãs permanentes e o circuito de comando do contactor trifásico, que é responsável por fazer a ligação entre o sistema microeólico e a rede elétrica.

O algoritmo de controlo MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) implementado para extrair a máxima potência do sistema microeólico requer que seja determinada a velocidade de rotação do gerador elétrico. Para isso foi implementado o circuito da Figura 5.29. Este é constituído por duas resistências (47 k Ω e de 10 k Ω), por dois díodos (*1N4148* e *1N4007*) e por um optoacoplador *FOD817A*. A resistência de 47 k Ω

foi dimensionada de modo a limitar a corrente direta no díodo do optoacoplador, evitando assim que este se danifique. O díodo *1N4148* encontra-se em paralelo com o fotodíodo, serve para evitar tensões reversas no díodo do optoacoplador. O díodo *1N4007* permite suportar tensões reversas superiores à permitida pelo optoacoplador. A resistência de $10\text{ k}\Omega$ serve para limitar a corrente no coletor do transístor de saída do optoacoplador.

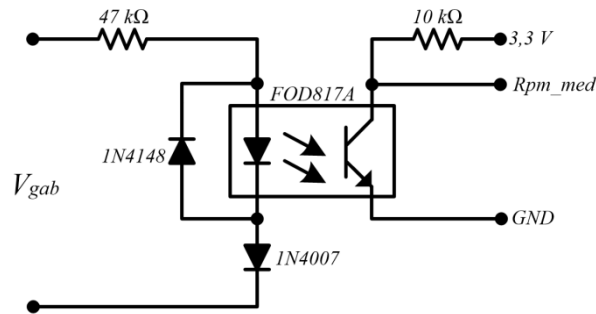


Figura 5.29 – Circuito de medição da velocidade de rotação do gerador implementado.

Este circuito tem como entrada a tensão composta, v_{gab} , do gerador elétrico. Na Figura 5.30 apresenta-se a forma de onda da tensão composta v_{gab} do gerador e o sinal à saída do optoacoplador (rpm_med). O sinal de saída rpm_med apresenta uma onda quadrada, pois no semiciclo positivo o optoacoplador encontra-se ativo, colocando a saída ligada à massa. No caso do semiciclo negativo o optoacoplador está desligado e a saída encontra-se ligada à fonte de alimentação de 3,3 V.

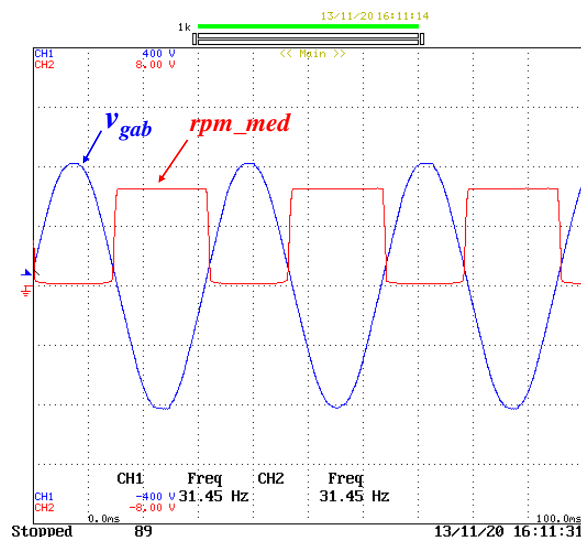


Figura 5.30 – Forma de onda da tensão composta v_{gab} do gerador (v_{gab} : 100 V/div) e do sinal de saída rpm_med do optoacoplador (rpm_med : 2 V/div).

O sinal de saída é lido a uma frequência de amostragem (f_s) de 40 kHz pelo sistema de controlo, onde são verificadas três transições do sinal de saída, de forma a determinar o período. Quando é verificada a primeira transição a zero (0 V) é

incrementada uma variável (*Contador*). O sistema de controlo aguarda por uma transição a um (3,3 V) para verificar a próxima transição a zero. Com isto é possível determinar o período (T) da forma de onda da tensão v_{gab} produzida pelo gerador elétrico, através da equação (5.3).

$$T = Contador \frac{1}{f_s} \quad (5.3)$$

Após determinar o período (T) é possível saber a frequência da forma de onda da tensão composta. A frequência (f) pode ser determinada pela equação (5.4).

$$f = \frac{1}{T} \quad (5.4)$$

Com a frequência (f) da forma de onda da tensão composta, a velocidade de rotação (n) do gerador elétrico pode ser determinada pela equação (5.5), onde p é o número de pares de pólos.

$$n = \frac{60 f}{p} \quad (5.5)$$

A Figura 5.31 apresenta o esquema elétrico do circuito de comando do contactor trifásico principal. A alimentação de 5 V é fornecida pela placa de suporte do DSP e alimentação do contactor trifásico é proveniente da tensão da fase A da rede elétrica.

O sinal $v_{comando}$ é obtido por um dos pinos do DSP configurado como saída digital. Quando o pino se encontra ativo (3,3 V) é fechado o circuito de alimentação do contactor. No caso de o pino se encontrar desativado (0 V), o circuito de alimentação do contactor encontra-se em aberto. Para isto ser possível, foi necessário determinar a resistência de limitação de corrente no fotodiodo (R_{led}) do optocoplador *MOC3052* e a resistência de *gate* (R_{triac}) do triac *BTA24*.

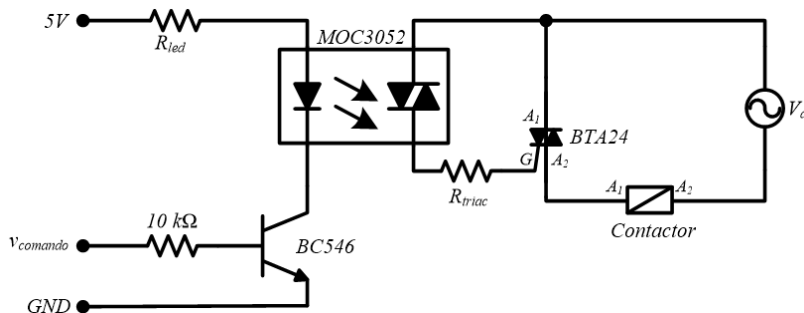


Figura 5.31 – Esquema elétrico do circuito de comando do contactor trifásico.

A resistência R_{led} pode ser determinada pela equação (5.6), onde V_{led} é a queda de tensão no fotodíodo, V_{sat} é a tensão de saturação do transistor (*BC546*) e I_{led} a corrente necessária para ligar o fotodíodo.

$$R_{led} = \frac{5 - V_{led} - V_{sat}}{I_{led}} = \frac{5 - 1,5 - 0,25}{0,0355} \cong 91 \Omega \quad (5.6)$$

Relativamente à resistência R_{triac} , esta pode ser determinada através da equação (5.7), onde V_{p-a} é o pico da tensão da fase *A* e a I_{TSM} é o pico de corrente máximo fornecido pelo optocoplador *MOC3052*.

$$R_{triac} = \frac{V_{p-a}}{I_{TSM}} = \frac{325}{1} = 325 \Omega \quad (5.7)$$

Na Figura 5.32 apresenta-se o circuito de leitura de velocidade de rotação e comando do contactor principal desenvolvido para a realização deste trabalho.

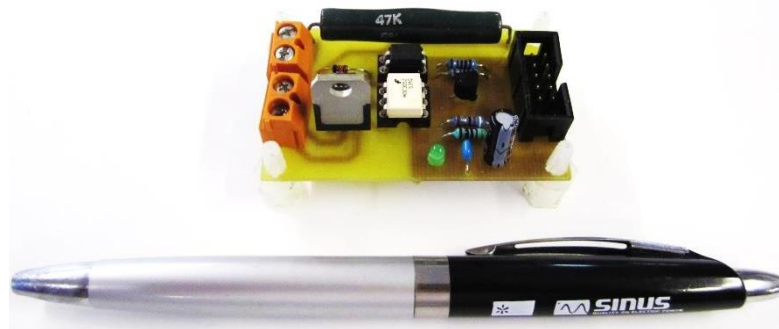


Figura 5.32 – Circuito de Leitura de Velocidade de Rotação e Comando do Contactor Principal.

5.4.11. Placa de Proteção do Barramento CC

O barramento CC encontra-se regulado a uma tensão de 800 V e por precaução foi utilizado um circuito de proteção contra sobretensões no barramento CC, de forma a garantir a proteção dos componentes do circuito de potência de alguma anomalia que possa ocorrer durante o funcionamento do sistema.

Na Figura 5.33 apresenta-se o circuito de proteção do barramento CC. O princípio de funcionamento deste circuito consiste em monitorizar a tensão do barramento CC através de um divisor resistivo. Quando a tensão ultrapassa os 850 V o SCR (*Silicon-Controlled Rectifier*) entra em condução, descarregando a energia do barramento CC num conjunto de resistências externas. Ao mesmo tempo é acionado o relé, abrindo o seu contacto normalmente fechado, cortando a alimentação dos contactores. O optocoplador também entra em condução, enviando um sinal de erro para os circuitos de comando, originando assim numa paragem da comutação dos semicondutores de potência do sistema microeólico.

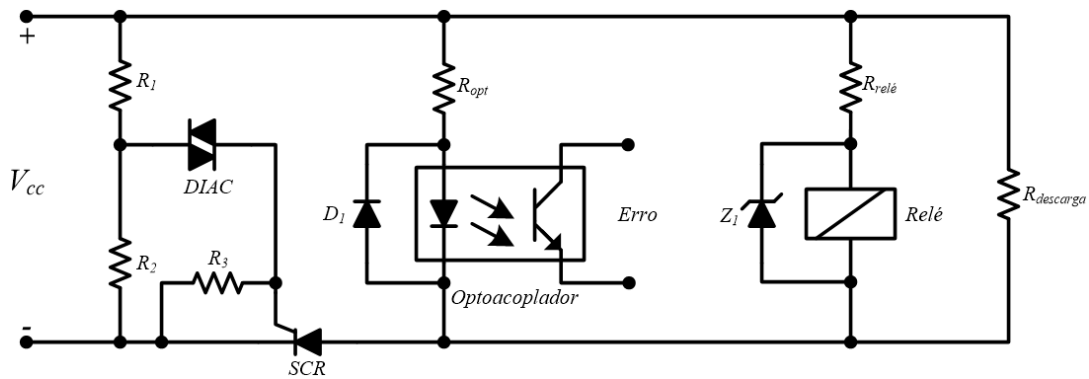


Figura 5.33 – Circuito de Proteção do Barramento CC.

Na Figura 5.34 apresenta-se a placa de proteção do barramento CC utilizada neste trabalho.

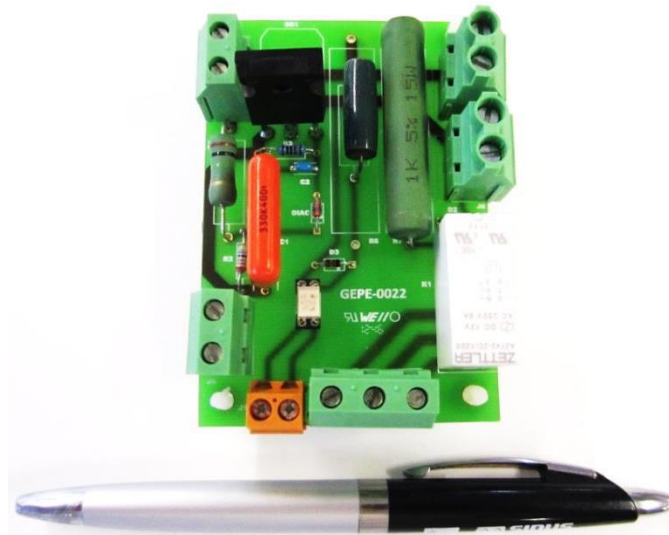


Figura 5.34 – Placa de Proteção do Barramento CC.

5.5. Circuito de Comando da Bancada de Ensaio do Sistema Microeólico

Para garantir a segurança do sistema microeólico foi implementado o circuito de comando apresentado na Figura 5.35.

Para o variador de velocidade entrar em funcionamento é necessário pressionar o botão de pressão S2. O contactor KM1 é alimentado fechando o seu contacto normalmente aberto, permitindo fazer a auto-alimentação do circuito. Uma lâmpada também é ligada neste processo, de forma a sinalizar que o sistema se encontra em funcionamento.

A ligação com a rede elétrica é realizada pelo DSP, que envia o sinal de controlo ao circuito de leitura de velocidade de rotação e comando do contactor principal para ligar ou desligar o contactor KM2.

Para desligar o circuito de comando foi utilizado um botão de pressão S1, que permite cortar a alimentação dos contactores e da lâmpada. Outra forma de cortar a alimentação é através do contacto normalmente fechado do circuito de proteção contra sobretensões no barramento CC. Isto acontece quando a tensão do barramento CC for superior ao limite estipulado, abrindo o contacto, de forma a garantir a segurança do sistema microeólico.

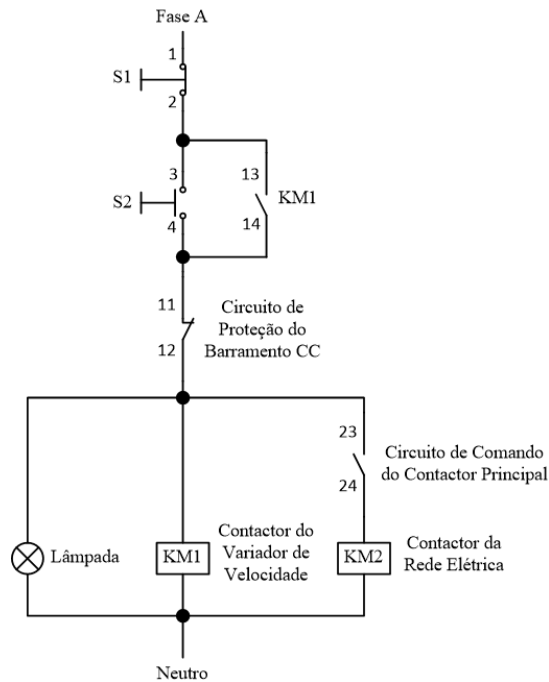


Figura 5.35 – Esquema elétrico do circuito de comando implementado para o sistema microeólico.

Na Figura 5.36 apresentam-se o disjuntor trifásico, que se encontra entre a rede elétrica e o sistema microeólico, e os contactores trifásicos utilizados na bancada de ensaios do sistema microeólico.



Figura 5.36 – Disjuntor trifásico e contactores trifásicos utilizados na bancada de ensaios do sistema microeólico.

5.6. Conclusão

Neste capítulo são descritas as três partes que constituem o sistema microeólico, o sistema que simula a microeólica, o circuito de potência e o sistema de controlo.

Em relação ao sistema que simula a microeólica foram analisados os seus três constituintes, que são: o variador de velocidade, o motor de indução e o gerador elétrico de ímanes permanentes.

No caso do circuito de potência foram descritos os vários componentes utilizados no retificador trifásico, no filtro capacitivo, no conversor *step-up* e no inversor trifásico.

Quanto ao circuito de controlo foram abordados os sensores de efeito *Hall* de tensão e de corrente, a placa de condicionamento de sinal, o DSP e a sua placa de suporte, os circuitos de comando monofásica e trifásica, o circuito de *driver* dos IGBTs, o circuito de leitura da velocidade de rotação e comando do contactor principal e o circuito de proteção do barramento CC.

CAPÍTULO 6

Resultados Experimentais do Sistema Microeólico com Interligação à Rede Elétrica

6.1. Introdução

Neste capítulo são apresentados os resultados experimentais obtidos através do protótipo do sistema microeólico com interligação à rede elétrica desenvolvido.

Numa fase inicial são apresentados os resultados experimentais obtidos nos vários ensaios realizados ao gerador síncrono de ímanes permanentes. Depois são descritos os vários testes efetuados ao conversor *step-up* e ao inversor trifásico, de forma a verificar o funcionamento dos circuitos de hardware, juntamente com o sistema de controlo. Após os testes iniciais a cada um dos módulos do sistema microeólico, foram realizados testes ao sistema microeólico com interligação à rede elétrica.

Na Figura 6.1 pode visualizar-se o circuito de potência e de controlo do sistema microeólico.

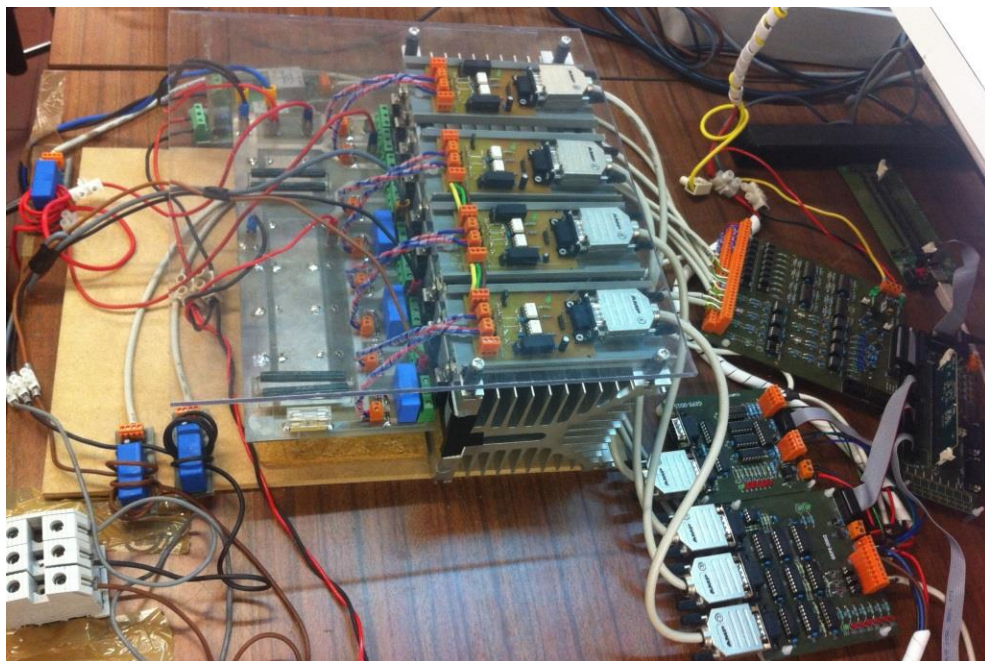


Figura 6.1 – Circuito de potência e de controlo do sistema microeólico.

Na Figura 6.2 apresentam-se os transformadores de isolamento e as bobinas de acoplamento.



Figura 6.2 – Transformadores de isolamento e as bobinas de acoplamento.

6.2. Resultados do Ensaio ao Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes

Neste item são apresentados os vários ensaios realizados ao gerador síncrono de ímanes permanentes. Este foi colocado a funcionar a diferentes velocidades de rotação, de modo a obter os dados necessários para desenhar as curvas características do gerador e compará-los com os fornecidos pelo fabricante do gerador.

6.2.1. Ensaio em Vazio

Na Figura 6.3 apresentam-se as formas de onda das tensões compostas registadas, com o gerador a operar em vazio, para duas velocidades de rotação diferentes. Através destas figuras verifica-se que as tensões encontram-se desfasadas 120° entre si e apresentam uma forma de onda sinusoidal.

Através da informação retirada durante o ensaio em vazio é possível determinar o número de pares de pólos do gerador, visto que estes não são fornecidos pelo fabricante.

$$p = \frac{60 f}{n_s} = \frac{60 \times 40}{300} = 8 \quad (6.1)$$

Utilizando a equação (6.1) e sabendo que a uma velocidade de rotação de 300 rpm, a frequência das tensões produzidas é de 40 Hz (Figura 6.3), determina-se que o gerador tem 8 pares de pólos.

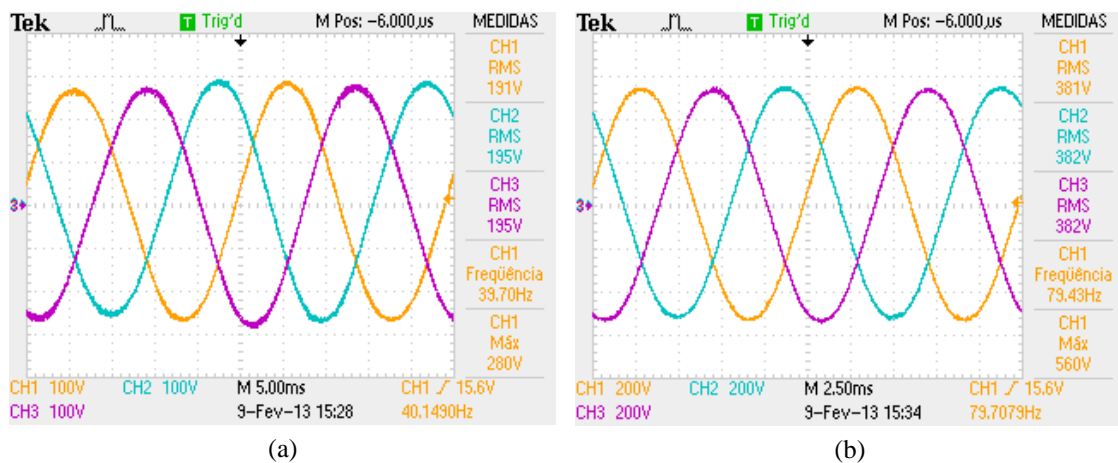


Figura 6.3 - Formas de onda das tensões compostas produzidas pelo gerador em vazio: (a) Velocidade de rotação de 300 rpm; (b) Velocidade de rotação de 600 rpm.

Na folha de dados do gerador é fornecido o gráfico da tensão em vazio (Figura 6.4), no entanto não é especificado se é a tensão composta ou a tensão retificada, como foi mencionado anteriormente no item 3.6.1.

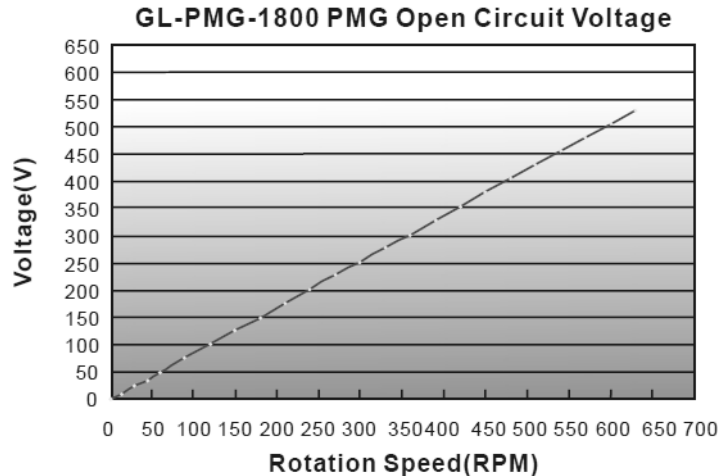


Figura 6.4 - Tensão em vazio versus velocidade rotação do gerador *GL-PMG-1800* [38].

Para esclarecer esta dúvida, mediram-se as tensões compostas e a tensão à saída de um retificador trifásico, com o gerador a operar em vazio.

A Figura 6.5 apresenta a evolução dos valores eficazes das tensões compostas produzidas pelo gerador em função da velocidade de rotação. Através da análise deste gráfico, pode verificar-se que os valores eficazes das tensões compostas encontram-se relativamente abaixo dos valores fornecidos pelo gráfico da Figura 6.4.

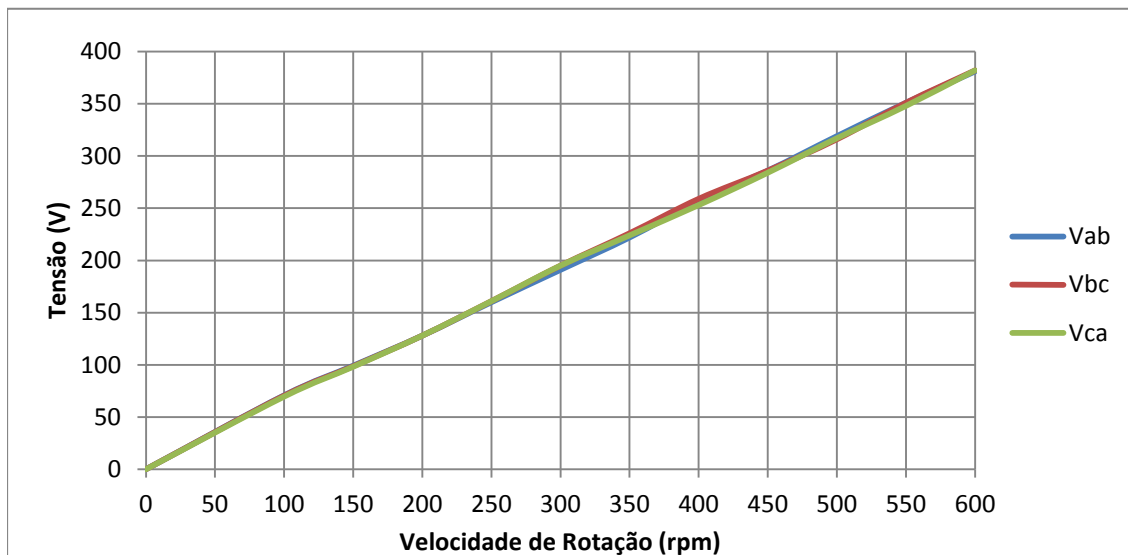


Figura 6.5 - Evolução dos valores eficazes das tensões compostas produzidas pelo gerador (em vazio) em função da velocidade de rotação.

Na Figura 6.6 apresenta-se o gráfico da tensão retificada em função da velocidade de rotação. Através deste gráfico, pode-se concluir que os valores obtidos foram superiores aos fornecidos pelo fabricante. Tendo em conta isto, presume-se que o fabricante deve estar a referir-se à tensão retificada.

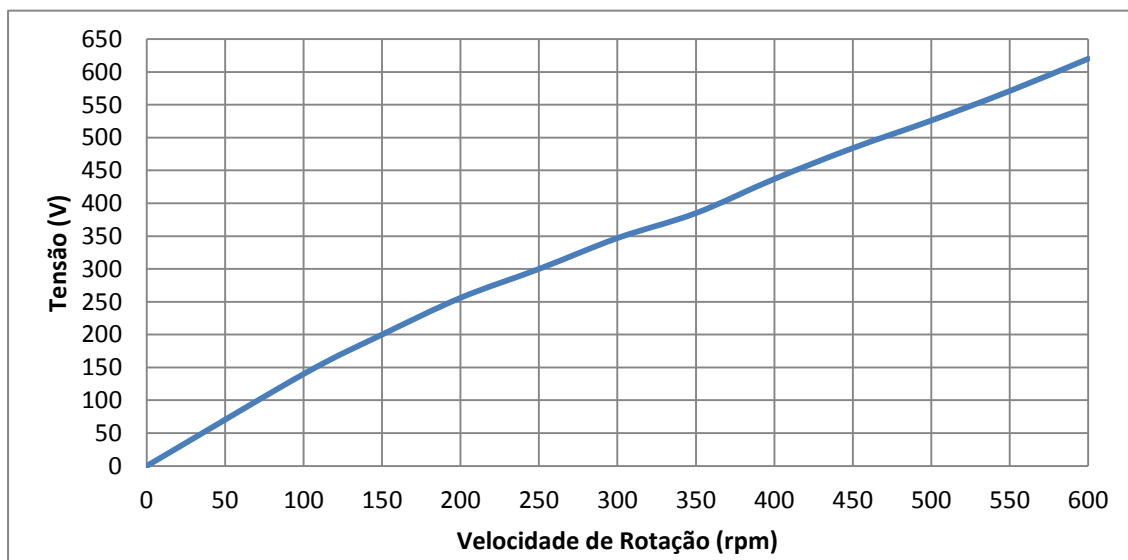


Figura 6.6 - Tensão retificada em função da velocidade de rotação, obtido no ensaio ao gerador em vazio.

6.2.2. Ensaio com carga linear

Neste ensaio, é utilizado um conjunto de resistências por cada fase do gerador, de modo a extrair a máxima potência para as diferentes velocidades de rotação.

A Figura 6.7 apresenta a curva da potência do gerador em função da velocidade de rotação, fornecida pelo fabricante.

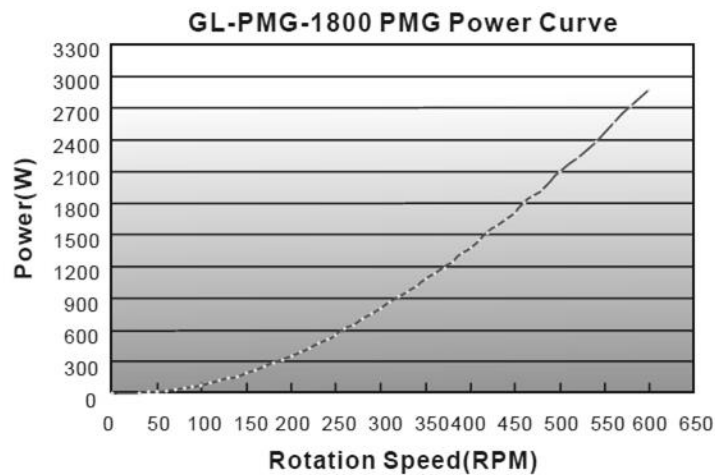


Figura 6.7 - Curva da potência versus velocidade de rotação do gerador *GL-PMG-1800* [38].

Na Figura 6.8 apresenta-se a evolução da potência máxima fornecida pelo gerador em função da velocidade de rotação. Através deste gráfico, pode verificar-se que os valores obtidos são bastante semelhantes aos valores fornecidos pelo fabricante do gerador.

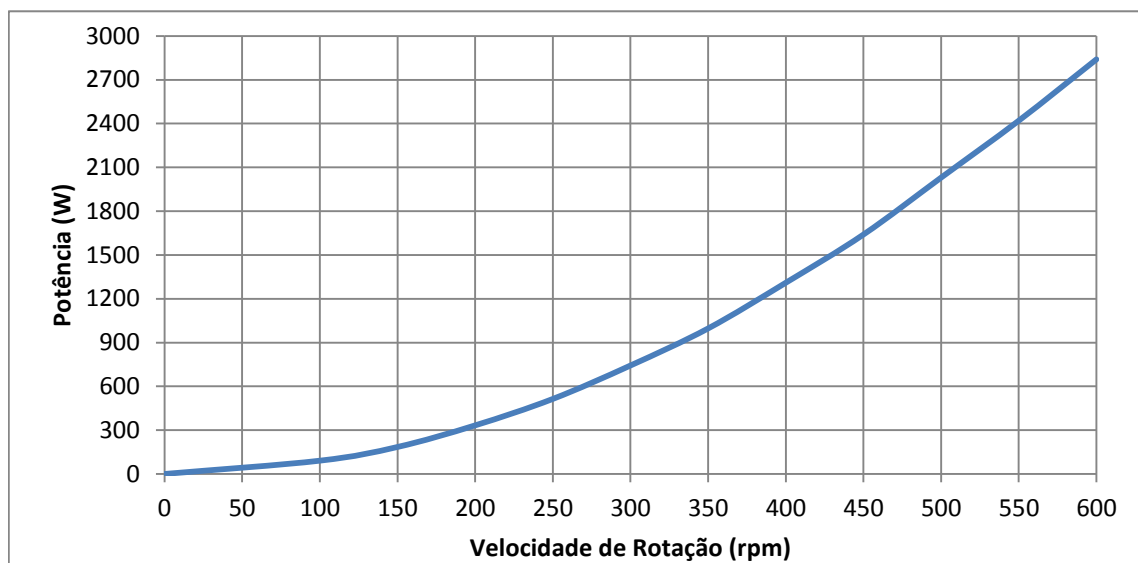


Figura 6.8 - Potência máxima fornecida pelo gerador (com carga linear) em função da velocidade de rotação.

6.2.3. Ensaio com carga não linear (Ponte retificadora)

Neste ensaio, a saída do gerador síncrono de ímãs permanentes é ligada a uma ponte retificadora trifásica de onda completa não controlada. Na saída do retificador ligou-se um conjunto de resistências, dimensionado de modo a extrair a máxima potência do gerador.

Na Figura 6.9 apresentam-se as formas de onda das tensões e das correntes à entrada da ponte retificadora trifásica, a uma velocidade de rotação de 480 rpm. Através desta figura, verifica-se que as formas de onda das tensões compostas e das correntes apresentam alguma distorção, devido à corrente não sinusoidal da ponte retificadora trifásica de onda completa não controlada.

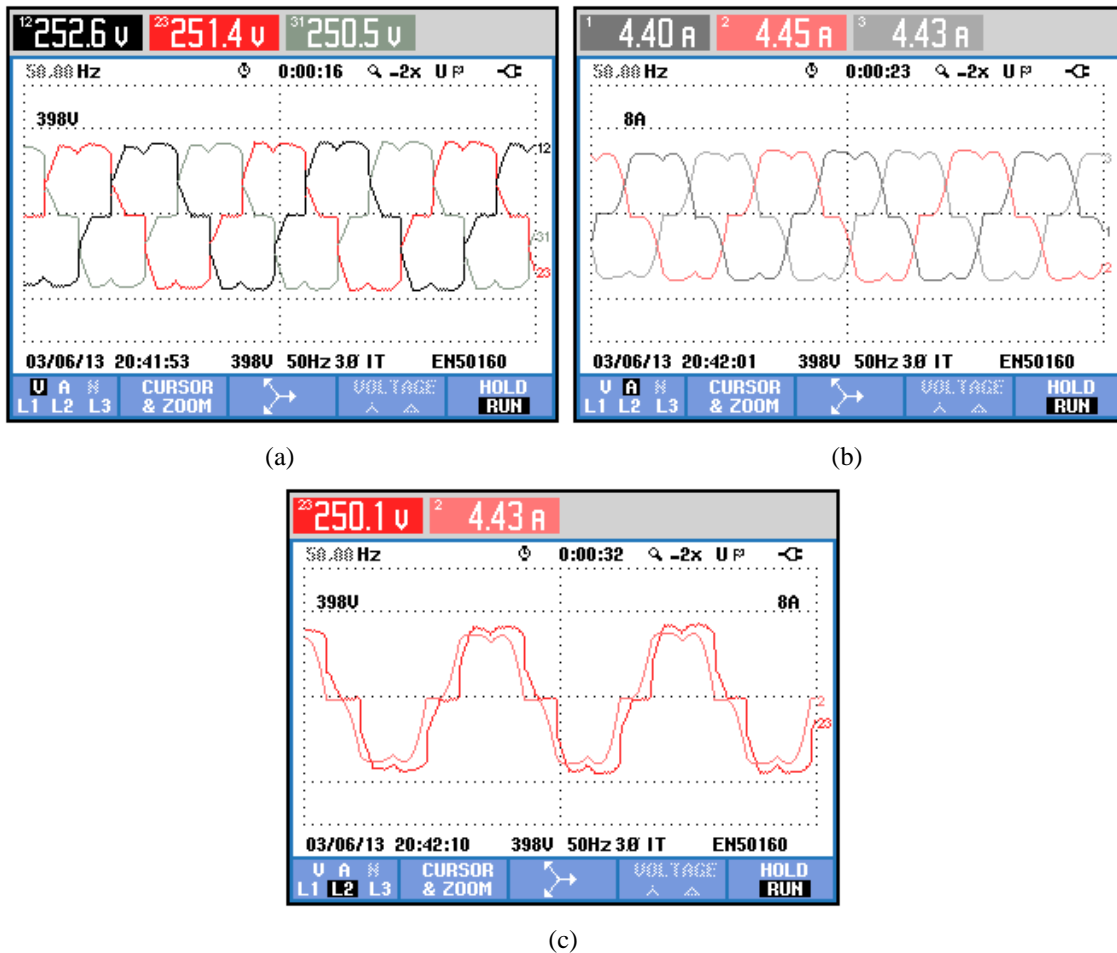


Figura 6.9 - Formas de onda das tensões compostas e das correntes à entrada da ponte retificadora a uma velocidade de rotação de 480 rpm:

(a) Tensões Compostas; (b) Correntes; (c) Tensão V_{bc} e corrente na fase B.

A Figura 6.10 apresenta a evolução da potência máxima obtida à saída da ponte retificadora trifásica não controlada em função da velocidade de rotação. Verifica-se que a curva é bastante semelhante à obtida com a carga linear.

Na Figura 6.11 apresentam-se as curvas das potências obtidas com carga linear e com a ponte retificadora trifásica. Através deste gráfico é possível verificar, que a partir das 450 rpm a potência à saída da ponte retificadora é inferior.

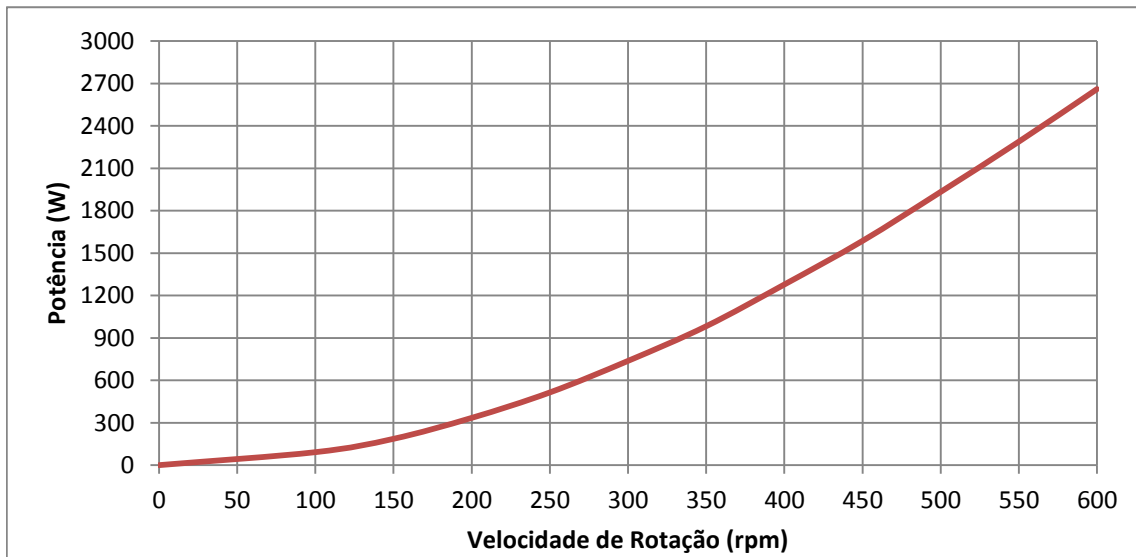


Figura 6.10 - Evolução da potência máxima fornecida pelo gerador com ponte retificadora em função da velocidade de rotação.

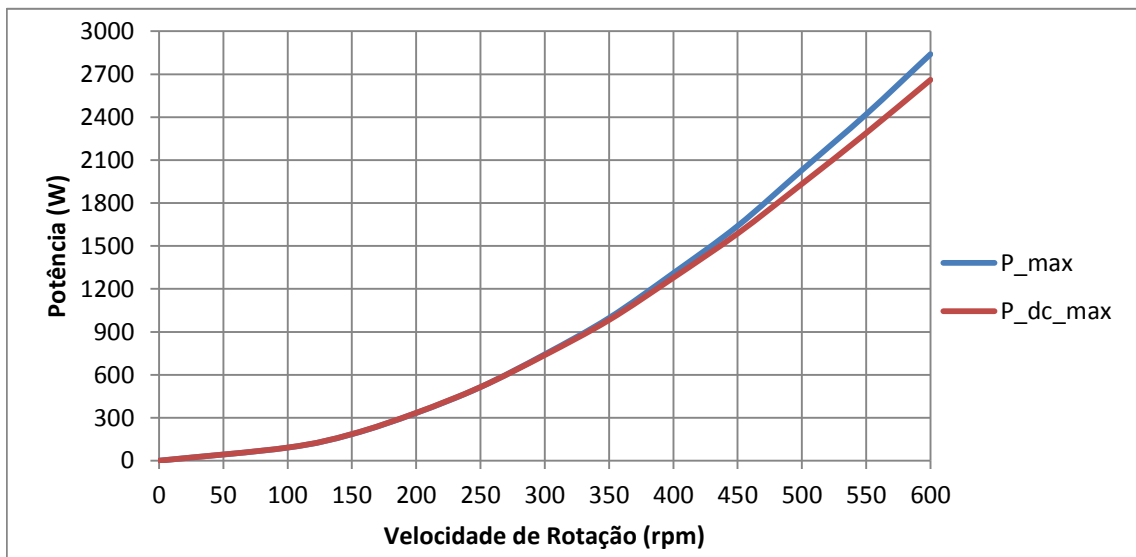


Figura 6.11 - Evolução das potências máximas fornecidas pelo gerador com carga linear (P_{max}) e com ponte retificadora (P_{dc_max}) em função a velocidade de rotação.

Na Figura 6.12 apresenta-se a evolução da potência máxima fornecida pelo gerador com ponte retificadora em função da velocidade de rotação e da curva de tendência polinomial. Verifica-se que a curva de tendência polinomial, apresentada pela equação (6.2), acompanha a curva da potência à saída do retificador.

$$P_{ref} = -0,000003 \text{ rpm}^3 + 0,0096 \text{ rpm}^2 - 0,1153 \text{ rpm} \quad (6.2)$$

A escolha desta curva de potência para o algoritmo de controlo MPPT, foi devido ao sistema microeólico utilizar uma ponte retificadora trifásica de onda completa não controlada, à saída do gerador.

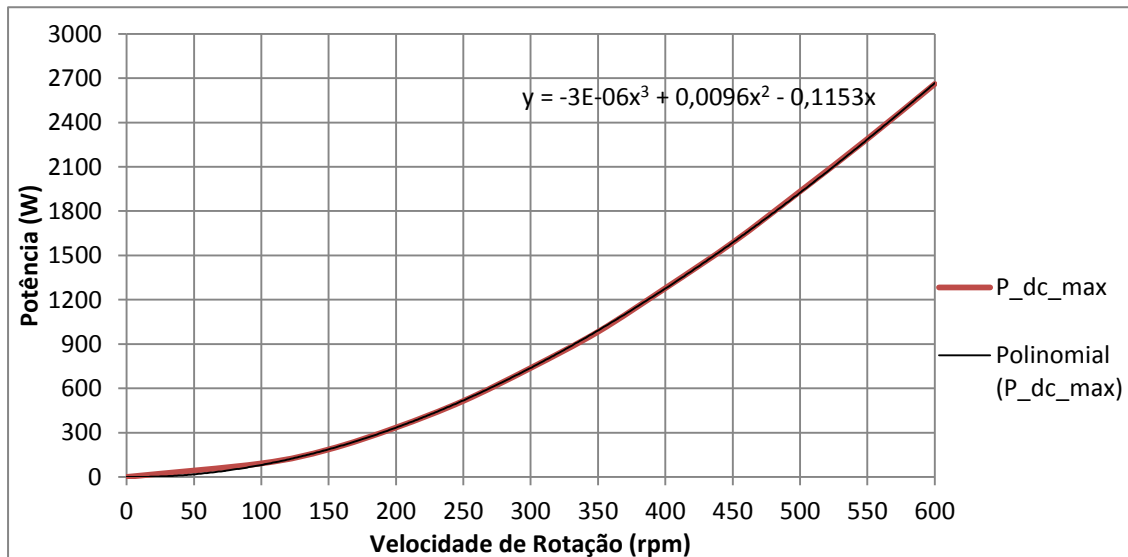


Figura 6.12 - Evolução da potência máxima fornecida pelo gerador com ponte retificadora em função da velocidade de rotação e da curva de tendência polinomial.

6.3. Testes Experimentais

Neste item são descritos os vários testes experimentais aos conversores utilizados, de forma a validar a eletrônica de potência em conjunto com o sistema de controlo. Para isso foram realizados testes ao conversor *step-up* e ao inversor trifásico individualmente. Depois de validados foram colocados a funcionar em conjunto.

6.3.1. Conversor *Step-Up*

Para a realização do teste ao conversor *step-up*, foi utilizada uma fonte de alimentação CC para alimentar o barramento de condensadores de entrada do conversor. Na saída do conversor *step-up* foram colocadas duas resistências de 26Ω em paralelo. Na Figura 6.13 apresenta-se o esquema elétrico do circuito utilizado para testar o conversor *step-up*.

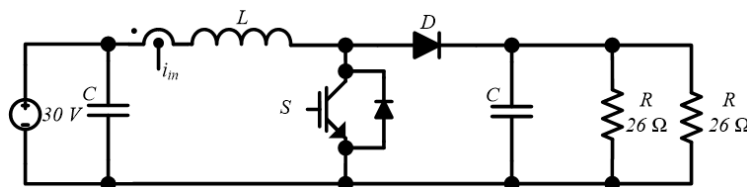


Figura 6.13 – Esquema elétrico do circuito utilizado para testar o conversor *step-up*.

O teste ao conversor *step-up* foi realizado em malha aberta, de forma a validar o seu funcionamento.

Na Figura 6.14 apresentam-se as formas de onda da tensão coletor-emissor (v_{ce}) do IGBT e a corrente de entrada do conversor *step-up*. Através da forma de onda da

tensão v_{ce} verifica-se que o IGBT é comutado com uma frequência de 40 kHz e com um *duty-cycle* de aproximadamente 36%. A corrente extraída pelo conversor à fonte de alimentação CC é de cerca de 4,83 A. Ao aumentar o *duty-cycle* para 48%, a corrente extraída aumentou para cerca de 7,28 A e a tensão v_{ce} também aumentou.

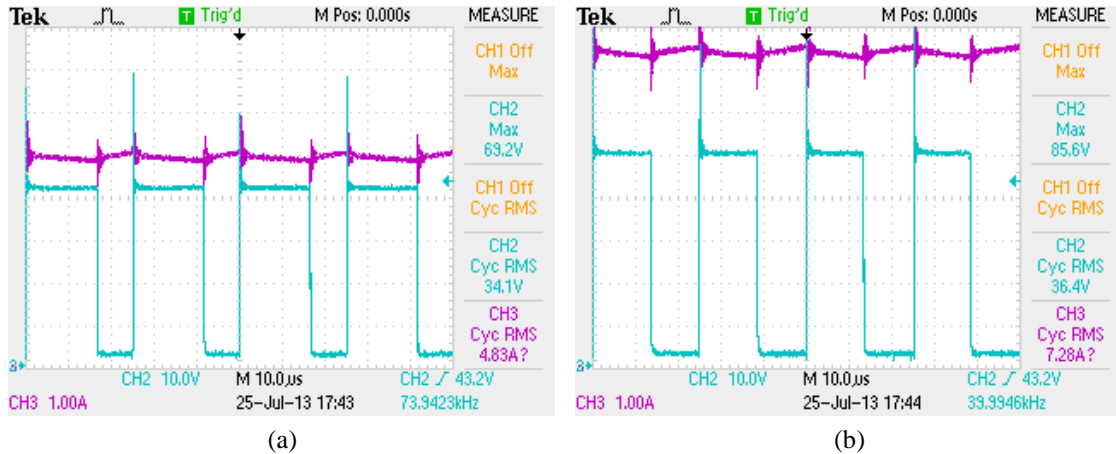


Figura 6.14 - Tensão v_{ce} do IGBT (CH2: 10 V/div) e corrente de entrada (CH3: 1 A/div) do conversor *step-up* (escala de tempo de 10 μ s/div).
(a) *Duty-cycle* de 36%; (b) *Duty-cycle* de 48%.

Na Figura 6.15 apresentam-se as formas de onda da tensão coletor-emissor (v_{ce}) do IGBT e a corrente de entrada do conversor *step-up*. Verifica-se que a mudança de estado do IGBT provoca um transitório na corrente de entrada. Também se pode verificar através desta figura, que a abertura do IGBT provoca uma sobretensão na tensão v_{ce} .

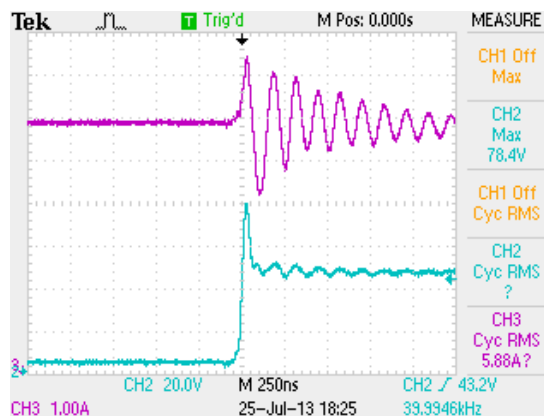


Figura 6.15 - Tensão v_{ce} do IGBT (CH2: 20 V/div) e corrente de entrada (CH3: 1 A/div) do conversor *step-up* (Com uma escala de tempo de 250 ns/div).

6.3.2. PLL trifásica

Para realizar os testes ao inversor trifásico desenvolvido é necessário verificar se os sinais de referência determinados pela PLL se encontram em fase com as tensões da

rede elétrica. Para a realização deste teste utilizaram-se dois sensores de tensão para medir as tensões compostas da rede elétrica v_{ab} e v_{bc} .

Na Figura 6.16 apresenta-se a forma de onda da tensão da fase A juntamente com o sinal da PLL relativa à fase A. As formas de onda são obtidas através da placa de DAC. Através destes resultados verifica-se que o algoritmo implementado da PLL digital se encontra a funcionar corretamente.

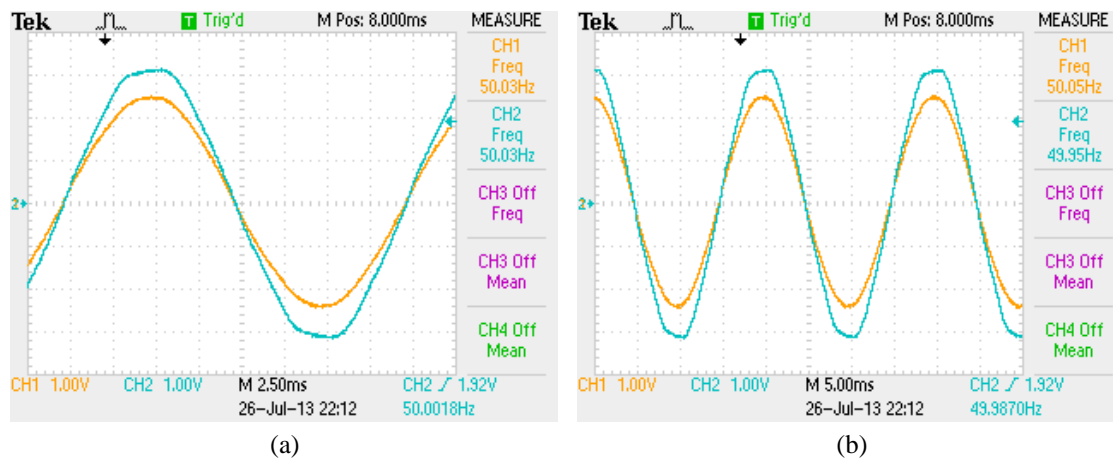


Figura 6.16 – Tensão da fase A da rede elétrica e sinal da PLL relativa à fase A: (a) Com uma escala de tempo de 2,5 ms/div; (b) Com uma escala de tempo de 5 ms/div.

6.3.3. Inversor Trifásico

Para testar o funcionamento do inversor trifásico, antes de ser ligado à rede elétrica, foi ligado a 5 resistências de 26Ω em paralelo por fase, de forma a analisar o seu comportamento.

A Figura 6.17 apresenta o esquema elétrico do circuito utilizado para testar o inversor trifásico. As resistências foram ligadas em estrela e o seu ponto em comum foi ligado entre as duas saídas da fonte de tensão CC. Isto de forma que as correntes sintetizadas pelo inversor possuam uma componente positiva e negativa.

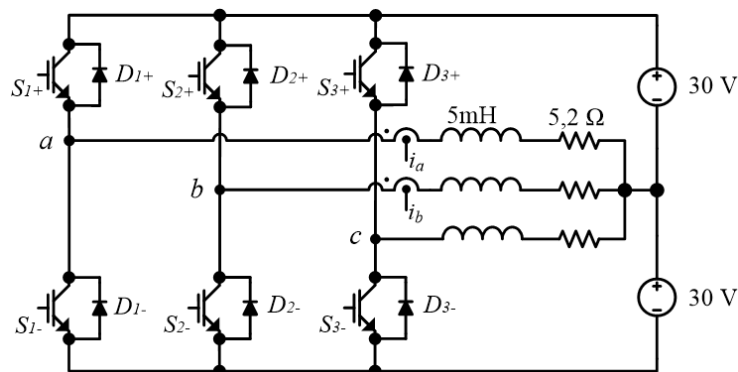


Figura 6.17 – Esquema elétrico do circuito utilizado para testar o inversor trifásico.

Na Figura 6.18 apresentam-se a forma de onda da tensão da rede na fase A juntamente com a corrente sintetizada pelo inversor na fase A. Através destes resultados verifica-se que a corrente sintetizada pelo inversor trifásico acompanha o sinal de referência e encontram-se em fase com a tensão e apresentam uma forma de onda quase sinusoidal.

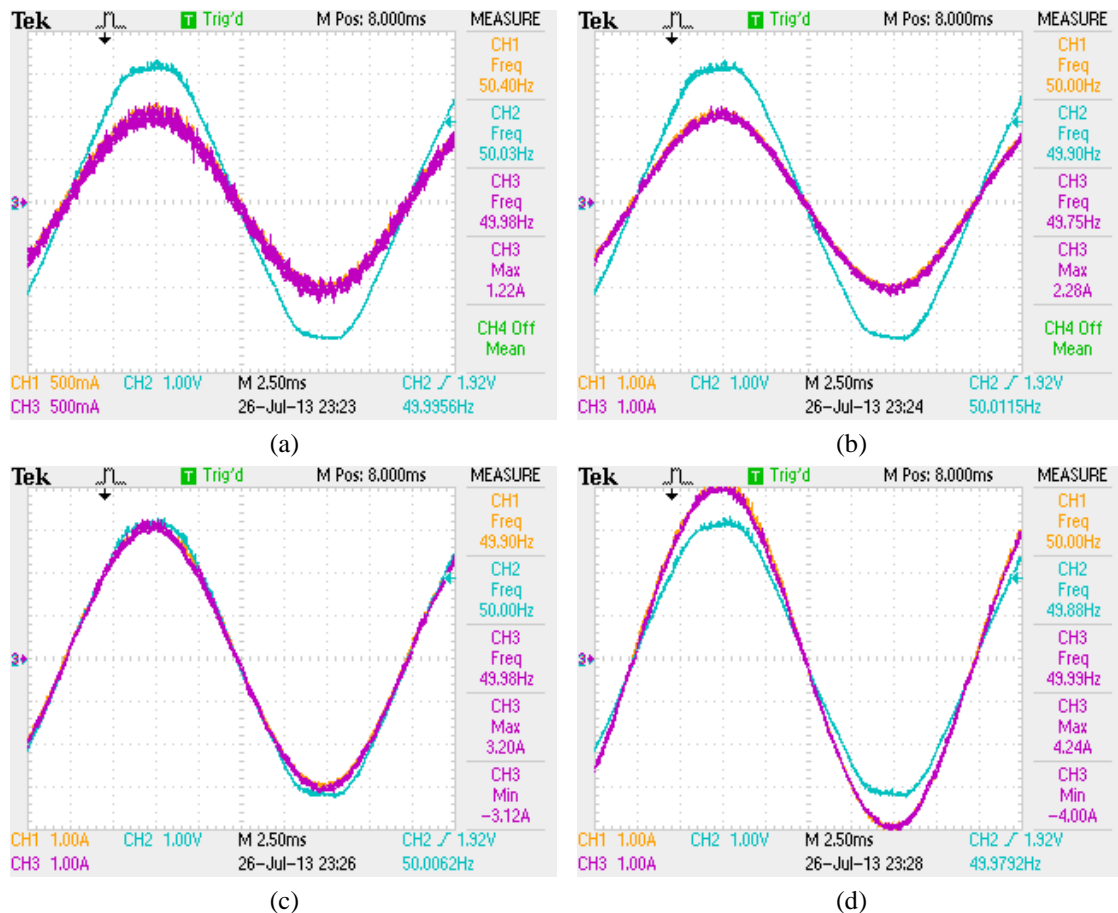


Figura 6.18 - Tensão da fase A da rede elétrica (CH2: 1 V/div), corrente de referência determinada pelo sistema de controlo relativa à fase A e corrente sintetizada pelo inversor relativa à fase A: (a) Corrente sintetizada com 1 A de pico (CH1 e CH3: 500 mA/div); (b) Corrente sintetizada com 2 A de pico (CH1: 1 A/div); (c) Corrente sintetizada com 3 A de pico (CH1 e CH3: 1 A/div); (d) Corrente sintetizada com 4 A de pico (CH1 e CH3: 1 A/div).

Após validado o funcionamento do inversor trifásico, foi realizado outro teste, sendo que neste caso não foram utilizadas cargas mas sim a rede elétrica. A Figura 6.19 mostra o esquema elétrico do inversor trifásico interligado à rede elétrica, através de 3 transformadores monofásicos.

A utilização de 3 transformadores monofásicos, entre o inversor trifásico e a rede elétrica, é necessária para que numa fase inicial a tensão no barramento CC não fosse muito elevada. Com esta ligação a tensão retificada, pelos díodos em paralelo com os IGBTs, é de cerca de 120 V. Tendo em conta isto, foi necessária a utilização de 3 fontes

de tensão CC, para que a tensão do barramento CC fosse superior à tensão retificada da rede elétrica, de modo a ser possível injetar energia na rede elétrica.

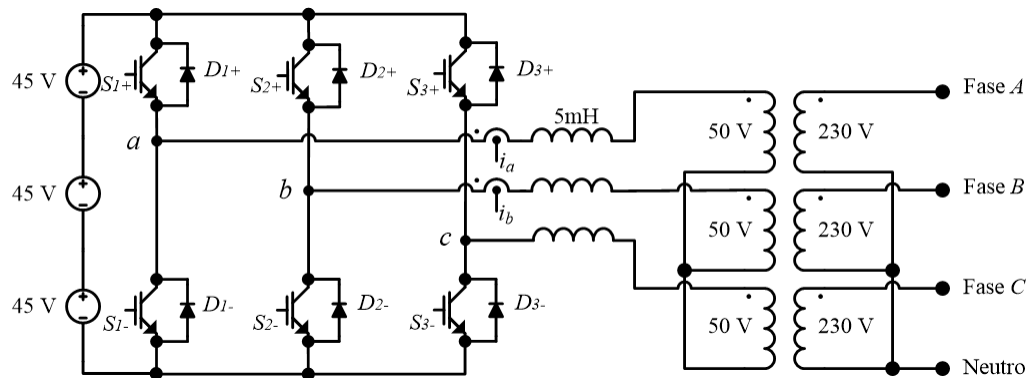


Figura 6.19 – Esquema elétrico do inversor trifásico interligado à rede elétrica através de 3 transformadores monofásicos.

Na Figura 6.20 apresentam-se as formas de onda das correntes injetadas pelo inversor trifásico na rede elétrica. Nesta figura, também se encontram representadas a corrente e a tensão na fase A, de modo verificar se a corrente e a tensão se encontram em fase. Como é possível constatar, a corrente encontra-se em fase e apresenta uma forma de onda quase sinusoidal, o mesmo acontece com as restantes correntes. O objetivo deste teste foi injetar correntes na rede elétrica com uma amplitude de 3 A e através da Figura 6.20 é possível comprovar isso mesmo.

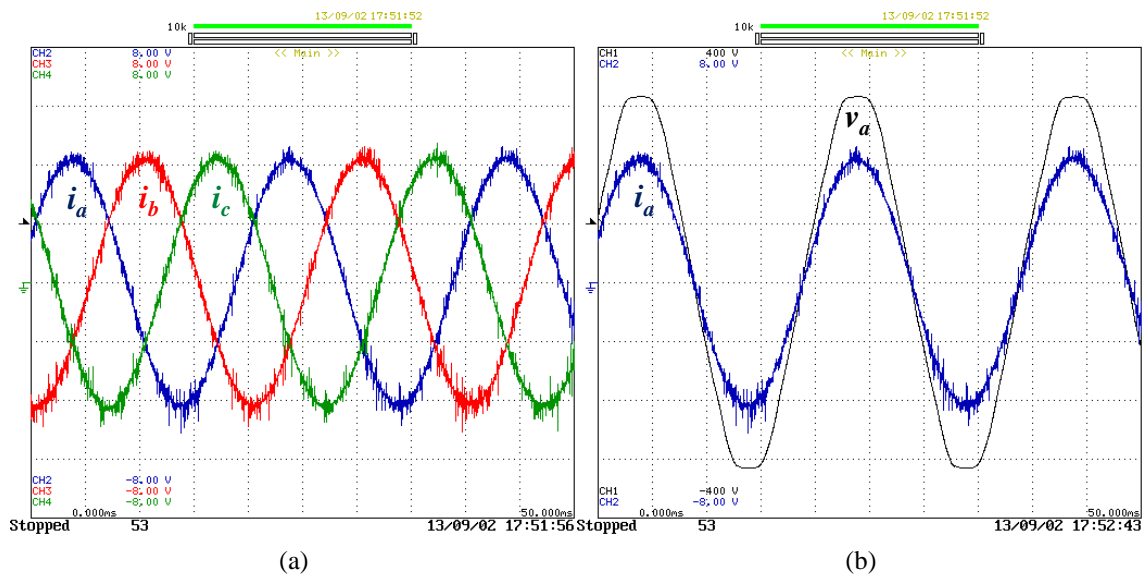


Figura 6.20 - Correntes sintetizadas pelo inversor trifásico interligado à rede elétrica (escala de tempo de 5 ms/div): (a) Correntes sintetizadas nas 3 fases (i_a , i_b e i_c : 1,5 A/div); (b) Corrente (i_a : 1,5 A/div) e tensão na fase A (v_a : 100 V/div).

Para analisar as correntes que estão a ser injetadas na rede elétrica pelo inversor trifásico, foi utilizado um analisador de qualidade de energia *FLUKE 434*. Na Figura 6.21 apresentam-se os resultados obtidos com o *FLUKE 434*.

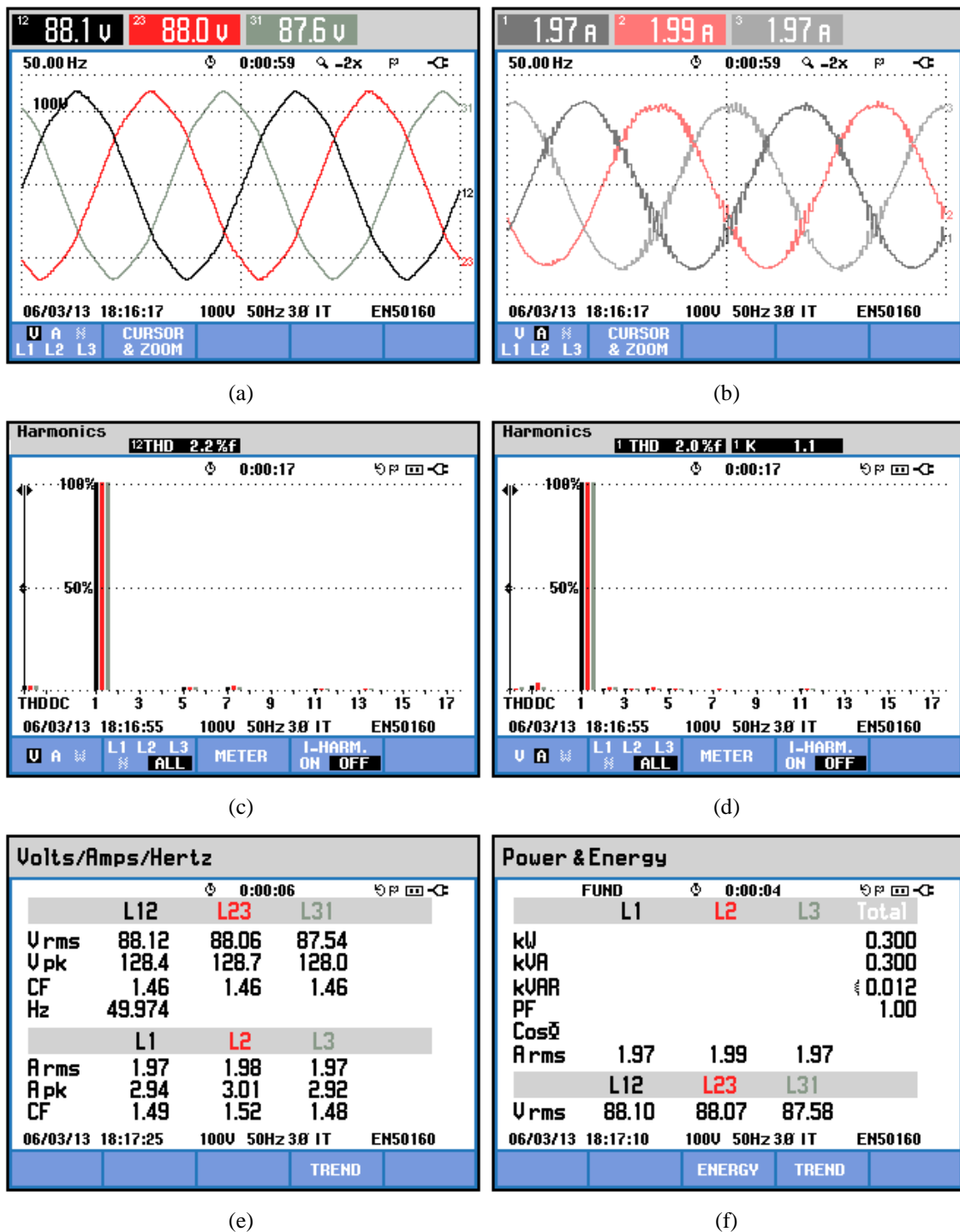


Figura 6.21 – Resultados experimentais do inversor trifásico a injetar energia na rede elétrica: (a) Formas de onda das tensões compostas no primário dos transformadores; (b) Formas de onda das correntes à saída do inversor trifásico; (c) Espetro harmónico das tensões; (d) Espetro harmónico das correntes; (e) Valores eficazes e de pico das tensões e das correntes; (f) Potência injetada na rede elétrica.

Na Figura 6.21 (a) mostram-se as formas de onda das tensões compostas no primário dos transformadores. Verifica-se que o valor eficaz das tensões compostas são cerca de 88 V, o que corresponde a tensões simples de valor eficaz de 50 V.

Na Figura 6.21 (b) apresentam-se as formas de onda das correntes à saída do inversor trifásico. Verifica-se que as correntes sintetizadas apresentam uma forma de onda quase sinusoidal.

Na Figura 6.21 (c) apresenta-se o diagrama de espectro harmónico das tensões compostas. Nessa figura verifica-se que as tensões compostas têm um valor da THD de 2,2%.

Na Figura 6.21 (d) apresenta-se o diagrama de espectro harmónico das correntes sintetizadas. Constata-se através desta figura, que as correntes de saída do inversor trifásico apresentam um valor da THD inferior, em relação às tensões compostas, de cerca 2%.

Na Figura 6.21 (e) apresentam-se os valores eficazes e de pico das tensões compostas e das correntes sintetizadas. Repare-se que o valor de pico das correntes é cerca de 3 A, confirmando assim os resultados obtidos anteriormente, como também o sistema de controlo do inversor trifásico.

A Figura 6.21 (f) mostra a potência que está a ser injetada na rede elétrica. Através desta figura é possível verificar que a potência injetada na rede elétrica é cerca de 300 W, com um fator de potência quase unitário. Tendo em conta isto, é possível comprovar assim que as correntes injetadas na rede elétrica se encontram em fase com as respetivas tensões.

6.3.4. Conversor *Step-Up* e Inversor Trifásico em Conjunto

Depois de validados a eletrónica de potência e o sistema de controlo, foi realizado um teste do conversor *step-up* e do inversor trifásico em conjunto. Neste teste foram utilizadas duas fontes de tensão CC, ligadas em série entre si, de modo a obter na sua saída uma tensão de 120 V e uma corrente máxima de 5 A.

O objetivo deste teste consiste na extração de 3 A das fontes de tensão, manter o barramento CC regulado nos 150 V e injetar correntes sinusoidais na rede elétrica.

Na Figura 6.22 apresentam-se os resultados experimentais obtidos no teste do conversor *step-up* e do inversor trifásico com interligação à rede elétrica. Tendo em conta os objetivos deste teste, verifica-se através desta figura que estes estão a ser cumpridos.

A Figura 6.23 apresenta a forma de onda da corrente de entrada do conversor *step-up*. Verifica-se que a corrente de entrada aumenta e diminui em torno dos 3 A, num período de 25 μ s, o que corresponde à frequência de comutação de 40 kHz. Nesta figura também é possível visualizar o *ripple* da corrente de entrada, que é cerca de 0,3 A.

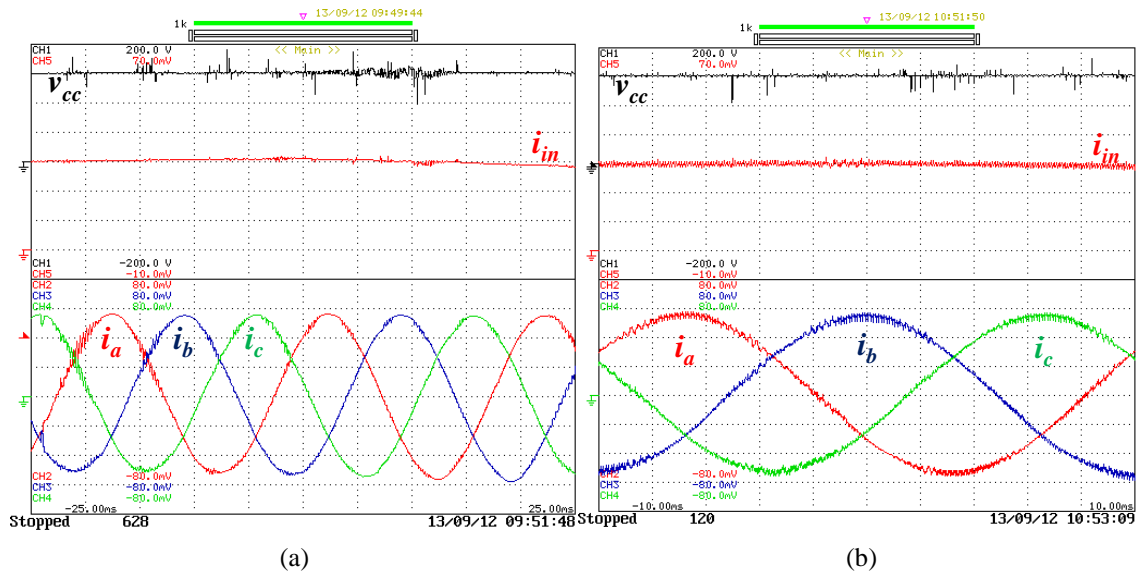


Figura 6.22 – Resultados experimentais obtidos no teste do conversor *step-up* e do inversor trifásico com interligação à rede elétrica: (a) Corrente de entrada (i_{in} : 1 A/div), tensão do barramento CC (v_{cc} : 50 V/div) e correntes injetadas na rede elétrica pelo inversor trifásico (i_a , i_b e i_c : 1 A/div) (Com uma escala de tempo de 50 ms); (b) Corrente de entrada (i_{in} : 1 A/div), tensão do barramento CC (v_{cc} : 50 V/div) e correntes injetadas na rede elétrica pelo inversor trifásico (i_a , i_b e i_c : 1 A/div) (Com uma escala de tempo de 20 ms).

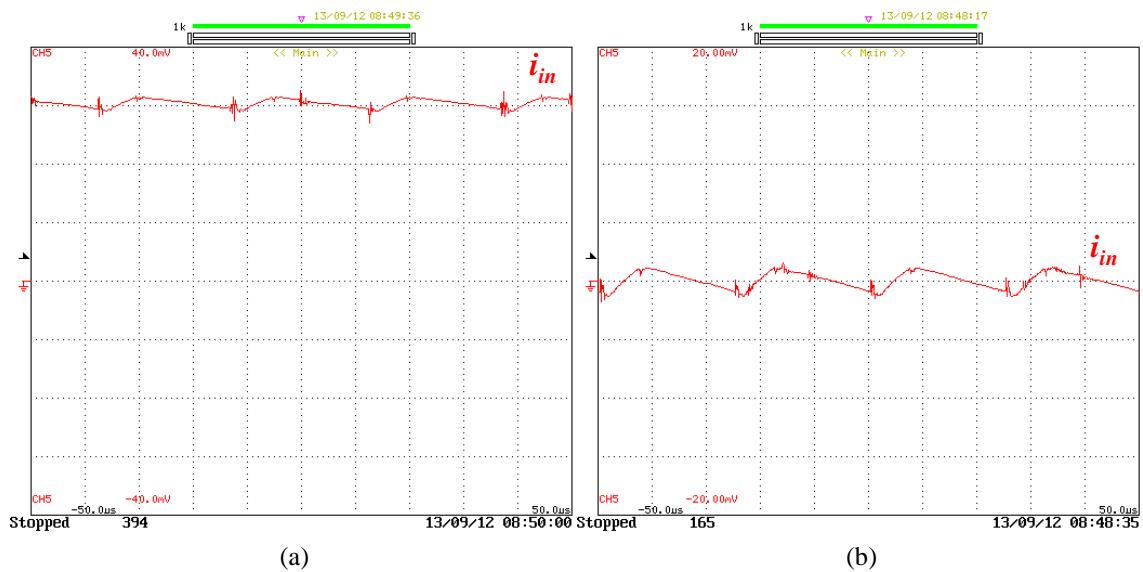


Figura 6.23 – Forma de onda da corrente de entrada do conversor *step-up* (Escala de tempo de 100 μ s): (a) Osciloscópio no modo de acoplamento CC (i_{in} : 1 A/div); (b) Osciloscópio no modo de acoplamento CA (i_{in} : 0,5 A/div).

A Figura 6.24 apresenta a forma de onda da tensão do barramento CC. Verifica-se que a tensão no barramento CC se encontra regulada nos 150 V e apresenta um *ripple* máximo de 4 V.

Na Figura 6.25 apresentam-se as formas de onda das correntes injetadas na rede elétrica pelo inversor trifásico. Através desta figura é possível constatar que as correntes sintetizadas pelo inversor apresentam uma forma de onda quase sinusoidal.

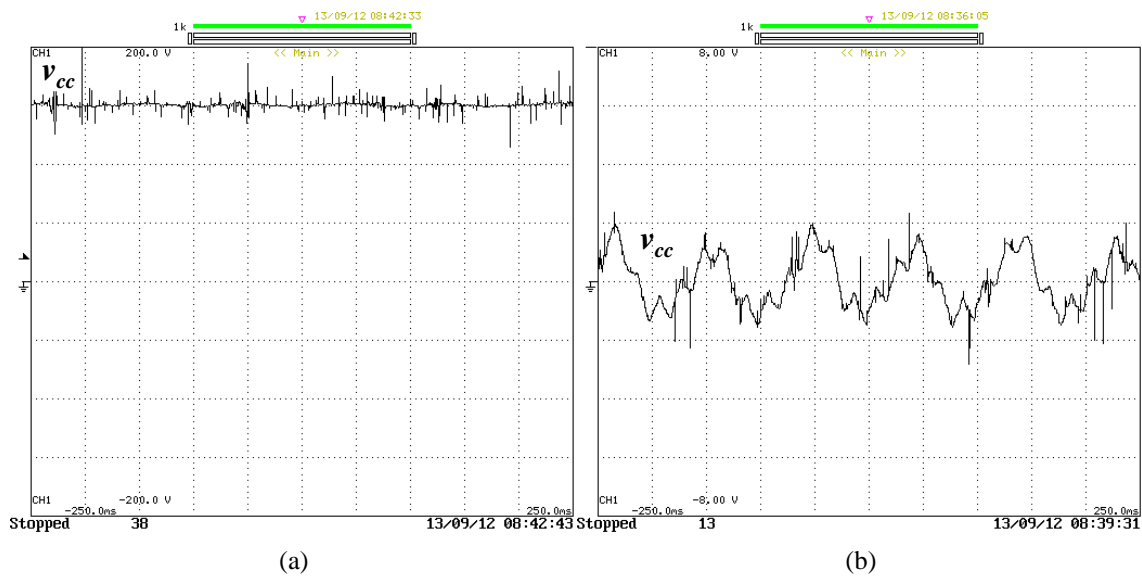


Figura 6.24 – Forma de onda da tensão do barramento CC (Escala de tempo de 500 ms):
 (a) Osciloscópio no modo de acoplamento CC (v_{cc} : 50 V/div); (b) Osciloscópio no modo de acoplamento CA (v_{cc} : 2 V/div).

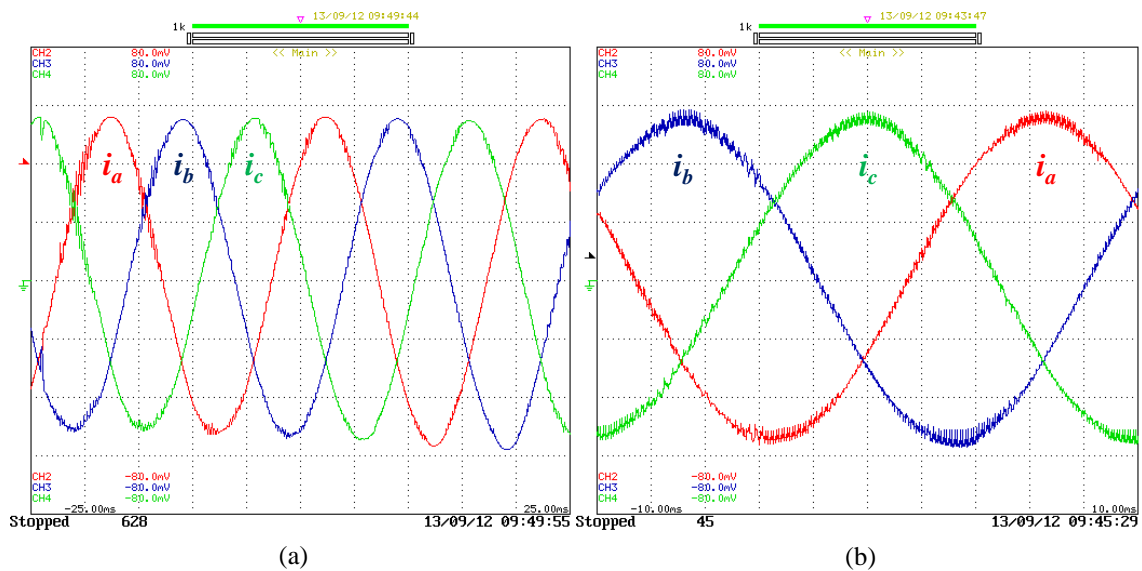


Figura 6.25 – Formas de onda das correntes injetadas na rede elétrica pelo inversor trifásico (i_a , i_b e i_c : 1 A/div): (a) Com uma escala de tempo de 50 ms; (b) Com uma escala de tempo de 20 ms.

6.4. Resultados Experimentais

Após a validação da eletrônica de potência juntamente com o sistema de controlo, substituíram-se as fontes de tensão CC pelo gerador síncrono de ímanes permanentes trifásico.

Para verificar o algoritmo de MPPT utilizado no conversor *step-up* para extrair a máxima potência do gerador, colocaram-se 3 resistências de 26 Ω em série à saída do conversor. Isto de forma a verificar se o conversor *step-up* juntamente com o sistema de controlo, consegue extrair a máxima potência do gerador para uma determinada

velocidade de rotação. Este teste foi realizado para as seguintes velocidades de rotação: 200 rpm, 251 rpm, 302 rpm, 350 rpm, 400 rpm, 452 rpm e 505 rpm.

Na realização destes testes verificou-se um sobreaquecimento do IGBT utilizado no conversor *step-up*, a uma frequência de comutação de 40 kHz. Devido a isto foi necessário reduzir a frequência de comutação para 20 kHz, de modo a evitar que o IGBT se danificasse por temperatura elevada. Com esta alteração verificou-se que a temperatura do IGBT aumentava de uma forma mais lenta e não atingia valores de temperatura tão elevados.

Na Figura 6.26 apresentam-se a potência extraída, a corrente e a tensão de entrada do conversor *step-up*. A potência é determinada através da multiplicação da corrente e da tensão de entrada do conversor. Para uma velocidade de rotação do gerador de 251 rpm, o valor da potência extraída foi de 529 W, uma corrente de entrada de 3,08 A e uma tensão de 173 V. Relativamente a uma velocidade de rotação de 452 rpm, obteve-se uma potência de 1,63 kW, uma corrente de entrada de 5,49 A e uma tensão de 298 V.

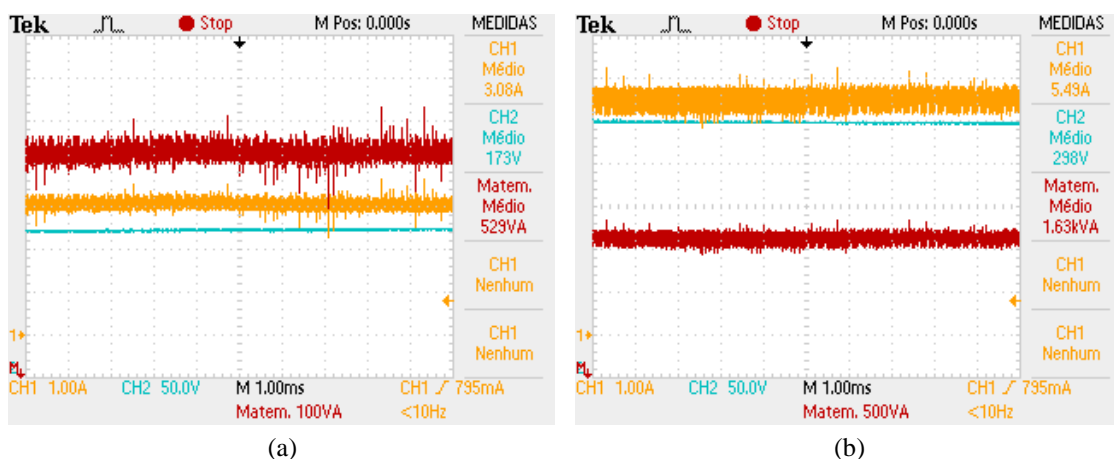


Figura 6.26 – Potência extraída, corrente (CH1: 1 A/div) e tensão (CH2: 50 V/div) de entrada do conversor *step-up*: (a) Potência extraída para uma velocidade de rotação de 251 rpm; (b) Potência extraída para uma velocidade de rotação de 452 rpm.

A Figura 6.27 mostra a curva da potência obtida à entrada do conversor *step-up* em função da velocidade de rotação.

Na Figura 6.28 apresentam-se a evolução da potência de referência e da potência obtida à entrada do conversor *step-up*. Como se pode verificar, a curva da potência obtida neste teste coincide com a curva da potência de referência, confirmando assim que o conversor *step-up* segue o ponto de máxima potência do gerador.

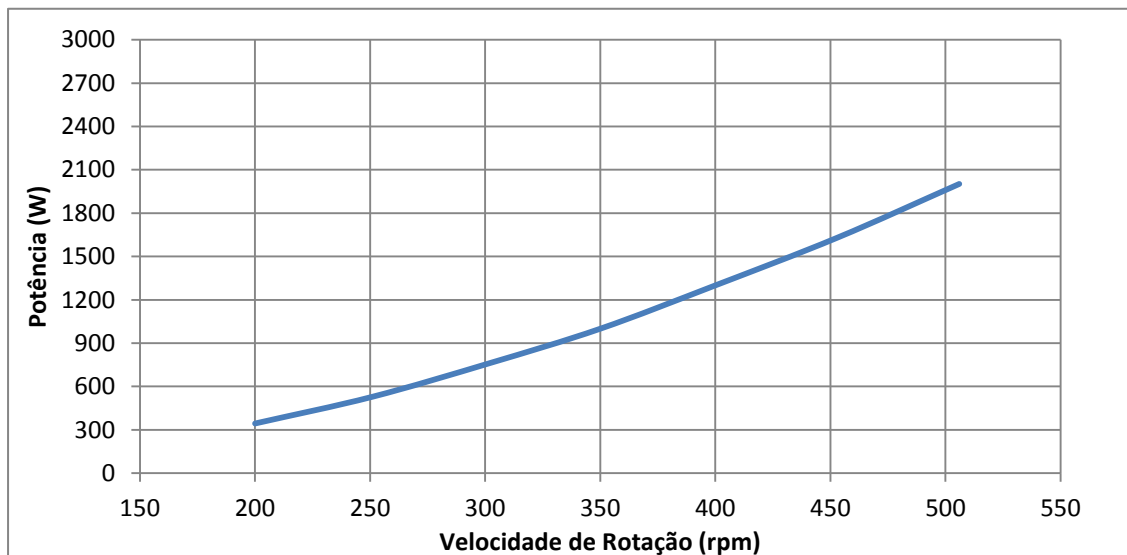


Figura 6.27 - Potência obtida à entrada do conversor *step-up* em função da velocidade de rotação.

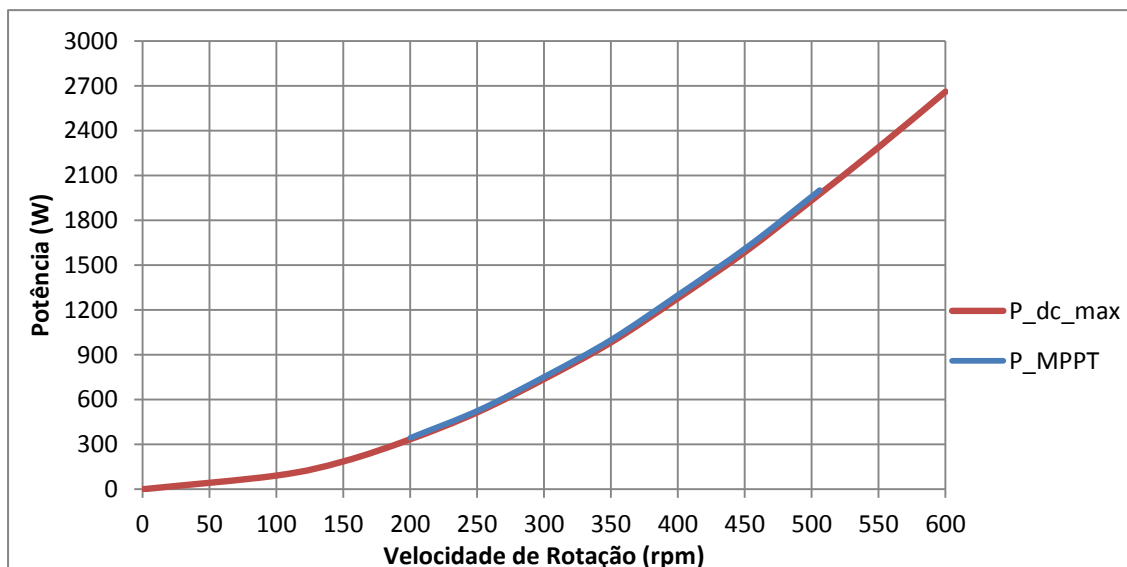


Figura 6.28 - Evolução da potência de referência (P_{dc_max}) e da potência obtida à entrada do conversor *step-up* (P_{MPPT}) em função da velocidade de rotação.

Após o teste ao algoritmo de MPPT do conversor *step-up*, foi efetuada a ligação de todo o sistema microeólico. Na realização deste teste foi alterada a relação de transformação dos transformadores de isolamento de 50 V:230 V para 115 V:230 V. Com esta configuração, a tensão retificada que surgia no barramento CC era cerca de 291 V.

Numa primeira fase o algoritmo de MPPT foi desativado, de forma a analisar o funcionamento de todo o sistema microeólico com o gerador. Para isso, o sistema microeólico foi programado para extrair uma corrente de 3 A, manter o barramento CC regulado nos 360 V e injetar correntes sinusoidais na rede elétrica. O teste foi depois repetido para uma corrente de 3,5 A.

Na Figura 6.29 apresentam-se a corrente e tensão de entrada do conversor *step-up* e a tensão do barramento CC. Na Figura 6.29 (a) verifica-se que a corrente de entrada segue o valor de referência (3 A) e a tensão no barramento CC encontra-se com um valor de tensão de cerca de 360 V como pretendido. Relativamente à Figura 6.29 (b), a corrente de entrada também segue o valor de referência (3,5 A) e a tensão do barramento CC mantém-se nos 360 V. A tensão de entrada do conversor *step-up* diminuiu de 270 V para 250 V conforme se aumentou a corrente extraída, como se pode constar na Figura 6.29.

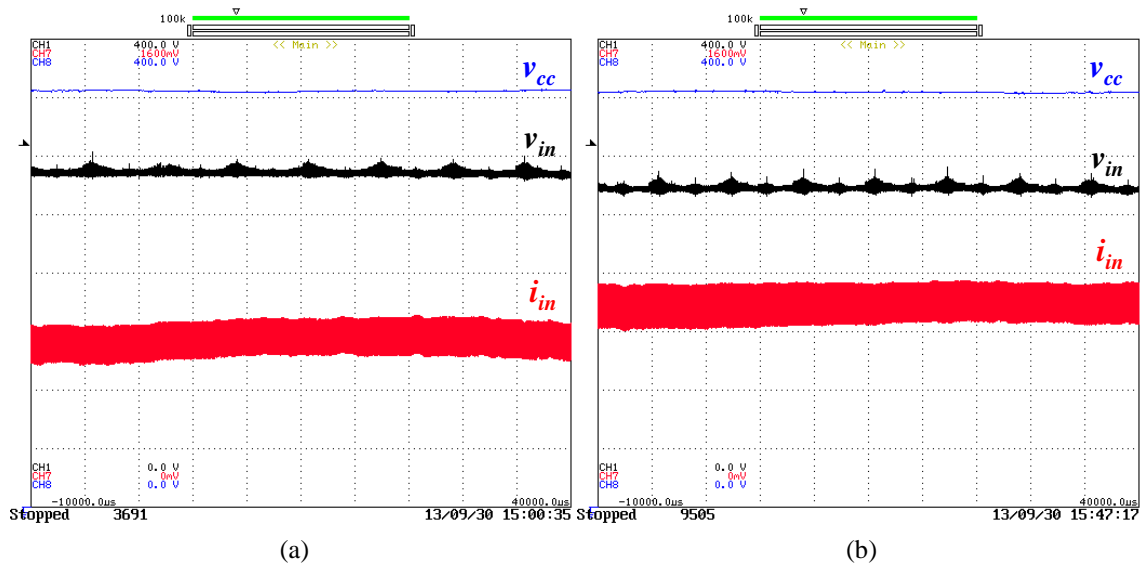


Figura 6.29 – Tensão (v_{in} : 50 V/div) e corrente (i_{in} : 1 A/div) de entrada do conversor *step-up* e tensão no barramento CC (v_{cc} : 50 V/div) (escala de tempo de 5 ms): (a) Valor da corrente de referência é de 3 A; (b) Valor da corrente de referência é de 3,5 A.

Na Figura 6.30 apresentam-se as formas de onda das correntes à saída do inversor trifásico e das tensões simples no primário dos transformadores. Verifica-se que o inversor trifásico consegue injetar energia na rede elétrica com correntes sinusoidais apesar de as tensões estarem distorcidas. Relativamente às tensões simples, estas apresentam um valor de pico de cerca de 160 V, o que corresponde a um valor eficaz de 115 V.

Depois de verificar que o sistema microeólico se encontrava a funcionar corretamente com um valor de corrente de referência fixa, foi então ativado o algoritmo de MPPT. Neste teste manteve-se a tensão de referência do barramento CC nos 360 V e colocou-se o gerador a rodar uma velocidade de rotação 350 rpm. O teste foi depois repetido para uma velocidade de rotação de 477 rpm.

Na Figura 6.31 apresentam-se os resultados obtidos para o gerador a operar a uma velocidade de rotação de 350 rpm. Através destes resultados, verifica-se que o valor

médio da corrente de entrada é superior a 4 A e o valor médio da tensão de entrada é cerca de 230 V. A tensão no barramento CC encontra-se regulada nos 360 V como era pretendido. Na Figura 6.31 (b) verifica-se que as correntes sintetizadas pelo inversor trifásico se encontram em fase com as respetivas tensões e apresentam uma forma de onda quase sinusoidal.

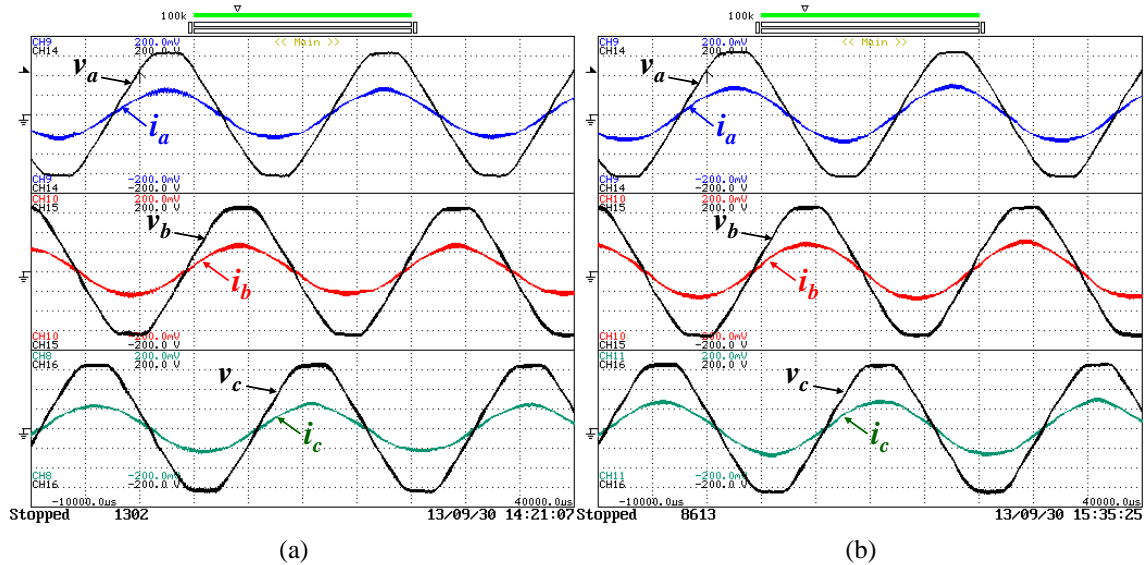


Figura 6.30 – Correntes (i_a , i_b e i_c : 2,5 A/div) à saída do inversor trifásico e tensões simples (v_a , v_b e v_c : 50 V/div) no primário dos transformadores (escala de tempo de 5 ms): (a) Valor da corrente de referência é de 3 A; (b) Valor da corrente de referência é de 3,5 A.

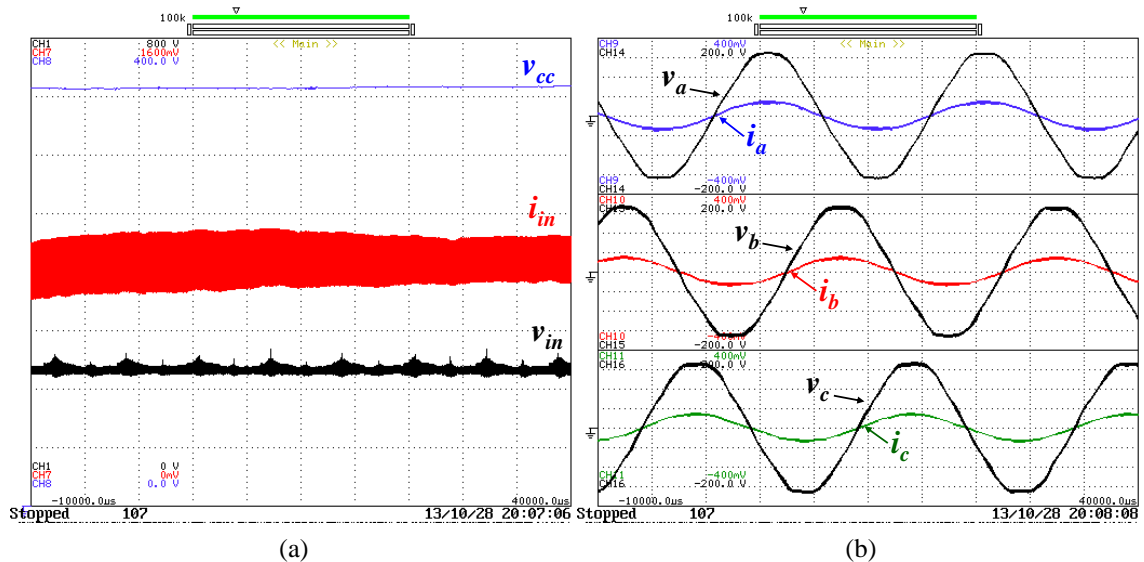


Figura 6.31 – Resultados obtidos com o gerador a rodar a uma velocidade de 350 rpm (escala de tempo de 5 ms): (a) Tensão (v_{in} : 100 V/div) e corrente (i_{in} : 1 A/div) de entrada do conversor *step-up* e tensão no barramento CC (v_{cc} : 50 V/div); (b) Correntes (i_a , i_b e i_c : 5 A/div) à saída do inversor trifásico e tensões simples (v_a , v_b e v_c : 50 V/div) no primário dos transformadores.

Na Figura 6.32 apresentam-se os resultados obtidos para o gerador a operar a uma velocidade de rotação de 477 rpm.

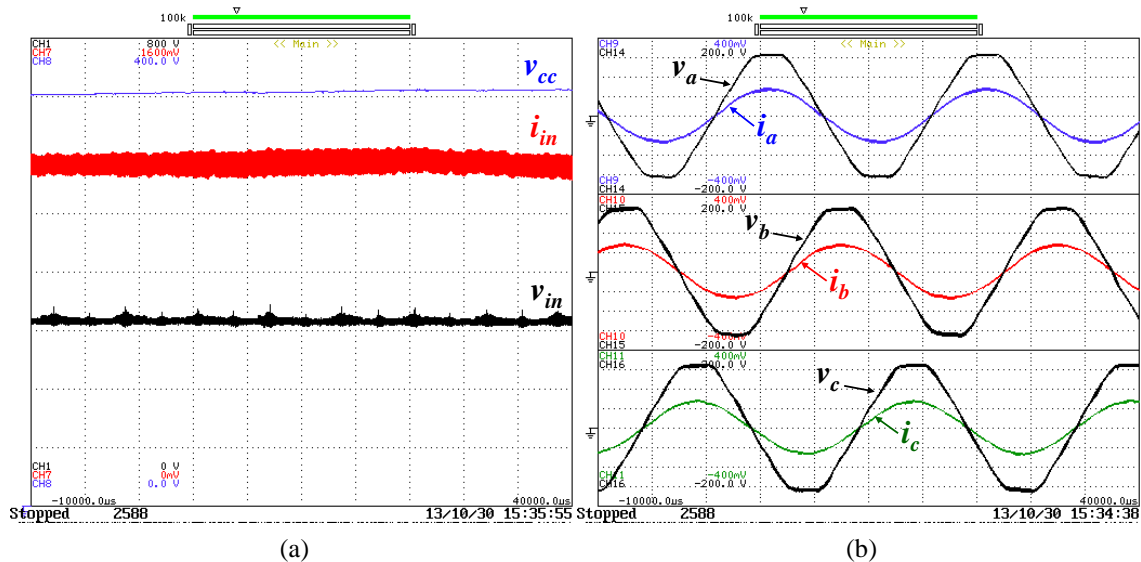


Figura 6.32 - Resultados obtidos com o gerador a rodar a uma velocidade de 477 rpm (escala de tempo de 5 ms): (a) Tensão (v_{in} : 100 V/div) e corrente (i_{in} : 1 A/div) de entrada do conversor *step-up* e tensão no barramento CC (v_{cc} : 50 V/div); (b) Correntes (i_a , i_b e i_c : 5 A/div) à saída do inversor trifásico e tensões simples (v_a , v_b e v_c : 50 V/div) no primário dos transformadores.

Através da Figura 6.32 é possível constatar que o valor médio da corrente de entrada é aproximadamente de 6 A e o valor médio da tensão de entrada aumentou para cerca de 310 V. Relativamente à tensão do barramento CC e às correntes sintetizadas, verifica-se o mesmo que no caso anterior.

Para fazer uma melhor análise das correntes que estão a ser injetadas pelo inversor trifásico na rede elétrica, foi utilizado um analisador de qualidade de energia *FLUKE 434*. Através da Figura 6.33 (a) e (b) constata-se que para diferentes velocidades de rotação do gerador, o sistema microeólico injeta correntes na rede elétrica com uma forma de onda quase sinusoidal.

Na Figura 6.33 (c) e (d) apresentam-se os diagramas de espectro harmónico das correntes à saída do inversor trifásico. Nestas figuras verifica-se que as correntes injetadas, para uma velocidade de rotação de 350 rpm, apresentam um maior valor de THD (cerca de 2,9%) em relação à outra velocidade de rotação (cerca de 2,2%). Isto acontece devido ao *ripple* e pequenas imperfeições nas correntes sintetizadas pelo inversor trifásico, serem menos significativas em correntes com maior amplitude.

Na Figura 6.33 (e) e (f) apresentam-se os valores eficazes das tensões e das correntes e o valor da potência injetada na rede elétrica. Repare-se que o valor eficaz das correntes registadas pelo *FLUKE 434* difere de uma figura para a outra, pois o sistema de controlo do inversor altera o valor da corrente injetada, de forma a regular a tensão no barramento CC. Através desta figura também é possível verificar que a potência injetada na rede elétrica para uma velocidade de rotação de 350 rpm é cerca de 924 W e 1648 W para uma velocidade de rotação de 477 rpm. Ambos os casos

apresentam um fator de potência quase unitário, comprovando assim que as correntes injetadas na rede elétrica se encontram em fase com as respectivas tensões simples.

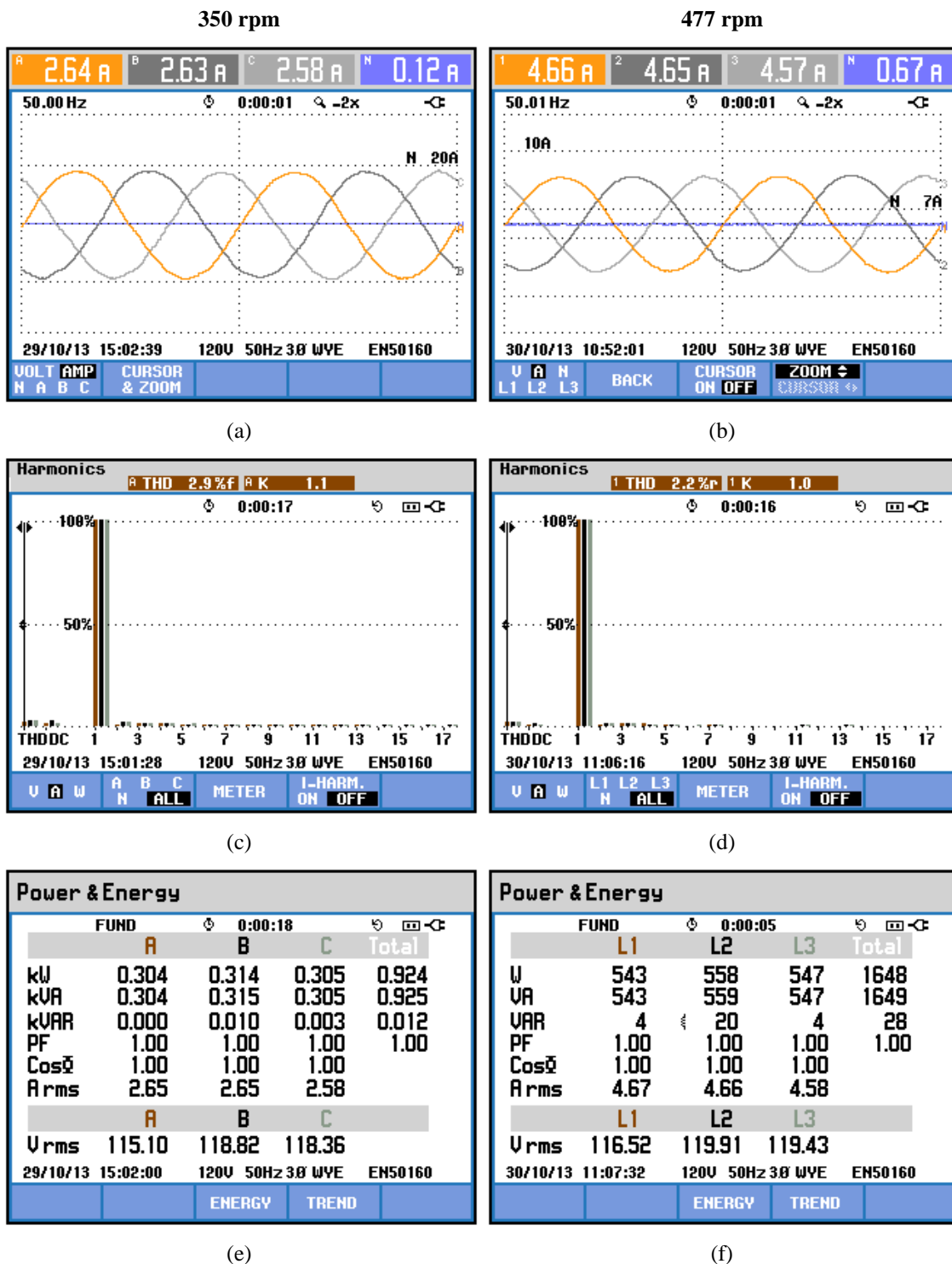


Figura 6.33 - Resultados experimentais obtidos com o gerador a operar a uma velocidade de rotação de 350 rpm e de 477 rpm: (a) Formas de onda das correntes (350 rpm); (b) Formas de onda das correntes (477 rpm); (c) Espetro harmónico das correntes (350 rpm); (d) Espetro harmónico das correntes (477 rpm); (e) Valores eficazes das tensões e das correntes e a potência injetada na rede elétrica (350 rpm); (f) Valores eficazes das tensões e das correntes e a potência injetada na rede elétrica (477 rpm).

O analisador de qualidade de energia *FLUKE 435* permite determinar a eficiência de um inversor trifásico, sendo que neste caso foi utilizado para calcular a eficiência do conversor *step-up* em conjunto com o inversor trifásico.

Na Figura 6.34 apresenta-se o esquema das ligações necessárias para medir a eficiência de um inversor trifásico. Para efetuar a medição da eficiência do conversor *step-up* em conjunto com o inversor trifásico, foram efetuadas as medições da tensão e da corrente de entrada do conversor *step-up*.

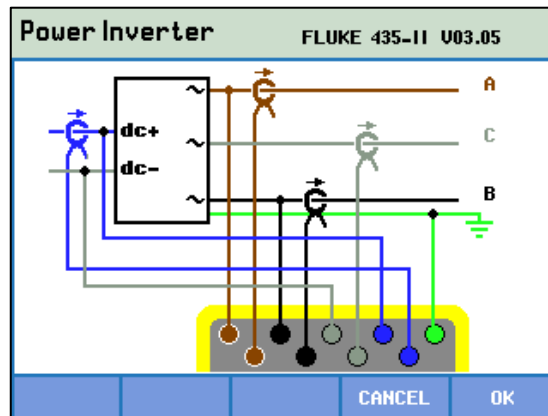


Figura 6.34 – Esquema das ligações necessárias para determinar a eficiência de um inversor trifásico.

Na Figura 6.35 apresentam-se os resultados experimentais obtidos através do *FLUKE 435* referentes ao rendimento do conversor *step-up* em conjunto com o inversor trifásico, para as duas velocidades de rotação.

Na Figura 6.35 (a) o sistema apresenta uma eficiência de 91,91%, para uma velocidade de rotação de 350 rpm. A potência extraída pelo conversor *step-up* é cerca de 1003 W e a potência injetada na rede elétrica é cerca de 922 W.

Na Figura 6.35 (a) o sistema apresenta uma eficiência de 91,51%, para uma velocidade de rotação de 477 rpm. A potência extraída pelo conversor *step-up* é cerca de 1802 W (potência nominal do gerador) e injetada na rede elétrica 1649 W.

Através da Figura 6.35 (c) e (d) pode constatar-se os valores médios da tensão e da corrente de entrada do conversor *step-up* e compará-los com os resultados obtidos anteriormente através do osciloscópio. Através desta comparação é possível verificar que apresentam valores semelhantes.

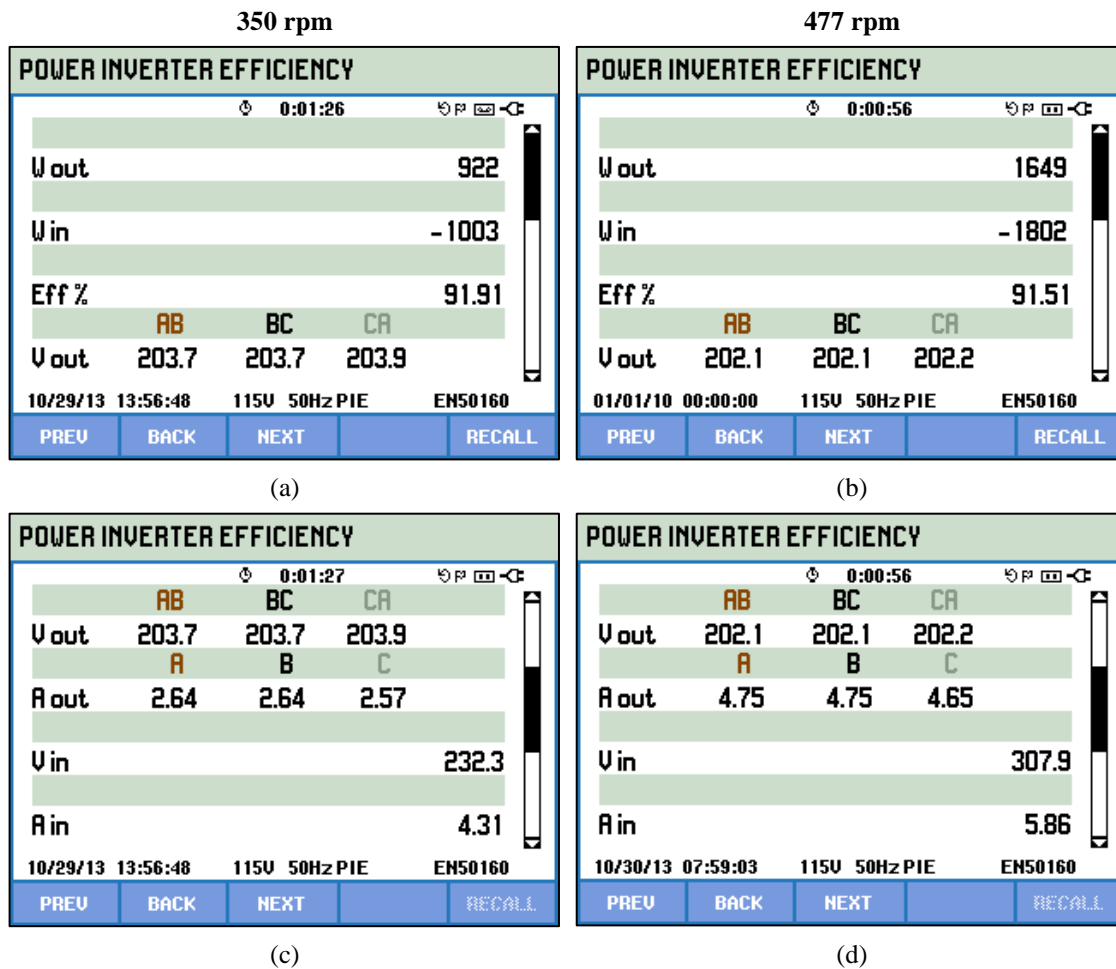


Figura 6.35 - Resultados experimentais obtidos através do *FLUKE 435* referentes ao rendimento do conversor *step-up* em conjunto com o inversor trifásico, para as duas velocidades de rotação: (a) Valor da potência injetada na rede elétrica, valor da potência extraída pelo conversor *step-up* e o rendimento do sistema (350 rpm); (b) Valor da potência injetada na rede elétrica, valor da potência extraída pelo conversor *step-up* e o rendimento do sistema (477 rpm); (c) Valores eficazes das tensões e das correntes de saída do inversor trifásico e valor eficaz da tensão e da corrente de entrada do conversor *step-up* (350 rpm); (d) Valores eficazes das tensões e das correntes de saída do inversor trifásico e valor eficaz da tensão e da corrente de entrada do conversor *step-up* (477 rpm).

6.5. Conclusões

Neste capítulo foram apresentados vários resultados obtidos do sistema microeólico com interligação à rede elétrica desenvolvido no âmbito desta dissertação. Inicialmente foram apresentados e analisados os resultados experimentais dos ensaios em vazio e em carga do gerador. Com o ensaio em vazio foi possível verificar que as tensões compostas produzidas pelo gerador encontravam-se desfasadas entre si 120° e com uma forma de onda sinusoidal. Relativamente ao ensaio com ponte retificadora, foi possível registar a potência máxima fornecida pelo gerador para uma determinada velocidade de rotação. Com estes dados foi traçada a curva da potência em função da velocidade de rotação e retirada a sua equação polinomial, de forma a esta ser utilizada no sistema de controlo do MPPT.

Os testes experimentais realizados aos conversores de potência foram essenciais, de forma a validar o seu funcionamento. Com os resultados obtidos, conclui-se que o conversor *step-up* opera no modo de condução contínuo e o inversor trifásico sintetiza as correntes em fase com as tensões da rede elétrica e com uma forma de onda quase sinusoidal.

Foram realizados ensaios ao conversor *step-up* juntamente com o algoritmo de MPPT, de forma a verificar o seu comportamento. Neste ensaio foi colocado o gerador a diferentes velocidades de rotação, de modo a verificar se o sistema seguia o ponto de máxima potência do gerador. Através da comparação dos resultados obtidos deste ensaio com a curva de potência de referência, conclui-se que o sistema se encontrava a extrair a máxima potência do gerador nas diferentes velocidades de rotação.

Relativamente aos testes realizados com sistema microeólico ligado à rede elétrica, foram adquiridos resultados experimentais que permitem constatar que o sistema segue o ponto de máxima potência, que mantém o barramento CC regulado e injeta correntes na rede elétrica com um baixo valor de THD e com um fator de potência quase unitário. Foi também analisada a eficiência do conversor *step-up* em conjunto com o inversor trifásico, apresentando valores bastante satisfatórios.

CAPÍTULO 7

Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros

7.1. Conclusões

Nesta dissertação foi descrito o desenvolvimento da eletrónica de potência para um sistema microeólico com interligação à rede eléctrica. O sistema desenvolvido permite extrair a máxima potência do gerador síncrono de ímanes permanentes, em função da velocidade de rotação. A energia extraída do gerador é injetada na rede eléctrica com correntes sinusoidais e fator de potência quase unitário.

Numa primeira fase do trabalho foi realizado um estudo sobre o problema energético a nível mundial, para compreender os problemas criados pelos meios de produção de energia eléctrica através de combustíveis fósseis. Foi também apresentado o panorama da potência eólica instalada no mundo e em Portugal.

No capítulo 2 são apresentados os tipos de turbinas eólicas existentes, os componentes constituintes de uma unidade eólica. Pela análise da literatura existente, foi possível concluir que as turbinas eólicas de eixo vertical são pouco utilizadas nas grandes unidades eólicas, em relação às de eixo horizontal.

No que diz respeito à microprodução as aplicações das microeólicas são bastante interessantes, pois apresentam-se como boas alternativas para produção de energia eléctrica em locais sem acesso à rede. No caso da aplicação de microeólicas com interligação à rede eléctrica são de realçar os incentivos criados por entidades governamentais, que tornam esta aplicação mais apetecível. Em Portugal, a criação de incentivos à microprodução a partir de fontes renováveis foi oficializado através da publicação de diversos decretos-lei, dos quais se destaca o decreto-lei n.º 25/2013 de 19 de fevereiro de 2013. Através do estudo realizado às microeólicas existentes no mercado, pode concluir-se que as microeólicas de eixo vertical são bastante utilizadas em unidades de microprodução, não tendo sido possível apurar quais dos tipos de turbina eólica é o mais usado. Com o estudo aos vários modelos de microeólicas existentes no mercado, apurou-se que todas utilizam o gerador síncrono de ímanes permanentes, para a produção de energia eléctrica a partir da energia do vento. Este facto

permite concluir que o gerador síncrono de ímanes permanentes é muito utilizado em microeólicas.

No capítulo 3 foram inicialmente apresentados os diferentes geradores elétricos utilizados em turbinas eólicas e as várias topologias de microeólicas com interligação à rede elétrica. Posteriormente, são descritos os conversores de eletrónica de potência utilizados nas várias topologias e apresentadas algumas técnicas de controlo de corrente para inversores do tipo VSI. Após isto, foi apresentada a topologia escolhida que é constituída por: um gerador síncrono de ímanes permanentes, uma ponte retificadora trifásica de onda completa não controlada, um conversor *step-up* e um inversor trifásico do tipo VSI. Vários fatores levaram à escolha desta topologia, nomeadamente em relação ao gerador síncrono de ímanes permanentes foi devido ao facto de este poder operar a baixas velocidades de rotação, não sendo assim necessário a utilização de caixa de velocidades. Outra vantagem deste gerador é o facto de não necessitar de qualquer fonte externa de energia reativa. O conversor *step-up* foi escolhido para elevar a tensão de entrada (tensão do gerador após a retificação), permitindo assim injetar energia na rede elétrica, independentemente da tensão de entrada ser baixa devido à pouca velocidade do vento. Com isto é possível extrair a máxima potência do gerador para diferentes velocidades de rotação e injetar energia na rede elétrica. A escolha do inversor VSI trifásico, foi motivada pelo facto de permitir injetar na rede elétrica uma potência constante de forma equilibrada pelas 3 fases da rede elétrica. No caso do inversor monofásico a potência injetada na rede elétrica não é constante, sendo assim necessário um grande barramento de condensadores, de forma a armazenar a energia extraída do gerador, nos instantes de tempo em que o inversor monofásico não está a injetar na rede. Outra desvantagem dos inversores monofásicos é o facto de injetar toda a potência extraída numa única fase, o que pode em locais mais remotos provocar o aumento da tensão numa das fases e consequentemente provocar desequilíbrios no sistema trifásico e a danificação de equipamentos que se encontram ligados à mesma fase. Normalmente estes inversores possuem uma proteção que impede que a tensão aumente muito, através da diminuição da potência extraída ou até mesmo desligam-se da rede elétrica. Ao acontecer isto, o sistema não consegue aproveitar toda a energia disponível fazendo com que o investimento inicial realizado demore mais tempo a ser recuperado. Neste capítulo também foram descritas as teorias de controlo para o conversor *step-up* e para o inversor VSI trifásico. Para o conversor *step-up*, foi selecionado um algoritmo de controlo MPPT que utiliza a curva de potência do gerador. Através desta curva é possível determinar a máxima potência que o gerador pode

fornecer, para uma dada velocidade de rotação, sendo esta uma das vantagens deste algoritmo. Relativamente ao inversor VSI trifásico, a técnica de controlo de corrente utilizada foi o PI síncrono com técnica de modulação SPWM, pois apresenta a vantagem de ter uma frequência de comutação fixa e não apresenta qualquer atraso entre a corrente de referência e a corrente de saída do inversor trifásico.

No capítulo 4 foram descritas e analisadas as simulações computacionais do sistema microeólico com interligação à rede elétrica. Inicialmente foram descritos os vários modelos de simulação implementados, para simular a microeólica, a eletrónica de potência e o sistema de controlo. Posteriormente, foram apresentados os resultados obtidos nas simulações com o travão desativado. Através destes resultados, concluiu-se que o sistema microeólico extrai a máxima potência do gerador, para diferentes velocidades de rotação, mantendo o barramento CC regulado nos 800 V e injetando correntes sinusoidais na rede elétrica. Após isto é aumentada a velocidade do vento e são comparados os resultados obtidos com e sem o travão elétrico. Através dos resultados obtidos, foi possível constatar que este travão desenvolvido permite abrandar a microeólica, evitando assim que esta atinja velocidades de rotação elevadas.

No capítulo 5 foi apresentado e descrito todo o hardware utilizado para a implementação do sistema microeólico com interligação à rede elétrica. Por uma questão de simplicidade, optou-se por fazer a separação do hardware em três partes: no sistema que simula a microeólica, no circuito de potência e no circuito de controlo. O sistema que simula a microeólica é constituído por um variador de velocidade que aciona um motor de indução. Este motor encontra-se acoplado ao gerador síncrono de ímanes permanentes trifásico, de forma a colocar o gerador a funcionar a diferentes velocidades de rotação. Em relação ao circuito de potência foi apresentada a placa de circuito impresso desenvolvida para este trabalho e descritos com algum detalhe os componentes que a constituem. Sobre o sistema de controlo, foram apresentados e descritos os sensores de corrente e de tensão utilizados, a placa de condicionamento de sinal, o DSP utilizado, a placa de DAC, os circuitos de comando monofásico e trifásico, o circuito de *driver* dos IGBTs, o circuito de leitura da velocidade de rotação e comando do contactor principal e a placa de proteção do barramento CC. As placas utilizadas para o sistema de controlo, à exceção do circuito de *driver* dos IGBTs e do circuito de leitura da velocidade de rotação e comando do contactor principal, foram desenvolvidas pelo GEPE, tendo apenas sido necessário proceder ao dimensionamento dos componentes para a montagem em causa.

No capítulo 6 são apresentados e analisados os resultados experimentais obtidos nos vários ensaios e testes realizados ao sistema microeólico com interligação à rede elétrica. Numa fase inicial, foram realizados vários ensaios ao gerador síncrono de ímanes permanentes utilizado, de forma a averiguar as tensões produzidas e qual a sua curva de potência em função da velocidade de rotação. Através dos resultados experimentais obtidos foi possível verificar que as tensões produzidas pelo gerador apresentam uma forma de onda quase sinusoidal e um desfasamento entre si de 120° . Posteriormente, foram realizados vários testes aos conversores de eletrónica de potência juntamente com o sistema de controlo. Através da análise dos resultados obtidos nestes testes, foi possível constatar o correto funcionamento da eletrónica de potência juntamente com o sistema de controlo desenvolvido para esta dissertação. Após a validação da eletrónica de potência e do sistema de controlo, estes foram colocados em funcionamento com o sistema que simula a microeólica. Foi realizado um teste, de forma a averiguar o funcionamento do algoritmo de MPPT implementado. Através dos resultados obtidos foi possível constatar que o conversor *step-up* se encontrava a seguir o ponto de máxima potência do gerador, para diferentes velocidades de rotação. Posteriormente, foram realizados testes ao sistema microeólico com interligação à rede elétrica. Através dos resultados experimentais adquiridos conclui-se que o sistema extrai a máxima potência do gerador, para diferentes velocidades de rotação, mantém a tensão do barramento CC regulada e injeta correntes sinusoidais na rede elétrica com um fator de potência quase unitário. Durante os ensaios efetuados foi analisada a eficiência do conversor *step-up* e do inversor trifásico em conjunto, com recurso a um analisador de qualidade de energia *FLUKE 435*. Os resultados registados foram satisfatórios, permitindo assim concluir que o sistema apresenta uma boa eficiência.

7.2. Sugestões para Trabalhos Futuros

O Sistema Microeólico desenvolvido no âmbito desta dissertação apresenta um bom desempenho, sendo que existem alguns aspetos que podem ser melhorados. Um dos aspetos é elevar a tensão do barramento CC para 800 V. Este aspeto não foi atingido devido à falta de condições de segurança para colocar em funcionamento o sistema microeólico, com este valor de tensão no barramento CC. Quando atingidas todas as condições de segurança necessárias, seria então aumentado progressivamente a tensão do barramento CC até os 800 V e aumentadas as tensões no primário dos transformadores de isolamento para 230 V. Após validado o sistema microeólico para

este valor de tensão no barramento CC, seriam então retirados os transformadores de isolamento e o sistema microeólico seria ligado diretamente à rede elétrica.

Outro aspeto que se pode ser melhorado está relacionado com o facto de as correntes que são injetadas pelo sistema microeólico na rede elétrica, apresentarem um conteúdo harmónico elevado na frequência de comutação do inversor trifásico (20 kHz). Assim sendo, o dimensionamento de filtros passivos para atenuar o ruído provocado pela comutação dos semicondutores de potência seria recomendável.

A implementação do travão elétrico no sistema microeólico seria o próximo passo na realização deste trabalho. Este componente é uma parte essencial no sistema microeólico, pois permite reduzir a velocidade de rotação da microeólica evitando assim, que esta se danifique. O funcionamento deste componente encontra-se comprovado nas simulações computacionais realizadas. Para a implementação do travão elétrico seria necessária a utilização de um variador de velocidade diferente. Como o variador utilizado mantém a velocidade de rotação do motor de indução, independentemente do binário exercido pelo gerador síncrono de ímanes permanentes. Tendo em conta isto, a atuação do travão elétrico não teria qualquer impacto na velocidade de rotação do gerador.

Após a realização dos aspetos mencionados anteriormente, a implementação do sistema microeólico numa caixa de metal é outra sugestão para um trabalho a realizar no futuro. Esta teria duas repartições, onde numa continha os circuitos de potência e a outra os circuitos de controlo, com isto ficaria o sistema microeólico compactado numa caixa, em vez de se encontrar implementado numa bancada. Com o sistema microeólico compactado, seria possível verificar o seu funcionamento com uma microeólica real instalada num terreno.

Referências

- [1] E. I. Administration, "The International Energy Outlook 2013", Julho de 2013. Disponível *online* em: [http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2013\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2013).pdf)
- [2] U. Nations, "Protocolo de Kyoto", 1998. Disponível *online* em: <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>
- [3] C. Europeia, (Consultado em Agosto de 2013), "*O que faz a UE sobre as mudanças climáticas?*". Disponível *online* em: http://ec.europa.eu/clima/policies/brief/eu/index_en.htm
- [4] C. Europeia, (Consultado em Agosto de 2013), "*Metas e emissões de gases de efeito de estufa da UE*". Disponível *online* em: http://ec.europa.eu/clima/policies/g-gas/index_en.htm
- [5] W. S. d. Oliveira and A. J. Fernandes, "*Global Wind Energy Market, Industry and Economic Impacts*", vol. 2, 2012. ISSN:1927-0569 DOI:10.5539/eer.v2n1p79.
- [6] W. W. E. Association, "World Wind Energy Report 2012", Maio de 2013. Disponível *online* em: http://www.wwindea.org/webimages/WorldWindEnergyReport2012_final.pdf
- [7] INEGI and APREN, "Parques Eólicos em Portugal", Dezembro de 2012. Disponível *online* em: http://e2p.inegi.up.pt/relatorios/Portugal_Parques_Eolicos_201212.pdf
- [8] P. Kadurek, C. Ioakimidis, and P. Ferrao, "*Electric Vehicles and their impact to the electric grid in isolated systems*," in *Power Engineering, Energy and Electrical Drives, 2009. POWERENG '09. International Conference on*, 2009, pp. 49-54, DOI:10.1109/POWERENG.2009.4915218.
- [9] J. A. P. Lopes, F. J. Soares, and P. M. R. Almeida, "*Integration of Electric Vehicles in the Electric Power System*", *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, pp. 168-183, 2011. ISSN:0018-9219 DOI:10.1109/JPROC.2010.2066250.
- [10] F. Iov, M. Ciobotaru, and F. Blaabjerg, "*Power electronics control of wind energy in distributed power systems*," in *Optimization of Electrical and Electronic Equipment, 2008. OPTIM 2008. 11th International Conference on*, 2008, pp. XXIX-XLIV, DOI:10.1109/OPTIM.2008.4602332.
- [11] J. F. Manwell, J. G. McGowan, and A. L. Rogers, *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*: Wiley, 2010, ISBN:9780470686287.
- [12] Z. Lixun, L. Yingbin, L. Erxiao, Z. Song, and G. Jian, "*Vertical Axis Wind Turbine with Individual Active Blade Pitch Control*," in *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2012 Asia-Pacific*, 2012, pp. 1-4, ISSN:2157-4839, DOI:10.1109/APPEEC.2012.6307108.
- [13] D. A. Spera, *Wind Turbine Technology: Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering*: American Society of Mechanical Engineers, 2009, ISBN:9780791802601.
- [14] A. Hemami, *Wind Turbine Technology*: Delmar, Cengage Learning, 2011, ISBN:9781435486461.

- [15] V. C. Nelson, *Wind Energy: Renewable Energy and the Environment*: Taylor & Francis, 2009, ISBN:9781420075694.
- [16] Enercon, (Consultado em Outubro de 2012). Disponível *online* em: <http://www.enercon.de/pt-pt/66.htm>
- [17] P. Jain, *Wind Energy Engineering*: Mcgraw-hill, 2010, ISBN:9780071714785.
- [18] T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe, and E. Bossanyi, *Wind Energy Handbook*: Wiley, 2011, ISBN:9781119993926.
- [19] W. f. construction, (Consultado em Outubro de 2012), "*Tipos de torres das turbinas eólicas*". Disponível *online* em: <http://www.windfarmbop.com/wind-turbine-tower/>
- [20] E. d. Portugal, (Consultado em Outubro de 2012). Disponível *online* em: <http://www.edp.pt/pt/media/noticias/2012/Pages/inauguracaoWindfloat.aspx>
- [21] A. W. Turbine, (Consultado em Outubro de 2012), "*Microeólica Aeolos-V 3kW*". Disponível *online* em: <http://www.windturbinestar.com/3kwv-v-aeolos-wind-turbine.html>
- [22] H.-V. T. Corp., (Consultado em Outubro de 2012), "*Microeólica DS-1500 VAWT*". Disponível *online* em: <http://www.hi-vawt.com.tw/en/ds1500w.html>
- [23] E. W. Power, (Consultado em Outubro de 2012), "*Microeólica 30kW Wind Turbine*". Disponível *online* em: <http://eastwindpower.com/932.php>
- [24] U. Energy, (Consultado em Outubro de 2012), "*Microeólica UE-42plus*". Disponível *online* em: <http://www.unitronenergy.com/product-ue42plus.htm>
- [25] SILENTWIND, (Consultado em Julho de 2013), "*Microeólica Windgenerator 24V*". Disponível *online* em: <http://www.silentwindgenerator.com/en>
- [26] T.Urban, (Consultado em Julho de 2013), "*Microeólica T.Urban H2.5*". Disponível *online* em: <http://turban.ineti.pt/entrada.htm>
- [27] Omniflow, (Consultado em Julho de 2013), "*Microeólica Omniflow*" Disponível *online* em: <http://omniflow.pt/>
- [28] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*: Wiley, 2005, ISBN:9780470855089
- [29] J. L. Afonso, "Apontamentos da disciplina de Máquinas Eléctricas", Universidade do Minho.
- [30] ENERCON, (Consultado em Maio de 2013), "*Turbina Eólica com acionamento direto (E-126 / 7.580 kW)*". Disponível *online* em: <http://www.enercon.de/pt-pt/66.htm>
- [31] J. L. Afonso, "Apontamentos da disciplina de Energias Renováveis", Universidade do Minho.
- [32] D. Ehlert and H. Wrede, "*Wind Turbines with Doubly-Fed Induction Generator Systems with Improved Performance due to Grid Requirements*," in *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE, 2007*, pp. 1-7, ISSN:1932-5517, DOI:10.1109/PES.2007.386102.
- [33] M. H. Rashid, *Power Electronics Handbook: Devices, Circuits and Applications*: Elsevier Science, 2010, ISBN:9780080467658.
- [34] A. K. Abdelsalam, A. Massoud, A. Darwish, and S. Ahmed, "*Simplified generic on-line PWM technique for single phase grid connected current source*

- inverters*," in *Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2012 Twenty-Seventh Annual IEEE*, 2012, pp. 1398-1403, DOI:10.1109/APEC.2012.6166003.
- [35] E. Isen and A. F. Bakan, "Simulation of three-phase grid connected parallel inverters with current error compensation control," in *Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), 2011 8th International Conference on*, 2011, pp. 748-751, DOI:10.1109/ECTICON.2011.5947948.
- [36] D. N. Zmood, D. G. Holmes, and G. H. Bode, "Frequency-domain analysis of three-phase linear current regulators", *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 37, pp. 601-610, 2001. ISSN:0093-9994 DOI:10.1109/28.913727.
- [37] J. G. O. Pinto, "Nova Topologia de UPQC sem Transformador para Compensação de Problemas de Qualidade de Energia Elétrica", Universidade do Minho, 2011.
- [38] *Ginlong Technologies*, "datasheet Wind Turbine Permanent Magnet Generator/ Alternator (GL-PMG-1800)", Disponível online em: http://www.ginlong.com/download/200908/GL-PMG-1800_Specification_Sheet.pdf
- [39] A. Soetedjo, A. Lomi, and W. P. Mulayanto, "Modeling of wind energy system with MPPT control," in *Electrical Engineering and Informatics (ICEEI), 2011 International Conference on*, 2011, pp. 1-6, ISSN:2155-6822, DOI:10.1109/ICEEI.2011.6021836.
- [40] A. M. Bhandare, P. J. Bandekar, and S. S. Mane, "Wind energy maximum power extraction algorithms: A review," in *Energy Efficient Technologies for Sustainability (ICEETS), 2013 International Conference on*, 2013, pp. 495-500, DOI:10.1109/ICEETS.2013.6533435.
- [41] M. M. Hussein, T. Senjyu, M. Orabi, M. A. A. Wahab, and M. M. Hamada, "Simple maximum power extraction control for permanent magnet synchronous generator based wind energy conversion system," in *Electronics, Communications and Computers (JEC-ECC), 2012 Japan-Egypt Conference on*, 2012, pp. 194-199, DOI:10.1109/JEC-ECC.2012.6186982.
- [42] L. G. B. Rolim, D. R. da Costa, and M. Aredes, "Analysis and Software Implementation of a Robust Synchronizing PLL Circuit Based on the pq Theory", *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 53, pp. 1919-1926, 2006. ISSN:0278-0046 DOI:10.1109/TIE.2006.885483.
- [43] *SEMIKRON*, "datasheet Power bridge rectifiers (SKD 30/16 A1)", 2007, Disponível online em: http://www.semikron.com/products/data/cur/assets/SKD_30_07122090.pdf
- [44] *FAIRCHILD*, "datasheet IGBT (FGA25N120ANTD)", 2013, Disponível online em: <http://www.fairchildsemi.com/ds/FG/FGA25N120ANTD.pdf>
- [45] *STMicroelectronics*, "datasheet Díodo (STTH3012)", 2006, Disponível online em: <http://www.st.com/web/en/resource/technical/document/datasheet/CD00096471.pdf>
- [46] *ChenYang Sensors*, "datasheet Hall effect voltage sensor (CYHVS5-25A)", Disponível online em: www.hallsensors.de/CYHVS5-25A.pdf

- [47] *LEM, "datasheet Current Transducer (LA 100-P)", Disponível online em: <http://www.europowercomponents.com/media/uploads/la100-p.pdf>*
- [48] *Texas Instruments, "Manual DSP (TMS320F28335)", 2012, Disponível online em: <http://www.ti.com/lit/ds/sprs439m/sprs439m.pdf>*
- [49] *Avago, "datasheet HCPL-J312", 2013, Disponível online em: <http://www.avagotech.com/docs/AV02-0161EN>*